

**Pemex Exploración y Producción****Derechos de Extracción, Especial y Adicional sobre Hidrocarburos**

Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 12-1-18T4L-02-0046

DE-161

***Criterios de Selección***

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios cuantitativos y cualitativos establecidos en la Normativa Institucional de la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2012, considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

***Objetivo***

Fiscalizar la gestión financiera para comprobar que los derechos se calcularon, enteraron, registraron en la contabilidad y presentaron en la Cuenta Pública, de conformidad con las disposiciones legales y normativas.

***Alcance***

	<b>INGRESOS</b>
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	19,198,150.0
Muestra Auditada	19,198,150.0
Representatividad de la Muestra	100.0%

El importe revisado correspondió a los pagos por 7,184,822.7, 7,520,116.0 y 4,493,211.3 miles de pesos, del Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos, del Derecho Especial sobre Hidrocarburos y del Derecho Adicional sobre Hidrocarburos, respectivamente, para 38 campos del Paleocanal de Chicontepec considerados como una sola unidad, 28 segregados del Paleocanal de Chicontepec, 7 de aguas profundas y 96 marginales, de un total de 733 campos registrados en 2012 por Pemex Exploración y Producción. Estos importes fueron reportados como recaudación neta en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012.

***Antecedentes***

Pemex Exploración y Producción está obligado a pagar los derechos sobre Extracción de Hidrocarburos, Especial sobre Hidrocarburos y Adicional sobre Hidrocarburos en términos de los artículos 257 Bis, 257 Ter, 257 Quáter y 257 Séptimus de la Ley Federal de Derechos, por la extracción de petróleo crudo y gas natural correspondientes a los campos en el Paleocanal de Chicontepec, en aguas profundas, segregados del Paleocanal de Chicontepec y marginales.

Para calcular los derechos se destaca lo siguiente:

- Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos. Se determina sobre el valor de la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos en el Paleocanal de Chicontepec, en aguas profundas, segregados del Paleocanal de Chicontepec y

marginales, con la aplicación de la tasa del 15.0% conforme al artículo 257 Ter de la Ley Federal de Derechos.

- **Derecho Especial sobre Hidrocarburos.** Se determina sobre el valor de la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos en el Paleocanal de Chicontepec, en aguas profundas, segregados del Paleocanal de Chicontepec y marginales, menos deducciones, que no excederán de la deducción máxima (Cost Cap) establecida en el artículo 257 Quáter de la Ley Federal de Derechos. La tasa aplicable es del 30.0% cuando la producción acumulada del campo de que se trate no sea mayor de 240,000.0 miles de barriles de petróleo crudo equivalente, o del 36.0% cuando la producción acumulada exceda los 240,000.0 miles de barriles de petróleo crudo equivalente.

Hasta el año 2011, la Ley Federal de Derechos únicamente consideraba que cuando la producción acumulada del campo de que se tratara fuera mayor de 240,000.0 miles de barriles de petróleo crudo equivalente, se aplicaría la tasa de 36.0% al valor de la producción que excediera dicho volumen.

- **Derecho Adicional sobre Hidrocarburos.** Se determina sobre el valor de extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos en el Paleocanal de Chicontepec, en aguas profundas, segregados del Paleocanal de Chicontepec y marginales, cuando el valor promedio acumulado anual del petróleo crudo equivalente por barril extraído en el campo de que se trate supere los 60.0 dólares (el cual se actualizará cada ejercicio empleando para tal efecto el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América). La tasa aplicable es del 52.0% sobre el valor adicional del volumen de petróleo crudo y gas natural, de conformidad con el artículo 257 Séptimus de la Ley Federal de Derechos.

## **Resultados**

### **1. Integración del volumen de petróleo crudo y gas natural, base para el cálculo de derechos**

De acuerdo con el artículo 257 Bis de la Ley Federal de Derechos, Pemex Exploración y Producción (PEP) deberá pagar los derechos sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH), Especial sobre Hidrocarburos (DESH) y Adicional sobre Hidrocarburos (DASH) establecidos en los artículos 257 Ter, 257 Quáter y 257 Séptimus de esa ley, a partir de la producción de petróleo crudo y gas natural de los campos del Paleocanal de Chicontepec, segregados del Paleocanal de Chicontepec, en aguas profundas y marginales.

Para determinar el volumen de petróleo crudo y gas natural (asociado y no asociado) de los campos que intervienen en el cálculo del DSEH, DESH y DASH, PEP cuenta con el Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP) y el Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH). En el SNIP se generan diversos reportes como los ZRPD1 “Extracción de petróleo crudo”, ZRPD2 “Extracción de gas asociado” y ZRPD3 “Extracción de gas no asociado”, en los cuales se registra la producción de petróleo crudo y gas natural por pozo, campo, activo integral y región.

Por otra parte, el SIBH utiliza, como fuente de información, los valores de la producción de petróleo crudo y gas natural oficializada en el SNIP, y con base en la distribución de gas, la clasificación de los campos como exportables y no exportables, y la clasificación de los

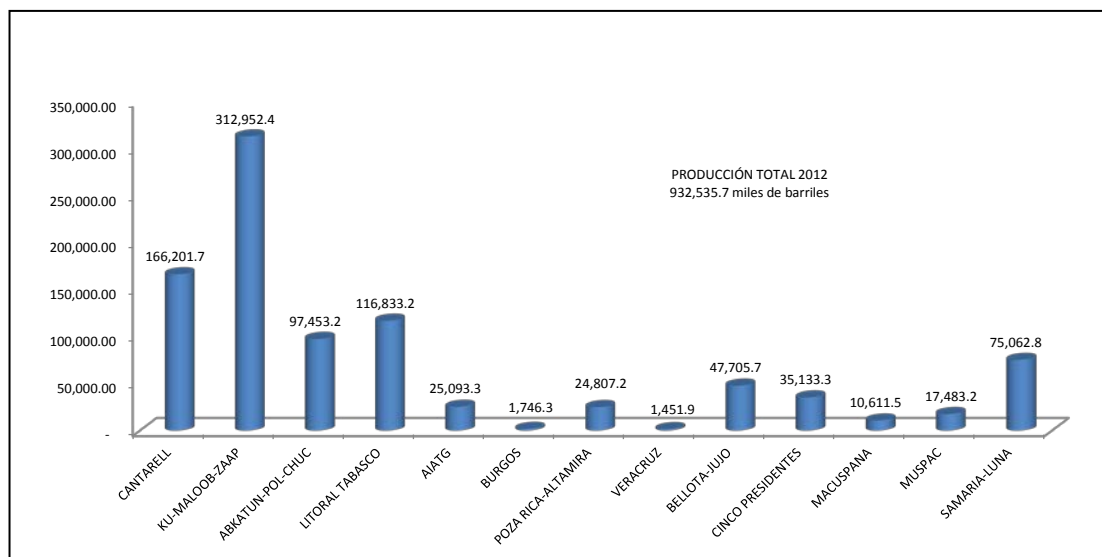
campos por tipo de régimen fiscal, determina la desagregación del volumen de cada campo en cada tipo de régimen fiscal.

Para verificar la integración de la producción de petróleo crudo y gas natural de los campos del Paleocanal de Chicontepec, segregados del Paleocanal de Chicontepec, en aguas profundas y marginales, se revisaron las bases de datos ZRPD1, ZRPD2 y ZRPD3 del SNIP, el balance de gas asociado y no asociado, así como la base de datos del SIBH con los volúmenes de petróleo crudo y de gas natural.

### Petróleo crudo

De acuerdo con el SNIP, en 2012 se extrajeron 932,535.7 miles de barriles (MB) de petróleo crudo, cifra que representó un incremento del 0.2% respecto de los 930,779.3 MB reportados en 2011. Este volumen fue aportado por 7,670 pozos productores distribuidos en 733 campos productores y trece activos integrales de las cuatro regiones administrativas de PEP, como se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR ACTIVO INTEGRAL  
(MILES DE BARRILES)



FUENTE: Bases de datos del SNIP 2012, proporcionadas por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Región Marina Noreste: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

Región Marina Suroeste: Abkatun-Pol-Chuc y Litoral Tabasco.

Región Norte: Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG), Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz.

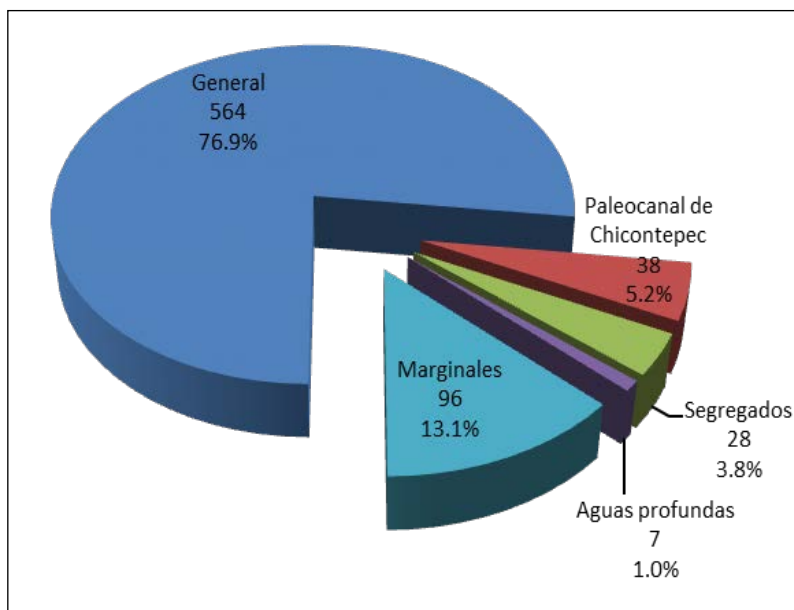
Región Sur: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna.

En 2012, el Activo Integral Ku Maloob Zaap de la Región Marina Noreste fue el que aportó el mayor volumen de petróleo crudo en el ámbito nacional con 312,952.4 MB, el 33.6% del total.

De acuerdo con la clasificación establecida en el artículo 257 Bis de la Ley Federal de Derechos, para 2012 el catálogo oficial de campos por régimen fiscal se modificó respecto del presentado en 2011, ya que se incrementó en 14 el número de campos marginales, 9 de

la Región Norte y 5 de la Región Marina Suroeste, para totalizar 96 campos marginales. Conviene mencionar que dentro de los 9 campos marginales de la Región Norte se incluyó el Campo Remolino, el cual pasó de ser un campo segregado del Paleocanal de Chicontepec en 2011 a ser un campo marginal en 2012, por lo cual el número de campos segregados disminuyó de 29 a 28.

DISTRIBUCIÓN DE LOS 733 CAMPOS PRODUCTORES POR REGIMEN FISCAL PARA 2012



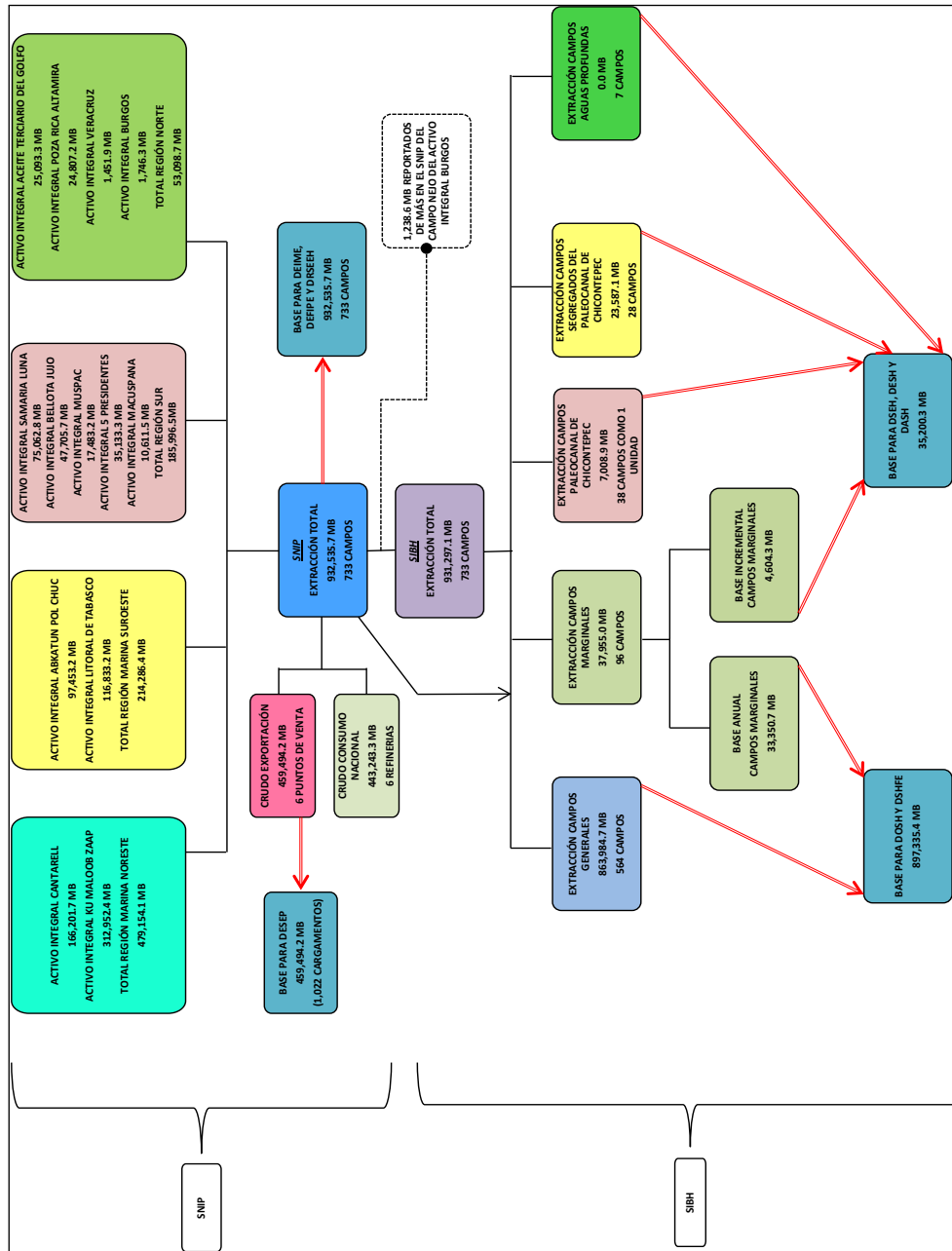
FUENTE: Catálogo de campos oficiales proporcionado por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Los campos denominados como “General” son considerados para el cálculo del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOSH), y se ubican en las cuatro regiones administrativas de PEP.

