

**Secretaría de Hacienda y Crédito Público****Ingresos por Contraprestaciones y Avances de Contratos de la Ronda 1**

Auditoría Cumplimiento Financiero: 2017-0-06100-15-0052-2018

52-GB

***Criterios de Selección***

Montos y variaciones de recursos presupuestales y financieros, interés mediático o coyuntural y no auditado anteriormente.

***Objetivo***

Fiscalizar la gestión financiera para comprobar el avance y cumplimiento contractual, y que las contraprestaciones para las partes se calcularon, enteraron y presentaron en la Cuenta Pública de conformidad con la normativa

**Consideraciones para el seguimiento**

Los resultados, observaciones y acciones contenidos en el presente informe individual de auditoría se comunicarán a la entidad fiscalizada, en términos de los artículos 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y 39 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, para que en un plazo de 30 días hábiles presente la información y realice las consideraciones que estime pertinentes.

En tal virtud, las recomendaciones y acciones que se presentan en este informe individual de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que en razón de la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada, podrán confirmarse, solventarse, aclararse o modificarse.

***Alcance***

|                                 | <b>INGRESOS</b> |
|---------------------------------|-----------------|
|                                 | Miles de Pesos  |
| Universo Seleccionado           | 888,647.0       |
| Muestra Auditada                | 197,731.6       |
| Representatividad de la Muestra | 22.3%           |

El universo por 888,647.0 miles de pesos, correspondió a los ingresos por las contraprestaciones de los contratos otorgados en la Ronda 1, integrados por 591,773.6 miles de pesos de la contraprestación como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos (regalía adicional), 218,592.7 miles de pesos de la cuota contractual para la fase exploratoria, 42,343.8 miles de pesos de regalías (regalía base), y 35,936.9 miles de pesos de penas convencionales. Se revisaron 197,731.6 miles de pesos, 22.3% de la muestra auditada,

integrados por 178,115.9 miles de pesos de la regalía adicional; 12,413.3 miles de pesos de regalía base, y 7,202.4 miles de pesos de la cuota contractual para la fase exploratoria.

### **Antecedentes**

Los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos se suscribieron con motivo de la reforma energética de diciembre de 2013, ya que, de acuerdo con el artículo 27 Constitucional, las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos se otorgan mediante asignaciones a empresas productivas del Estado, o de contratos con éstas o con particulares por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

El resumen ejecutivo de la Reforma Energética incluye dentro de los objetivos fundamentales, en materia de hidrocarburos, la meta de "Aumentar la producción de petróleo de 2.5 millones de barriles diarios producidos en 2013, a 3 millones de barriles en 2018, y a 3.5 millones en 2025; aumentar la producción de gas natural de los 5 mil 700 millones de pies cúbicos diarios producidos en 2013 a 8 mil millones en 2018, y a 10 mil 400 millones en 2025".

Al 31 de diciembre de 2017, se habían firmado 38 contratos de la Ronda 1, otorgados como sigue:

- Cinco contratos en la modalidad de Producción Compartida, la cual consiste en que el Estado recibe la producción y destina parte de ella para cubrir el costo de exploración y producción, y una ganancia razonable al contratista determinada en el proceso de licitación.
- 25 contratos en la modalidad Licencia, que consistente en otorgar al contratista el derecho de extraer, a su exclusivo costo y riesgo, los hidrocarburos propiedad del Estado en el área contractual, con localización terrestre o en aguas someras (tirantes de agua menores a 500 m). El contratista tendrá derecho a la transmisión onerosa de los hidrocarburos producidos, siempre que, conforme a los términos del contrato, esté al corriente en el pago de las contraprestaciones del Estado.
- Ocho contratos en la modalidad Licencia localizados en aguas profundas del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras Cinturón Plegado Perdido y Cuenca Salina.

Los 38 contratos pagaron cuotas contractuales para la fase exploratoria, las cuales se determinaron de acuerdo con la extensión de sus áreas contractuales, y 14 reportaron volumen de producción extraído y pagos por contraprestaciones denominados regalía base y contraprestación como porcentaje sobre el valor contractual de los hidrocarburos (regalía adicional).

El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP) tiene como fin administrar y transparentar el origen y destino de los ingresos petroleros; administrar los aspectos financieros de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como constituir y administrar una reserva de ahorro de largo plazo. Es un fideicomiso público del Estado Mexicano, administrado por el Banco de México, como fiduciario, y en el que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público actúa como Fideicomitente; administra los aspectos financieros de dichos contratos, es decir, aquellos relacionados con el cálculo y pago de las contraprestaciones para el Estado y los contratistas. A partir de que el contratista inicie la

producción comercial regular, el FMP calculará las contraprestaciones mensuales para el Estado y el contratista. Las contraprestaciones para el Estado se conforman por la cuota contractual para la fase exploratoria, las regalías y un porcentaje de la utilidad operativa para los contratos de Producción Compartida, o del valor comercial de los hidrocarburos para los contratos de Licencia.

La CNH es responsable de administrar y supervisar, en materia técnica, los contratos para la exploración y extracción, con el apoyo de auditores o inspectores externos, o mediante la contratación de los servicios correspondientes. En materia de contraprestaciones, la comisión recibe y analiza las mediciones reportadas por los contratistas, e informa al FMP sobre los volúmenes que deberán considerarse para calcular las contraprestaciones al Estado; además, elabora las actas de entrega donde se consignan los volúmenes de hidrocarburos que el FMP transfiere como contraprestación a los contratistas.

## Resultados

### 1. Cumplimiento contractual

De los 38 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos formalizados con motivo de la Ronda 1, se realizaron pagos por 218,592.7 miles de pesos de las cuotas contractuales por la fase exploratoria, y de 14 de ellos se pagaron 670,054.3 miles de pesos por las contraprestaciones. Se seleccionaron tres contratos, de los cuales, uno de modalidad Producción Compartida con núm. CNH-R01-L01-A7-2015, está en fase de exploración, por lo cual sólo pagó la cuota contractual para la fase exploratoria, y dos de modalidad Licencia, núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, pagaron además de dicha cuota, las contraprestaciones, como se muestra en el cuadro siguiente:

MUESTRA DE CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, 2017

| (Miles de pesos) |                                    |  |                       |                                     |                  |  |
|------------------|------------------------------------|--|-----------------------|-------------------------------------|------------------|--|
| Cons.            | No. de contrato/vigencia           | Empresa contratista                                | Tipo de contrato      | Cuota contractual fase exploratoria | Contraprestación |  |
| 1                | CNH-R01-L01-A7-2015                | Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V. | Producción compartida | 6,754.3                             | 0.0              |  |
| 2                | CNH-R01-L03-A15-2015 "Mundo Nuevo" | Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V.                 | Licencia              | 234.3                               | 133,010.8        |  |
| 3                | CNH-R01-L03-A25-2015 "Topén"       | Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V.                 | Licencia              | <u>213.8</u>                        | <u>57,518.4</u>  |  |
| Total            |                                    |  |                       | 7,202.4                             | 190,529.2        |  |

FUENTE: Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos proporcionados por Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Se revisó el cumplimiento de las principales cláusulas de los tres contratos seleccionados con los resultados siguientes:

#### 1) Contrato núm. CNH-R01-L01-A7-2015

En la primera licitación de la Ronda 1 se adjudicó el contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, correspondiente al área contractual número 7, localizada en la Provincia

Geológica Salina del Istmo; se firmó el 4 de septiembre de 2015, entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), en representación del Estado, y con la empresa contratista de origen norteamericano Talos Energy Offshore México 7, S. de R.L. de C.V., operadora del consorcio que completan Sierra O&G Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V., y Premier Oil Exploration and Production México, S.A. de C.V., en la modalidad de Producción Compartida en aguas someras de la costa de Tabasco, con una superficie de 464.799 kilómetros cuadrados (km<sup>2</sup>) y una duración de 30 años, por lo cual su vigencia es a 2045, con opción a dos prórrogas de 5 años. El contrato se encuentra en el periodo inicial de exploración, el cual vence el 4 de septiembre de 2019, por lo que en 2017 no se reportó producción.

En la cláusula 3.1 "Fecha Efectiva" se establece que este contrato entrará en vigor en la fecha de su firma (4 de septiembre 2015), y en la 3.4 "Etapa de Transición de Arranque", se dispone que, a partir de esa fecha, iniciará la etapa de transición que tendrá duración de 90 días (3 de diciembre de 2015).

La cláusula 4.1 "Plan de Exploración" establece que dentro de los 120 días siguientes a la fecha efectiva (máximo el 2 de enero de 2016), el contratista deberá presentar a la CNH el Plan de Exploración que deberá incluir la realización de todas las actividades previstas en el Programa Mínimo de Trabajo, el incremento en el Programa Mínimo y el Programa de Administración de Riesgos. Al respecto, el 18 de diciembre de 2015, el contratista presentó a la CNH el Plan de Exploración, que contiene el primer programa de trabajo y el de presupuesto, aprobados en el Dictamen Técnico emitido mediante la resolución CNH.E.25.002/16 del 23 de junio de 2016.

El plan de exploración incluyó la estrategia y las actividades exploratorias principales; el monto de inversión total durante la fase de exploración que abarca el periodo de 2015 a 2019 asciende a 92,200.0 miles de dólares, de los cuales 75,300.0 miles de dólares correspondieron a 2017, así como los programas de actividades y de administración de riesgo, en cumplimiento de la cláusula 4.1 del contrato.

En la cláusula 10.2 "Programas de trabajo del periodo de exploración" se dispone que el primer programa de trabajo del periodo será presentado con el Plan de Exploración para la aprobación de la CNH, y en los años sucesivos se deberá entregar el programa de trabajo cada año, a más tardar el 30 de septiembre del año inmediato anterior.

De acuerdo con la cláusula 11.2 "Presupuestos de Exploración", el primer presupuesto del periodo de exploración será presentado con el Plan de Exploración y, en los años sucesivos, se deberá entregar el programa de trabajo cada año, a más tardar el 30 de septiembre del año inmediato anterior.

El 29 de septiembre de 2016, el contratista presentó a la CNH el programa de trabajo y el presupuesto para el periodo 2017, el cual fue aprobado mediante la resolución núm. CNH.E.67.002/16 el 24 de noviembre de 2016. El programa incluyó las actividades, el tiempo estimado y el monto presupuestado para cada actividad; la estrategia para cumplir el programa de trabajo mínimo, en la cual también se consideró el incremento del programa de trabajo; el cronograma con actividades para la exploración y la perforación del pozo Zama-1, la cual se autorizó mediante la resolución núm. CNH.UTEXP.011/2017 del 20 de febrero de 2017, de conformidad con las cláusulas 10.2 y 11.2 del contrato.

El 11 de julio de 2017, el contratista anunció el descubrimiento de un yacimiento de hidrocarburos en el pozo Zama-1 como parte de los trabajos de exploración, con un volumen estimado de entre 1,400 y 2,000 millones de barriles de aceite de 28-30 grados API.

El 27 de septiembre de 2017, el contratista presentó a la CNH el Programa de Trabajo y Presupuesto 2018, el cual se aprobó mediante la resolución núm. CNH.12.002/17, en cumplimiento de las cláusulas 10.2 y 11.2 del contrato.

El contratista cumplió con 74,388.5 unidades de trabajo de las 72,600 unidades establecidas para el programa mínimo de trabajo y el incremento en el programa mínimo de trabajo. Al respecto, la CNH proporcionó el oficio 260.981/2017 del 22 de diciembre de 2017, con el cual informó al contratista sobre la acreditación de las unidades de trabajo, en cumplimiento de la cláusula 4.1 "Plan de Exploración".

Durante 2017, el contratista pagó al Estado 6,754.3 miles de pesos, de la cuota contractual para la fase exploratoria en cumplimiento de la cláusula 15 "Contraprestaciones", como se detalla en el resultado núm. 4 de este informe.

## 2) Contrato núm. CNH-R01-L03-A15-2015

En la tercera licitación se adjudicó el contrato para la extracción de hidrocarburos núm. CNH-R01-L03-A15-2015, correspondiente al área contractual número 15 denominada "Mundo Nuevo"; se firmó el 10 de mayo de 2016 entre la CNH y la empresa contratista de origen canadiense Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V., en la modalidad de Licencia, con una superficie terrestre de 27.700 kilómetros cuadrados (km<sup>2</sup>) ubicada en Reforma, Chiapas, con una duración de 25 años, por lo que su vigencia es a 2041, con opción a dos prórrogas de cinco años.

En la cláusula 3.1 "Plazo" se establece que el contrato entrará en vigor en la fecha efectiva, es decir, en la fecha de firma del contrato (10 de mayo de 2016), y la cláusula 3.3 "Etapa de Transición de Arranque", dispone que, a partir de esa fecha, se iniciará la etapa de transición que tendrá duración de 90 días (8 de agosto de 2016).

El 7 de marzo de 2016, de manera previa a la firma del contrato, el licitante ganador entregó a la CNH el plan provisional de producción, autorizado por la propia comisión con el dictamen técnico emitido mediante la resolución CNH.04.012/16 del 28 de abril de 2016.

Como parte de las obligaciones contractuales, el 2 de agosto de 2016, el contratista presentó a la CNH un acuerdo celebrado con Pemex Exploración y Producción (PEP), mediante el cual se establece que la medición de hidrocarburos del Área Contractual, será realizada por PEP mediante los Puntos de Medición identificados. La CNH autorizó este acuerdo el 3 de agosto de 2016 mediante la resolución CNH.E.33.011/16.

De conformidad con la cláusula 4.1 "Plan de Evaluación", el contratista deberá presentar el plan a la CNH para su aprobación, dentro de los 120 días siguientes a la fecha efectiva (máximo 7 de septiembre de 2016) y deberá contener lo previsto en el Anexo 7.

El 7 de septiembre de 2016, el contratista presentó a la CNH el Plan de Evaluación del Área Contractual 15, el cual fue aprobado mediante la resolución núm. CNH.E.11.008/17 el 6 de abril de 2017.

El Plan de Evaluación incluyó la distribución de las unidades de trabajo; el plan de perforación; la estrategia del plan de evaluación; el apartado de prueba y evaluación para el pozo "Mundo Nuevo"; además los estudios sociales, ambientales y económicos; los requerimientos de procesamiento y transporte de los hidrocarburos; el programa de actividades que se desarrollarán durante el Plan de Evaluación, y el plan de erogación relacionado con los costos mensuales de las actividades a ejecutar, en cumplimiento de la cláusula 4.1 del contrato.

