



**Auditoría de Rendimiento
Coordinada sobre la
fiscalización de los ingresos
públicos provenientes de la
explotación y producción de
petróleo y gas natural en
Brasil, Colombia y Perú**



República Federativa do Brasil

Tribunal de Contas da União

MINISTROS

João Augusto Ribeiro Nardes, Presidente

Aroldo Cedraz de Oliveira, Vice-Presidente

Walton Alencar Rodrigues

Benjamin Zymler

Raimundo Carreiro

José Jorge

José Múcio Monteiro

Ana Arraes

Bruno Dantas

MINISTROS-SUBSTITUTOS

Augusto Sherman Cavalcanti

Marcos Bemquerer Costa

André Luís de Carvalho

Weder de Oliveira

MINISTÉRIO PÚBLICO JUNTO AO TCU

Paulo Soares Bugarin, Procurador-Geral

Lucas Rocha Furtado, Subprocurador-Geral

Cristina Machado da Costa e Silva, Subprocuradora-Geral

Marinus Eduardo de Vries Marsico, Procurador

Júlio Marcelo de Oliveira, Procurador

Sérgio Ricardo Costa Caribé, Procurador

Auditoría de Rendimiento Coordinada sobre la fiscalización de los ingresos públicos provenientes de la explotación y producción de petróleo y gas natural en Brasil, Colombia y Perú



Brasília - 2014

© Copyright 2014, Tribunal de Cuentas de la Unión
Impreso en Brasil

Los conceptos y opiniones expresados en las obras doctrinales firmadas son de responsabilidad exclusiva de sus autores.

Se permite la reproducción de esta publicación, en parte o en su totalidad, sin cambiar el contenido, siempre y cuando sea mencionada la fuente y no haya objetivo comercial.

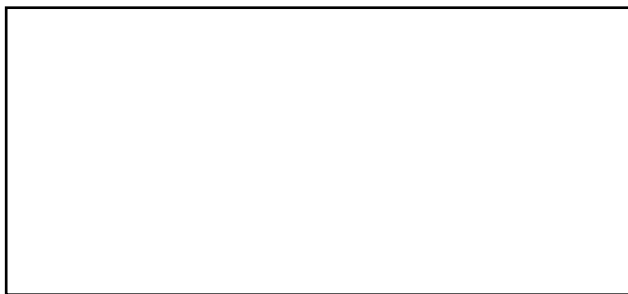
www.tcu.gov.br

INFORMES FINALES DE LA AUDITORÍA DE RENDIMIENTO COORDINADA SOBRE LA FISCALIZACIÓN DE LOS INGRESOS PROVENIENTES DE LA EXPLOTACIÓN Y DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

Período de realización de la auditoría: planificación de enero/2013 a mayo/2013, ejecución de junio/2013 a noviembre/2013 e informe de diciembre/2013 a mayo/2014.

Equipos participantes: Tribunal de Cuentas de la Unión (coordinador), Contraloría General de la República de Colombia y Contraloría General de la República de Perú.

Objetivo general: Auditoría de rendimiento coordinada sobre la fiscalización de los ingresos públicos provenientes de la explotación y de la producción de petróleo y gas natural en los siguientes países: Brasil, Colombia y Perú.



SUMÁRIO

INTRODUCCIÓN	3
MATRIZ DE PLANIFICACIÓN	7
AUDITORÍA 1	14
INFORME DE AUDITORÍA DE RENDIMIENTO SOBRE EL CONTROL DE LA MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EJERCIDO POR LA AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y BIOCOMBUSTIBLES (ANP)	
Tribunal de Cuentas de la Unión (TCU) – Brasil	
1. INTRODUCCIÓN	17
2. VISIÓN GENERAL	20
3. HALLAZGOS DE AUDITORÍA	25
4. CONCLUSIÓN	43
AUDITORÍA 2	46
INFORME DE AUDITORÍA DE RENDIMIENTO DEL CONTROL DE CÁLCULO Y PAGO DE LAS CUOTAS DEL GOBIERNO POR PAGAR EN FUNCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EJERCIDO POR LA AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y BIOCOMBUSTIBLES (ANP)	
Tribunal de Cuentas de la Unión (TCU) – Brasil	
1. INTRODUCCIÓN	49
2. VISIÓN GENERAL	56
3. CONCLUSIONES DE LA AUDITORÍA	63
4. CONCLUSIÓN	92
5. ENCAMINAMIENTO PROPUESTO	95
AUDITORÍA 3	98
INFORME DE AUDITORIA DE RENDIMIENTO SOBRE LA INTEGRIDAD, LA FIDEDIGNIDAD Y LA TRANSPARENCIA DE LOS PROCESOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y DE CÁLCULO Y PAGO DE LAS PARTICIPACIONES GUBERNAMENTALES CORRESPONDIENTES EN COLOMBIA	
Contraloría General de la República da Colombia	
1. INTRODUCCIÓN	101
2. VISIÓN GENERAL	102
3. CONTROL A LA MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	111
4. CONTROL DEL CÁLCULO Y PAGO DE PARTICIPACIONES GUBERNAMENTALES	124