Los campos del Paleocanal de Chicontepec y segregados del Paleocanal de Chicontepec se ubican en los activos integrales Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica Altamira de la Región Norte; los campos en aguas profundas se localizan en el Golfo de México, y los marginales se ubican en las regiones Marina Suroeste, Sur y Norte de PEP.

Con base en el catálogo de campos oficiales por régimen fiscal y el SIBH, PEP desagregó la producción de petróleo crudo registrada en el SNIP de 932,535.7 MB en los diferentes derechos que tributa, como se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE ACUERDO CON EL CATÁLOGO DE CAMPOS OFICIALES, 2012



FUENTE: Bases de datos SNIP y SIBH, así como catálogo de campos oficiales proporcionados por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

- DOSH: Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos
- DSHF: Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización
- DSEH: Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos
- DESH: Derecho Especial sobre Hidrocarburos
- DASH: Derecho Adicional sobre Hidrocarburos
- DEIME: Derecho para la Investigación Científica y Tecnológica en Materia de Energía
- DEFIPE: Derecho para la Fiscalización Petrolera
- DRSEEH: Derecho para Regular y Supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos
- DESEP: Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Petróleo Crudo

Se constató que en el SNIP se registraron 932,535.7 MB de petróleo crudo, pero de acuerdo con el SIBH se distribuyeron 931,297.1 MB, por lo que la diferencia de 1,238.6 MB de petróleo crudo no fue reportada en el SIBH, en incumplimiento de los artículos 254 Bis, 254 Ter, 254 Quáter y 258 de la Ley Federal de Derechos. Dicha diferencia correspondió a la producción obtenida del campo Nejo, perteneciente al Activo Integral Burgos de la Región Norte.

Conviene mencionar que la diferencia del volumen de la producción de petróleo crudo entre el SNIP y el SIBH no incide en el cálculo del DSEH, DESH y DASH, debido a que el campo Nejo, de acuerdo con el catálogo de campos oficiales, está clasificado como un campo general, por lo cual sólo se considera para el cálculo del DOSH.

La base de petróleo crudo para calcular el DSEH, DESH y DASH se determinó como sigue:

- Se calculó la producción base anual de petróleo crudo de los 96 campos marginales de conformidad con la fórmula y los parámetros previstos en el artículo 258 Ter, fracción VI, de la Ley Federal de Derechos por 33,350.7 MB, y a partir de la comparación de la producción base anual calculada con el volumen efectivamente obtenido de petróleo crudo de cada campo marginal en 2012, se determinó la producción incremental anual por 4,604.3 MB de acuerdo con el artículo 258 Ter, fracción VII, de la citada ley. La producción total de los campos marginales fue de 37,955.0 MB.
- Se dividió la producción total de los 96 campos marginales por 37,955.0 MB en producción incremental anual de 4,604.3 MB, y en producción base anual de 33,350.7 MB, esta última forma parte del cálculo del DOSH, de conformidad con el artículo 257 Bis, fracción IV, de la Ley Federal de Derechos.
- Se sumaron las producciones acumuladas de los campos del Paleocanal de Chicontepec por 7,008.9 MB, de los campos segregados del Paleocanal de Chicontepec por 23,587.1 MB y la producción incremental anual de los campos marginales por 4,604.3 MB, clasificados por tipo de petróleo crudo, de lo que resultó un total de 35,200.3 MB como base para el cálculo de los derechos mencionados. En 2012 no se registró producción de los siete campos en aguas profundas, debido a falta de infraestructura para su explotación.

La producción de 35,200.3 MB por tipo de petróleo crudo se conformó como se muestra en la tabla siguiente:

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO CRUDO PARA CALCULAR  
EL DSEH, DESH Y DASH POR TIPO DE CRUDO, 2012  
(MILES DE BARRILES)

Petróleo crudo	Campos			Producción para DSEH, DESH y DASH	%
	Paleoanal de Chicontepec	Segregados del Paleoanal de Chicontepec	Marginales (Producción incremental)		
	1	2	3	(1+2+3)	
Superligero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ligero	0.0	0.0	1,500.1	1,500.1	4.3
Pesado	0.0	0.0	1,514.6	1,514.6	4.3
No exportable superligero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
No exportable ligero	6,335.7	21,962.9	1,165.0	29,463.6	83.7
No exportable pesado	<u>673.2</u>	<u>1,624.2</u>	<u>424.6</u>	<u>2,722.0</u>	<u>7.7</u>
Total <sup>1/</sup>	7,008.9	23,587.1	4,604.3	35,200.3	100.0

FUENTE: Bases de datos de extracción de petróleo crudo ZRPD1 del SNIP y del SIBH de 2012 y catálogo de campos oficiales proporcionados por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

<sup>1/</sup> Se muestra el volumen total acumulado de los campos a diciembre de 2012.

Se constató que la producción de petróleo crudo registrada en el SNIP de los campos que intervienen en el cálculo del DSEH, DESH y DASH y la distribuida en el SIBH, coincidieron con la presentada en las declaraciones normales y complementarias por campo del DSEH, DESH y DASH, en cumplimiento de la normativa.

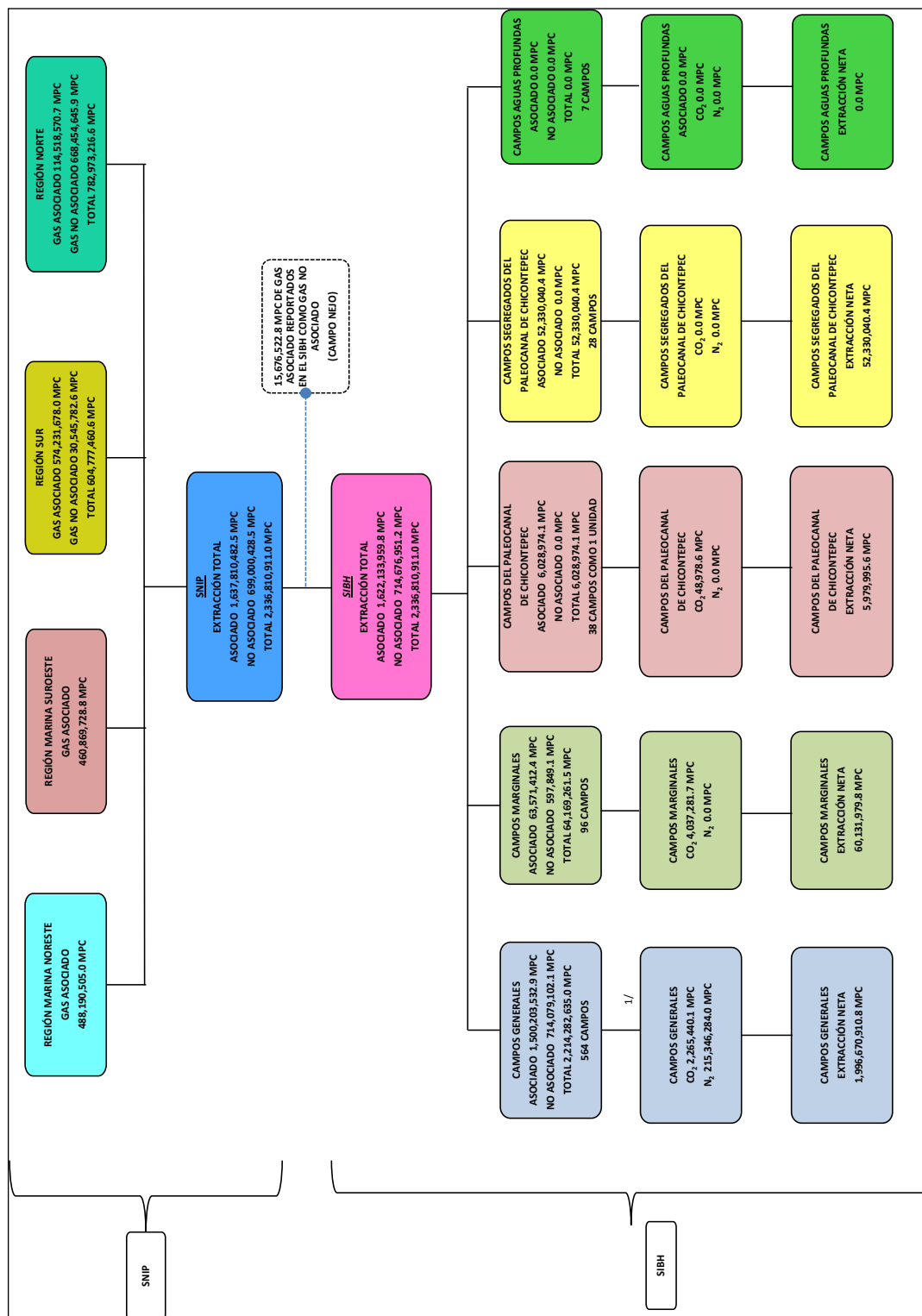
#### Gas Natural (Asociado y No Asociado)

En 2012 PEP reportó 2,336,810,911.0 miles pies cúbicos (MPC) de gas natural, de los cuales 1,637,810,482.5 MPC correspondieron a gas asociado, y 699,000,428.5 MPC a gas no asociado.

A fin de determinar la producción total de gas natural (asociado y no asociado) y calcular el DSEH, DESH y DASH, se realizó lo siguiente:

- A la producción total de los campos del Paleoanal de Chicontepec, segregados del Paleoanal de Chicontepec y marginales por 122,528,276.0 MPC, se le disminuyó el volumen de Bióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) por 4,086,260.3 MPC que se inyectó a los campos para producir hidrocarburos en 2012, de lo que resultó una producción de gas natural de 118,442,015.7 MPC.

PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DE ACUERDO CON EL CATÁLOGO DE CAMPOS OFICIALES, 2012

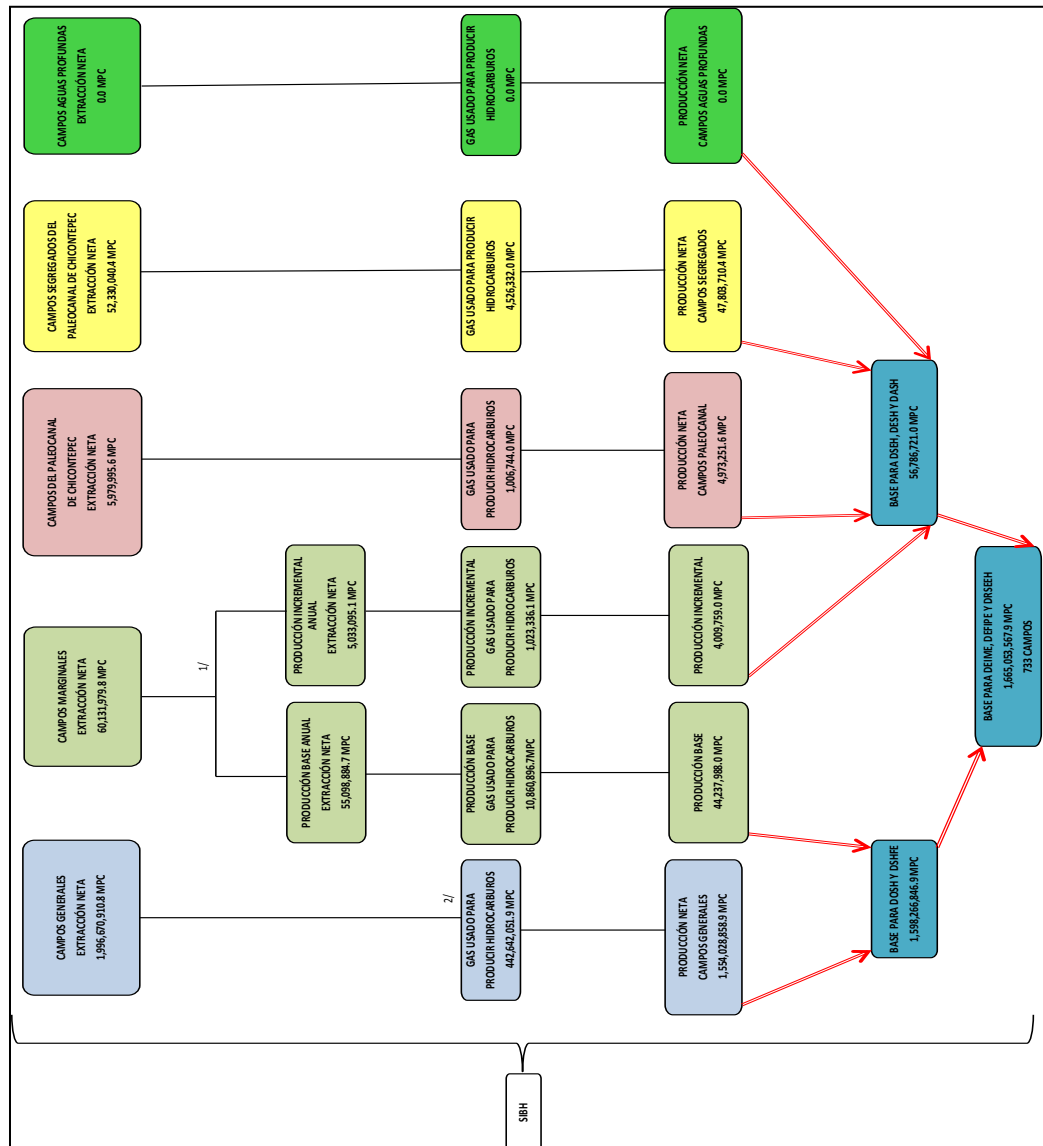


FUENTE: Bases de datos del SNIP y SIBH proporcionadas por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