En la cláusula 4.2 "Periodo inicial de Evaluación" se menciona que el periodo iniciará con la fecha efectiva y tendrá una duración de 1 año (6 abril de 2018) a partir de la aprobación del Plan de Evaluación. En el Anexo 6 del contrato se establece que el contratista está obligado a concluir, al menos, el Programa Mínimo de Trabajo. Durante 2017 no se reportó avance respecto de las 4,600 unidades de trabajo, debido a que aún estaba vigente el periodo inicial de evaluación.

De conformidad con la cláusula 5.3 "Plan de Desarrollo", el contratista presentó el 7 de septiembre de 2016, un Plan de Desarrollo que se aprobó el 6 de abril de 2017 mediante la resolución núm. CNH.E.11.009/17, debido a que se encontraron campos en producción a la fecha de adjudicación del contrato.

El Plan de Desarrollo incluyó los datos generales del campo "Mundo Nuevo"; los volúmenes de aceite y gas y las últimas reservas certificadas; el cronograma mensual de actividades; el programa de inversión, el estudio detallado de los costos, la matriz de análisis de riesgo, así como las estrategias de mitigación y el plan de contingencia del campo "Mundo Nuevo".

Mediante la resolución CNH.E.11.009/2017, la CNH aprobó la propuesta del Plan de Desarrollo para la extracción, en la cual se mencionó que el contratista contó en el área contractual con campos en producción, pero careció de la información técnica y económica para elaborar el plan a largo plazo, que incluyera todas las actividades petroleras que se realizarán durante el periodo de desarrollo, ya que esta etapa parte del supuesto de que el contratista cuenta con la información y el conocimiento del área porque concluyó su periodo de evaluación. Una vez que el contratista concluya con este último periodo y con las actividades petroleras previstas en el Plan de Evaluación, presentará una modificación para actualizar su Plan de Desarrollo, de acuerdo con los lineamientos.

En cuanto a las cláusulas 9.3 "Programas de Trabajo Indicativos" y 10.2 "Presupuestos Indicativos" del contrato, la CNH proporcionó el oficio ROC-CDMX-054-2016 del 3 de octubre de 2016, donde se menciona que durante la etapa del Plan de Desarrollo del campo "Mundo Nuevo", Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V. no programó actividades de perforación o intervención mayor a pozos para el mantenimiento o incremento de la actual producción del campo, las cuales, podrán reformularse con base en los resultados obtenidos de las actividades que se ejecuten durante el Plan de Evaluación.

Durante 2017, el contratista pagó al Estado 234.3 miles de pesos por la cuota contractual para la fase exploratoria, 7,987.2 miles de pesos de regalía base, y 125,023.6 miles de pesos de la regalía adicional, como se detalla en el resultado núm. 4.

### 3) Contrato núm. CNH-R01-L03-A25-2015

En la tercera licitación se adjudicó el contrato para la extracción de hidrocarburos núm. CNH-R01-L03-A25-2015, correspondiente al área contractual número 25 denominada "Topén"; se

firmó el 10 de mayo de 2016 entre la CNH y la empresa Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V., bajo la modalidad de Licencia, con una superficie terrestre de 25.267 kilómetros cuadrados (km<sup>2</sup>) ubicada en Juárez, Chiapas, con una duración de 25 años, por lo que su vigencia es a 2041, con opción a dos prórrogas de cinco años.

En la cláusula 3.1 "Plazo" se establece que este contrato entrará en vigor en la fecha efectiva, es decir, en la fecha de firma del contrato (10 de mayo de 2016), y en la 3.3 "Etapa de Transición de Arranque", se menciona que, a partir de esa fecha, se iniciará la etapa de transición que tendrá duración de 90 días (8 de agosto de 2016).

En forma previa a la firma del contrato, el 7 de marzo de 2016, el licitante ganador entregó a la CNH el plan provisional de producción, autorizado por la CNH con dictamen técnico mediante la resolución CNH.04.016/16 del 28 de abril de 2016.

Como parte de las obligaciones contractuales, el 2 de agosto de 2016, el contratista presentó a la CNH un acuerdo celebrado con Pemex Exploración y Producción (PEP), en el cual se establece que la medición de hidrocarburos del Área Contractual, será realizada por PEP por medio de Puntos de Medición identificados. La CNH autorizó este acuerdo el 3 de agosto de 2016 mediante la Resolución CNH.E.33.016/16.

En la cláusula 4.1 "Plan de Evaluación" del contrato se establece que el contratista deberá presentar el plan a la CNH para su aprobación, dentro de los 120 días siguientes a la fecha efectiva (máximo 7 de septiembre de 2016), y deberá contener lo previsto en el Anexo 7.

El 7 de septiembre de 2016, el contratista presentó a la CNH el Plan de Evaluación del área contractual 25, el cual fue aprobado mediante la resolución núm. CNH.E.12.008/17 el 7 de abril de 2017.

El Plan de Evaluación incluyó la distribución de las unidades de trabajo, el plan de perforación, la estrategia del plan de evaluación, el apartado de prueba y evaluación para el pozo "Topén", los estudios sociales, ambientales y económicos, los requerimientos de procesamiento y transporte de los hidrocarburos, el programa de actividades que se desarrollarán durante el Plan de Evaluación, y el plan de erogación relacionado con los costos mensuales acordados con dichas actividades, en cumplimiento de la cláusula 4.1 del contrato.

En la cláusula 4.2 "Periodo inicial de Evaluación" se indica que dicho periodo iniciará en la fecha efectiva y tendrá una duración de 1 año (7 abril de 2018), a partir de la aprobación del Plan de Evaluación; para esta etapa, en el anexo 6 se dispone que el contratista está obligado a concluir, al menos, el Programa Mínimo de Trabajo. Durante 2017, no se reportó avance respecto de las 4,600 unidades de trabajo debido a que aún estaba vigente el periodo inicial de evaluación.

De acuerdo con la cláusula 5.3 "Plan de Desarrollo", el 7 de septiembre de 2016, el contratista presentó el Plan de Desarrollo aprobado el 7 de abril de 2017, mediante la resolución núm. CNH.E.12.009/17, debido a que se encontraron campos en producción a la fecha de la adjudicación del contrato.

Mediante la resolución CNH.E.12.009/17, la CNH aprobó la propuesta de Plan de Desarrollo para la extracción, en la cual se mencionó que el contratista contó en el área contractual con campos en producción, pero careció de la información técnica y económica necesaria para

elaborar dicho plan a largo plazo, que considere todas las actividades petroleras que se realizarán durante el periodo de desarrollo, ya que dicho periodo parte del supuesto de que el contratista cuenta con la información y el conocimiento del área en virtud de haber concluido su periodo de evaluación. Una vez que el contratista concluya el periodo de evaluación y las actividades petroleras previstas en el Plan de Evaluación, presentará una modificación para actualizar su Plan de Desarrollo, de acuerdo con los lineamientos.

En cuanto a las cláusulas 9.3 "Programas de Trabajo Indicativos" y 10.2 "Presupuestos Indicativos" del contrato, la CNH proporcionó el oficio ROC-CDMX-055-2016 del 3 de octubre de 2016, donde se menciona que durante la etapa del Plan de Desarrollo del Campo "Topén", Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V., no programó actividades de perforación o intervención mayor a pozos para el mantenimiento o incremento de la actual producción del campo; estas actividades, podrán reformularse con base en los resultados obtenidos durante el Plan de Evaluación.

Durante 2017, en cumplimiento de la cláusula 15 "Contraprestaciones", el contratista pagó 213.8 miles de pesos al Estado por la cuota contractual para la fase exploratoria, 4,426.1 miles de pesos de la regalía base, y 53,092.3 miles de pesos de la regalía adicional, como se detalla en el resultado núm. 4.

En conclusión:

- Del contrato núm. CNH-R01-L01-A7-2015, se constató que el contratista presentó a la CNH el Plan de Exploración el cual contenía el primer programa de trabajo, y el del presupuesto, de acuerdo con el plazo acordado; asimismo, cumplió con las 72,600 unidades de trabajo establecidas en el programa mínimo de trabajo y con el incremento en el programa mínimo de trabajo de conformidad con la cláusula 4.1 "Plan de Exploración" del contrato. El contratista también presentó los programas de trabajo y los presupuestos para los años 2017 y 2018, en cumplimiento de las cláusulas 10.2 y 11.2 del contrato.
- Se comprobó que de los contratos núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, el contratista presentó el plan provisional de producción; el acuerdo de medición de hidrocarburos; el Plan de Evaluación con los requisitos previstos en el Anexo 7 en cumplimiento de la cláusula 4.1 del contrato; y el Plan de Desarrollo, de acuerdo con la cláusula 5.3. En el momento en que el contratista cuente con la información técnica y económica necesaria para elaborar el plan a largo plazo, presentará una modificación para su actualización, una vez que concluya el periodo de evaluación.

## **2. Integración de los volúmenes de hidrocarburos**

El artículo 7, fracción II, de los "Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos", publicados por la CNH el 29 de septiembre de 2015, establece que los operadores petroleros deberán contar con sistemas de medición que les permitan medir los volúmenes de hidrocarburos con trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales, los cuales deberán ser sujetos de calibración, mantenimiento y verificación.

En la cláusula 11.3 de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos núms. CNH-R01-L01-A7-2015, CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, se establece que la



instalación, operación, mantenimiento y calibración de los equipos de medición estará a cargo de los contratistas bajo supervisión de la CNH; además, con cargo al contratista, la CNH solicitará a un tercero independiente que verifique los equipos de medición. No obstante, en los contratos no se establece un plazo para instalar los equipos, ni para solicitar a un tercero su verificación.

El contrato núm. CNH-R01-L01-A7-2015, con la modalidad de Producción Compartida, no reportó producción durante 2017, ya que estaba en etapa de exploración, conforme a los términos contractuales. Los dos contratos restantes, con núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, correspondientes a las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén", ubicados en el Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, se otorgaron con pozos en fase de producción. Por lo anterior, el 7 de marzo de 2016, el contratista presentó a la CNH los planes provisionales de producción, la cual los aprobó el 28 de abril de 2016. Los planes incluyeron los pronósticos de producción, en los que se estableció que el objetivo principal era garantizar la continuidad operativa de las actividades de extracción en el área contractual, por lo cual el contratista no programó actividades de perforación o intervención mayor de pozos para el mantenimiento o incremento de la producción.

Debido a que los contratistas de ambas áreas contractuales no tienen equipos de medición, el 14 de julio de 2016, suscribieron acuerdos de medición con Pemex Exploración y Producción (PEP), con la autorización de la CNH, cuya vigencia inició el 8 de agosto de 2016, la cual cesará cuando el contratista instale sus equipos de medición en los puntos aprobados por la comisión. A octubre de 2018, el contratista no había instalado los equipos de medición.

El artículo 10 de los "Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos" establece que el operador petrolero transmitirá a la CNH la información sobre la medición de los hidrocarburos de forma diaria, mensual y anual.

En cuanto a la medición del petróleo y los condensados de las áreas contractuales, el punto de medición correspondió al centro procesador de crudo "Palomas" (CCC Palomas) del Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, operado por PEP.

En tanto, para la medición del gas, el punto de medición correspondió al Centro Procesador de Gas "Cactus" (CPG Cactus).

Durante 2017, los volúmenes de petróleo, condensados y gas extraídos por las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén", reportados por PEP a la CNH y registrados en el Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos (SIPAC), que sirvieron de base para calcular las contraprestaciones, fueron los siguientes:

## VOLUMEN DE HIDROCARBUROS EXTRAÍDOS POR LAS ÁREAS CONTRACTUALES "MUNDO NUEVO" Y "TOPÉN", 2017

| Mes          | Mundo Nuevo         |                        |                  | Topén         |                        |                |
|--------------|---------------------|------------------------|------------------|---------------|------------------------|----------------|
|              | Petróleo (Barriles) | Condensados (Barriles) | Gas (MMBtu)      | Petróleo      | Condensados (Barriles) | Gas (MMBtu)    |
| Enero        | 5,485               | -                      | 117,616          | 6,126         | -                      | 23,895         |
| Febrero      | 5,309               | -                      | 117,496          | 5,623         | -                      | 22,391         |
| Marzo        | 6,183               | -                      | 122,276          | 6,227         | -                      | 24,473         |
| Abril        | 5,856               | -                      | 118,317          | 6,019         | -                      | 20,788         |
| Mayo         | 5,692               | -                      | 126,320          | 6,743         | -                      | 19,071         |
| Junio        | 5,799               | -                      | 121,115          | 5,931         | -                      | 21,874         |
| Julio        | 6,044               | -                      | 127,412          | 6,359         | -                      | 23,446         |
| Agosto       | 6,189               | -                      | 132,501          | 6,277         | -                      | 23,401         |
| Septiembre   | 6,315               | -                      | 128,746          | 5,749         | -                      | 22,081         |
| Octubre      | 6,460               | -                      | 125,116          | 6,019         | -                      | 22,414         |
| Noviembre    | 6,513               | 950                    | 121,065          | 5,817         | 204                    | 23,017         |
| Diciembre    | 6,971               | 491                    | 133,722          | 5,836         | 196                    | 22,695         |
| <b>Total</b> | <b>72,816</b>       | <b>1,441</b>           | <b>1,491,702</b> | <b>72,726</b> | <b>400</b>             | <b>269,546</b> |

FUENTE: Reportes de producción y comercialización de hidrocarburos proporcionados por la CNH.

1 Barril = 42 galones (aproximadamente 159 litros de petróleo crudo).

MMBtu = Un millón de British Thermal Unit. Unidad de energía que representa la cantidad de calor necesaria para elevar 1 grado Fahrenheit una muestra de agua con una masa de 1 Libra.

Suma: Petróleo= 145,542 barriles; condensados= 1,841 barriles y gas= 1,761,248 MMBtu.

De enero a diciembre de 2017, los contratistas de las áreas extrajeron 145,542 barriles de petróleo y 1,761,248 MMBtu de gas, y de noviembre a diciembre de ese año 1,841 barriles de condensados, los cuales fueron entregados al contratista para su comercialización.

Se compararon los volúmenes de petróleo reportados por la CNH, con los consignados en los certificados de pago emitidos cada mes por el FMP, sin que se determinaran diferencias.

En relación con el gas, se compararon los volúmenes de producción mensuales consignados en los comprobantes de entrega-recepción del Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, con los registrados en los Comprobantes Fiscales Digitales por Internet (CFDI) y se constató que de enero a diciembre de 2017, el contratista del área contractual "Mundo Nuevo" extrajo 1,424,550 millones de pies cúbicos (MMpc), equivalentes a 1,491,702 MMBtu y del área "Topén" 329,010 MMpc equivalentes a 269,546 MMBtu y no se determinaron diferencias.