5. DIVULGACIÓN TRANSPARENTE ACCESIBLE Y AMIGABLE	126
6. CONCLUSIÓN	128

AUDITORÍA 4 **132**

AUDITORÍA COORDINADA "FISCALIZACIÓN DE LOS INGRESOS PÚBLICOS
GENERADOS POR LAS ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS" PERUPETRO S.A.

Contraloría General de la República del Peru

1. INTRODUCCIÓN	135
2. OBJETO DEL EXAMEN	139
3. RESULTADOS	167
4. CONCLUSIONES	196
5. COMENTARIOS DE LOS GESTORES	198
6. BUENAS PRÁCTICAS IDENTIFICADAS	202
7. RECOMENDACIONES	203

Anexos capítulo 1 **208**

Apéndice A – Matriz de Planeamiento	208
-------------------------------------	-----

Apéndice B – Matriz de Hallazgos	216
----------------------------------	-----

Anexo capítulo 2

INTRODUCCIÓN

Esta auditoría de rendimiento coordinada tuvo por objetivo evaluar las condiciones normativas, institucionales y operacionales en que actúan los órganos y entidades gubernamentales encargados del control de la mediación de la producción de petróleo y gas natural y del control del cálculo y del pago de las participaciones gubernamentales provenientes de esa producción en Brasil, en Colombia y en Perú, identificando eventuales atascos y oportunidades de mejoría, así como buenas prácticas que contribuyan para el perfeccionamiento de la gestión.

El trabajo fue realizado en el ámbito de acuerdo de cooperación firmado entre la Olacefs y la GIZ con el intuito de promover el desarrollo de capacidades institucionales en los países miembros de esa organización. El tema relativo al control de los ingresos públicos provenientes de la explotación y de la producción de hidrocarburos fue considerado estratégico por el Comité de Capacitación Regional de esta Entidad, teniendo en vista su importancia y relevancia, sobre todo material, para los países.

El modelo institucional establecido para la explotación y la producción de hidrocarburos, así como la forma como se da la fiscalización de esas actividades, difieren mucho entre los países. De ese modo, un estudio preliminar realizado con el apoyo de una consultoría externa elaboró un diagnóstico institucional abarcador, identificando a partir de ahí los desafíos comunes y posibles temas de interés. Con base en este estudio, se definió entonces el objeto de esta auditoría coordinada.

El trabajo se estructuró en torno de una planificación común, materializada en la matriz de la planificación genera, que suministró las cuestiones y directrices que deberían guiar la ejecución de todas las etapas posteriores. A partir de esa planificación, cada entidad fiscalizadora superior (EFS) condujo sus trabajos en sus respectivos países, individualmente, incluyendo la elaboración de los informes finales correspondientes. Tras esa etapa, el TCU, EFS coordinadora de esta auditoría coordinada, procedió a la consolidación de los principales resultados alcanzados por este trabajo.

En este documento, se encuentran la matriz de planificación general de la auditoría y los informes individuales producidos por las EFS como parte de cada auditoría.

La matriz de planificación explicita las cuestiones de auditoría, así como las demás informaciones necesarias para su delimitación, como criterios y procedimientos de colecta y análisis de datos.

Los informes individuales continen todas las informaciones esenciales concernientes a las auditorías emprendidas por las EFS de Brasil, de Colombia y de Perú, incluyendo los hallazgos, las respectivas conclusiones y las propuestas de encaminamiento.