<sup>1/</sup> Se resta el volumen de Bióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) y Nitrógeno (N<sub>2</sub>) del volumen de gas asociado, ya que sólo en estos campos se inyectan estos gases para producir hidrocarburos.

- Se determinó la producción base anual de los campos marginales por 55,098,884.7 MPC, la cual se adicionó a la producción de los campos generales para el cálculo del DOSH, y con la producción de estos campos se determinó la producción incremental anual por 5,033,095.1 MPC para calcular el DSEH, DESH y DASH.
- A la producción neta de los campos del Paleocanal de Chicontepec, segregados del Paleocanal de Chicontepec e incremental anual de los marginales por 63,343,131.1 MPC, se le restó el gas usado para producir hidrocarburos por 6,556,410.1 MPC; esta cantidad incluyó el empaque neto por 232,219.0 MPC, de lo que resultó un volumen para la base fiscal de 56,786,721.0 MPC.

DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE GAS NATURAL DE LA BASE FISCAL PARA EL CÁLCULO DEL DSEH, DESH Y DASH, 2012



FUENTE: Bases de datos del SNIP y SIBH proporcionadas por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

1/ Se divide la extracción neta de los campos marginales en la correspondiente para la producción base anual y la producción incremental anual.

2/ El gas usado para producir hidrocarburos comprende el gas usado en operación y el empaque neto.

Se constató que en el balance por tipo de gas asociado y no asociado del SIBH se reportaron 15,676,522.8 MPC como gas no asociado correspondiente a la producción del campo Nejo del Activo Integral Burgos de la Región Norte; sin embargo, este campo produce gas asociado, por lo que se clasificó de manera errónea en el SIBH, en incumplimiento de los artículos 254 Bis, 254 Ter, 254 Quáter y 258 de la Ley Federal de Derechos.

La situación mencionada no incidió en el cálculo del DSEH, DESH y DASH debido a que el campo Nejo está clasificado como un campo general de acuerdo con el catálogo de campos oficiales, por lo cual sólo se considera para calcular el DOSH.

Las acciones correspondientes a dicha observación se presentan en el informe de la auditoría núm. 40 "Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos" del Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2012.

En las Coordinaciones de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación, PEP cuenta con superintendencias encargadas de registrar, revisar y validar la información de la producción de petróleo crudo y gas natural para su captura en el SNIP y en el SIBH, para lo cual se apoyan en diferentes aplicaciones informáticas, como son la aplicación Producción Marina (PROMAR) en las Regiones Marinas, AVOCET en la Región Norte y el Sistema de Reporte Diario (SISRED) en la Región Sur. La Subdirección de Distribución y Comercialización de PEP señaló que la información contenida en estas aplicaciones no coincide con la de la medición de producción a nivel pozo, debido a que corresponde a puntos de medición en diferentes condiciones; es decir, esas aplicaciones se realizan a nivel pozos y primeras baterías, así como puntos de transferencia, en los que la incertidumbre es mayor que en el punto de venta, de acuerdo con lo previsto en la normativa de la CNH.6.001/11.

Para verificar la integración de la producción de petróleo crudo y gas natural a nivel activo integral en el SNIP, de los 5 activos integrales a los que atañen los derechos materia de esta revisión, se seleccionaron, como muestra, los activos integrales Samaria Luna y Cinco Presidentes de la Región Sur de PEP.

Se comparó el volumen mensual de petróleo crudo registrado en el SISRED de 16 campos: Caparroso, Crater, Cunduacan, Escarbado, Escuintle, Iride, Luna, Oxiacaque, Palapa, Pijije, Platanal, Samaria, Sen, Terra, Tizón y Samaria Terciario, pertenecientes al Activo Integral Samaria Luna (AISL) de la Región Sur, con la producción registrada en el SNIP de 350 pozos pertenecientes a los 16 campos mencionados de ese Activo Integral por 75,062.8 miles de barriles (MB), y se determinó que son iguales.

Además, el volumen de petróleo crudo mensual registrado en el SISRED de 21 campos: Cerro del Nanchital, Arroyo Prieto, Bacal, Blasillo, Brillante, Cuichiapa, Flanco, Guaricho, La Central, Lacamango, Los Soldados, Moloacan, Nelash, Ogarrio, Otates, Rabasa, Rodador, Sánchez Magallanes, San Ramón, Tiumut, 5 Presidentes, pertenecientes al Activo Integral Cinco Presidentes de la Región Sur de PEP, coincidió con la producción mensual de 621 pozos registrada en el SNIP, en los 21 campos mencionados por 35,133.3 MB.

Por lo anterior, la producción registrada en el SISRED de los activos integrales Samaria Luna y Cinco Presidentes correspondió a la registrada en el SNIP, en cumplimiento de la normativa.

Cabe mencionar que no se presentaron diferencias debido a que los volúmenes registrados en el SISRED para el 2012 ya estaban consolidados con los registrados en el SNIP.

Los volúmenes de gas natural de los campos que conforman la base fiscal del SIBH y del SNIP coincidieron con los presentados en las declaraciones normales y complementarias por campo del DSEH, DESH y DASH, en cumplimiento de la normativa.

Conforme a lo expuesto, PEP pagó el DSEH, DESH y DASH del ejercicio 2012 sobre la valoración de la producción de petróleo crudo y gas natural de los campos del Paleocanal de Chicontepec, segregados del Paleocanal de Chicontepec y marginales, en cumplimiento de la normativa.

## **2. Inventario de Campos Marginales**

De acuerdo con el artículo 258 Quáter de la Ley Federal de Derechos, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) autorizará el inventario de campos marginales para el siguiente ejercicio fiscal.

Para ello, Pemex Exploración y Producción (PEP) presentará a más tardar el 31 de agosto de cada año, a consideración de la SHCP, previa opinión favorable de la Secretaría de Energía (SENER), una propuesta de modificación al inventario de campos marginales que aplicará para el siguiente ejercicio fiscal, y anexará un estudio para cada campo que proponga incorporar al inventario correspondiente, que incluya lo siguiente:

- I. En caso de que el campo no esté activo, una estimación de los costos de exploración, desarrollo y producción, así como de los montos de las reservas probadas (1P) y probadas y probables (2P) de petróleo crudo o gas natural.
- II. En caso de que el campo propuesto esté activo, una relación de los costos de producción y desarrollo, así como de los montos de las reservas probadas (1P) y probadas y probables (2P) de petróleo crudo o gas natural.
- III. Una estimación de la rentabilidad esperada de la explotación del campo, en el que se incluya, al menos, un análisis que demuestre que la explotación del campo de que se trate:
  - a) Sea económicamente rentable, antes de aplicar lo dispuesto en los artículos 254 a 257 de la Ley Federal de Derechos.
  - b) No sea rentable para PEP una vez aplicado lo dispuesto en los artículos 254 a 257 de la Ley Federal de Derechos.
  - c) Sea rentable para PEP en caso de que se aplique el régimen previsto en la Ley Federal de Derechos para los campos incluidos en el inventario de campos marginales.
- IV. El perfil de producción de hidrocarburos que corresponda a las reservas probadas (1P), de acuerdo con el proceso de certificación de reservas de PEP ante los mercados reconocidos a que se refiere el artículo 16-C del Código Fiscal de la Federación, en los que participe.

PEP deberá notificar a la SHCP el cierre o abandono de un campo incluido en el inventario de campos marginales a más tardar a los 15 días naturales posteriores al cierre o abandono, a efecto de que la SHCP elimine el campo de que se trate del inventario de campos marginales autorizado para el ejercicio en curso.

Para emitir sus opiniones, la SENER solicitará la opinión técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La SHCP, habiendo analizado qué campos se deben incluir, mantener o eliminar, a más tardar el 30 de noviembre de cada año, autorizará en su caso, las modificaciones al inventario de campos marginales que aplicará para el siguiente ejercicio fiscal. Esa dependencia podrá expedir los criterios generales y lineamientos a los que deberá sujetarse PEP para elaborar los estudios y la propuesta de modificación del inventario de campos marginales.

Se constató que el 31 de agosto de 2011, PEP envió a la SHCP la propuesta de modificación al inventario de campos marginales aplicable para 2012, mediante la cual solicitó la incorporación de 15 campos: 1 de la Región Sur, 9 de la Región Norte y 5 de la Región Marina Suroeste. La propuesta de PEP incluyó 15 estudios correspondientes a esos campos y contienen los resultados de evaluación y fichas técnicas de cada uno, de acuerdo con el artículo 258 Quáter de la Ley Federal de Derechos y con los “Lineamientos a los que deberá sujetarse Pemex Exploración y Producción para la elaboración de estudios y propuesta de modificación al inventario de campos marginales”, emitidos por la SHCP el 6 de julio de 2011.

La propuesta incluyó la opinión favorable de la SENER, sobre el planteamiento de modificar el inventario de campos marginales presentado por PEP, para que en 2012 se consideraran 15 campos, así como el análisis técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). En su valoración, la CNH estimó favorable la incorporación de 14 campos; 9 de la Región Norte y 5 de la Región Marina Suroeste; por su parte, no consideró favorable la incorporación de 1 campo de la Región Sur al inventario, debido a que no contó con una estimación de la rentabilidad esperada de la explotación del campo en la que se incluyera un análisis que demostrara que la explotación no sería rentable para PEP una vez aplicado lo dispuesto en los artículos 254 a 257 de la Ley Federal de Derechos, tal como se establece en el artículo 258 Quáter, apartado III, inciso b, de la Ley Federal de Derechos.

Asimismo, la SHCP determinó que la información proporcionada por PEP se entregó dentro del plazo establecido en la Ley Federal de Derechos y, una vez analizada, concluyó que 14 campos cumplen con los criterios suficientes y necesarios para ser incluidos en el inventario de campos marginales, pero no consideró favorable la incorporación del campo mencionado.

El 29 de noviembre de 2011 la SHCP autorizó el inventario de campos marginales para 2012 a propuesta de PEP, previa opinión favorable de la SENER, el cual incluyó en total 96 campos.

Por otra parte, se solicitó a la SHCP que confirmara la recepción de la información proporcionada por PEP. En respuesta, esa secretaría remitió los oficios de comunicación entre PEP, SENER y SHCP, mediante los cuales se comprueba que PEP cumplió con la entrega de información en el plazo previsto en la Ley Federal de Derechos para la modificación al inventario de campos marginales aplicable para 2012.

### 3. Precio promedio para valorar los volúmenes de producción para el cálculo de los derechos

De acuerdo con el artículo 258 Ter de la Ley Federal de Derechos, para determinar el valor de la extracción de petróleo crudo y gas natural para el cálculo de los derechos sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH), Especial sobre Hidrocarburos (DESH) y Adicional sobre Hidrocarburos (DASH), se debe considerar el precio promedio de exportación de petróleo crudo, el cálculo del ajuste por rendimiento y por azufre de los precios de las corrientes no exportables (ligero y pesado) y de la unidad térmica de gas natural.

La determinación del precio promedio de exportación y de los ajustes a los crudos no exportables se presentó en el resultado núm. 2 de la auditoría núm. 24 "Derecho sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización".