Se constató que la medición del volumen de gas registrado en los comprobantes de entrega recepción del Activo Integral de Producción Macuspana-Muspac está determinada a una temperatura de 20°C y en MMpc, igual que en los CFDI de comercialización (factura), y de acuerdo con las cláusulas 4 y 6 del contrato de compraventa entre PEP y el contratista, las equivalencias para reportar al FMP los volúmenes de gas deben ser en MMBtu a temperatura de 15.56°C, por lo que la CNH realiza esta conversión.

En conclusión, la cláusula 11.3 de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, suscritos por la CNH en mayo de 2016, establece que la instalación, operación, mantenimiento y calibración de los equipos de medición estará a cargo de los contratistas bajo supervisión de la CNH y que, con cargo al contratista, la CNH solicitará a un tercero independiente la verificación de los equipos de medición. No obstante, en los contratos no se establece un plazo para la instalación de los equipos ni para la solicitud a un tercero de su verificación.

El contratista de los contratos citados, no instaló los equipos de medición, y previa autorización de la CNH, suscribió acuerdos de medición con PEP, el 14 de julio de 2016, para que realizara las actividades de medición, se comprobó que los acuerdos no establecen una fecha de conclusión, sólo indican que su vigencia cesará cuando el contratista instale sus equipos de medición, a octubre de 2018 el contratista aún no había instalado los equipos.

Al respecto, la Dirección General de lo Contencioso de la CNH, mediante el oficio núm. UJ-DGC/234/002/2019 del 8 de enero de 2019, proporcionó respuesta de la Dirección General de Medición, en la que informó que de acuerdo con el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, el Operador Petrolero presentó a consideración de la Comisión, una propuesta de Punto de Medición provisional y el acuerdo de Medición firmado con PEP, y que éste Operador deberá presentar como parte del Plan de Desarrollo los requerimientos que se indican en el artículo citado; los cuales incluyen en la fracción VII los “Programas de implementación de los Mecanismos de medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los Hidrocarburos”, es decir, el operador construirá los sistemas de medición de acuerdo con la infraestructura disponible, la filosofía de operación y del tipo de hidrocarburo, por lo que no es posible establecer en el Contrato un plazo, debido a que depende de cada caso.

Al respecto, mediante los oficios núms. UJ-DGC/234/002/2019 del 8 de enero de 2019, y UJ-DGC/234/017/2019 del 23 de enero de 2019, la Dirección General de lo Contencioso de la CNH, proporcionó respuesta de la Dirección General de Medición, en la que informó que, de acuerdo con el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, el operador petrolero presentó, a consideración de la Comisión, una propuesta de Punto de Medición provisional y el acuerdo de Medición firmado con PEP; además, el operador deberá presentar, como parte del Plan de Desarrollo, los requerimientos que se indican en el artículo citado, los cuales incluyen, en la fracción VII, los “Programas de implementación de los mecanismos de medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los Hidrocarburos”. Además, la dirección citada informó que los contratistas que cuentan con campos en producción carecen de la información técnica y económica necesaria para elaborar un Plan de Desarrollo, en cual se considere la totalidad de las actividades petroleras que se desarrollaran. Por lo anterior, el plan de desarrollo previsto en los contratos pretende dar continuidad a la producción. Una vez que el contratista concluya el plan de evaluación, con fecha de vigencia al 24 de abril de 2019, deberá presentar una modificación para actualizar su plan de desarrollo con el fin de proponer los mecanismos de medición que se implantaran a largo plazo en el área contractual.

Lo anterior no solventa la observación, ya que si bien la entidad fiscalizada menciona que el plan de desarrollo se modificará una vez que concluya la vigencia del plan de evaluación, prevista para el 24 de abril de 2019, deberá considerar que ese cambio incluya los “Programas

de implementación de los mecanismos de medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos”, donde se establezcan las fechas para la instalación de los equipos de medición, así como para para solicitar a un tercero su verificación.

**2017-0-46100-15-0052-01-001 Recomendación**

Para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos verifique que los contratistas de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos de las áreas "Mundo Nuevo" y "Topén", pertenecientes al Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, incluyan en los "Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos" las fechas compromiso para la instalación de los equipos de medición de hidrocarburos, así como para solicitar a un tercero su verificación, y vigile su cumplimiento a fin de regular la medición.

**3. Determinación del precio contractual de los hidrocarburos**

De acuerdo con el artículo 25 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, en los contratos se establecerá que en cada periodo (mes) se determinará el valor contractual y los mecanismos para determinar los precios contractuales de los hidrocarburos, que reflejen las condiciones de mercado. El precio contractual es el valor monetario en dólares que se asigna por unidad de medida de cada hidrocarburo.

Al respecto, se comprobó que en el anexo 3 "Procedimientos para determinar las contraprestaciones del Estado" de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos núms. CNH-R01-L01-A7-2015, del área contractual A7, CNH-R01-L03-A15-2015, del área "Mundo Nuevo" y CNH-R01-L03-A25-2015 del área "Topén", se especificaron los procedimientos para determinar los precios contractuales que se aplican a los volúmenes producidos para obtener los valores contractuales de los hidrocarburos; con base en estos valores se determinan las contraprestaciones del Estado y del contratista.

Para determinar los precios contractuales, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) consideró el volumen de los hidrocarburos comercializados; si éste fue de al menos el 50.0% del volumen entregado al contratista, el precio contractual del periodo (mes) en que se registra la comercialización será igual al precio de venta promedio observado al que el contratista haya realizado o comprometido la comercialización. Si la comercialización no fue de al menos el 50.0% del volumen entregado al contratista, los precios contractuales se determinan mediante el uso de fórmulas que consideran variables, como la densidad del petróleo crudo y los precios promedio de mercado del crudo Louisiana Light Sweet y Brent.

Se revisaron los reportes de producción mensuales de 2017, de los contratos de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén". Se comprobó que el volumen comercializado de petróleo crudo y condensados fue superior al 50.0%, como se muestra en el cuadro siguiente:

PORCENTAJES DE PETRÓLEO COMERCIALIZADO POR LAS ÁREAS CONTRACTUALES "MUNDO NUEVO"  
Y "TOPÉN, 2017

| Periodo    | Mundo Nuevo |         |       |                  | Topén     |         |       |                  |
|------------|-------------|---------|-------|------------------|-----------|---------|-------|------------------|
|            | Entregado   | Vendido | %     | Precio (dólares) | Entregado | Vendido | %     | Precio (dólares) |
| Enero      | 5,480       | 5,480   | 100.0 | 46.25            | 6,117     | 6,117   | 100.0 | 38.97            |
| Febrero    | 5,308       | 5,308   | 100.0 | 47.11            | 5,616     | 5,616   | 100.0 | 39.76            |
| Marzo      | 6,176       | 6,176   | 100.0 | 44.08            | 6,219     | 6,219   | 100.0 | 37.15            |
| Abril      | 5,856       | 5,856   | 100.0 | 45.73            | 6,012     | 6,012   | 100.0 | 39.02            |
| Mayo       | 5,681       | 5,681   | 100.0 | 44.64            | 6,739     | 6,739   | 100.0 | 38.09            |
| Junio      | 5,798       | 5,798   | 100.0 | 41.00            | 5,931     | 5,931   | 100.0 | 34.80            |
| Julio      | 6,045       | 6,045   | 100.0 | 43.10            | 6,370     | 6,370   | 100.0 | 36.97            |
| Agosto     | 6,183       | 6,183   | 100.0 | 45.08            | 6,275     | 6,275   | 100.0 | 39.51            |
| Septiembre | 6,316       | 6,316   | 100.0 | 43.10            | 5,752     | 5,752   | 100.0 | 36.97            |
| Octubre    | 6,472       | 6,472   | 100.0 | 47.18            | 6,015     | 6,015   | 100.0 | 40.17            |
| Noviembre  | 6,540       | 6,540   | 100.0 | 55.07            | 5,838     | 5,838   | 100.0 | 47.70            |
| Diciembre  | 6,988       | 6,988   | 100.0 | 53.59            | 5,869     | 5,869   | 100.0 | 45.46            |
| Suma       | 72,843      | 72,843  | 100.0 |                  | 72,753    | 72,753  | 100.0 |                  |

FUENTE: Reportes de producción y comercialización proporcionados por la CNH; comprobantes de entrega-recepción de petróleo crudo en el activo de producción Macuspana-Muspac, emitidos por PEP y comprobantes CFDI de venta de petróleo crudo emitidos por el contratista.

El volumen entregado y consignado en los comprobantes de entrega-recepción de petróleo crudo del Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, emitidos por PEP, coincidió con los reportes de volumen producido por el contratista de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén", proporcionados por la CNH.

El contratista de ambas áreas contractuales emitió Comprobantes Fiscales Digitales por Internet (CFDI) mensuales que consignan el precio de venta, que correspondió al precio contractual del petróleo crudo del mes de comercialización.

Respecto del gas, se comprobó que el volumen producido y comercializado por las áreas contractuales "Mundo Nuevo" ascendió a 1,424,550 millones de pies cúbicos (MMpc), y "Topén", a 329,010 MMpc; además, tanto los comprobantes de entrega-recepción de gas del Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, emitidos por PEP, como los CFDI que amparan la comercialización del contratista, consignan el precio de venta y el volumen en MMpc.

Se revisaron los CFDI emitidos por la comercialización de gas de ambas áreas contractuales. Se constató que los volúmenes registrados coincidieron con los reportados en los comprobantes de entrega-recepción de gas; sin embargo, en septiembre, la unidad de medida de gas expresada fue en barriles, en lugar de MMpc, en incumplimiento del artículo 13 de los "Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos".

En el numeral 1.6 del anexo 3 de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos citados se dispone que el precio contractual del gas natural (metano) y sus componentes (etano, propano y butano) se determinará, por separado, por unidad calórica en millón de British Thermal Unit (MMBtu).

Con base en las mediciones de volumen de gas extraído reportadas en MMpc por PEP, correspondientes a las áreas "Mundo Nuevo" y "Topén", la CNH, realizó la conversión a MMBtu, por componente de gas, en cumplimiento del capítulo V "Correspondencia entre unidades" de la publicación técnica núm. CENAM-MMM-PT-003, del Centro Nacional de Metrología; asimismo, reportó al FMP el precio contractual, por componente, en dólares por MMBtu, como se muestra a continuación:

VOLÚMENES Y PRECIO DE GAS COMERCIALIZADO POR LAS ÁREAS CONTRACTUALES  
"MUNDO NUEVO" Y "TOPÉN", POR COMPONENTE EN MMBtu, 2017

| Mes        | Mundo Nuevo |         |         |        |                     | Topén   |        |         |        |                     |
|------------|-------------|---------|---------|--------|---------------------|---------|--------|---------|--------|---------------------|
|            | Metano      | Etano   | Propano | Butano | Precio<br>(dólares) | Metano  | Etano  | Propano | Butano | Precio<br>(dólares) |
| Enero      | 93,635      | 14,859  | 6,322   | 2,678  | 2.57                | 16,560  | 2,687  | 2,671   | 1,982  | 1.90                |
| Febrero    | 88,804      | 15,754  | 7,862   | 4,960  | 4.12                | 16,273  | 2,039  | 1,909   | 2,168  | 3.48                |
| Marzo      | 95,599      | 14,242  | 8,894   | 3,410  | 3.62                | 17,787  | 2,229  | 2,087   | 2,369  | 2.98                |
| Abril      | 96,528      | 15,218  | 6,167   | 3,651  | 3.64                | 17,787  | 2,229  | 2,087   | 2,369  | 2.98                |
| Mayo       | 96,051      | 12,802  | 13,830  | 3,504  | 3.19                | 13,851  | 1,736  | 1,625   | 1,845  | 2.53                |
| Junio      | 92,261      | 12,807  | 11,819  | 4,228  | 3.86                | 15,898  | 1,992  | 1,865   | 2,119  | 3.22                |
| Julio      | 99,742      | 13,846  | 12,777  | 4,571  | 3.37                | 17,000  | 2,131  | 1,995   | 2,266  | 2.82                |
| Agosto     | 98,451      | 18,908  | 9,725   | 5,516  | 3.36                | 16,765  | 3,472  | 2,038   | 1,147  | 3.01                |
| Septiembre | 98,451      | 19,576  | 10,068  | 5,710  | 3.34                | 16,759  | 3,472  | 2,038   | 1,147  | 3.00                |
| Octubre    | 98,451      | 19,576  | 10,068  | 5,710  | 3.67                | 16,765  | 3,472  | 2,038   | 1,147  | 2.54                |
| Noviembre  | 92,401      | 18,991  | 12,648  | 6,060  | 2.59                | 15,882  | 3,162  | 2,310   | 1,389  | 2.34                |
| Diciembre  | 96,746      | 19,373  | 12,377  | 5,069  | 3.46                | 15,837  | 3,153  | 2,303   | 1,385  | 1.83                |
| Suma       | 1,147,120   | 195,952 | 122,557 | 55,067 |                     | 197,164 | 31,774 | 24,966  | 21,333 |                     |

FUENTE: Reportes de producción y comercialización de Gas durante 2017, proporcionados por la CNH; Reporte de la Implementación Tecnológica Modelo Económico elaborada por el FMP.

MMBtu: Un millón de British Thermal Unit. Unidad de energía que representa la cantidad de calor necesaria para elevar 1 grado Fahrenheit una muestra de agua con una masa de una Libra.

Se comprobó que el precio contractual por periodo fue el mismo para cada uno de los componentes del gas, no obstante que cada componente representa una proporción distinta del total de la mezcla, en incumplimiento del numeral 1.6 del anexo 3 de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos. Además, se constató que en octubre y noviembre de 2017, el precio contractual del gas, correspondiente al área contractual "Topén" por 2.54 y 2.34 dólares por MMBtu, que sirvió de base para calcular el valor contractual, fue el mismo que se consignó en los CFDI de comercialización en dólares por MMpc.

También se constató que con el oficio núm. 352-A-III-022 del 1 de diciembre de 2017, la Dirección General Adjunta de Análisis y Verificación de Ingresos sobre Hidrocarburos, adscrita a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, solicitó al contratista del área "Mundo Nuevo" la metodología para la integración de la mezcla de gas por componente y el estudio cromatográfico de la venta de gas, así como la metodología para obtener los precios por componente, como parte del seguimiento de la solicitud presentada por el contratista para ajustar la contraprestación de abril 2017.