En ese sentido, cumple informar que en el caso de Brasil hay dos informes, teniendo en vista que el TCU, anteriormente a la realización de esta auditoría coordinada, ya había efectuado auditoría de rendimiento específicamente sobre el control de la mediación de la producción de petróleo y gas natural en el País. De ese modo, en el ámbito de este proyecto de Olacefs, la auditoría se concentró en la evaluación del control del cálculo y del pago de las participaciones gubernamentales, analizando el control sobre la mediación de forma más focalizada y puntual.

En seguida se presentan la matriz de planificación, los informes del TCU – sobre la mediación de la producción y sobre el cálculo y pago de las participaciones gubernamentales, el informe referente a la auditoría realizada por la Contraloría de Colombia y el informe elaborado por la Contraloría de Perú.

MATRIZ DE PLANIFICACIÓN

Ámbito: Órganos y entidades responsables por el control y reglamentación de las actividades relativas a la explotación y producción de hidrocarburos, en lo referente a la medición de la producción y al cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes, en los siguientes países: Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

Contextualización y problema de auditoría: El petróleo y el gas natural tienen una gran representatividad en la matriz energética de prácticamente todos los países del mundo y, por eso mismo, son elementos claves para el funcionamiento de esas economías. Se trata de recursos minerales no renovables y de alto valor en el mercado internacional, por lo que su explotación representa una cuestión estratégica para los países detentores de reservas. Por ese motivo, es de gran relevancia para esos países, el control y la fiscalización de la producción nacional de esos recursos, ya que implican impactos directos en los ingresos generados por esa actividad. En ese sentido, la presente auditoría de rendimiento coordinada busca realizar, bajo la óptica de control externo, una evaluación de las actividades realizadas por los órganos y entidades gubernamentales responsables por el control de las actividades relativas a la explotación y producción de petróleo y gas natural, en lo referente a la medición de la producción y al cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes.

Objetivo: Evaluar las condiciones normativas, institucionales y operacionales en que actúan los órganos y entidades gubernamentales, en relación al control de la medición de la producción de petróleo y gas natural y al control del cálculo y del pago de las participaciones gubernamentales correspondientes, identificando atascos y oportunidades de mejoras, así como buenas prácticas que contribuyan al perfeccionamiento de su gestión.

Informaciones Solicitadas	Fuentes de Información	Procedimientos de Colecta de Datos e Informaciones	Procedimientos de Análisis de Datos e Informaciones	Limitaciones	Criterios	Lo que el Análisis permitirá decir
1. ¿El control de la medición de la producción de hidrocarburos realizado por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) poseen los elementos necesarios para garantizar, razonablemente, si los volúmenes producidos son íntegros y fidedignos?						
Descripción del proceso de trabajo referente al control de la medición de la producción de hidrocarburos, incluyendo: <ul style="list-style-type: none">• competencia de la(s) entidad(es) para el ejercicio de ese control;• alcance y periodicidad del control;• eventual(es) sistema(s) utilizado(s);• rutinas de verificación y eventual práctica de realizaciones de fiscalizaciones "in situ";• tratamiento dado a eventuales no conformidades.	Gestores de la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) (sector responsable por el control de la medición), especialistas, consultores. Normas, manuales y demás documentos que reglamentan el proceso de control de la medición de la producción. Si disponible(s), sistema(s) utilizado(s) por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) en el control de los volúmenes de hidrocarburos producidos. Empresa productora.	Entrevistar gestores involucrados, especialistas, consultores. Consultar o solicitar normas, manuales y otros documentos que reglamentan el proceso de control de la medición de la producción. Consultar sistema(s) utilizado(s) por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) en el control de la medición de la producción. Visitar un campo de manera conjunta con el ente fiscalizador	Analizar las entrevistas realizadas con gestores, especialistas y consultores, para identificar si, desde el punto de vista de ellos, existen deficiencias y atascos en el proceso de control de la medición de la producción, que puedan comprometer el alcance del objetivo de garantizar razonablemente que los volúmenes de hidrocarburos producidos son íntegros y fidedignos.	Que el proceso de control de la medición de la producción de hidrocarburos tenga un patrón mínimo de garantía de integridad y precisión de los volúmenes, especialmente: <ul style="list-style-type: none">• registro de los volúmenes producidos a partir de medidores que obedezcan requisitos técnicos mínimos, sin riesgo de manipulación de los datos por terceros, lo que confiere confiabilidad a ese registro y permite su verificación por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s);• verificación de la conformidad de los sistemas de medición utilizados por las empresas productoras de hidrocarburos con los estándares técnicos definidos;• rutina de verificación de no conformidades relativas a los volúmenes registrados, preferentemente de forma automática, de manera que no permita manipulación por terceros;	Si el proceso de trabajo relativo al control de la medición de la producción de hidrocarburos usa recursos tecnológicos (por ejemplo, un sistema que incluya herramientas de medición, almacenaje y transmisión de los datos relativos a los volúmenes producidos por las empresas sin interferencia de terceros y procesos automáticos de verificación de no conformidades) que contribuyan significativamente con la calidad de esa actividad. Si existen controles en relación a los sistemas de medición usados por las empresas productoras de hidrocarburos, tales como requisitos técnicos mínimos, necesidad de aprobación para inicio de operaciones, inspecciones periódicas para verificar su conformidad con los requisitos técnicos, registro de fallas o interrupciones en las mediciones.	