Por otra parte, para calcular el precio promedio de la unidad térmica de gas natural, a partir de las ventas mensuales realizadas a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y a Pemex Refinación (PR) de gas húmedo amargo, húmedo dulce y seco, registradas en el Consolidado de Ingresos, Egresos y Precios del Gas de Pemex Exploración y Producción (PEP), se determinaron los volúmenes y las ventas acumuladas, como se muestra en la tabla siguiente:

VOLÚMENES Y VENTAS DE GAS NATURAL, 2012

Mes	Volumen (MPC)				Ventas (pesos)			
	PGPB	PR	Mensual	Acumulado	PGPB	PR	Mensual	Acumulado
Ene	170,813,977.4	0.0	170,813,977.4	170,813,977.4	8,629,195,939.8	0.0	8,629,195,939.8	8,629,195,939.8
Feb	158,748,853.2	2,678.0	158,751,531.2	329,565,508.6	7,012,848,761.5	110,705.3	7,012,959,466.8	15,642,155,406.6
Mar	169,382,048.4	0.0	169,382,048.4	498,947,557.0	7,083,845,815.9	0.0	7,083,845,815.9	22,726,001,222.5
Abr	164,546,182.9	0.0	164,546,182.9	663,493,739.9	6,719,799,323.5	0.0	6,719,799,323.5	29,445,800,546.0
May	168,202,997.6	10,755.0	168,213,752.6	831,707,492.5	6,591,494,601.8	430,385.5	6,591,924,987.3	36,037,725,533.3
Jun	161,229,642.2	1,793.0	161,231,435.2	992,938,927.7	7,287,120,602.5	82,742.7	7,287,203,345.2	43,324,928,878.5
Jul	165,044,648.6	1,410.0	165,046,058.6	1,157,984,986.3	7,757,842,598.3	65,017.8	7,757,907,616.1	51,082,836,494.6
Ago	167,169,691.5	0.0	167,169,691.5	1,325,154,677.8	7,908,976,402.1	0.0	7,908,976,402.1	58,991,812,896.7
Sep	153,942,113.5	0.0	153,942,113.5	1,479,096,791.3	7,116,079,817.8	0.0	7,116,079,817.8	66,107,892,714.5
Oct	151,713,800.6	0.0	151,713,800.6	1,630,810,591.9	7,323,069,540.2	0.0	7,323,069,540.2	73,430,962,254.7
Nov	161,036,353.6	0.0	161,036,353.6	1,791,846,945.5	8,479,353,493.8	0.0	8,479,353,493.8	81,910,315,748.5
Dic	160,880,277.1	0.0	160,880,277.1	1,952,727,222.6	8,747,528,481.2	0.0	8,747,528,481.2	90,657,844,229.7

FUENTE: Consolidado de Ingresos, Egresos y Precios del Gas proporcionado por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

MPC: Miles de pies cúbicos.

Con los valores acumulados de los volúmenes y ventas de gas, se calculó el precio promedio ponderado de la unidad térmica de gas natural en pesos por millar de pies cúbicos (\$/MPC), como se muestra a continuación:

## PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE GAS NATURAL, 2012

Mes	Volumen acumulado (MPC)	Ventas acumuladas (pesos)	Precio Promedio ponderado (pesos /MPC)
Enero	170,813,977.4	8,629,195,939.8	50.5
Febrero	329,565,508.6	15,642,155,406.6	47.5
Marzo	498,947,557.0	22,726,001,222.5	45.5
Abril	663,493,739.9	29,445,800,546.0	44.4
Mayo	831,707,492.5	36,037,725,533.3	43.3
Junio	992,938,927.7	43,324,928,878.5	43.6
Julio	1,157,984,986.3	51,082,836,494.6	44.1
Agosto	1,325,154,677.8	58,991,812,896.7	44.5
Septiembre	1,479,096,791.3	66,107,892,714.5	44.7
Octubre	1,630,810,591.9	73,430,962,254.7	45.0
Noviembre	1,791,846,945.5	81,910,315,748.5	45.7
Diciembre	1,952,727,222.6	90,657,844,229.7	46.4

FUENTE: Consolidado de Ingresos, Egresos y Precios del Gas proporcionado por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

MPC: Miles de pies cúbicos.

\$/MPC: Pesos por millar de pie cúbico.

Los precios promedio ponderados de gas natural calculados en \$/MPC coincidieron con los utilizados para valorar la producción de gas natural en las declaraciones definitivas del DSEH, DESH y DASH, en cumplimiento de la normativa.

#### 4. Determinación de la deducción límite (Cost Cap) para el cálculo del Derecho Especial sobre Hidrocarburos (DESH)

El artículo 257 Quáter, párrafo décimo primero, de la Ley Federal de Derechos, establece que “El monto de la deducción por concepto de los costos, gastos e inversiones, relacionados con el petróleo crudo y gas natural extraídos del campo de que se trate, sin considerar los señalados en las fracciones VI a VIII del presente artículo, no podrá ser superior al 60.0% del valor del petróleo crudo y gas natural extraídos en el año del campo de que se trate ni a 32.5 dólares de los Estados Unidos de América por barril de petróleo crudo equivalente extraído en el año de que se trate. El monto máximo de deducción a que se refiere este párrafo, se actualizará cada ejercicio, empleando, para tal efecto, el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América”.

Para verificar la deducción límite (Cost Cap), se analizaron las bases de datos de la extracción de petróleo crudo (ZRPD1) y gas asociado (ZRPD2) del Sistema Nacional de Información de Producción (SNIP), el balance de gas asociado para 2012 y los papeles de trabajo del Sistema de Información de Balance de Hidrocarburos (SIBH), proporcionados por Pemex Exploración y Producción (PEP).

A) Determinación de la deducción límite considerando 60.0% de la valoración total de petróleo crudo y gas natural

Con base en los volúmenes y valoración de la extracción de petróleo y gas natural, se determinó la valoración acumulada de la producción de petróleo crudo y gas natural asociado que se muestra en la tabla siguiente:

VALORACIÓN ACUMULADA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL ASOCIADO, 2012  
(Miles de pesos)

Mes	Paleoanal de Chicontepec (Art. 257 Bis, fracción I)			Segregados del Paleoanal de Chicontepec (Art. 257 Bis, fracción II)			Marginales incremental (Art. 257 Bis, fracción IV)		
	Petróleo Crudo	Gas	Total	Petróleo Crudo	Gas	Total	Petróleo Crudo	Gas	Total
Ene	812,784.4	14,070.9	826,855.3	2,592,271.1	189,142.9	2,781,414.0	0.0	0.0	0.0
Feb	1,584,321.8	25,438.7	1,609,760.5	5,073,340.3	351,914.9	5,425,255.2	2,067.7	0.0	2,067.7
Mar	2,468,664.7	36,485.8	2,505,150.5	7,864,748.4	515,957.5	8,380,705.9	3,717.9	0.0	3,717.9
Abr	3,275,889.0	49,648.7	3,325,537.7	10,383,378.2	673,695.4	11,057,073.6	5,133.0	0.0	5,133.0
May	4,082,271.8	65,968.0	4,148,239.8	12,971,413.6	841,211.1	13,812,624.7	6,355.2	0.0	6,355.2
Jun	4,768,785.5	84,722.4	4,853,507.9	15,335,488.2	1,011,716.7	16,347,204.9	8,900.0	13.6	8,913.6
Jul	5,517,455.0	103,614.8	5,621,069.8	17,884,162.9	1,207,114.4	19,091,277.3	104,138.6	597.3	104,735.9
Ago	6,292,835.6	123,356.0	6,416,191.6	20,552,655.6	1,401,142.8	21,953,798.4	381,598.6	8,950.9	390,549.5
Sep	7,035,893.5	142,212.4	7,178,105.9	23,148,985.3	1,583,909.5	24,732,894.8	641,078.4	16,236.9	657,315.3
Oct	7,773,068.9	168,081.3	7,941,150.2	25,768,484.9	1,775,029.2	27,543,514.1	1,327,878.3	25,129.9	1,353,008.2
Nov	8,516,206.7	200,053.7	8,716,260.4	28,485,080.8	1,988,192.6	30,473,273.4	3,178,673.8	74,172.2	3,252,846.0
Dic <sup>1/</sup>	9,282,810.0	230,858.4	9,513,668.4	31,240,625.2	2,219,048.2	33,459,673.4	6,200,985.9	186,133.0	6,387,118.9

FUENTE: Bases de datos de extracción de petróleo crudo (ZRPD1) y gas asociado (ZRPD2), así como papeles de trabajo del SIBH, proporcionados por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

Nota: Al cierre de 2012 no se tiene registro de producción en campos de aguas profundas.

<sup>1/</sup> Corresponde a la valoración de 38 campos del Paleoanal de Chicontepec como una sola unidad, 28 campos segregados del Paleoanal de Chicontepec y 20 campos marginales.

Una vez obtenida la valoración acumulada de la producción de petróleo crudo y gas natural, se multiplicó por la proporción de 60% establecida en la Ley Federal de Derechos, para determinar la deducción límite como se detalla enseguida:

## DETERMINACIÓN DE LA DEDUCCIÓN LÍMITE A PARTIR DEL 60% DE LA VALORACIÓN DE LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL ASOCIADO, 2012

Mes	Valoración de la producción de petróleo crudo y gas asociado (Miles de pesos)			Proporción de crudo y gas (60.0% del valor de la producción)	Deducción límite (Miles de pesos)		
	Paleoanal de Chicontepec	Segregados del Paleoanal de Chicontepec	Marginales incremental		Paleoanal de Chicontepec	Segregados del Paleoanal de Chicontepec	Marginales incremental
Ene	826,855.3	2,781,414.0	0.0	0.6	496,113.2	1,668,848.4	0.0
Feb	1,609,760.5	5,425,255.2	2,067.7	0.6	965,856.3	3,255,153.1	1,240.6
Mar	2,505,150.5	8,380,705.9	3,717.9	0.6	1,503,090.3	5,028,423.5	2,230.7
Abr	3,325,537.7	11,057,073.6	5,133.0	0.6	1,995,322.6	6,634,244.2	3,079.8
May	4,148,239.8	13,812,624.7	6,355.2	0.6	2,488,943.9	8,287,574.8	3,813.1
Jun	4,853,507.9	16,347,204.9	8,913.6	0.6	2,912,104.7	9,808,322.9	5,348.2
Jul	5,621,069.8	19,091,277.3	104,735.9	0.6	3,372,641.9	11,454,766.4	62,841.5
Ago	6,416,191.6	21,953,798.4	390,549.5	0.6	3,849,715.0	13,172,279.0	234,329.7
Sep	7,178,105.9	24,732,894.8	657,315.3	0.6	4,306,863.5	14,839,736.9	394,389.2
Oct	7,941,150.2	27,543,514.1	1,353,008.2	0.6	4,764,690.1	16,526,108.5	811,804.9
Nov	8,716,260.4	30,473,273.4	3,252,846.0	0.6	5,229,756.2	18,283,964.0	1,951,707.6
Dic <sup>1/</sup>	9,513,668.4	33,459,673.4	6,387,118.9	0.6	5,708,201.0	20,075,804.0	3,832,271.3

FUENTE: Bases de datos de extracción de petróleo crudo (ZRPD1) y gas asociado (ZRPD2), así como papeles de trabajo del SIBH, proporcionados por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

<sup>1/</sup> Corresponde a la valoración de 38 campos del Paleoanal de Chicontepec como una sola unidad, 28 campos segregados del Paleoanal de Chicontepec y 20 campos marginales.

#### B) Determinación de la deducción límite considerando 32.5 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (BPCE)

A partir de la producción de gas natural asociado en miles de pies cúbicos (MPC), mediante el factor de conversión (0.2000) se calculó el volumen de gas asociado en miles de barriles de petróleo crudo equivalente (MBPCE=MPC x 0.2000), y se sumó al volumen de petróleo crudo para obtener el volumen acumulado, como se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL ASOCIADO  
CONSIDERADA PARA EL CÁLCULO DE LA DEDUCCIÓN LÍMITE, 2012

Mes	Paleoanal de Chicontepec (A rt. 257 Bis, fracción I)			Segregados del Paleoanal de Chicontepec (Art. 257 Bis, fracción II)			Marginales incremental (Art. 257 Bis, fracción IV)					
	Petróleo Crudo	Gas asociado		Volumen acumulado	Petróleo Crudo	Gas asociado		Volumen acumulado	Petróleo Crudo	Gas asociado		Volumen acumulado
	1	2		1+2	1	2		1+2	1	2		1+2
	MB	MMPC	MBPCE	MB	MB	MMPC	MBPCE	MB	MB	MMPC	MBPCE	MB
Ene	582.9	278.6	55.7	638.6	1,862.4	3,744.7	748.9	2,611.3	0.0	0.0	0.0	0.0
Feb	1,132.5	536.0	107.2	1,239.7	3,629.8	7,415.0	1,483.0	5,112.8	1.5	0.0	0.0	1.5
Mar	1,717.1	801.2	160.2	1,877.3	5,470.8	11,329.8	2,266.0	7,736.8	2.6	0.0	0.0	2.6
Abr	2,282.9	1,119.0	223.8	2,506.7	7,237.1	15,183.6	3,036.7	10,273.8	3.6	0.0	0.0	3.6
May	2,869.4	1,522.8	304.6	3,174.0	9,117.1	19,418.5	3,883.7	13,000.8	4.5	0.0	0.0	4.5
Jun	3,451.0	1,941.8	388.4	3,839.4	11,098.2	23,188.6	4,637.7	15,735.9	6.4	0.3	0.1	6.5
Jul	4,049.8	2,349.0	469.8	4,519.6	13,126.3	27,366.0	5,473.2	18,599.5	77.0	13.5	2.7	79.7
Ago	4,637.2	2,771.4	554.3	5,191.5	15,144.7	31,479.3	6,295.9	21,440.6	282.3	201.1	40.2	322.5
Sep	5,202.2	3,182.2	636.4	5,838.6	17,116.0	35,442.1	7,088.4	24,204.4	475.2	363.3	72.7	547.9
Oct	5,789.0	3,733.5	746.7	6,535.7	19,192.4	39,427.6	7,885.5	27,077.9	990.8	558.2	111.6	1,102.4
Nov	6,387.1	4,376.6	875.3	7,262.4	21,363.1	43,495.8	8,699.2	30,062.3	2,361.5	1,622.7	324.5	2,686.0
Dic <sup>1/</sup>	7,008.9	4,973.3	994.7	8,003.6	23,587.1	47,803.7	9,560.7	33,147.8	4,604.3	4,009.8	802.0	5,406.3

FUENTE: Bases de datos de extracción de petróleo crudo (ZRPD1) y gas asociado (ZRPD2), así como papeles de trabajo del SIBH, proporcionados por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

MB: Miles de barriles.