Mediante el oficio 352-A-III-010 del 5 de marzo de 2018, la Dirección General Adjunta de Análisis y Verificación de Ingresos sobre Hidrocarburos emitió una resolución de improcedencia respecto de la solicitud de ajustes y correcciones requeridos por el contratista, debido a que este último no aclaró las inconsistencias que se le notificaron, ya que optó por ajustarse al nuevo modelo de procedimiento de ajuste, con motivo del cambio de metodología del cálculo de volúmenes emitido por la CNH, el cual indica que los volúmenes y el valor contractual de los hidrocarburos estarán sujetos a los ajustes por el periodo mayo 2016 octubre 2017, para no interferir en los cálculos anteriores y posteriores.

En conclusión, el volumen de petróleo crudo y de gas entregado al contratista y consignado en los comprobantes de entrega-recepción del Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, coincidió con el volumen del contratista reportado por la CNH y los CFDI de comercialización. Sin embargo, el volumen de gas registrado en los CFDI de septiembre de 2017, de ambas áreas contractuales, se expresó en barriles, en lugar de Millones de pies Cúbicos (MMpc).

En cada periodo de 2017, el precio contractual del gas natural (metano) y sus componentes (etano, propano y butano), fue el mismo, en incumplimiento del numeral 1.6 del anexo 3 de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, el cual establece que el precio contractual del gas y sus componentes se determinará por separado; además, en octubre y noviembre de 2017, el precio contractual del gas determinado para calcular el valor contractual en dólares por MMBtu, coincidió con el precio de comercialización consignado en los CFDI en dólares por MMpc.

Al respecto, mediante los oficios núms. UJ-DGC/234/002/2019 del 8 de enero de 2019 y UJ-DGC/234/017/2019 del 23 de enero de 2019, la Dirección General de lo Contencioso de la CNH, informó que el 17 de diciembre de 2018, la Administración del Activo Integral de Producción Bloque S01 solicitó al contratista de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén" que consignara el volumen de gas natural en MMpc. Con el oficio núm. ROC-CDMX-019-2019 del 8 de enero de 2019, el contratista comunicó al Activo que "el volumen de gas registrado en el Comprobante Fiscal Digital por Internet (CFDI) de septiembre de 2017, en el área contractual Topén se expresó en barriles, en lugar de millones de pies cúbicos, debido a un error involuntario". Por tal razón, se sustituyó la factura núm. 146, correspondiente al volumen de gas de septiembre de 2017, del campo Topén para expresar el volumen en MMpc, y se proporcionó la factura corregida.

En cuanto a la observación del precio contractual del gas natural (metano) y sus componentes, proporcionó respuesta de la Dirección General Comercialización de Producción, adscrita a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, indicó que la CNH no es la autoridad competente para supervisar los temas relacionados con los precios de los hidrocarburos reportados por los contratistas; dicha atribución corresponde a la Secretaría de Hacienda y Crédito Públicos (SHCP), de conformidad con el Capítulo III del Título Segundo de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, así como con el Convenio de Colaboración, Coordinación y Asistencia Técnica celebrado por el Banco de México, en su carácter de fiduciario en el Fideicomiso Público del Estado denominado "Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo", la SHCP, la Secretaría de Energía, el Servicio de Administración Tributaria, y sus anexos de ejecución.

**2017-0-06100-15-0052-01-001 Recomendación**

Para que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público supervise que los contratistas de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén" determinen el precio contractual del gas y sus componentes por separado por unidad calórica, en Millones de British Thermal Unit (MMBtu) a fin de cumplir con lo que establece el numeral 1.6 del anexo 3 "Procedimientos para determinar las contraprestaciones del Estado" de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

**4. Cálculo de contraprestaciones**

De conformidad con la cláusula 15 de los contratos para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, y 16 del contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, a partir de que el contratista inicie la producción comercial regular y entregue los hidrocarburos netos en los puntos de medición, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP) calculará las contraprestaciones con la información que reciba de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y del contratista.

Las contraprestaciones al Estado están integradas por:

- a) La cuota contractual para la fase exploratoria, aplicable durante el periodo de exploración.
- b) Las regalías denominadas "Regalía base".
- c) El porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos denominado "regalía adicional".

Durante 2017. El Estado recibió ingresos por estos conceptos de 38 contratos otorgados en la Ronda 1, como sigue:

| TOTAL DE PAGOS POR LOS CONTRATISTAS DE LOS CONTRATOS OTORGADOS EN LA RONDA UNO |                  |                 |
|--|------------------|-----------------|
| Concepto   | Miles de dólares | Miles de pesos  |
| Cuota contractual fase exploratoria  |                  | 218,592.7       |
| Regalía base   | 2,249.6          | 42,343.8        |
| Regalía adicional  | 31,430.7         | 591,773.6       |
| Penas convencionales   | <u>1,917.6</u>   | <u>35,936.9</u> |
| Suma   | 35,597.9         | 888,647.0       |

FUENTE: Base de datos de los pagos realizados por los contratistas de los contratos otorgados en la ronda 1, proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

El total de ingresos recibidos por el Estado durante 2017, por medio del FMP, por los 38 contratos que fueron otorgados por la CNH en la ronda 1, fue de 35,597.9 miles de dólares, equivalentes a 888,647.0 miles de pesos, integrados por 218,592.7 miles de pesos de cuota contractual para la fase exploratoria; 2,249.6 miles de dólares de regalía base, equivalentes a 42,343.8 miles de pesos; 31,430.7 miles de dólares de regalía adicional, equivalentes a 591,773.6 miles de pesos y 1,917.6 miles de dólares de penas convencionales equivalentes a 35,936.9 miles de pesos.



Se verificaron los cálculos del FMP para determinar las contraprestaciones a favor del Estado, de conformidad con la metodología prevista en los tres contratos seleccionados. Durante 2017, el contrato núm. CNH-R01-L01-A7-2015, con la modalidad de producción compartida, se encontraba en etapa de exploración<sup>1</sup>, por lo que no reportó producción; sólo estaba obligado al pago de la cuota contractual para la fase exploratoria. En el caso de los contratos núms. CNH-R01-L01-A15-2015 y CNH-R01-L01-A25-2015, el contratista sí obtuvo producción de hidrocarburos, por lo que pagó la regalía base y la regalía adicional, así como la cuota contractual al Estado, correspondiente a la fase exploratoria a julio de 2017, debido a que en junio terminó la etapa de exploración.

**a) Cuota contractual para la fase exploratoria.**

De conformidad con el artículo 23 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, los contratos prevén que la parte del área contractual que no se encuentre en la fase de producción pagará en forma mensual, a favor del Estado, la cuota contractual para la fase exploratoria; asimismo, se establece como cuota mensual 1,150 pesos por kilómetro cuadrado (km<sup>2</sup>) durante los primeros 60 meses, así como el mecanismo de actualización de la cuota con base en el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC).

Para cumplir con el artículo referido, de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, en los numerales 4.2, del anexo 3 de modalidad licencia, y 8.2 del anexo 3 de los contratos de modalidad de producción compartida, se establece que en relación con la parte del área contractual que no cuente con un plan de desarrollo aprobado por la CNH, los contratistas pagarán a favor del Estado la cuota contractual para la fase exploratoria.

Durante 2017, los contratistas de los tres contratos pagaron en forma mensual la cuota contractual para la fase exploratoria, como sigue:

---

<sup>1</sup> Etapa de exploración: Es la etapa donde se desarrolla un conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de hidrocarburos en el subsuelo.

## PAGOS POR CUOTA CONTRACTUAL PARA LA FASE EXPLORATORIA, 2017

(Miles de pesos)

| Periodo    | CNH-R01-L01-A7  |         | CNH-R01-L03-A15 |       | CNH-R01-L03-A25 |       | Total<br>Cuotas |
|------------|-----------------|---------|-----------------|-------|-----------------|-------|-----------------|
|            | km <sup>2</sup> | Pago    | km <sup>2</sup> | Pago  | km <sup>2</sup> | Pago  |                 |
| Enero      | 464.80          | 546.3   | 27.7            | 32.6  | 25.27           | 29.7  | 608.6           |
| Febrero    | 464.80          | 564.4   | 27.7            | 33.6  | 25.27           | 30.7  | 628.7           |
| Marzo      | 464.80          | 564.4   | 27.7            | 33.6  | 25.27           | 30.7  | 628.7           |
| Abril      | 464.80          | 564.3   | 27.7            | 33.6  | 25.27           | 30.7  | 628.6           |
| Mayo       | 464.80          | 564.4   | 27.7            | 33.6  | 25.27           | 30.7  | 628.7           |
| Junio      | 464.80          | 564.4   | 27.7            | 33.6  | 25.27           | 30.7  | 628.7           |
| Julio      | 464.80          | 564.3   | 27.7            | 33.7  | 25.27           | 30.6  | 628.6           |
| Agosto     | 464.80          | 564.4   | -               | -     | -               | -     | 564.4           |
| Septiembre | 464.80          | 564.4   | -               | -     | -               | -     | 564.4           |
| Octubre    | 464.80          | 564.3   | -               | -     | -               | -     | 564.3           |
| Noviembre  | 464.80          | 564.4   | -               | -     | -               | -     | 564.4           |
| Diciembre  | 464.80          | 564.3   | -               | -     | -               | -     | 564.3           |
| Suma       |                 | 6,754.3 |                 | 234.3 |                 | 213.8 | 7,202.4         |
| %          |                 | 94.0%   |                 | 3.0%  |                 | 3.0%  |                 |

FUENTE: Base de datos de pagos de cuota contractual para la fase exploratoria durante 2017, comprobantes de pago de contraprestaciones al Estado, proporcionados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

km<sup>2</sup>: Kilómetros cuadrados del área contractual que no se encuentra en fase de producción.

Las cuotas contractuales pagadas de los tres contratos revisados totalizaron 7,202.4 miles de pesos, de los cuales, 6,754.3 miles de pesos correspondieron al contrato núm. CNH-R01-L01-A7-2015, el 94.0%; 234.3 miles de pesos del contrato núm. CNH-R01-L03-A15-2015, el 3.0%, y 213.8 miles de pesos al contrato núm. CNH-R01-L03-A25-2015, el 3.0%.

Se comprobó que el cálculo para determinar la cuota contractual y su actualización con base en el INPC, así como el pago oportuno realizado por los contratistas, se efectuaron de conformidad con los contratos, sin que se determinaran diferencias.

### Regalía base

De acuerdo con el artículo 24 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, los contratos preverán contraprestaciones cada periodo denominadas Regalías, a favor del Estado. El monto de las regalías se determinará para cada tipo de hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente al valor contractual<sup>2</sup> del petróleo, del gas natural y de los condensados.

Se revisó el cálculo del valor contractual por tipo de hidrocarburo de los contratos núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, que reportaron producción en 2017, y se constató que el monto determinado coincidió con el reportado por el FMP en sus bases de datos. También se comprobó que la tasa de regalía aplicada a los valores contractuales de

<sup>2</sup> Valor contractual: Es el resultado de multiplicar, en el período que se trate, el precio contractual de los hidrocarburos, por el volumen de hidrocarburos medidos en los puntos de medición.

cada tipo de hidrocarburo se determinó de conformidad con el artículo 24 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y el anexo 3 de los contratos.

Se compararon las regalías base, determinadas por tipo de hidrocarburos, del contrato CNH-R01-L03-A15-2015, del área contractual "Mundo Nuevo", con los comprobantes de pago respectivos, con los resultados siguientes:

COMPARATIVO DE REGALÍAS BASE DETERMINADAS POR LA ASF CON LAS PAGADAS POR EL CONTRATISTA DEL CONTRATO NÚM. CNH-R01-L03-A15-2015, 2017

(Miles de dólares)

| Periodo | Determinado por ASF |            |             |             | Comprobantes de pago | Diferencia   |
|---------|---------------------|------------|-------------|-------------|----------------------|--------------|
|         | Petróleo            | Gas        | Condensados | Suma        |                      |              |
| Ene.    | 19.4                | 6.8        | 0.0         | 26.2        | 26.6                 | (0.4)        |
| Feb.    | 19.2                | 8.1        | 0.0         | 27.3        | 27.5                 | (0.2)        |
| Mar.    | 19.2                | 20.9       | 0.0         | 40.1        | 39.7                 | 0.4          |
| Abr.    | 20.4                | 16.7       | 0.0         | 37.1        | 37.0                 | 0.1          |
| May.    | 20.1                | 16.3       | 0.0         | 36.4        | 36.9                 | (0.5)        |
| Jun.    | 19.1                | 13.4       | 0.0         | 32.5        | 32.8                 | (0.3)        |
| Jul.    | 17.8                | 18.8       | 0.0         | 36.6        | 36.0                 | 0.6          |
| Ago.    | 19.5                | 15.1       | 0.0         | 34.6        | 35.5                 | (0.9)        |
| Sep.    | 20.9                | 15.6       | 0.0         | 36.5        | 35.2                 | 1.3          |
| Oct.    | 20.4                | 15.0       | 0.0         | 35.4        | 36.1                 | (0.7)        |
| Nov.    | 23.4                | 17.6       | 0.0         | 41.0        | 36.4                 | 4.6          |
| Dic.    | <u>31.3</u>         | <u>8.5</u> | <u>0.7</u>  | <u>40.5</u> | <u>44.6</u>          | <u>(4.1)</u> |
| Suma    | 250.7               | 172.8      | 0.7         | 424.2       | 424.3                | (0.1)        |

FUENTE: Bases de datos de volúmenes producidos y comercializados, proporcionados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos; comprobantes de pago y base de datos proporcionados por el FMP.

Se comprobó que, en 2017, las regalías base a favor del Estado totalizaron 424.2 miles de dólares, las cuales se calcularon y pagaron durante ese año en los plazos establecidos en el contrato.

En relación con el contrato núm. CNH-R01-L03-A25-2015 del área contractual "Topén", se determinaron las regalías base como sigue:

COMPARATIVO DE REGALÍAS BASE DETERMINADAS POR LA ASF CON LAS PAGADAS  
POR EL CONTRATISTA DEL CONTRATO NÚM. CNH-R01-L03-A25-2015, 2017

(Miles de dólares)

| Periodo | Determinado por ASF |            |             |             | Comprobantes<br>De pago | Diferencia   |
|---------|---------------------|------------|-------------|-------------|-------------------------|--------------|
|         | Petróleo            | Gas        | Condensados | Suma        |                         |              |
| Ene.    | 16.3                | 0.9        | -           | 17.2        | 16.9                    | 0.3          |
| Feb.    | 17.9                | 0.9        | -           | 18.8        | 18.7                    | 0.1          |
| Mar.    | 16.8                | 2.8        | -           | 19.6        | 19.7                    | (0.1)        |
| Abr.    | 17.3                | 2.3        | -           | 19.6        | 19.6                    | 0.0          |
| May.    | 17.6                | 1.9        | -           | 19.5        | 19.9                    | (0.4)        |
| Jun.    | 19.3                | 1.3        | -           | 20.6        | 20.6                    | 0.0          |
| Jul.    | 15.5                | 2.4        | -           | 17.9        | 17.5                    | 0.4          |
| Ago.    | 17.6                | 1.9        | -           | 19.5        | 19.7                    | (0.2)        |
| Sep.    | 18.6                | 2.2        | -           | 20.8        | 20.7                    | 0.1          |
| Oct.    | 15.9                | 2.1        | -           | 18.0        | 18.1                    | (0.1)        |
| Nov.    | 18.1                | 1.5        | -           | 19.6        | 19.3                    | 0.3          |
| Dic.    | <u>21.5</u>         | <u>1.3</u> | <u>0.1</u>  | <u>22.9</u> | <u>23.5</u>             | <u>(0.6)</u> |
| Suma    | 212.4               | 21.5       | 0.1         | 234.0       | 234.2                   | (0.2)        |

FUENTE: Bases de datos de volúmenes producidos y comercializados, proporcionados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos; comprobantes de pago y base de datos proporcionados por el FMP.