Analizar normas, manuales y otros documentos que reglamentan el proceso de control de la medición de la producción para identificar sus macroprocesos y sus elementos y comprender su funcionamiento y verificar la existencia de eventuales atascos y oportunidades de mejorías.	<ul style="list-style-type: none">• alcance de las supervisiones suficiente para crear una razonable expectativa de control en los agentes fiscalizados; considerando el uso de muestreo y procesos de selección y la realización de fiscalizaciones “in situ”;• oportunidad en la actuación del control, compatibilizando la periodicidad del control con los plazos aplicables a las empresas productoras de hidrocarburos (plazo para que las empresas informen los volúmenes producidos; informen sobre fallas en los sistemas de medición);• tratamiento de no conformidades, incluyendo medidas correctivas y sancionadoras, de manera que contribuyan a la efectividad del control.	Si se realizan fiscalizaciones periódicas “in situ”, para contribuir con la validación de los datos relativos al volumen de hidrocarburos producidos, lo que puede indicar una mayor efectividad en la actuación de la(s) entidad(es) fiscalizadora(s).
Analizar eventual(es) sistema(s) utilizado(s) por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) en el control de la medición de los volúmenes de hidrocarburos producidos.		Si hay diferencias o desviaciones de la aplicación de procedimientos adoptados por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s).
Contrastar lo establecido en los procedimientos y manuales, con la realidad de la aplicación “in situ”.		Como se produce la interacción entre los diversos actores integrantes del control de la medición, en el caso de esa actividad ser competencia de más de una entidad y si hay oportunidades de mejora en esa interacción.
		Si el proceso de trabajo relativo al control de la medición posee los elementos necesarios para garantizar, razonablemente, si los datos relativos a los volúmenes de hidrocarburos producidos son integrales y fidedignos, considerando aspectos de alcance, oportunidad, capacidad de actuación en el tratamiento de no conformidades y la confiabilidad de los procedimientos.