MMPC: Millones de pies cúbicos.

MBPCE: Miles de barriles de petróleo crudo equivalente.

<sup>1/</sup> Corresponde a la valoración de 38 campos del Paleoanal de Chicontepec como una sola unidad, 28 campos segregados del Paleoanal de Chicontepec y 20 campos marginales.

Una vez obtenido el volumen acumulado de producción en miles de barriles de petróleo crudo y gas natural, se determinó la deducción límite al multiplicar el volumen de producción en MB por 36.4573 dólares por barril, proporción actualizada al multiplicar los 32.5 dólares por barril establecidos en el artículo 257 Quáter de la Ley Federal de Derechos por el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América definitivo de 2011 y 2012, por 1.0651 y 1.0532, respectivamente, como se detalla a continuación:

## DETERMINACIÓN DE LA DEDUCCIÓN LÍMITE A PARTIR DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, 2012

Mes	Producción total				TC	Deducción límite (Miles de pesos)			
	Paleoanal de Chicontepec	Segregados del Paleoanal de Chicontepec	Marginales incremental	Proporción actualizada <sup>1/</sup>		Paleoanal de Chicontepec	Segregados del Paleoanal de Chicontepec	Marginales Incremental	Total
	MB	MB	MB	d/b		\$/d			
Ene	638.6	2,611.3	0.0	36.4573	13.4499	313,135.6	1,280,443.2	0.0	1,593,578.8
Feb	1,239.7	5,112.8	1.5	36.4573	13.1246	593,180.9	2,446,410.8	717.7	3,040,309.4
Mar	1,877.3	7,736.8	2.6	36.4573	12.9906	889,093.4	3,664,165.5	1,231.4	4,554,490.3
Abr	2,506.7	10,273.8	3.6	36.4573	12.9993	1,187,973.7	4,868,952.9	1,706.1	6,058,632.7
May	3,174.0	13,000.8	4.5	36.4573	13.0929	1,515,051.1	6,205,695.0	2,148.0	7,722,894.1
Jun	3,839.4	15,735.9	6.5	36.4573	13.2101	1,849,072.6	7,578,481.5	3,130.4	9,430,684.5
Jul	4,519.6	18,599.5	79.7	36.4573	13.2304	2,180,004.9	8,971,369.5	38,442.9	11,189,817.3
Ago	5,191.5	21,440.6	322.5	36.4573	13.2258	2,503,221.7	10,338,163.3	155,502.1	12,996,887.1
Sep	5,838.6	24,204.4	547.9	36.4573	13.1972	2,809,150.6	11,645,566.6	263,613.5	14,718,330.7
Oct	6,535.7	27,077.9	1,102.4	36.4573	13.1624	3,136,257.4	12,993,751.8	529,003.8	16,659,013.0
Nov	7,262.4	30,062.3	2,686.0	36.4573	13.1568	3,483,493.0	14,419,725.0	1,288,370.5	19,191,588.5
Dic <sup>2/</sup>	8,003.6	33,147.8	5,406.3	36.4573	13.1361	3,832,978.0	15,874,704.8	2,589,113.5	22,296,796.3

FUENTE: Bases de datos de extracción de petróleo crudo (ZRPD1) y gas asociado (ZRPD2), así como papeles de trabajo del SIBH, proporcionados por la Gerencia de Control de Gestión de PEP.

MB: Miles de barriles.

<sup>1/</sup> Proporción actualizada para 2012 con base en el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, que en 2012 fue de 1.0532.

<sup>2/</sup> Corresponde a la valoración de 38 campos del Paleoanal de Chicontepec como una sola unidad, 28 campos segregados del Paleoanal de Chicontepec y 20 campos marginales.

Se comprobó que el valor calculado de la deducción límite correspondió al registrado en las declaraciones por campo del DESH presentadas por PEP; para algunos campos se consideró el 60.0% del valor del petróleo crudo y gas natural y, en otros, el límite de 36.4573 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, el que fuera menor, en cumplimiento de la normativa.

Por otra parte, el artículo 257 Quáter, párrafo décimo segundo, de la Ley Federal de Derechos, establece que la parte deducible de los costos, gastos e inversiones que rebase el monto máximo de deducción, se podrá deducir en los 15 ejercicios inmediatos posteriores a aquel al que correspondan.

En el apartado correspondiente de la auditoría número 83 "Derechos sobre extracción de hidrocarburos, especial sobre hidrocarburos y adicional sobre hidrocarburos" del Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2011, se reportó un remanente por deducir de 9,576,858.1 miles de pesos (1,653,182.4 miles de pesos corresponden a 2010 y 7,923,675.7 miles de pesos a 2011), integrado por 421,637.9 miles de pesos de campos marginales, 4,432,628.1 miles de pesos de campos segregados del Paleoanal de Chicontepec, y 4,722,592.1 miles de pesos del Paleoanal de Chicontepec General. Se observó que en la declaración anual del DESH de 2012 PEP dedujo un importe de 1,744,028.1 miles de pesos, como se muestra en el cuadro siguiente:

REMANENTE DE COSTOS, GASTOS E INVERSIONES DEL DESH A DICIEMBRE DE 2011 PENDIENTE DE DEDUCIR EN EJERCICIOS POSTERIORES Y APLICADO EN 2012

(Miles de pesos)

Campo	2010	2011	Total	Aplicado en 2012	Saldo acumulado por deducir en ejercicios posteriores
Marginales	0.0	421,637.9	421,637.9	0.0	421,637.9
Segregados	0.0	4,432,628.1	4,432,628.1	144,705.5	4,287,922.6
Chicontepec general	<u>1,653,182.4</u>	<u>3,069,409.7</u>	<u>4,722,592.1</u>	<u>1,599,322.6</u>	<u>3,123,269.5</u>
Total	1,653,182.4	7,923,675.7	9,576,858.1	1,744,028.1	7,832,830.0

FUENTE: Informe "Derechos sobre extracción de hidrocarburos, especial sobre hidrocarburos y adicional sobre hidrocarburos" de la Cuenta Pública 2011 y declaración anual del DESH 2012.

Se aplicó el remanente acumulado a 2011 por 1,744,028.1 miles de pesos, debido a que el monto de costos, gastos e inversiones del ejercicio 2012 en cinco campos (Chicontepec General, Coyol, Escobal, Soledad Norte y Tajín) fue menor que la deducción límite, por lo que PEP utilizó el remanente por deducir en ejercicios posteriores a 2011, lo que le permitió alcanzar la deducción límite de 36.4573 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, ya que conforme a la Ley Federal de Derechos los costos, gastos e inversiones relacionados con el petróleo crudo y gas natural extraídos no podrán ser superiores a la deducción límite.

De acuerdo con las declaraciones del DESH, el remanente de 2012 pendiente de deducir por tipo de campo se conformó de la manera siguiente:

REMANENTE DE COSTOS, GASTOS E INVERSIONES DEL DESH DE 2012 PENDIENTE DE DEDUCIR POR TIPO DE CAMPO

(Miles de pesos)

Campo	Remanente pendiente de deducir
Marginales	747,382.2
Segregados	11,152,348.9
Chicontepec general	<u>0.0</u>
Total	11,899,731.1

FUENTE: Declaraciones normales y complementarias del DESH del 2012.

De lo expuesto, se concluye que, salvo en los campos donde PEP pudo aplicar el remanente pendiente de deducir por 1,744,028.1 miles de pesos, los costos, gastos e inversiones de cada uno de los campos fueron mayores que la deducción límite, por lo que el organismo no dedujo en 2012 los 7,832,830.0 miles de pesos restantes que también estaban pendientes de deducir al cierre de 2011.

De esta forma, el nuevo monto pendiente de deducir para ejercicios posteriores ascendió a 19,732,561.1 miles de pesos (7,832,830.0 miles de pesos pendientes al cierre de 2011, más 11,899,731.1 miles de pesos de 2012), los cuales se podrán deducir en los 15 ejercicios inmediatos posteriores a aquel al que correspondan, como lo establece la normativa.

##### 5. Cálculo que PEP realizó del Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH), del Derecho Especial sobre Hidrocarburos (DESH) y del Derecho Adicional sobre Hidrocarburos (DASH)

Pemex Exploración y Producción (PEP) presentó en total 81 declaraciones, 39 normales de los derechos causados en 2012 y 42 complementarias de los derechos causados de 2010 a 2012.

La distribución de las declaraciones fue la siguiente:

DECLARACIONES NORMALES Y COMPLEMENTARIAS PRESENTADAS EN 2012

Derecho	Normales		Complementarias							Total		
	2012	Derecho	2010	Derecho	2011	Derecho	2012	Derecho	Total	Derecho	Dec.	Derecho
DSEH	13	7,404,069.1	0	0.0	1	(1.1)	3	(58,678.4)	4	(58,679.5)	17	7,345,389.6
DESH	13	7,697,070.2	11	(190,035.4)	14	(14,451.1)	6	(37,392.1)	31	(241,878.6)	44	7,455,191.6
DASH	<u>13</u>	<u>4,410,888.2</u>	<u>0</u>	<u>0.0</u>	<u>3</u>	<u>17.6</u>	<u>4</u>	<u>(22,584.8)</u>	<u>7</u>	<u>(22,567.2)</u>	<u>20</u>	<u>4,388,321.0</u>
Total	39	19,512,027.5	11	(190,035.4)	18	(14,434.6)	13	(118,655.3)	42	(323,125.3)	81	19,188,902.2

FUENTE: Declaraciones de pagos provisionales normales y complementarios del ejercicio 2012 del DSEH, DESH y DASH y declaraciones complementarias de 2010 y 2011 del DSEH, DESH y DASH.

Nota: Las cifras entre paréntesis representan saldos a favor.

En 7 de las 31 declaraciones complementarias del DESH, se pagaron actualizaciones y recargos (3 de 2010, 3 de 2011 y 1 de 2012) por 761.4 miles de pesos; en 3 de las 7 complementarias del DASH, actualización y recargos (2 de 2011 y 1 de 2012) por 102.7 miles de pesos, y en las 4 complementarias del DSEH, no hubo pago de accesorios.

De las 13 declaraciones complementarias del ejercicio 2012, 9 se presentaron el 31 de mayo de 2012 (3 del DSEH, 3 del DESH y 3 del DASH); 2 del DESH fueron presentadas el 30 de noviembre de 2012, una del DASH fue presentada 28 de febrero de 2013, y una del DESH el 30 de abril de 2013.

Las razones por las cuales se presentaron las declaraciones complementarias del ejercicio 2012 fueron las siguientes:

- Reclasificación del campo Remolino que pasó de ser un campo segregado a un campo marginal, por lo que tributaría para el DSEH, DESH y DASH únicamente sobre la producción incremental anual.
- Se actualizó el importe de 32.5 dólares por barril de petróleo crudo equivalente extraído con el Índice de Precios al Productor (IPP) de los Estados Unidos de América, para quedar en 36.4573 dólares en 2012. También se actualizó el precio de 60 dólares por barril con el IPP, de lo que resultaron 67.3057 dólares para 2012.
- Rectificación de costos, gastos e inversiones en los campos Remolino y Zapotalillo.

- Rectificación de la base gravable del campo Soledad Norte.
- Rectificación del saldo a favor del campo Tlacolula.
- Se adicionó en la carátula de la declaración la sumatoria de los saldos a favor de los campos Chicontepec, Coyol, Escobal, Soledad Norte y Tajín.