Se comprobó que el contratista pagó 234.2 miles de dólares de regalías base a favor del Estado, las cuales se determinaron por el FMP, conforme al contrato.

Las diferencias entre las regalías determinadas y los comprobantes de pago, de los contratos CNH-R01-L03-A15-2015 y CH-R01-L03-A25-2015, por 0.1 miles de dólares y 0.2 miles de dólares, representaron saldos a favor del contratista, debido a que los numerales 5.2 y 5.3 del anexo 3 de los contratos, establecen que el contratista deberá determinar las contraprestaciones y efectuar el pago correspondiente a más tardar el día 17 del periodo subsecuente, en tanto, la cláusula 15.5 "Cálculo de las contraprestaciones" de los contratos, indica que corresponde al FMP realizar el cálculo de las contraprestaciones que correspondan a cada mes, con la información que reciba de la CNH.

Por lo anterior, cuando el FMP realizó el cálculo de las contraprestaciones, con la información proporcionada por la CNH, determinó ajustes por diferencias con los montos pagados por el contratista. Al respecto, se comprobó que tales diferencias a cargo fueron notificadas por el FMP al contratista y fueron pagadas dentro de los 5 días hábiles posteriores a la notificación del FMP, en cumplimiento del numeral 5.7 del anexo 3 de los contratos.

### C) Porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos (Regalía adicional)

De conformidad con el artículo 6 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, las contraprestaciones que sean pagadas a favor del Estado, entre las que se encuentra la que se determinará en los contratos considerando la aplicación de una tasa al valor contractual de los hidrocarburos, a diferencia de la regalía base, cuya tasa y metodología de aplicación se establece en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. La tasa para calcular la regalía adicional la establecen los contratistas en sus propuestas de licitación, por lo cual es distinta para cada contrato.

Para verificar el valor de la regalía adicional, al valor contractual por tipo de hidrocarburo se le aplicó la tasa prevista en los numerales 15.2 "Contraprestación del Estado" de los contratos, propuesta por el contratista en el proceso licitatorio. Se constató que el monto de la regalía adicional coincidió con el reportado por el FMP.

Se compararon las regalías adicionales del contrato núm. CNH-R01-L03-A15-2015, perteneciente al área contractual "Mundo Nuevo", determinadas por tipo de hidrocarburo con los comprobantes de pago, como sigue:

COMPARATIVO DE REGALÍAS ADICIONALES DETERMINADAS POR LA ASF CON LAS PAGADAS  
POR EL CONTRATISTA DEL CONTRATO NÚM. CNH-R01-L03-A15-2015, 2017

(Miles de dólares)

| Periodo     | Determinado por la ASF |              |             |              | Comprobantes<br>de pago | Diferencia    |
|-------------|------------------------|--------------|-------------|--------------|-------------------------|---------------|
|             | Petróleo               | Gas          | Condensados | Suma         |                         |               |
| Ene.        | 207.4                  | 220.0        | 0.0         | 427.4        | 433.4                   | (6.0)         |
| Feb.        | 204.7                  | 244.3        | 0.0         | 449.0        | 444.7                   | 4.3           |
| Mar.        | 201.8                  | 390.8        | 0.0         | 592.6        | 585.8                   | 6.8           |
| Abr.        | 219.9                  | 357.1        | 0.0         | 577.0        | 577.0                   | 0.0           |
| May.        | 216.1                  | 347.2        | 0.0         | 563.3        | 572.8                   | (9.5)         |
| Jun.        | 205.0                  | 325.2        | 0.0         | 530.2        | 529.5                   | 0.7           |
| Jul.        | 191.8                  | 377.0        | 0.0         | 568.8        | 560.0                   | 8.8           |
| Ago.        | 210.2                  | 346.3        | 0.0         | 556.5        | 566.1                   | (9.6)         |
| Sep.        | 225.1                  | 359.2        | 0.0         | 584.3        | 591.3                   | (7.0)         |
| Oct.        | 219.6                  | 347.0        | 0.0         | 566.6        | 569.5                   | (2.9)         |
| Nov.        | 245.9                  | 370.5        | 0.0         | 616.4        | 596.9                   | 19.5          |
| <u>Dic.</u> | <u>289.4</u>           | <u>253.4</u> | <u>10.9</u> | <u>553.7</u> | <u>619.1</u>            | <u>(65.4)</u> |
| Suma        | 2,636.9                | 3,938.0      | 10.9        | 6,585.8      | 6,646.1                 | (60.3)        |

FUENTE: Bases de datos de volúmenes producidos y comercializados, proporcionados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos; comprobantes de pago y base de datos proporcionados por el FMP.

Se comprobó que el contratista pagó 6,646.1 miles de dólares de regalías adicionales, las cuales se determinaron de acuerdo con el contrato.

Se compararon las regalías adicionales determinadas por tipo de hidrocarburo, correspondientes al contrato núm. CNH-R01-L03-A25-2015 del área contractual "Topén", con los comprobantes de pago respectivos, y se determinó lo siguiente:

## COMPARATIVO DE REGALÍAS DETERMINADAS POR LA ASF CON LAS PAGADAS POR EL CONTRATISTA DEL CONTRATO NÚM. CNH-R01-L03-A25-2015, 2017

(Miles de dólares)

| Periodo | Determinado por la ASF |             |             |              | Comprobantes de pago | Diferencia   |
|---------|------------------------|-------------|-------------|--------------|----------------------|--------------|
|         | Petróleo               | Gas         | Condensados | Suma         |                      |              |
| Ene.    | 171.1                  | 35.2        | -           | 206.3        | 206.4                | (0.1)        |
| Feb.    | 188.1                  | 34.2        | -           | 222.3        | 209.0                | 13.3         |
| Mar.    | 176.2                  | 61.4        | -           | 237.6        | 237.5                | 0.1          |
| Abr.    | 182.3                  | 57.4        | -           | 239.7        | 239.6                | 0.1          |
| May.    | 185.0                  | 48.7        | -           | 233.7        | 242.2                | (8.5)        |
| Jun.    | 202.4                  | 38.0        | -           | 240.4        | 240.3                | 0.1          |
| Jul.    | 162.6                  | 55.4        | -           | 218.0        | 209.8                | 8.2          |
| Ago.    | 185.2                  | 52.1        | -           | 237.3        | 237.5                | (0.2)        |
| Sep.    | 195.4                  | 55.5        | -           | 250.9        | 250.7                | 0.2          |
| Oct.    | 167.5                  | 52.2        | -           | 219.7        | 219.9                | (0.2)        |
| Nov.    | 190.5                  | 44.9        | -           | 235.4        | 238.8                | (3.4)        |
| Dic.    | <u>218.6</u>           | <u>42.4</u> | <u>2.1</u>  | <u>263.1</u> | <u>270.5</u>         | <u>(7.4)</u> |
| Suma    | 2,224.9                | 577.4       | 2.1         | 2,804.4      | 2,802.2              | 2.2          |

FUENTE: Bases de datos de volúmenes producidos y comercializados, proporcionados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos; comprobantes de pago y base de datos proporcionados por el FMP.

Las regalías adicionales determinadas y pagadas por el contratista totalizaron 2,802.2 miles de dólares, en cumplimiento de la cláusula 15.2 del contrato.

En resumen, el monto de las contraprestaciones pagadas por los contratistas al Estado, convertidas a pesos, utilizando el tipo de cambio de la fecha de cada operación publicado por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación, se presenta a continuación:

## CONTRAPRESTACIONES AL ESTADO DE LOS CONTRATOS CNH-R01-L01-A7-2015, CNH-R01-L03-A15-2015 Y CNH-R01-L03-A25-2015, 2017

(Miles de pesos)

| Concepto                                    | CNH-R01-L01-A7 | CH-R01-L03-A15   | CNH-R01-L03-A25 | Suma             |
|---|----------------|------------------|-----------------|------------------|
| Cuota contractual para la fase exploratoria | 6,754.3        | 234.3            | 213.8           | 7,202.4          |
| Regalía base                                |                | 7,987.2          | 4,426.1         | 12,413.3         |
| Regalía adicional                           |                | <u>125,023.6</u> | <u>53,092.3</u> | <u>178,115.9</u> |
| Total                                       | 6,754.3        | 133,245.1        | 57,732.2        | 197,731.6        |

FUENTE: Recibos de pago de contraprestaciones del contratista, emitidos por el FMP.

Durante 2017, el Estado recibió 197,731.6 miles de pesos de las contraprestaciones de los tres contratos.

El contratista de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén" y la CNH, suscribieron actas mensuales donde se establecieron los volúmenes de hidrocarburos y su valor contractual, las cuales sirvieron de base para la emisión de los certificados de pago al contratista por parte del FMP.

Durante 2017, la transmisión onerosa de hidrocarburos netos al contratista de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén", fue la siguiente:

VOLUMEN DE HIDROCARBUROS ENTREGADOS POR EL ESTADO AL CONTRATISTA DE LAS ÁREAS CONTRACTUALES  
"MUNDO NUEVO" Y "TOPÉN" DURANTE 2017

| Mes              | Mundo Nuevo            |                           |                  | Topén                  |                           |                |
|------------------|------------------------|---------------------------|------------------|------------------------|---------------------------|----------------|
|                  | Petróleo<br>(Barriles) | Condensados<br>(Barriles) | Gas<br>(MMBtu)   | Petróleo<br>(Barriles) | Condensados<br>(Barriles) | Gas<br>(MMBtu) |
| Enero            | 5,485                  | 0                         | 117,616          | 6,126                  | 0                         | 23,895         |
| Febrero          | 5,309                  | 0                         | 117,496          | 5,623                  | 0                         | 22,391         |
| Marzo            | 6,183                  | 0                         | 122,276          | 6,227                  | 0                         | 24,473         |
| Abril            | 5,856                  | 0                         | 118,317          | 6,019                  | 0                         | 20,788         |
| Mayo             | 5,692                  | 0                         | 126,320          | 6,743                  | 0                         | 19,071         |
| Junio            | 5,799                  | 0                         | 121,115          | 5,931                  | 0                         | 21,874         |
| Julio            | 6,044                  | 0                         | 127,412          | 6,359                  | 0                         | 23,446         |
| Agosto           | 6,189                  | 0                         | 132,501          | 6,277                  | 0                         | 23,401         |
| Septiembre       | 6,315                  | 0                         | 128,746          | 5,749                  | 0                         | 22,081         |
| Octubre          | 6,460                  | 0                         | 125,116          | 6,019                  | 0                         | 22,414         |
| Noviembre        | 6,513                  | 950                       | 121,065          | 5,817                  | 204                       | 23,017         |
| <u>Diciembre</u> | <u>6,971</u>           | <u>491</u>                | <u>133,722</u>   | <u>5,836</u>           | <u>196</u>                | <u>22,695</u>  |
| <b>Total</b>     | <b>72,816</b>          | <b>1,441</b>              | <b>1,491,702</b> | <b>72,726</b>          | <b>400</b>                | <b>269,546</b> |

FUENTE: Actas de entrega de hidrocarburos suscritas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos y el contratista, y certificados de pago a los contratistas, expedidos por el FMP.

En conclusión, los contratistas de los contratos núms. CNH-R01-L01-A7-2015 para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, CNH-R01-L03-A15-2015, y del CNH-R01-L03-A25-2015 para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, calcularon y pagaron al FMP las contraprestaciones al Estado, que incluyeron la cuota contractual para la fase exploratoria y las regalías base y adicional, de conformidad con los contratos. El FMP calculó el monto de las contraprestaciones con base en la información proporcionada por la CNH y el contratista, en cumplimiento del numeral 15.1 y del anexo 3 de los contratos.

##### **5. Cumplimiento de las metas de producción de hidrocarburos establecidas en la Reforma Energética.**

En 2017, de los contratos núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015 se reportó una producción de 145.7 miles de barriles de petróleo crudo, y de 1,898.2 miles de British Thermal Unit (MBtu) de gas. En el anexo 3 de los contratos se establece que el contratista deberá determinar las contraprestaciones y pagar al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP) a más tardar el día 17 del mes posterior; además, el FMP calculará las contraprestaciones al Estado y al contratista con la información que reciba de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) de la producción de hidrocarburos.

Para determinar las contraprestaciones (integradas por la cuota contractual por la fase exploratoria, regalía base y regalía adicional) de cada uno de los contratos, se realizó lo siguiente:

- En el caso de la cuota contractual por la fase exploratoria, se verificó la cuota aplicada por km<sup>2</sup> a la extensión del área contractual y su actualización, así como su pago mensual.
- Para las regalías base y adicional, se revisaron los "volúmenes contractuales" registrados en los reportes de medición del contratista. Se cotejaron con los comprobantes de entrega-recepción de los hidrocarburos (petróleo, gas y condensados) emitidos por Pemex Exploración y Producción (PEP) con los reportes que la CNH proporcionó al FMP con base en las mediciones de PEP y con las facturas mensuales de comercialización de hidrocarburos emitidas por el contratista. Se calculó el porcentaje de comercialización de hidrocarburos y se determinaron los "precios contractuales" aplicables a los "volúmenes contractuales", de acuerdo con la metodología de cálculo establecida en el anexo 3 de los contratos. Se calculó cada uno de los elementos que integran la contraprestación, tanto para el Estado como para el contratista. Se comparó dicho cálculo con el realizado por el FMP, y con el pago efectivo realizado. Se verificó el pago de la contraprestación del contratista mediante la revisión de las actas de entrega suscritas por la CNH y el contratista, y los certificados de pago emitidos por el FMP, en los que se consignaron los volúmenes entregados como pago, de conformidad con los contratos.