Informaciones Solicitadas	Fuentes de Información	Procedimientos de Colecta de Datos e Informaciones	Procedimientos de Análisis de Datos e Informaciones	Limitaciones	Criterios	Lo que el Análisis permitirá decir
2. ¿El control del cálculo y del pago de las participaciones gubernamentales resultantes de la explotación y de la producción de hidrocarburos, por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s), posee los elementos necesarios para garantizar, razonablemente, que los valores correspondientes son íntegros, fidedignos y oportunos?						
Descripción del proceso de trabajo referente al control del cálculo y del pago de las participaciones gubernamentales, debidas en función de la explotación y de la producción de hidrocarburos, incluyendo: <ul style="list-style-type: none">• participaciones gubernamentales aplicables, considerando las variables y fórmulas de cálculo aplicadas y los diferentes tipos de contrato celebrados;• competencia de la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) en relación al cálculo de esas participaciones gubernamentales (cálculo o homologación);	Gestores de la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) (sector responsable por el control del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales), especialistas, consultores. Normas, manuales y otros documentos que regulan el control y producción de hidrocarburos. Consultar las fuentes de informaciones y eventuales sistemas utilizados por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) en el control del cálculo y del pago de las participaciones gubernamentales.	Entrevistar gestores envueltos, especialistas y consultores. Consultar o solicitar normas, manuales y otros documentos que regulan el control del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales debidas en función de la explotación y producción de hidrocarburos. Consultar las fuentes de informaciones y eventuales sistemas utilizados por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) en el control del cálculo y del pago de las participaciones gubernamentales.	Analizar las entrevistas realizadas con gestores, especialistas y consultores, para identificar si, desde el punto de vista de ellos, existen deficiencias y atascos en el proceso de control del cálculo y pago que puedan comprometer el alcance del objetivo de garantizar razonablemente que los valores son íntegros, fidedignos y oportunos. Analizar normas, manuales y otros documentos que regulan el proceso de cálculo y pago para identificar sus macroprocesos y sus elementos y comprender su funcionamiento y verificar la existencia de eventuales atascos y oportunidades de mejorías.	Que el proceso de cálculo y pago de las participaciones gubernamentales tenga un patrón mínimo de garantía de la integridad y precisión de los valores, específicamente: <ul style="list-style-type: none">• posibilidad de verificación de los valores calculados, a partir de la comparación con los datos relativos a los volúmenes de hidrocarburos producidos, preferentemente en forma automática, para reducir al mínimo las posibilidades de errores;• posibilidad de verificación oportuna de los pagos realizados por las empresas productoras de hidrocarburos, a partir de los datos del sistema bancario o de transacciones comerciales, de preferencia en forma automática;• rutina para verificación de no conformidades relativas a los valores calculados y pagos, de preferencia en forma automática;	Cuáles son las participaciones gubernamentales aplicables a las actividades de explotación y producción de hidrocarburos y su fórmula de cálculo, considerando los diferentes tipos de contratos celebrados; Si compete a la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) el cálculo de las participaciones gubernamentales o si su actuación será sólo para homologar el cálculo; Si el proceso de control del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales utiliza recursos tecnológicos (por ejemplo, un sistema que permita la integración de datos relativos a los volúmenes producidos o a los montantes pagos y la verificación automática de eventuales no conformidades/irregularidades) que contribuyan significativamente con la calidad de esa actividad;	



<ul style="list-style-type: none">• flujo del proceso de pago/recaudación de esas participaciones gubernamentales;• fuentes de información usadas por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) para el control del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales, incluyendo eventuales sistemas utilizados, considerando también su posible integración con los datos relativos a la medición de los volúmenes producidos y/o con el sistema bancario o de transacciones comerciales;• procedimientos específicos para el control del cálculo de las participaciones gubernamentales que consideran los costos de producción de las empresas productoras de hidrocarburos en su fórmula de cálculo.	<p>Otras fuentes de información utilizadas por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) para el control del cálculo y del pago de las participaciones gubernamentales.</p>	<p>Analizar eventual(es) sistema(s) utilizado(s) por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) en el control del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales.</p>	<ul style="list-style-type: none">• alcance de las supervisiones, suficiente para crear una razonable expectativa de control en los agentes fiscalizados, considerando el uso de muestreos y procesos de selección;• oportunidad en la supervisión, compatibilizando la periodicidad del control con los plazos aplicables a las empresas productoras de hidrocarburos (plazo para que informen los valores a ser pagos, plazo para que informen sobre los pagos efectuados);• tratamiento de no conformidades, incluyendo medidas correctivas y sanciones, de manera a contribuir a la efectividad del control.	<p>Cómo se produce la interacción entre los diversos actores presentes en el control del cálculo y del pago, en caso de esa actividad ser de competencia de más de una entidad, y si hay posibilidad de mejoras en esa interacción;</p> <p>Si el proceso de trabajo relativo al control del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales posee los elementos necesarios para garantizar, razonablemente, que los valores debidos son íntegros, fidedignos y oportunos, considerando aspectos de alcance, oportunidad, capacidad de actuación en el trato de no conformidades y confiabilidad de los procedimientos.</p>
--	--	--	--	--