Por los derechos mencionados, la entidad realizó pagos por 19,512,027.5 miles de pesos, integrados de la forma siguiente:

IMPORTE DE PAGOS DEL DSEH, DESH Y DASH, 2012 (Miles de pesos)	
Derecho	Importe <sup>1/</sup>
Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos	7,404,069.1
Derecho Especial sobre Hidrocarburos	7,697,070.2
Derecho Adicional sobre Hidrocarburos	<u>4,410,888.2</u>
<b>Total</b>	<b>19,512,027.5</b>

FUENTE: Declaraciones de pagos provisionales normales y complementarios y declaraciones anuales del ejercicio 2012 del DSEH, DESH y DASH.

<sup>1/</sup> El importe de los pagos provisionales coincidió con el reportado en el dictamen de los estados financieros de la entidad, presentados el 21 de febrero de 2013.

El elemento inicial para comprobar el cálculo del DSEH, DESH y DASH, es la obtención del valor del petróleo crudo y gas natural extraído de los campos en el Paleocanal de Chicontepec, segregados del Paleocanal de Chicontepec y marginales.

El cálculo anual del DSEH, DESH y DASH, que incluye los pagos provisionales normales y complementarios, se describe como sigue:

1. Para determinar el DSEH, al valor del petróleo crudo y gas natural de los 49 campos (38 campos del Paleocanal de Chicontepec considerado como una sola unidad<sup>1/</sup>, 28 segregados del Paleocanal de Chicontepec y 20 marginales) por 49,360,460.8 miles de pesos, se le aplicó la tasa del 15.0%, y se obtuvo un derecho causado por 7,404,069.1 miles de pesos.
2. En relación con el DESH, al valor del petróleo crudo y gas natural de los 49 campos se le restaron las partidas deducibles autorizadas para determinar la base gravable, y se le aplicó la tasa del 30.0% cuando la producción acumulada no fue mayor de 240,000.0 miles de barriles de petróleo crudo equivalente, o del 36.0% cuando la producción acumulada excedió ese volumen, por lo que se obtuvo un derecho causado de 7,697,070.2 miles de pesos; 5,013,064.4 miles de pesos a la tasa del 30.0%, y 2,684,005.8 miles de pesos a la del 36.0%.
3. En el caso del DASH, se comparó el valor promedio acumulado del petróleo crudo equivalente por barril extraído de los 49 campos con los 67.4400 dólares (60 dólares

<sup>1/</sup> Para efectos de la presentación de las declaraciones del DSEH, DESH y DASH los 38 campos se presentan en una declaración como un solo campo

actualizados de enero a marzo de 2012), o 67.3057 dólares (60 dólares actualizados de abril a diciembre de 2012) previstos en el artículo 257 Séptimus de la Ley Federal de Derechos. Los importes excedentes se multiplicaron por el volumen del petróleo crudo y gas natural de cada campo, y por el tipo de cambio correspondiente para obtener la base gravable de 8,482,477.4 miles de pesos, a la cual se le aplicó la tasa del 52.0% establecida en la citada ley, y se obtuvo el importe anual del DASH por 4,410,888.2 miles de pesos.

Conforme a lo expuesto, PEP calculó los derechos presentados en las declaraciones mensuales normales, complementarias y anuales del DSEH, DESH y DASH conforme a la normativa.

#### **6. Impacto de la adecuación al artículo 257 Quáter de la Ley Federal de Derechos en el cálculo del Derecho Especial sobre Hidrocarburos (DESH) causado en 2012**

De acuerdo con el artículo 257 Quáter, primer párrafo, de la Ley Federal de Derechos, Pemex Exploración y Producción (PEP) estará obligado al pago anual del DESH, que se calculará aplicando la tasa del 30%, a la diferencia que resulte de disminuir las deducciones permitidas al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el campo de que se trate, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe PEP, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos; y conforme al segundo párrafo del mismo artículo, cuando la producción acumulada del campo de que se trate sea mayor de 240,000.0 miles de barriles (MB) de petróleo crudo equivalente, se aplicará la tasa de 36% al valor de la producción que exceda de dicho monto.

En el artículo quinto transitorio del Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos publicado el 12 de diciembre de 2011 en el Diario Oficial de la Federación, se dispuso que para los efectos de la determinación del derecho especial sobre hidrocarburos a que se refiere el artículo 257 Quáter de la Ley Federal de Derechos, cuando la producción acumulada del campo de que se trate sea mayor de 240,000.0 MB de petróleo crudo equivalente, al excedente de dicha producción se aplicará la tasa del 36% sobre la diferencia que resulte de disminuir las deducciones permitidas en el citado artículo al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en el campo de que se trate, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe PEP, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos.

Conforme a lo anterior, de los campos que tributaron para efectos del DESH, en algunos fue aplicable la tasa del 30% y en otros la del 36%.

Al evaluar el impacto de la adecuación al mecanismo de cálculo aplicable únicamente para los campos que tributaron a una tasa de 36%, establecido en el artículo 257 Quáter de la Ley Federal de Derechos en el cálculo del DESH, prevista en el artículo quinto transitorio mencionado, se comprobó lo siguiente:

- La recaudación total del DESH para 2012 fue de 7,520,116.0 miles de pesos, monto superior en 1,459,773.1 miles de pesos a los 6,060,342.9 miles de pesos que se recaudaron en 2011.
- En 2012 PEP tributó en el DESH con cinco campos (Chicontepec, Cinco Presidentes, San Andrés, Tamaulipas y Ogarrio) a una tasa del 36%, y en 2011 fueron dos (Chicontepec y Cinco Presidentes)

- El DESH proveniente de la tasa del 36% disminuyó en 2012 respecto del captado en 2011, ya que en 2012 se recaudaron 2,108,249.7 miles de pesos a esa tasa, y en 2011, 4,546,958.9 miles de pesos.
- En 2012, la producción de petróleo de los campos que tributaron a la tasa del 36% fue de 8,952.3 MB, que comparados con los 21,810.9 MB de 2011, representaron una disminución del 59.0%. Asimismo, la producción de gas natural fue de 34,407,824.0 y 6,949,038.0 miles de pies cúbicos (MPC) para 2011 y 2012, respectivamente, por lo que se observó una disminución de 27,458,786.0 MPC en los campos que tributaron a la tasa del 36%.
- Debido a la menor producción de petróleo y gas natural mencionada, la valoración total de los hidrocarburos disminuyó en 16,906,493.8 miles de pesos, ya que en 2011 fue de 29,179,364.3 miles de pesos y en 2012 de 12,272,870.5 miles de pesos.
- La precisión en el mecanismo de cálculo presentada en el artículo quinto transitorio mencionado no implicó cambio en la forma en la que PEP venía determinando el DESH, ya que, desde su entrada en vigor, la Subgerencia Fiscal ha controlado la producción acumulada mediante archivo en Excel, donde reúne cada mes la producción e identifica cada campo que rebasa la producción de 240,000.0 MB de petróleo crudo equivalente, y a éstos les aplica la tasa del 36% sobre la diferencia que resulta de disminuir las deducciones permitidas al valor anual del petróleo crudo y el gas natural extraídos, incluyendo el consumo que de estos productos efectúe el organismo, así como las mermas por derramas o quema de dichos productos.

Conforme a lo expuesto, la menor recaudación del DESH en 2012 de los campos que tributaron a la tasa del 36%, respecto al año anterior, se debió a la disminución en la producción de petróleo y gas natural, lo que provocó a su vez una valoración total menor.

#### **7. Medición del volumen de petróleo crudo utilizado como base fiscal**

Con el fin de verificar los instrumentos de medición empleados en 2012 para cuantificar el volumen de extracción de petróleo crudo y gas natural, con los que se determinó la base fiscal para calcular el Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos, Derecho Especial sobre Hidrocarburos y Derecho Adicional sobre Hidrocarburos, en junio y julio de 2013 se realizaron visitas de inspección en cuatro baterías de separación de la Región Norte y en una batería de separación de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción (PEP), a saber:

- Región Norte en las baterías de separación siguientes:
  - a. Horcón del Activo de Producción Poza Rica Altamira.
  - b. Punta de Piedra del Activo de Producción Poza Rica Altamira.
  - c. Agua Fría I del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.
  - d. Coapechaca I del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.
- Región Sur
  - e. Los Soldados del Activo Integral Cinco Presidentes.

Las visitas de inspección tuvieron como objeto constatar que los equipos de medición cumplieron con las especificaciones de funcionamiento establecidas en el Manual del

Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 14 “Medición de Fluidos del Gas Natural”, Sección 3 “Placas de orificio”, así como de acuerdo con el procedimiento núm. PEP-IE-OP-0090-2009 “Procedimiento para medir tanques de almacenamiento”; la especificación técnica P.2.0514.04 “Medidor tipo Coriolis para hidrocarburos fase líquida y fase gaseosa”, y los artículos 27 y 67 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

#### **Batería de Separación Horcón del Activo de Producción Poza Rica Altamira**

En la batería se realiza la separación, almacenamiento y bombeo de la producción proveniente de los pozos del campo Horcón que, en 2012, reportó 18.5 miles de barriles (MB) de petróleo crudo y 63,552.9 miles de pies cúbicos (MPC) de gas natural. De acuerdo con el catálogo de campos oficiales, el campo Horcón es un campo del Paleocanal de Chicontepec.

La mezcla de hidrocarburos (crudo y gas) proveniente de los pozos se recibe en un cabezal de recolección y se separa mediante un separador bifásico de producción general y un separador de medición; el crudo se envía a dos tanques de almacenamiento, para su bombeo posterior hacia la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica.

Por otra parte, el gas proveniente de los separadores se envía al quemador de la instalación, ya que esta batería no cuenta con gasoducto hacia una estación de compresoras, debido a la pequeña cantidad de gas producido. La producción de petróleo crudo de la Batería de Separación Horcón se envía a la Refinería Madero; para cuantificar la producción se tiene instalado un patín de medición conformado por dos medidores de desplazamiento positivo, en cumplimiento de la normativa.

Los números de serie de los medidores de desplazamiento positivo correspondieron con los establecidos en los dictámenes de calibración emitidos por el Centro Nacional de Metrología (CENAM) el 20 de octubre de 2010 (vigentes en 2012), conforme a los cuales dichos medidores operaron dentro de los parámetros establecidos. Se verificó que el arreglo del patín de medición correspondió a lo esquematizado en el plano núm. MH-1 “Medición de crudo Muro–Horcón”, en cumplimiento de la normativa.

#### **Batería de separación Punta de Piedra del Activo de Producción Poza Rica Altamira**

La batería de separación recibe la mezcla de petróleo crudo, gas natural y agua de las plataformas marinas Marsopa A, Bagre A, Bagre B, Bagre C, Carpa A, Carpa B y Atún B. En estas plataformas se maneja la producción de los campos Atún, Bagre, Carpa y Marsopa, los cuales, de acuerdo con el catálogo de campos oficiales de PEP, están clasificados como marginales. En 2012, estos campos produjeron en conjunto aproximadamente 3,623.3 MB de petróleo crudo y 7,673,887.9 MPC de gas natural.

Esta batería cuenta con dos cabezales, uno de producción y otro auxiliar, para recibir la mezcla de hidrocarburos, la cual pasa a los separadores de la etapa de media presión, donde se retira el petróleo crudo del gas natural. El gas separado se envía hacia la estación de compresión Punta de Piedra, donde se comprime para ser enviado hacia la estación de compresión Mecatepec, donde se cuantifica esa producción; posteriormente, se envía hacia el Centro Procesador de Gas Poza Rica para su venta a Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

Por otra parte, el petróleo crudo pasa a los separadores de la etapa de baja presión; el gas residual se recolecta en un cabezal y se envía al área de quemadores. Para cuantificar el gas

que se envía a los quemadores, se tienen instalados medidores de placa de orificio y registrador de flujo, en cumplimiento de la normativa.

El petróleo crudo proveniente de la sección de separación se envía generalmente al tanque Deshidratador TDH-1. A la fecha de la visita, el tanque deshidratador TDH-1 se encontraba fuera de operación debido a un proceso de reingeniería de diseño, por lo que el crudo se enviaba al tanque de producción TV-1 de la misma capacidad. En condiciones normales, el proceso dentro del tanque deshidratador consiste en la separación por gravedad del agua congénita del petróleo. La producción de petróleo crudo se cuantifica en el tanque deshidratador mediante cintas medidoras, de conformidad con la normativa. El petróleo crudo deshidratado se bombea hacia la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica, donde se mezcla con otras corrientes para elaborar la corriente no exportable Marfo.

### **Batería de separación Agua Fría I del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo**

En 2012, la producción del campo Agua Fría fue de 2,038.8 MB de petróleo crudo y 7,201,535.3 MPC de gas natural, proveniente de 373 pozos productores. De acuerdo con el catálogo de campos oficiales de PEP, el campo Agua Fría I está clasificado como un campo Segregado del Paleocanal de Chicontepec.

En esta batería de separación se realizan los procesos de recepción de la producción, separación, almacenamiento, medición de producción y envío de líquido (mezcla crudo y agua), la producción proveniente del campo Agua Fría es recibida en la batería mediante un cabezal de producción general y un cabezal general de medición. Del cabezal de producción se envía la mezcla hacia los separadores horizontales de producción/medición donde se retiran los líquidos (crudo y agua) del gas asociado.