Se comprobó que el contratista pagó al Estado por las contraprestaciones un monto estimado de 315,358.0 miles de pesos, y el contratista recibió por parte de éste 373,124.9 miles de pesos, como sigue:

INGRESOS ESTIMADOS Y PERCIBIDOS POR EL CONTRATISTA Y EL ESTADO, 2017  
(Miles de pesos)

| Núm. de contrato/área             | Contraprestación estimada del |           | Beneficio del contratista sobre ingresos percibidos |
|-----------------------------------|-------------------------------|-----------|---|
|                                   | Contratista <sup>1/</sup>     | Estado    |   |
| CNH-R01-L03-A15-2015/ Mundo Nuevo | 232,701.6                     | 215,202.3 | 17,499.3  |
| CNH-R01-L03-A25-2015/ Topén       | 140,423.3                     | 100,155.7 | 40,267.6  |
| Suma                              | 373,124.9                     | 315,358.0 | 57,766.9  |

FUENTE: Base de datos de los volúmenes de hidrocarburos producidos, registrados por la CNH.

<sup>1/</sup> Para su determinación se cuantificó el volumen de los hidrocarburos producidos, y se utilizaron los precios promedio de comercialización de 2017, en dólares, y su equivalencia en pesos, se tomó el tipo de cambio de cierre del ejercicio.

Se determinó que, en 2017, el contratista obtuvo como contraprestación de ambos contratos un monto superior en 57,766.9 miles de pesos, el 18.3% respecto de lo que recibió el Estado como contraprestación.

El beneficio del contratista está en función de la producción que obtiene; en la medida en que se incrementen los volúmenes de producción, las regalías serán proporcionales a ambas partes. Esto sucederá una vez que los contratistas inviertan en la perforación de pozos para obtener mayores volúmenes.

Se realizó un comparativo de la producción de petróleo crudo obtenida de 2016-2018, de los contratos, y se obtuvo lo siguiente:



## PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO 2016-2018

(Barriles diarios promedio)

| Periodo      | CNH-R01-L03-A15/2015 | CNH-R01-L03-A15/2015 | Total |
|--------------|----------------------|----------------------|-------|
| May-Dic/2016 | 210.7                | 226.0                | 436.7 |
| Ene-Dic/2017 | 199.6                | 199.5                | 399.1 |
| Ene-Oct/2018 | 206.0                | 132.3                | 338.3 |

FUENTE: Sistema de Información de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La producción de petróleo crudo disminuyó al pasar de 436.7 barriles diarios promedio en 2016, a 338.3 barriles diarios promedio a octubre de 2018, lo que denota que el esquema de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos de las áreas contractuales mencionadas no ha sido favorable para el Estado, ya que el contratista no ha realizado acciones para incrementar la producción de petróleo crudo; sigue manejando el mismo esquema de producción que tenía Petróleos Mexicanos (PEMEX), sin conseguir incrementos, pero obtiene mayor beneficio que el Estado en la percepción de las contraprestaciones.

En la Reforma Energética se plantearon cinco metas, entre las cuales está la de "aumentar la producción de petróleo a 3,000.0 miles de barriles diarios (Mbd) en 2018, y a 3,500.0 Mbd en 2025, y aumentar la producción de gas natural a 8 mil millones de pies cúbicos diarios (MMMpcd) en 2018, y a 10 mil 400 MMMpcd en 2025".

Al cierre de 2017, en las bases de datos de producción de la CNH se registraron 1,952.2 Mbd, de los cuales 1,926.6 Mbd se obtuvieron mediante las asignaciones, y 25.6 Mbd de los contratos con particulares. En las mismas bases, a septiembre de 2018 se registraron 1,807.3 Mbd provenientes de asignaciones, y 52.9 Mbd de los contratos con particulares, en total 1,860.2 miles de barriles diarios de petróleo crudo, con lo cual no se alcanzará la meta de producción de petróleo de 3,000.0 Mbd para 2018.

En conclusión:

- En 2017, el estado obtuvo 315,358.0 miles de pesos de contraprestaciones del contratista de los contratos núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, y este último obtuvo 373,124.9 miles de pesos, 57,766.9 miles de pesos, el 18.3% más en relación con lo que recibió el Estado.
- La producción de petróleo crudo proveniente de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén" ha disminuido de 436.7 barriles diarios promedio en 2016 a 338.3 barriles diarios promedio a octubre de 2018, y el contratista no ha realizado acciones enfocadas a incrementar la producción de petróleo crudo, razón por la cual viene manteniendo la misma producción que tenía Pemex. Además, en 2017, la CNH registró una producción de petróleo crudo de 1,952.2 Mbd, de los cuales 1,926.6 Mbd se obtuvieron de asignaciones y 25.6 Mbd de los contratos con particulares; y a septiembre de 2018 la CNH registró 1,860.2 Mbd, de estos 52.9 Mbd fueron de asignaciones y 1,807.3 Mbd de los contratos con particulares; la producción de petróleo registrada por la CNH indica que no se alcanzará la meta planteada en la Reforma Energética de 3,000.0 Mbd para 2018.

Al respecto, mediante el oficio núm. UJ-DGC/234/002/2019 del 8 de enero de 2019, la Dirección General de lo Contencioso de la CNH, proporcionó la respuesta de la Dirección

General de Administración Técnica de Contratos, adscrita a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, en la que informó que, de acuerdo con el artículo 31, fracción VIII, de la Ley de Hidrocarburos, a la CNH le corresponde “aprobar los planes de Exploración o de desarrollo para la Extracción, que maximicen la productividad del Área Contractual en el tiempo, así como sus modificaciones, y supervisar el cumplimiento de los mismos, de acuerdo con la regulación que al respecto emita”. En consecuencia, la Dirección General de Administración Técnica de Contratos da seguimiento al proceso de aprobación de los planes, así como a la ejecución de actividades realizadas por los contratistas al amparo de sus planes.

Además, la Dirección General de lo Contencioso informó que las principales actividades del seguimiento de los planes aprobados son: el seguimiento a actividades físicas, de acuerdo con lo reportado por los contratistas en los reportes mensuales; el seguimiento a la producción de aceite y gas reportada; el seguimiento de contraprestaciones acumuladas desde la firma de los contratos, y el seguimiento de las inversiones reportadas.

De acuerdo con la CNH, con estas actividades, se pretende que el contratista cumpla con su plan y, a su vez, maximice la productividad del área contractual en beneficio del Estado.

El 23 de enero de 2019, mediante el oficio núm. UJ-DGC/234/017/2019, la Dirección General de lo Contencioso proporcionó la respuesta de la Dirección General de Dictámenes de Extracción, en la que informó que la producción de petróleo crudo de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén" disminuyó de 2016 a 2018, debido a que esas áreas estaban en un periodo de reevaluación por parte de los contratistas para maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, a fin de incorporar un mayor volumen a la producción nacional, por lo cual se requieren realizar actividades de evaluación y seguimiento de la producción para contar con elementos técnicos que permitan plantear un esquema de desarrollo para incrementar la producción actual.

Lo expuesto por la CNH no solventa lo observado, ya que las acciones implantadas por la entidad para incrementar la producción de petróleo crudo y gas natural no han sido suficientes, y no le han permitido cumplir con las metas de producción de hidrocarburos establecidas en la reforma energética, en beneficio del interés económico del Estado Mexicano.

#### 2017-0-46100-15-0052-01-006 **Recomendación**

Para que la Comisión Nacional de Hidrocarburos en su carácter de supervisor de los aspectos administrativos de los contratos, establezca las acciones a seguir para que los contratistas incrementen la producción de petróleo crudo y gas natural, a fin de que junto con los asignatarios (Empresas Productivas del Estado), se cumpla con las metas de producción de hidrocarburos establecidas en la reforma energética, en beneficio del interés económico del Estado Mexicano.

### **6. Equipos de medición**

En el Diario Oficial de la Federación del 29 de septiembre de 2015, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) publicó los "Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos". En su artículo 7, fracción II "Sistemas de medición", se establece *que "el*

*Operador Petrolero<sup>3</sup> deberá contar con Sistemas de Medición que le permitan realizar la Medición de Hidrocarburos con Trazabilidad Metrológica a Patrones nacionales o internacionales o, en su defecto, con base en estándares de medición, acordes a lo estipulado en la Ley Federal de Metrología y Normalización".*

Por otra parte, en la cláusula 11.3 "Instalación, Operación, Mantenimiento y Calibración de los Sistemas de Medición", los contratos para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, suscritos en mayo de 2016, por la CNH y el contratista para las áreas "Mundo Nuevo" y "Topén", se establece que *"la instalación, operación, mantenimiento y calibración de los sistemas de medición estará a cargo del Contratista, bajo la supervisión de la CNH. El sistema de medición será suministrado por el Contratista y deberá contar con la aprobación de la CNH, quien verificará el cumplimiento con la Normatividad Aplicable y con las Mejores Prácticas de la Industria. Con cargo al Contratista, un tercero independiente aprobado por la CNH verificará que el sistema de medición, su operación y su gestión son aptos y miden los volúmenes y la calidad de los Hidrocarburos dentro de los parámetros de incertidumbre y tolerancia establecidos por la CNH".*

Con motivo del inicio de los trabajos de los contratos para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, en julio de 2016, el contratista y Pemex Exploración y Producción (PEP) suscribieron los acuerdos para la medición de los hidrocarburos de las dos áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén", con el objeto de establecer el servicio de medición, determinación o, en su caso, asignación del volumen, calidad y precios de los hidrocarburos provenientes de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén".

En la cláusula CUARTA "Medición de hidrocarburos" del contrato referido se establece que *"las partes acuerdan que la medición de los hidrocarburos del área contractual materia del presente Acuerdo, se llevará a cabo por parte de PEP conforme a la cláusula QUINTA del presente Acuerdo".*

En agosto de 2016, PEP y el contratista de las áreas "Mundo Nuevo" y "Topén", formalizaron contratos de compraventa de petróleo crudo y de gas para cada una de las áreas contractuales. En la cláusula 4.1.1 "En caso de no existir sistema de medición en el Área Contractual", se establece que *"las partes acuerdan que a partir de la fecha efectiva y hasta en tanto no se instalen los sistemas de medición de acuerdo a las leyes aplicables, PEP llevará a cabo la medición de los hidrocarburos en términos de lo establecido en la metodología y el plan de trabajo a los que hace referencia en el transitorio séptimo de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.*

*"Una vez que el vendedor (el contratista de las áreas contractuales) instale el sistema de medición de conformidad con las leyes aplicables, las partes se conducirán conforme a lo estipulado en la cláusula 4.1.2 'En caso de existir sistema de medición en el Área Contractual',*

---

<sup>3</sup> Operador petrolero: El asignatario o contratista que realice actividades de exploración o extracción de hidrocarburos en México, de acuerdo con el artículo 3, fracción XXXII, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

la cual establece que *'El volumen del petróleo crudo entregado será determinado mediante medidores propiedad del vendedor, establecidos en los puntos de transferencia'*.

En 2017, PEP cuantificó los volúmenes de producción de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén", para lo cual, utilizó sus instalaciones y el esquema de producción que se venía manejando desde antes de la Ronda 0.

En agosto de 2018, se realizó una visita de inspección a las instalaciones del Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, perteneciente a la Subdirección de Producción Bloque Sur, antes Región Sur, en el cual PEP es el encargado del manejo de la producción proveniente de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén", se verificaron las condiciones de operación de los equipos de medición de petróleo crudo y gas natural utilizados para cuantificar la producción de las áreas contractuales mencionadas, así como constatar que el equipo de medición y su ejecución cumplieron con las especificaciones del Manual del Petróleo Estándares de Medición, con los resultados siguientes:

### **Manejo de la producción de petróleo crudo del área contractual Topén**

#### **Baterías de separación Artesa y Sitio Grande**

A esta instalación llega la mezcla de petróleo crudo y gas natural asociado proveniente del área contractual "Topén", se recibe en el cabezal de llegada y mediante equipos de separación, el petróleo crudo se separa del gas.

La producción de petróleo crudo ya estabilizado en esta batería de separación se envía a la Batería de separación Sitio Grande. Para cuantificar el volumen de petróleo crudo enviado, se utiliza un medidor tipo ultrasónico.

Por otra parte, la producción de gas natural ya estabilizado se envía a la estación de Compresión Artesa, en donde se cuantifica.

En la Batería de separación Sitio Grande se junta la producción proveniente de la batería Artesa con la producción del campo Sitio Grande y se envía a la Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Cactus, el cual es el punto de transferencia.

Para cuantificar la producción de la Batería de separación Sitio Grande, se utiliza un medidor tipo ultrasónico instalado en el ducto de salida.

MEDIDORES ULTRASÓNICOS INSTALADOS EN LA SALIDA DE LAS  
BATERÍAS DE SEPARACIÓN ARTESA Y SITIO GRANDE



FUENTE: Visita de inspección.

### Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus

En esta central de almacenamiento y bombeo se recibe la producción de todo el Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, la cual incluye la proveniente de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén".

El petróleo crudo se envía para su comercialización al Centro Comercializador de Crudo (CCC) Palomas, para su venta al Sistema Nacional de Refinación.

Con el análisis, se constató que, para cuantificar la producción de petróleo enviado al CCP Palomas, en la CAB Cactus se utiliza un patín de medición conformado por un medidor tipo ultrasónico, el cual se muestra a continuación:

MEDIDOR ULTRASÓNICO INSTALADO EN LA SALIDA DE LA CENTRAL DE ALMACENAMIENTO Y BOMBEO CACTUS



FUENTE: Visita de inspección.

### Manejo de la producción de gas asociado del área contractual Topén

#### Estaciones de Compresión Artesa y Cactus IV

La mezcla de petróleo crudo y gas asociado proveniente del pozo del área contractual "Topén" se separa en la Batería de separación Artesa. El gas separado se envía a la Estación de Compresión Artesa, donde se comprime. Para cuantificar la producción de gas natural se tienen instalados medidores de placa de orificio en las descargas de los módulos de compresión.

Después de cuantificar el volumen de gas, se envía a la Estación de Compresión Cactus IV, la cual es el punto de transferencia para la comercialización del gas asociado.

Mediante un sistema de compresión en esta estación se incrementa la presión del gas de intermedia a alta presión para su venta al Centro Procesador de Gas (CPG) Cactus.

Para cuantificar el volumen del gas que es enviado al CPG Cactus, se utilizan unos medidores de placa de orificio instalados en las líneas de descarga de los compresores, como se muestra a continuación:

MEDIDORES DE PLACA DE ORIFICIO INSTALADOS EN LAS SALIDAS DE  
LAS ESTACIONES DE COMPRESIÓN ARTESA Y CACTUS IV



FUENTE: Visita de inspección.