Informaciones Solicitadas	Fuentes de Información	Procedimientos de Colecta de Datos e Informaciones	Procedimientos de Análisis de Datos e Informaciones	Limitaciones	Criterios	Lo que el Análisis permitirá decir
3. ¿Los datos y informaciones relativos a la medición de la producción de hidrocarburos y al cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes son divulgados, oficialmente, de forma transparente, accesible y amigable, para permitir su replicabilidad por una tercera parte, externa al B2:H4						
Datos e informaciones referentes al control de la medición de la producción de hidrocarburos y del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes; disponibles para acceso público, considerando: <ul style="list-style-type: none">condiciones/ exigencias necesarias para el acceso a esos datos e informaciones;forma como esos datos e informaciones son divulgados (valores, memorias de cálculo, notas explicativas, actualización de las informaciones divulgadas, periodicidad).	Gestores de la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) (sectores responsables por el control de la medición y de la producción y del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes). Normas y otros documentos que regulan la divulgación oficial de los datos e informaciones referentes al control de la medición de la producción y del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes. Consultar sitios electrónicos y otros documentos utilizados para la divulgación oficial de los datos e informaciones relacionados a esas actividades.	Entrevistar gestores, especialistas, consultores. Consultar o solicitar normas y otros documentos que regulan la divulgación oficial de los datos e informaciones referentes al control de la medición de la producción y del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes. Consultar sitios electrónicos y otros documentos utilizados para la divulgación oficial de los datos e informaciones relacionados a esas actividades.	Analizar las entrevistas realizadas con gestores, especialistas y consultores, para verificar si, desde el punto de vista de ellos, la forma de divulgación de los datos e informaciones sobre la medición y la producción y del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes, permite su replicabilidad por terceros externos al proceso. Analizar las normas y otros documentos que regulan la divulgación de los datos e informaciones sobre el control de la medición y la producción y del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes.		Necesidad de acceso público a los siguientes datos e informaciones: <ul style="list-style-type: none">valores referentes a los volúmenes de hidrocarburos producidos en determinado periodo de tiempo (preferentemente en consonancia con la periodicidad del control de mediciones);valores referentes a las participaciones gubernamentales debidas en función de la producción de hidrocarburos, con las respectivas fórmulas y memorias de cálculo (de preferencia, en consonancia con la periodicidad del control de cálculo y pago);otras variables necesarias a la replicabilidad de los valores referentes a los volúmenes producidos o a los montantes correspondientes a las participaciones gubernamentales;	Si la divulgación oficial de los datos e informaciones relativos a la medición de la producción de hidrocarburos y al cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes es hecha de manera transparente, accesible y amigable, permitir su replicabilidad por una tercera parte, externa al proceso.

<p>Analizar la forma en que los datos e informaciones relativos a la medición de la producción y al cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes son divulgados oficialmente en sitios electrónicos y otros medios, para verificar el nivel de detalles, la periodicidad de la divulgación y el grado de actualización de las informaciones divulgadas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • notas explicativas adicionales, cuando necesario; • actualidad de los datos e informaciones divulgados.
---	--