La mezcla aceite-agua separada en cada uno de los separadores horizontales es recolectada en el cabezal de aceite hacia cuatro tanques cilíndricos verticales de almacenamiento en cuya cúpula se tienen instalados medidores tipo radar, lo que permite determinar la cantidad de petróleo crudo y agua congénita, y su medición se visualiza en las pantallas del cuarto de control.

De los tanques de almacenamiento el crudo se envía a la Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Tajín, y posteriormente hacia la CAB Poza Rica, donde se mezcla con otras corrientes de crudo para elaborar la corriente no exportable Pozoleo.

Por otra parte, el gas separado es medido en la línea de descarga de cada separador mediante una placa de orificio, en cumplimiento de la normativa.

El gas recolectado puede ser enviado hacia la estación de compresión Agua Fría I, o hacia el módulo propiedad de una compañía que da el servicio de compresión de gas a PEP, el cual está formado por tres motocompresoras. Una vez comprimido el gas, se descarga a alta presión y se envía hacia el Centro Procesador de Gas Poza Rica para su venta a PGPB. Para cuantificar el volumen de gas que se envía a PGPB, cada compresor tiene instalado en la línea de descarga un medidor de placa de orificio, con registrador de flujo para medir la cantidad de gas producido, en cumplimiento de la normativa.

En el Programa General de Mantenimiento y Calibración a Instrumentación y Sistema de Medición en Motocompresoras de la Batería de Separación Agua Fría I se dispuso la calibración y verificación de los parámetros de calibración de tres motocompresoras. Para verificar el cumplimiento del programa, se revisaron los reportes de verificación y

calibración del sistema de medición de gas de descarga de los compresores mencionados, se determinó que la programación y calibración se realizó de acuerdo con la normativa.

#### **Batería de Separación Coapechaca I del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo**

En 2012, se produjeron en el campo Coapechaca 2,004.8 MB de petróleo crudo y 4,836,999.8 MPC de gas natural, proveniente de 374 pozos productores. El campo Coapechaca está clasificado dentro del catálogo de campos oficiales de PEP como un campo Segregado del Paleocanal de Chicontepec.

En esta batería de separación se realizan los procesos de recepción de la producción, separación, almacenamiento, medición, envío de la mezcla crudo y agua, y envío de gas y la producción proveniente del campo Coapechaca es recibida en la batería mediante un cabezal de producción general y uno de medición. Para la separación de la mezcla, se tienen instalados separadores bifásicos de producción y separadores bifásicos de medición, éstos cuentan con un medidor de placa de orificio, para la medición del líquido separado, en cumplimiento de la normativa.

La mezcla aceite-agua separada del gas es canalizada hacia dos tanques de almacenamiento, los cuales cuentan con indicadores de nivel tipo radar con el cual determinan el volumen de crudo y agua en los tanques, en cumplimiento de la normativa. Posteriormente, se bombea la mezcla aceite-agua hacia el cabezal general de descarga en donde se cuantifica mediante un medidor tipo coriolis y se envía a la Central de Almacenamiento y Bombeo Tajín, y luego se envía hacia la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica, donde se mezcla con otras corrientes para elaborar la corriente no exportable Pozoleo.

El medidor tipo coriolis y su instrumentación (transmisores indicadores de flujo, presión diferencial, densidad, temperatura y medición de porcentaje de agua) cumplieron con las especificaciones establecidas en la normativa.

Por otra parte, el gas separado se envía al cabezal general de gas en donde se tiene instalado un medidor tipo placa de orificio, mediante el cual se cuantifica la producción de gas de la batería, y posteriormente se envía hacia la Estación de Compresión Tajín II, para su venta al Centro Procesador de Gas Poza Rica de PGPB. El medidor de placa de orificio y su instrumentación cumplieron con las especificaciones establecidas en la normativa.

#### **Batería de Separación Los Soldados del Activo Integral Cinco Presidentes**

En el campo Los Soldados se produjeron 1,100.5 MB de petróleo crudo y 1,510,256.6 MPC de gas natural, proveniente de 24 pozos productores y de acuerdo con el catálogo de campos oficiales de PEP está clasificado como un campo marginal.

La mezcla de hidrocarburos (petróleo crudo-agua congénita y gas) proveniente del campo se recibe en un cabezal de recolección. Para cuantificar la producción de un pozo, se alinea al cabezal de recolección hacia un separador de medición, el cual tiene instalado en la línea de descarga del petróleo crudo un medidor másico tipo coriolis. El medidor másico y su instrumentación cumplieron con las especificaciones establecidas en la normativa.

Para cuantificar el volumen de gas asociado, se tiene instalado un medidor tipo V-Cone, en cumplimiento de la normativa. Para cuantificar la producción total del campo, se envía la mezcla de hidrocarburos hacia los separadores, una vez separado el gas del petróleo y agua

congénita, se envía a la estación de compresión Los Soldados, donde se comprime en tres motocompresoras propiedad de PEP.

Del gas comprimido, una parte se utiliza como gas combustible para la operación de las motobombas que envían el petróleo crudo hacia la planta deshidratadora El Plan. El gas combustible se cuantifica mediante un medidor tipo placa de orificio, otra parte del gas se envía hacia la red de bombeo neumático donde se inyecta a los yacimientos para mantener la presión y seguir produciendo hidrocarburos y el resto se envía al Centro Procesador de Gas La Venta para su entrega a PGPB. Para cuantificar este gas, se tienen instalados medidores de placa de orificio, los cuales cumplieron con las especificaciones establecidas en la normativa.

La mezcla de petróleo crudo y agua congénita ya separada del gas se envía a los tanques de almacenamiento, estos tanques tienen instalados medidores tipo radar para cuantificar la cantidad de petróleo crudo y de agua congénita que se produce en la batería de separación, y posteriormente se bombea hacia la planta deshidratadora El Plan, donde se deshidrata y cuantifica el petróleo crudo, y posteriormente se envía hacia la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica, donde se mezcla con otras corrientes para elaborar la corriente no exportable Pozoleo.

Por otra parte, en junio de 2013, PEP emitió el Informe Técnico sobre el estado del cumplimiento del Activo de Producción Cinco Presidentes a la Resolución de la Comisión Nacional de Hidrocarburos núm. CNH.06.001/2011, el cual señala la forma en que se realiza la medición de petróleo crudo y gas natural, y los tipos de medidores que se usan en los pozos, en las principales baterías de separación y estaciones de compresión con las que cuenta el activo.

## 8. Pagos provisionales y anuales de los derechos y determinación de accesorios

De los pagos provisionales y anuales de los derechos sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH), Especial sobre Hidrocarburos (DESH) y Adicional sobre Hidrocarburos (DASH), de los campos en el Paleocanal de Chicontepec, segregados del Paleocanal de Chicontepec y marginales, Pemex Exploración y Producción (PEP) presentó 39 declaraciones normales, del ejercicio fiscal 2012, como sigue:

DECLARACIONES PRESENTADAS POR PEP DEL EJERCICIO FISCAL 2012  
(Miles de pesos)

Concepto	Declaraciones			Pagadas		Total <sup>1/</sup>
	Normales	Complementarias <sup>2/</sup>	Total	2012	2013	
DSEH	13	4	17	6,366,357.0	1,037,712.1	7,404,069.1
DESH	13	31	44	6,693,784.4	1,003,285.8	7,697,070.2
DASH	<u>13</u>	<u>7</u>	<u>20</u>	<u>3,755,002.0</u>	<u>655,886.2</u>	<u>4,410,888.2</u>
Total	39	42	81	16,815,143.4	2,696,884.1	19,512,027.5

FUENTE: Declaraciones de pagos provisionales normales y complementarias y declaraciones anuales del ejercicio 2012 del DSEH, DESH y DASH.

<sup>1/</sup> El importe de los pagos coincide con el reportado en el dictamen de los estados financieros de la entidad, presentado el 21 de febrero de 2013.

<sup>2/</sup> De las 42 declaraciones complementarias, 13 corresponden a derechos causados en 2012 y el resto a 2010 y 2011.

Se constató que las declaraciones normales fueron presentadas a más tardar el último día hábil del mes posterior a aquel al que correspondieron los pagos de enero a diciembre de 2012, y que la declaración anual de los tres derechos se presentó a más tardar el 29 de marzo de 2013, en cumplimiento de la normativa.

PEP presentó 42 declaraciones complementarias del DSEH, DESH y del DASH, y pagó 864.1 miles de pesos de actualización y recargos, de los cuales 152.4 correspondieron a actualizaciones y 711.7 miles de pesos a recargos, integrados de la forma siguiente:

ACTUALIZACIÓN Y RECARGOS PAGADOS POR PEP, 2012  
(Miles de pesos)

Derecho	Núm. de declaraciones	Actualización	Recargos	Total
DESH	7	152.1	609.3	761.4
DASH	<u>3</u>	<u>0.3</u>	<u>102.4</u>	<u>102.7</u>
Total	10	152.4	711.7	864.1

FUENTE: Declaraciones complementarias de pagos provisionales del ejercicio 2012, presentadas en el mismo ejercicio.

De las siete declaraciones del DESH, tres se presentaron el 31 de enero, dos en febrero, una en mayo y otra en agosto de 2012. En relación con las tres del DASH, una se presentó en marzo, una en mayo y otra en agosto de 2012. PEP efectuó el cálculo y pago de actualizaciones y recargos conforme a la normativa.

#### 9. Presentación en la Cuenta Pública 2012 de los derechos recaudados

En el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012, se reportaron 19,198,150.0 miles de pesos recaudados en efectivo en ese año de los derechos sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH), Especial sobre Hidrocarburos (DESH) y Adicional sobre Hidrocarburos (DASH), cantidad superior en 3,506,150.2 miles de pesos a los 15,691,999.8 miles de pesos obtenidos en 2011, toda vez que la recaudación del DSEH se incrementó en 27.6%, la del DESH en 24.1% y la del DASH en 12.3%, como se aprecia en el cuadro siguiente:

COMPARATIVO DEL DSEH, DESH Y DASH 2011- 2012  
(Miles de pesos)

Concepto	2011	2012	Incremento	% de incremento respecto de 2011
DSEH	5,629,274.9	7,184,822.7	1,555,547.8	27.6
DESH	6,060,342.9	7,520,116.0	1,459,773.1	24.1
DASH	<u>4,002,382.0</u>	<u>4,493,211.3</u>	<u>490,829.3</u>	12.3
Total	15,691,999.8	19,198,150.0	3,506,150.2	

FUENTE: Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2011 y 2012.

La razón principal del incremento en la recaudación de 2012 respecto de la de 2011 fue que la producción de petróleo crudo aumentó en 5,185.7 miles de barriles (MB), al pasar de 30,014.5 MB en 2011 a 35,200.2 MB en 2012. En relación con la producción de gas, en 2012 y 2011 se extrajeron 56,786,721.0 miles de pies cúbicos (MPC) y 47,627,667.0 MPC, respectivamente, por lo que se observó un incremento de 9,159,054.0 MPC.

En la Administración de Cuenta Tributaria y Contabilidad de Ingresos “5” del Servicio de Administración Tributaria, se revisó el registro de la recaudación bruta del DSEH, DESH y DASH en los resúmenes de ingresos ley, los reportes auxiliares globales diarios, las relaciones de operaciones y los Resúmenes de Ingresos Ley (consolidación) de enero a diciembre de 2012.

La recaudación de los derechos por 7,184,822.7, 7,520,116.0 y 4,493,211.3 miles de pesos se registró en las cuentas números III-03-06-02 “Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos”, III-03-07-02 “Derecho Especial sobre Hidrocarburos” y III-03-08-02 “Derecho Adicional sobre Hidrocarburos”, correspondientes a pagos provisionales, con claves de cómputo 400217, 400218 y 400227, respectivamente.

Dichos pagos se registraron correctamente y se presentaron en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012, de conformidad con la normativa.

#### **10. Conciliación de los derechos reportados en la Cuenta Pública con los presentados en los estados financieros dictaminados**

Se comparó la recaudación bruta de los derechos sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH), Especial sobre Hidrocarburos (DESH) y Adicional sobre Hidrocarburos (DASH), registrada en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012 por 19,198,150.0 miles de pesos, con el monto de los pagos provisionales realizado mediante declaraciones normales de 2012 por 19,512,027.5 miles de pesos, el pagado por Pemex Exploración y Producción (PEP) en 2012 por 19,527,859.7 miles de pesos que incluye pagos de años anteriores a 2012 (pagos de derechos causados en 2011), y el asentado en los estados financieros dictaminados de los auditores independientes al 31 de diciembre de 2012 por 19,527,810.0 miles de pesos, como se muestra en el cuadro siguiente:

CONCILIACIÓN DEL DSEH, DESH Y DASH REPORTADOS EN LA CUENTA PÚBLICA 2012  
Y LOS ESTADOS FINANCIEROS DICTAMINADOS  
(Miles de pesos)

Concepto	DSEH	DESH	DASH	Total
Estado Analítico de Ingresos 2012	7,184,822.7	7,520,116.0 <sup>1/</sup>	4,493,211.3 <sup>2/</sup>	19,198,150.0
Enero 2012 (pago provisional de diciembre 2011)	(818,465.7)	(810,499.4)	(738,187.6)	(2,367,152.7)
Declaraciones complementarias de ejercicios anteriores presentadas en 2012		(15,832.2)	(21.7)	(15,853.9)
Enero 2013 (pago de diciembre 2012)	<u>1,037,712.1</u>	<u>1,003,285.8</u>	<u>655,886.2</u>	<u>2,696,884.1</u>
Pagos provisionales 2012	7,404,069.1	7,697,070.2	4,410,888.2	19,512,027.5
Complementarias registradas en la cuenta 65080009 de DESH de ejercicios anteriores (en 2011)	0.0	49.7	0.0	49.7
Complementarias registradas en la cuenta 65080009 de DESH de ejercicios anteriores (en 2012)	<u>0.0</u>	<u>15,782.5</u>	<u>0.0</u>	<u>15,782.5</u>
Pagos provisionales 2012 y complementarios de ejercicios anteriores presentados en 2012	7,404,069.1	7,712,902.4	4,410,888.2	19,527,859.7
Saldo según estados financieros dictaminados	<u>(7,404,069.1)</u>	<u>(7,712,852.7)</u>	<u>(4,410,888.2)</u>	<u>(19,527,810.0)</u>
Diferencia entre los estados financieros dictaminados con los pagos provisionales 2012 y complementarios de ejercicios anteriores presentados en 2012 <sup>3/</sup>	0.0	49.7	0.0	49.7

FUENTE: Declaraciones normales del DSEH, DESH y DASH; estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2012; Auxiliares contables al 31 de diciembre de 2012, y Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012.