### Manejo de la producción de petróleo crudo del área contractual "Mundo Nuevo"

#### Batería de Separación Girdaldas

En esta batería se recibe la mezcla de hidrocarburos (petróleo y gas natural), proveniente del área contractual "Mundo Nuevo". Se constató que, mediante un sistema de separación, el petróleo crudo y el gas natural se separan para su envío a las demás instalaciones del Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, para su procesamiento y comercialización.

El petróleo estabilizado en esta batería de separación se cuantifica mediante un medidor tipo ultrasónico instalado en la línea de envío hacia la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus, como se muestra a continuación:

MEDIDOR ULTRASONICO INSTALADO EN LA SALIDA DE LA  
BATERÍA DE SEPARACIÓN GIRALDAS



FUENTE: Visita de inspección.

En la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus, la producción de petróleo del área contractual "Mundo Nuevo" se junta con la producción del área contractual "Topén" y con la proveniente de las asignaciones del Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac.

Por otra parte, el gas natural de esta instalación se envía a la Estación de Compresión Girdaldas.

## Manejo de la producción de gas natural del área contractual "Mundo Nuevo"

### Estación de Compresión Girdaldas

En esta estación se recibe el volumen de gas natural proveniente de la Batería de Separación Girdaldas.

Se constató que, mediante un sistema de compresión conformado por dos compresores, se eleva la presión del gas para su envío a la Estación de Compresión Cactus IV (punto de transferencia), en donde se vende al Centro Procesador de Gas Cactus.

Para cuantificar el volumen comprimido y enviado a la Estación de Compresión Cactus IV, se utilizan los medidores de tipo placa de orificio instalados en las descargas de los compresores, como se muestra a continuación:

MEDIDORES DE TIPO PLACA DE ORIFICIO INSTALADOS EN LAS LINEAS DE DESCARGA DE LOS COMPRESORES DE LA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN GIRALDAS



FUENTE: Visita de inspección.

En conclusión:

- Se constató que los equipos de medición de petróleo tipo ultrasónico instalados en las baterías de separación Girdaldas, Artesa y Sitio Grande, así como en la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus, cumplieron al igual que sus instrumentos (transmisores indicadores de temperatura y presión), con los numerales 9 "Instalación" y 12.3 "Operación de los sistemas de medición" del Manual del Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 5 "Medición", Sección 8 "Medición de hidrocarburos líquidos con medidores ultrasónicos usando tecnología de tiempo transitorio", y 8.2.2.1.6 "Diseño Mecánico" de la Norma de Referencia NRF-240-PEMEX-2009 "Medición Ultrasónica para Hidrocarburos Fase Líquida".
- Se comprobó que los equipos de medición de gas natural de tipo placa de orificio, instalados en las estaciones de compresión Girdaldas, Artesa y Cactus IV, así como sus instrumentos (transmisores indicadores de temperatura y presión), cumplieron con las especificaciones establecidas en los numerales 2.4 "Especificaciones de la placa de orificio", 2.5 "Especificaciones del tubo medidor" y 2.6 "Requerimientos de instalación"



del Manual del Petróleo, Estándar de Medidas, Capítulo 14 "Medición de Fluidos del Gas Natural", Sección 3 "Placas de orificio".

## **7. Calibración y mantenimiento de los equipos de medición**

La producción de petróleo crudo y gas natural proveniente de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén", otorgadas por el Estado mediante los contratos para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, se maneja en las baterías de separación Artesa, Girdaldas y Sitio Grande, así como en las estaciones de compresión Artesa y Girdaldas, pertenecientes al Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, adscrito a la Subdirección de Producción Bloques Sur, antes Región Sur, de Pemex Exploración y Producción (PEP).

La producción de petróleo crudo y gas natural obtenida de los pozos del área contractual "Mundo Nuevo" es entregada por el contratista a PEP en el cabezal de pozos Comoapa, y la del área "Topén" en el cabezal de pozos "Topén". La producción de petróleo crudo de ambas áreas se entrega a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus, el cual es un punto de transferencia para su comercialización al Centro Comercializador de Crudo Palomas. La producción de gas natural se envía a la Estación de Compresión Cactus IV para su venta al Centro Procesador de Gas Cactus.

En relación con los programas de calibración y mantenimiento de los equipos de medición de petróleo crudo y gas natural con los que se cuantificó la producción de 2017, de las áreas con las cuales PEP tiene contratos o acuerdos de medición, la Gerencia de Medición y Balances informó que la producción de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén" se determina por prorrateo llamado "back-allocation", a partir de los medidores fiscales respectivos, los cuales están a cargo de la Subdirección de Logística Primaria de Pemex Logística.

### **Calibración**

#### *Instalaciones de Producción*

El Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, informó que, en 2017, no se calibraron ni certificaron los equipos de medición de petróleo crudo y gas natural instalados en las baterías de separación Artesa, Girdaldas y Sitio Grande, ni en las estaciones de compresión Artesa y Girdaldas, debido a que no contó con un contrato para el servicio de calibración con una empresa certificada por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. (EMA).

Al respecto, la Subdirección de Producción Bloques Sur del Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, proporcionó el oficio núm. 295-10000-AAIPBS03-ACM-273-2017 del 28 de febrero de 2017, mediante el cual, la Administración del Activo Integral de Producción Bloque S03, antes Samaria Luna, de la Subdirección de Planeación Bloque Sur, invitó a las administraciones de los Activos Integrales de Producción Bloques S01, S02 y S04 a adherirse a la iniciativa núm. 56785 denominada "Servicio de Calibración de los Sistemas de Medición de Aceite Crudo en el Activo Integral de Producción Bloque S03 y otros de la Subdirección de Producción Bloques Sur". Mediante el oficio núm. 294-10000-AIPBS01-CGMOPI-371-2017 del 15 de marzo de 2017, la Administración del Activo



Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, ratificó la adhesión del Activo a dicha iniciativa. Sin embargo, no fue sino hasta el 13 de septiembre de 2018, mediante el oficio núm. PEP-DG-DPBS-AIPBS03-0899-2018 de la misma fecha, que el Activo Integral de Producción Bloque S03 solicitó a la Gerencia de Contrataciones para Producción de Petróleos Mexicanos la contratación y el análisis de mercado de la iniciativa núm. 56785, con una vigencia al 30 de noviembre de 2021.

#### *Puntos de transferencia*

La Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Cactus es el punto de transferencia donde el Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac entrega el petróleo crudo para su comercialización; este último proporcionó el certificado de calibración núm. FSFL-CCMU-15788/17 del 18 de diciembre de 2017, para el medidor ultrasónico instalado en la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus, emitido por una empresa acreditada ante la EMA, en cumplimiento de la Norma de Referencia NRF-111-PEMEX-2012, sección 8.3.3 "Servicios de calibración y pruebas", apartado 8.3.3.1, y del artículo 8 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Por otra parte, la Estación de Compresión Cactus IV es el punto de transferencia donde el Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, entrega el gas al Centro procesador de Gas Cactus para su comercialización. El Activo proporcionó los dictámenes núms. FSFL-CPPO-03062/17 del 16 de marzo de 2017, y FSFL-CPPO-03063/17 del 18 de marzo de 2017, correspondiente a los medidores tipo placa de orificio instalados en los sistemas de medición de gas de las líneas de descarga de los módulos de compresión núms. 1 y 3; así como los informes de calibración de los transmisores de presión y temperatura, emitidos por la misma empresa acreditada ante la EMA, en cumplimiento de la Norma de Referencia NRF-111-PEMEX-2012, sección 8.3.3 "Servicios de calibración y pruebas", apartado 8.3.3.1 y del artículo 8 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

#### **Mantenimiento**

##### *Pozos*

Con motivo de la Ronda 1, el Estado entregó al contratista del área contractual "Mundo Nuevo" dos pozos: el "2-A" y "51". Sin embargo, el pozo "Mundo Nuevo" 51, se reportó cerrado. Se entregó el pozo "Topén 3", de los cuales el contratista obtiene la producción de petróleo crudo y gas natural.

El contratista elaboró el "Programa Anual (2017) de Medición de Pozos", en el cual se estableció la medición mensual de los pozos "Mundo Nuevo" y "Topén 3".

De la revisión de los reportes de medición de ambos pozos, se obtuvieron los resultados siguientes:

- Del pozo "Mundo Nuevo 2-A", se programaron 12 mediciones mensuales, pero se realizaron 11, debido a que la de septiembre, de acuerdo con la minuta del 4 de octubre de PEP, el contratista informó que no se realizó debido a problemas de "tipo social", por lo que el ajuste de la producción se realizó con base en el corte de agua de las muestras analizadas en septiembre, y que, en cuanto quede el acceso liberado se ajustará la

producción correspondiente. Además, la Dirección General de Medición de la CNH informó que, para vigilar que el contratista cumpla con las mediciones, da seguimiento de los reportes de producción mensuales de PEP y del contratista; además, cuenta con un esquema de reporte diario que le permite llevar el control y el seguimiento puntual de cada una de las áreas contractuales.

- Se realizaron las 12 mediciones programadas para el año en el pozo "Topén 3".

#### *Instalaciones de Producción*

En relación con el mantenimiento de los equipos de medición de petróleo crudo y de gas natural instalados en las baterías de separación Artesa, Giraldas y Sitio Grande, así como en las estaciones de compresión Artesa y Giraldas, del Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac de PEP, se comprobó que contó con los programas anuales de mantenimiento preventivo y calibración de los sistemas de medición de envío de aceite y de gas en 2017, para cada instalación.

En cuanto a los programas de mantenimiento, la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Mantenimiento del Activo Integral de Producción Bloque S01 proporcionó un informe aclaratorio, donde se precisa que el concepto "Tren de medición" (incluido al inicio de los programas de mantenimiento) por un error involuntario, tenía programadas fechas de mantenimiento, ya que corresponde al nombre del sistema de medición y no es un elemento físico al que se deba dar mantenimiento; por tanto, no se tenía que contabilizar dentro de las actividades de mantenimiento, lo cual fue observado en la auditoría. Debido a lo anterior, en los programas de mantenimiento futuros ya no se calendarizarán las descripciones de las instalaciones; solo los elementos físicos.

Para verificar el cumplimiento de los programas, se revisaron las órdenes de mantenimiento preventivas de los equipos de medición, con los cuales se cuantificó la producción de hidrocarburos, y se determinó lo siguiente:

- En la Batería de Separación Artesa, se realizaron los 12 mantenimientos programados a los equipos instalados para la medición de gas; en tanto a los equipos de petróleo crudo se les programaron 41 mantenimientos, de los cuales 4 no debieron ser considerados en el programa de mantenimiento por tratarse del nombre del sistema de medición (Tren de medición). Se constató que se realizaron los 37 mantenimientos programados, y 1 que no estaba programado.
- A los equipos de medición de gas instalados en la Batería de Separación Giraldas se les realizaron 17 mantenimientos programados; se programaron 44 mantenimientos a los equipos de medición de petróleo crudo, de los cuales, 4 no debieron ser considerados en el programa. Por lo tanto, se constató que se realizaron los 40 mantenimientos programados.
- En la Batería de Separación Sitio Grande se realizaron los 41 mantenimientos programados a los equipos de medición de gas instalados.
- A los equipos de medición de gas instalados en la Estación de Compresión Artesa se les programaron cinco mantenimientos, de los cuales dos no debieron ser considerados en el

programa. Por lo tanto, se constató que se realizaron los tres mantenimientos programados.

- Se programaron 10 mantenimientos a la Estación de Compresión Girdaldas de los cuales, 4 no debieron considerarse en el programa, y se realizaron los 6 a los equipos de medición de gas.

#### *Puntos de transferencia*

De la revisión de las órdenes de mantenimiento preventivas, se determinaron los resultados siguientes:

- La Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus contó con un Programa Anual de Mantenimiento Preventivo y Calibración de Sistemas de Medición en 2017, en el que se programaron 41 mantenimientos. Se constató que se realizaron los 41 mantenimientos, más uno de los que se habían programado.
- La Estación de Compresión Cactus IV contó con un Programa Anual de Mantenimiento Preventivo y Calibración de Sistemas de Medición de Envío de Gas en 2017, en el que se programaron 14 mantenimientos, de los cuales, 4 no debieron ser considerados en el programa de mantenimiento. Se constató que se realizaron cuatro mantenimientos, los seis restantes no se efectuaron por falta de refacciones.

En conclusión, el Activo Integral de Producción Bloque S01, antes Activo Integral Macuspana-Muspac, en 2017 no calibró ni certificó los equipos de medición de petróleo crudo y gas natural instalados en las baterías de separación Artesa, Girdaldas y Sitio Grande, así como en las estaciones de compresión Artesa y Girdaldas, debido a que no contó con un contrato para el servicio de calibración con una empresa certificada ante la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. (EMA).

En el transcurso de la auditoría, y con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0091/2019 del 24 de enero de 2019, la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras de la Auditoría Interna de PEMEX proporcionó la respuesta de la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Mantenimiento del Activo Integral de Producción Bloque S01, en la que informó, que con el oficio núm. DCAS-DOPA-CPAEP-GCP-031-2019 del 21 de enero de 2019, la Gerencia de Contrataciones para Producción comunicó a la Administración del Activo Integral de Producción Bloque S01 que, en relación con la iniciativa núm. 56785, sobre la contratación de los servicios para la calibración de los equipos de medición, se programaron la entrega de la solicitud de la contratación para el 24 de mayo de 2019; la publicación de la convocatoria del concurso, para el 4 de junio de 2019, y la fecha estimada de firma del contrato, para el 26 de julio de 2019, con lo cual, contará con una empresa certificada para calibrar y certificar los equipos de medición de petróleo y gas de las instalaciones del Activo Integral de Producción Bloque S01.

#### **8. Mecanismos del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo**

En el marco de la Reforma Energética, el 20 de diciembre de 2013, se creó el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP). A diciembre de 2017, el fondo administró los aspectos financieros de 71 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Una de las funciones del FMP es recibir los ingresos de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, así como transferirlos a la Tesorería de la Federación (TESOFE), a los fondos de estabilización y fondos sectoriales conforme a las disposiciones aplicables; asimismo, administrar los aspectos financieros de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, es decir, de aquellos relacionados con el cálculo y pago de las contraprestaciones para el Estado y los contratistas.

De conformidad con el artículo 37 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, el FMP recibirá el pago de las regalías, cuotas contractuales para la fase exploratoria y demás contraprestaciones a favor del Estado, y llevará los registros de la información que se requiera para calcular y determinar las contraprestaciones establecidas en los contratos, así como realizar las demás funciones a su cargo; además, calculará y pagará las contraprestaciones que, en su caso y conforme a los contratos, correspondan a los contratistas.