<sup>1/</sup> Incluye pagos complementarios por 17,195.7 miles de pesos, conformados por 15,832.2 de ejercicios anteriores y 1,363.5 miles de pesos de 2012.

<sup>2/</sup> Incluye pagos complementarios por 8,926.0 miles de pesos, conformados por 21.7 de ejercicios anteriores y 8,904.3 miles de pesos de 2012.

<sup>3/</sup> 49.7 miles de pesos que corresponden a la suma de declaraciones complementarias núm. 2 de abril, octubre y diciembre de 2010 pagadas en enero 2012, pero registradas el 31 de diciembre de 2011 en la cuenta 65080009 "Derecho Especial sobre Hidrocarburos Ej. Ant."

Las cifras de DSEH, DESH y DASH registradas en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2012, una vez disminuidos los pagos provisionales de diciembre de 2011 pagados en enero de 2012 y considerados los correspondientes a diciembre de 2012 pagados en 2013, coincidieron con las reportadas en los estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2012, presentados el 21 de febrero de 2013, salvo por 49.7 miles de pesos del DESH que fueron registrados contablemente en 2011.

Asimismo, los montos pagados mediante declaraciones normales y complementarias por concepto de DSEH, DESH y DASH del ejercicio 2012 coincidieron con los registrados en las cuentas núms. 65160000 "Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos", 65080007, "Derecho Especial sobre Hidrocarburos", 65080008 "Derecho Adicional sobre Hidrocarburos" y 65080009 "DESH de Ej. Ant." por 7,404,069.1, 7,697,070.2, 4,410,888.2 y 15,832.2 miles de pesos, respectivamente. Cabe señalar que los 15,832.2 miles de pesos

registrados en la cuenta 65080009 corresponden a 15,782.5 miles de pesos registrados en 2012 y 49.7 miles de pesos en 2011.

### 11. Distribución de la recaudación de los derechos Especial sobre Hidrocarburos y Adicional sobre Hidrocarburos

De conformidad con el artículo 261 de la Ley Federal de Derechos, a la recaudación obtenida por concepto de Derecho Especial sobre Hidrocarburos (DESH) y Derecho Adicional sobre Hidrocarburos (DASH) se le aplicará la tasa del 85.31%; el monto que resulte de esta operación se considerará como recaudación federal participable; al respecto, se determinaron 6,416,060.5 y 3,833,246.1 miles de pesos de recaudación federal participable del DESH y DASH, respectivamente, como sigue:

RECAUDACIÓN DE DESH Y DASH PARA EFECTOS DEL ARTÍCULO 261 DE LA LEY FEDERAL DE DERECHOS, 2012  
(Miles de pesos)

Concepto	DESH	DASH
Total derechos enero-diciembre 2012 y diciembre 2011	8,506,206.1	5,140,171.4
Derechos de diciembre 2012 pagados en enero 2013	(-) <u>1,003,285.8</u>	<u>655,886.2</u>
Total derechos pagados en 2012 (declaraciones normales)	7,502,920.3	4,484,285.2
Complementos de 2010, 2011 y 2012 pagados en 2012	(+) <u>17,195.7<sup>1/</sup></u>	<u>8,926.0<sup>2/</sup></u>
Total de recaudación para efectos del artículo 261 de la LFD	(=) 7,520,116.0	4,493,211.2
Actualizaciones y recargos cobrados en 2012	(+) <u>761.4</u>	<u>102.7</u>
Total base para efectos del artículo 261 de la LFD	(=) 7,520,877.4	4,493,313.9

FUENTE: Declaraciones normales de pagos provisionales del ejercicio 2012 y complementarias de 2010, 2011 y 2012, presentadas en el mismo ejercicio.

<sup>1/</sup> Incluye pagos complementarios por 17,195.7 miles de pesos, conformados por 15,832.2 de ejercicios anteriores y 1,363.5 miles de pesos de 2012.

<sup>2/</sup> Incluye pagos complementarios por 8,926.0 miles de pesos, conformados por 21.7 de ejercicios anteriores y 8,904.3 miles de pesos de 2012.

RECAUDACIÓN FEDERAL PARTICIPABLE DE DESH Y DASH CONFORME AL ARTÍCULO 261 DE LA LEY FEDERAL DE DERECHOS, 2012  
(Miles de pesos)

Concepto	DESH	DASH
Total base para efectos del artículo 261 de la LFD	7,520,877.4	4,493,313.9
Tasa establecida en el artículo 261 de LFD	(x) <u>85.31%</u>	<u>85.31%</u>
Recaudación federal participable	(=) 6,416,060.5	3,833,246.1

FUENTE: Declaraciones normales de pagos provisionales del ejercicio 2012 y complementarias de 2010, 2011 y 2012 presentadas en el mismo ejercicio.

Asimismo, el artículo 261 de la Ley Federal de Derechos, vigente en 2012, también establece que a la recaudación obtenida por concepto de DESH y DASH se le aplicará el factor de 0.0148; el monto que resulte de esta operación se multiplicará por la tasa del 3.17% y se destinará a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida de los hidrocarburos del país.

RECAUDACIÓN DEL DESH Y DASH PARA MUNICIPIOS COLINDANTES CON LA FRONTERA O LITORALES  
POR LOS QUE SE REALICE MATERIALMENTE LA SALIDA DE LOS HIDROCARBUROS DEL PAÍS, 2012

(Miles de pesos)

Concepto	DESH	DASH
Total base para efectos del artículo 261 de la LFD	7,520,877.4	4,493,313.9
Factor señalado en el artículo 261 para aplicar a la recaudación	(x) <u>0.0148</u>	<u>0.0148</u>
Monto para municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realice materialmente la salida del país de los hidrocarburos	(=) 111,309.0	66,501.0
Tasa establecida en el artículo 261 de LFD	(x) <u>3.17%</u>	<u>3.17%</u>
Tasa establecida en el artículo 261 de LFD	(=) 3,528.5	2,108.1

FUENTE: Declaraciones normales de pagos provisionales del ejercicio 2012 y complementarias de 2010, 2011 y 2012 presentadas en el mismo ejercicio.

Se constató que los importes determinados coincidieron con los consignados en la información proporcionada por la Unidad de Política de Ingresos Tributarios de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y con los reportados en el resultado número 6 de la auditoría 40 "Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos".

Conforme a lo expuesto, en la determinación de la recaudación federal participable y en el cálculo de la recaudación que se destinará a los municipios colindantes con la frontera o litorales por los que se realizó materialmente la salida de los hidrocarburos del país, se cumplió con el artículo 261 de la Ley Federal de Derechos.

**Dictamen: limpio**

La auditoría se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada, de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada de acuerdo con el objetivo y alcance establecidos, y se aplicaron los procedimientos de auditoría, que se estimaron necesarios. En consecuencia, existe una base razonable para sustentar el presente dictamen, que se refiere sólo a las operaciones revisadas.

La Auditoría Superior de la Federación considera que, en términos generales y respecto de la muestra auditada, Pemex Exploración y Producción cumplió con las disposiciones normativas aplicables.

**Apéndices**

*Procedimientos de Auditoría Aplicados*

1. Calcular la producción de petróleo crudo y gas natural base e incremental anual de los campos marginales, de conformidad con la normativa.
2. Verificar, con base en una prueba selectiva, la integración de la producción de petróleo crudo y gas natural a nivel Activo Integral en el Sistema Nacional de Información de la Producción.
3. Verificar que la integración de la base del volumen de petróleo crudo y gas natural para calcular el Derecho sobre Extracción de Hidrocarburos (DSEH), Derecho Especial sobre Hidrocarburos (DESH) y Derecho Adicional sobre Hidrocarburos (DASH), se realizó de conformidad con la normativa.

4. Comprobar que, a más tardar el 31 de agosto de 2012, previa opinión de la Secretaría de Energía, Pemex Exploración y Producción (PEP) entregó a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público la información que delimitó la ubicación de los campos marginales que aplicaría para el siguiente ejercicio fiscal.
5. Mediante una muestra selectiva, verificar que PEP cumplió con los estudios previstos en la normativa para cada campo que propuso incorporar al inventario de campos marginales.
6. Constatar que el precio promedio ponderado de exportación por tipo de petróleo crudo y el de la unidad térmica de gas natural utilizado por PEP en las declaraciones, se calcularon de conformidad con la normativa; asimismo, verificar que el organismo valoró la producción de petróleo crudo y gas natural para calcular el DSEH, DESH y DASH, de acuerdo con la normativa.
7. Verificar que el ajuste por calidad relativa del precio de la unidad térmica de gas natural realizado por PEP para valorar la producción de gas natural y el cálculo del DSEH, DESH y DASH, se efectuaron de acuerdo con la normativa.
8. Comprobar que el monto de la deducción máxima, sea ya por el 60.0% del valor de petróleo crudo y gas natural extraídos, o bien, por 32.5 dólares por barril de petróleo crudo equivalente extraído (actualizados por el índice de precios al productor), se determinó conforme a la normativa, y constatar que la deducción utilizada por PEP para calcular el DESH fue la menor.
9. Verificar que el cálculo realizado por PEP del DSEH, DESH y DASH de los campos en el Paleocanal de Chicontepec, segregados del Paleocanal de Chicontepec, en aguas profundas y marginales, se ajustó a la normativa.
10. Evaluar el impacto en el cálculo del DESH de la adecuación al artículo 257 Quáter de Ley Federal de Derechos, relativa a la aplicación de la tasa del 36% sobre el excedente de la producción acumulada que rebasara los 240,000.0 miles de barriles de petróleo crudo equivalente.
11. Constatar que los instrumentos de medición utilizados en el año 2012 para cuantificar los volúmenes de petróleo crudo y gas natural cumplieron con las especificaciones establecidas en el Manual del Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 14 "Medición de Fluidos del Gas Natural", Sección 3 "Placas de orificio"; así como con el "Procedimiento para medir tanques de almacenamiento" núm. PEP-IE-OP-0090-2009; la especificación técnica P.2.0514.04 "Medidor tipo Coriolis para hidrocarburos fase líquida y fase gaseosa", y los artículos 27 y 67 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
12. Verificar, con base en una muestra selectiva, que PEP cumplió con los programas de calibración y mantenimiento de los instrumentos de medición utilizados en el 2012, para cuantificar los volúmenes de petróleo crudo y gas natural.
13. Verificar que los pagos provisionales y anuales del DSEH, DESH y DASH se realizaron en los plazos previstos.
14. Verificar, en su caso, la determinación de los accesorios pagados en las declaraciones.
15. Comprobar que los importes registrados en los Resúmenes de Ingresos Ley elaborados por el Servicio de Administración Tributaria de la recaudación del DSEH, DESH y DASH

coincidieron con los pagados por PEP y con los reportados en el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública de 2012.

16. Conciliar el importe del DSEH, DESH y DASH, reportado en la Cuenta Pública, con el presentado en los estados financieros dictaminados.
17. Verificar el cálculo de la distribución de la recaudación del DESH y del DASH, de acuerdo con la normativa.

#### *Áreas Revisadas*

La Gerencia de Recursos Financieros de la Subdirección de Administración y Finanzas; los activos integrales Poza Rica Altamira y Aceite Terciario del Golfo de la Región Norte, Cinco Presidentes de la Región Sur; las subdirecciones de las regiones Norte y Sur, y la Subdirección de Distribución y Comercialización de Pemex Exploración y Producción; así como la Administración de Cuenta Tributaria y Contabilidad de Ingresos "5", adscrita a la Administración General de Servicios al Contribuyente, perteneciente al Servicio de Administración Tributaria.

#### *Comentarios de la Entidad Fiscalizada*

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinadas por la Auditoría Superior de la Federación, y que se presentó a esta entidad fiscalizadora para los efectos de la elaboración definitiva del Informe del Resultado.