A fin de administrar la información generada por los contratistas, el FMP utiliza el Sistema de Pagos de Asignaciones y Contratos (SIPAC), mediante el cual las empresas contratistas y la CNH reportan, de acuerdo con los plazos establecidos en los contratos, la información de los volúmenes de producción del petróleo crudo, los condensados y el gas natural de las áreas contractuales. Además, en el caso de los contratos de producción compartida que se encuentren en fase productiva, los contratistas registran sus costos y gastos, a fin de que el FMP determine si están en el límite de recuperación de costos establecido en el numeral 3.2, anexo 3, de los contratos de producción compartida, y aplique el porcentaje de recuperación de costos para determinar la contraprestación al contratista por ese concepto, el cual constituye, a la vez, una variable para determinar la utilidad operativa.

Con la información reportada por el contratista y la validada por la CNH, se generan plantillas las cuales son utilizadas por el sistema "Implementación Tecnológica Modelo Económico" (ITME), para calcular las contraprestaciones que pagará el contratista.

En el numeral 5.2 del anexo 3 "Procedimientos para determinar las contraprestaciones del Estado" de los contratos de licencia se menciona que el contratista deberá pagar al FMP, en efectivo, las contraprestaciones a más tardar el día 17 del periodo (mes) subsecuente. Asimismo, en el numeral 5.3 del citado anexo se dispone que el contratista deberá determinar las contraprestaciones y efectuar el pago correspondiente en el plazo establecido en el numeral 5.2.

De acuerdo con la cláusula 15.5 "Cálculo de las contraprestaciones" de los contratos citados, el FMP debe calcular las contraprestaciones al Estado y al contratista, con base en la información sobre producción, calidad y otros datos que el contratista y la CNH cargan en el SIPAC, a más tardar el décimo día hábil del mes. Ambos numerales asignan la misma función a las dos partes, por lo que pueden presentarse diferencias entre lo pagado por el contratista y lo determinado por el FMP, lo que provoca que se realicen ajustes.

Al respecto, en el contrato se prevé que en caso de discrepancias entre las mediciones reportadas por el contratista y la CNH, el FMP considerará estas últimas. En el numeral 5.6 del mismo anexo se establece que en cada periodo el FMP podrá determinar la existencia de ajustes a los importes pagados por el contratista en el periodo anterior. Tales ajustes pueden representar saldos a cargo o a favor del contratista o del Estado, los cuales son notificados por el FMP.

Al respecto, la Dirección General de Administración Técnica de Contratos, adscrita a la Unidad Técnica de Asignaciones y Contratos, informó que los contratistas y el FMP calculan las contraprestaciones, lo que puede generar saldos a favor del Estado o del contratista. El procedimiento del ajuste de las diferencias entre el monto pagado por los contratistas y el calculado por el FMP está definido en los numerales 5.6, 5.7 y 5.8 del Anexo 3 de los contratos. Además, el Convenio de Colaboración, Coordinación y Asistencia Técnica, así como los procedimientos de la CNH y del FMP, permiten realizar los ajustes de manera sistematizada, y el seguimiento del pago de las penas convencionales. Además, la dirección referida informó que los procedimientos de los ajustes no son recurrentes, es decir, no en todos los meses se presentan diferencias en el cálculo; los procedimientos están definidos, sistematizados y dan certeza a las partes del cálculo de las penas. Por lo anterior se corroboró que, tanto la CNH como el FMP, tienen la capacidad de aplicar los procedimientos de los ajustes, en cumplimiento de los contratos suscritos.

Se constató que el FMP calculó las contraprestaciones a favor del Estado, para lo cual consideró, en todos los casos, las mediciones reportadas por la CHN mediante el SIPAC; además, identificó diferencias entre las contraprestaciones determinadas con la ITME y las pagadas efectivamente por los contratistas, las cuales se notificaron al contratista y se cubrieron conforme a lo requerido.

En relación con el cálculo de las contraprestaciones de los contratistas, consistentes en la transmisión onerosa de los hidrocarburos extraídos, se comprobó que los volúmenes se formalizaron mediante actas de entrega firmadas por la CNH y el contratista, que sirvieron de base para la emisión de los certificados de pago por parte del FMP, en los que se consignan los volúmenes, como se muestra en el cuadro siguiente:

TRANSMISIÓN ONEROSA DE HIDROCARBUROS COMO CONTRAPRESTACIÓN A LOS CONTRATISTAS  
DE LAS "ÁREAS MUNDO" Y "TOPÉN", 2017

| Mes        | Mundo Nuevo            |                           |                           | Topén                  |                           |                        |
|------------|------------------------|---------------------------|---------------------------|------------------------|---------------------------|------------------------|
|            | Petróleo<br>(Barriles) | Condensados<br>(Barriles) | Gas<br>natural<br>(MMBtu) | Petróleo<br>(Barriles) | Condensados<br>(Barriles) | Gas natural<br>(MMBtu) |
| Enero      | 5,485                  | 0                         | 117,616                   | 6,126                  | -                         | 23,895                 |
| Febrero    | 5,309                  | 0                         | 117,496                   | 5,623                  | -                         | 22,391                 |
| Marzo      | 6,183                  | 0                         | 122,276                   | 6,227                  | -                         | 24,473                 |
| Abril      | 5,856                  | 0                         | 118,317                   | 6,019                  | -                         | 20,788                 |
| Mayo       | 5,692                  | 0                         | 126,320                   | 6,743                  | -                         | 19,071                 |
| Junio      | 5,799                  | 0                         | 121,115                   | 5,931                  | -                         | 21,874                 |
| Julio      | 6,044                  | 0                         | 127,412                   | 6,359                  | -                         | 23,446                 |
| Agosto     | 6,189                  | 0                         | 132,501                   | 6,277                  | -                         | 23,401                 |
| Septiembre | 6,315                  | 0                         | 128,746                   | 5,749                  | -                         | 22,081                 |
| Octubre    | 6,460                  | 0                         | 125,116                   | 6,019                  | -                         | 22,414                 |
| Noviembre  | 6,513                  | 950                       | 121,065                   | 5,817                  | 204                       | 23,017                 |
| Diciembre  | <u>6,971</u>           | <u>491</u>                | <u>133,722</u>            | <u>5,836</u>           | <u>196</u>                | <u>22,695</u>          |
| Total      | 72,816                 | 1,441                     | 1,491,702                 | 72,726                 | 400                       | 269,546                |

FUENTE: Actas de entrega de hidrocarburos firmadas por la CNH y el contratista; Certificados de pago emitidos por el FMP con los volúmenes entregados a los contratistas como pago de contraprestación.

MMBtu = Un millón de British Thermal Unit, unidad de energía que representa la cantidad de calor necesaria para elevar 1 grado Fahrenheit una muestra de agua con una masa de 1 Libra.

Suma de petróleo = 145,542 barriles; condensados = 1,841 barriles; y gas natural = 1,761,248 MMBtu de las dos áreas contractuales.

El contratista recibió 145,542 barriles de petróleo crudo, 1,841 barriles de condensados y 1,761,248 MMBtu de gas natural como contraprestación por las dos áreas contractuales.

Se comprobó que los volúmenes de hidrocarburos de los comprobantes de pago al contratista coincidieron con los volúmenes formalizados en las actas de entrega firmadas por la CNH, y con los volúmenes de producción de hidrocarburos reportados por la CNH, con los cuales se determinaron los volúmenes contractuales para calcular las regalías.

En conclusión, el FMP contó con los mecanismos para administrar los aspectos financieros de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

## 9. Presentación en la Cuenta Pública de los ingresos por contraprestaciones a favor del Estado.

En el apartado "Ingresos derivados de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y Fondo Mexicano del Petróleo", de los Ingresos Presupuestarios de los Resultados Generales de la Cuenta Pública 2017, se reportaron 5,499,871.3 miles de pesos de los pagos recibidos de los contratistas, integrados como sigue:

## INGRESOS POR CONTRAPRESTACIONES A FAVOR DEL ESTADO, 2017

(Miles de pesos)

| Concepto   | Importe            |
|--|--------------------|
| Cuota contractual para la fase exploratoria                                | 248,758.5          |
| Regalías   | 42,343.8           |
| Contraprestación adicional sobre el valor contractual de los hidrocarburos | 591,773.6          |
| Bono a la firma  | 3,388,063.1        |
| Ingresos por comercialización  | <u>1,228,932.3</u> |
| <b>Total</b>   | <b>5,499,871.3</b> |

FUENTE: Cuenta Pública 2017, estados financieros dictaminados del FMP e integración mensual del Banco de México.

Se comprobó que los 197,731.6 miles de pesos de contraprestaciones pagadas por los tres contratistas de los contratos núms. CNH-R01-L01-A7-2015, CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, se encuentran incluidos en los 5,499,871.3 miles de pesos de pagos por contraprestaciones a favor del Estado y presentados en la Cuenta Pública, monto que coincidió con el registrado en los Estados Financieros del FMP, y con la integración de los pagos mensuales del Banco de México, en cumplimiento del artículo 52 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental.

#### **Resumen de Observaciones y Acciones**

Se determinaron 4 observaciones, de la cual fue 1 solventada por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. Las 3 restantes generaron: 3 Recomendaciones.

#### **Dictamen**

El presente dictamen se emite el 30 de enero de 2019, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable. Con base en los resultados obtenidos en la auditoría practicada, cuyo objetivo fue fiscalizar la gestión financiera para comprobar el avance y cumplimiento contractual, que las contraprestaciones para las partes se calcularon, enteraron y presentaron en la Cuenta Pública de conformidad con la normativa, y específicamente respecto de la muestra revisada que se establece en el apartado relativo al alcance, se concluye que, en términos generales, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, (SHCP), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Pemex Exploración y Producción (PEP) y el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP) cumplieron con las disposiciones legales y normativas que son aplicables a la exploración y producción de hidrocarburos, su cuantificación y valoración, así como al pago de las contraprestaciones al Estado y al contratista y registro, excepto por los aspectos observados siguientes:

1. En los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015, de los contratistas de las áreas "Mundo Nuevo" y "Topén" del Activo Integral de Producción Bloque 01 Macuspana-Muspac, la Comisión Nacional de Hidrocarburos no estableció el plazo en el que el contratista debe instalar los equipos de medición de hidrocarburos, y para solicitar a un tercero su verificación, a fin de regular la medición. A octubre de 2018, el contratista aún no había instalado los equipos. Además, para calcular las contraprestaciones, los contratistas determinaron un solo precio

contractual del gas natural y sus componentes en cada periodo; no obstante, en los contratos se estableció que el precio se debe determinar, por separado, de cada uno de sus componentes metano, etano, propano y butano.

2. La producción de petróleo crudo proveniente de las áreas contractuales "Mundo Nuevo" y "Topén" disminuyó de 436.7 barriles diarios en promedio en 2016, a 338.3 barriles diarios en promedio a octubre de 2018, lo que denota que el esquema de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos de las áreas contractuales mencionadas no ha sido favorable para el Estado; además el contratista no ha realizado acciones enfocadas en incrementar la producción de petróleo crudo, y sigue manteniendo la misma producción que tenía Pemex.

3. En la Reforma Energética se planteó la meta de aumentar la producción de petróleo a 3,000.0 miles de barriles diarios (Mbd) en 2018, y a 3,500.0 Mbd en 2025. Al cierre de 2017, la Comisión Nacional de Hidrocarburos registró una producción de 1,952.2 Mbd de petróleo crudo, de los cuales 1,926.6 Mbd se generaron por las asignaciones, y 25.6 Mbd por los contratos con particulares. A septiembre de 2018, se registraron 1,807.3 Mbd de petróleo proveniente de asignaciones, y 52.9 Mbd de los contratos con particulares, se totalizaron 1,860.2 Mbd, que representó el 62% de la meta de 3,000.0 Mbd para 2018.

***Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:***

Director de Área

Director General

Jesús Caloca Moreno

Rubén Medina Estrada

***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 determinados por la Auditoría Superior de la Federación y que se presentó a este órgano técnico de fiscalización para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.

***Apéndices***

***Procedimientos de Auditoría Aplicados***

1. Verificar el avance y cumplimiento de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos de la Ronda 1, de acuerdo con la etapa en la que se encuentren



2. Comprobar la integración y valoración de los volúmenes y calidad de los hidrocarburos utilizados, la determinación del precio contractual, y el cálculo de las contraprestaciones a favor del Estado y de los contratistas.
3. Comprobar el pago oportuno de las contraprestaciones a favor del Estado y de los contratistas por los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos de la Ronda 1.
4. Comprobar que los equipos de medición de los hidrocarburos cumplieron con las especificaciones técnicas y normativas; asimismo, constatar que se certificaron, calibraron y se les dio el mantenimiento de acuerdo con los programas establecidos.
5. Verificar que los ingresos del Estado derivados de las contraprestaciones de los contratos de la Ronda 1 se registraron y presentaron en la Cuenta Pública.
6. Verificar los mecanismos internos que tiene el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP) para recibir los ingresos netos por la venta de hidrocarburos.

#### *Áreas Revisadas*

La Unidad de Ingresos sobre Hidrocarburos, de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; la Unidad Técnica de Exploración, la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, la Unidad Jurídica, así como el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, adscrita a la Comisión Nacional de Hidrocarburos; el Activo Integral de Producción Bloque S01, la Subdirección de Producción Bloques Sur y la Gerencia de Medición y Balances de Pemex Exploración y Producción, además de la Unidad de Auditoría del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

#### *Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas*

Durante el desarrollo de la auditoría practicada, se determinaron incumplimientos de las leyes, reglamentos y disposiciones normativas que a continuación se mencionan:

1. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Cláusula 11.3 "Instalación, Operación, Mantenimiento y Calibración de los Sistemas de Medición" de los contratos núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015;

Anexo 3 "Procedimientos para determinar las Contraprestaciones del Estado" de los contratos núms. CNH-R01-L03-A15-2015 y CNH-R01-L03-A25-2015;

Meta núm. 3 "Aumentar la producción de petróleo a 3 millones de barriles diarios en 2018 y a 3.5 millones en 2025 y aumentar la producción de gas natural a 8 mil millones de pies cúbicos diarios en 2018 y a 10 mil 400 millones de pies cúbicos en 2025" de la Reforma Energética;

#### *Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones*

Las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para promover o emitir las acciones derivadas de la auditoría practicada encuentran su sustento jurídico en las disposiciones siguientes:

Artículo 79, fracciones II, párrafo tercero, y IV, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 10, fracción I, 14, fracción III, 15, 17, fracción XV, 36, fracción V, 39, 40, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.