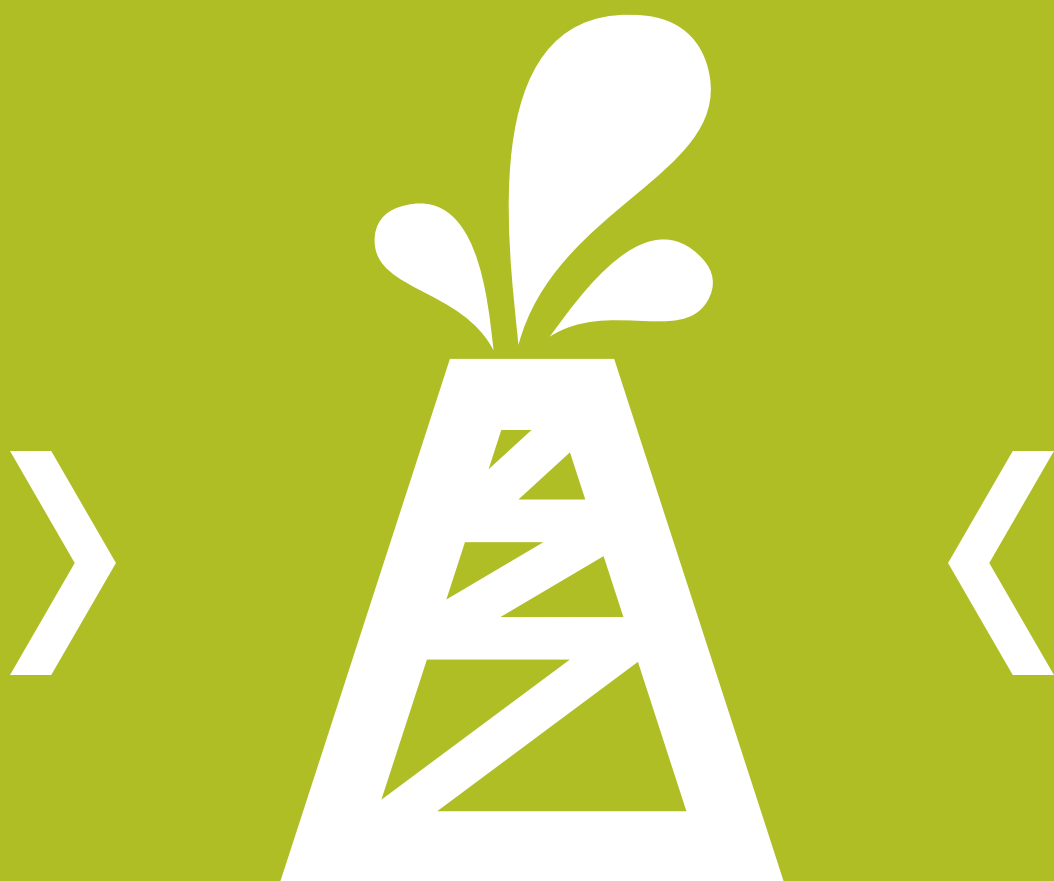
AUDITORÍA 1

**INFORME DE AUDITORÍA DE RENDIMIENTO
SOBRE EL CONTROL DE LA MEDICIÓN
DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS
NATURAL EJERCIDO POR LA AGENCIA
NACIONAL DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y
BIOCOMBUSTIBLES (ANP)**

TRIBUNAL DE CUENTAS DE LA UNIÓN (TCU) – BRASIL







1. INTRODUCCIÓN

Se trata de una Auditoría de Rendimiento en la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) con el objetivo de conocer y evaluar la forma como la Agencia realiza el control (seguimiento y fiscalización) de la medición de la producción de petróleo y gas natural, contrastando los aspectos operacionales para la ejecución de esas actividades.

Levantamiento realizado por la Sefid-2 (TC 003.358/2011-9) identificó el control ejercido por la ANP sobre la medición de la producción de petróleo y gas natural como uno de los temas prioritarios de las acciones de control que serán empezadas por la unidad en el bienio 2011/2012. El Plenario de este Tribunal, a su vez, en la sesión del 04/04/2012, dictó el fallo: Sentencia 816/2012-TCU-Plenário, por el cual autorizó la realización de la presente auditoría de rendimiento.

La producción nacional de petróleo y gas natural involucra cuestiones políticas, especialmente el interés nacional relacionado al control de reservas y recursos naturales; económicas, teniendo en vista las implicaciones en los mercados de importación y exportación y en la competitividad de la economía brasileña; y tributarias, ya que tiene impacto directo en los ingresos del Estado, en *royalties* y participaciones especiales, como resultado del volumen producido.

De esta manera, la verificación de la actuación de la ANP en el control y contraste de la confiabilidad de las informaciones y de los datos relativos a la producción de los campos de petróleo y/o gas natural es una cuestión sensible, principalmente por la materialidad implicada, teniendo en vista que los ingresos directos del Estado, en *royalties* y participaciones especiales, en 2011 superó los 25 mil millones de reales.

Además, se vislumbra que el crecimiento en la producción resultante de los diversos contratos de explotación de bloques licitados en la década pasada que entraron o están entrando, en los últimos años, en fase de producción, así como la perspectiva de explotación del polígono del pre-sal, exigirán de la Agencia incrementar su capacidad de control.

1.1 Objetivos y escopo

El objetivo de esta auditoría es conocer y evaluar la forma como la ANP realiza el control de la medición de la producción de petróleo y gas natural en el país, comparando los aspectos operativos de la Agencia para la ejecución de estas actividades. Para esto, se buscó evaluar las dos formas de actuación del organismo en el ejercicio de las acciones de control: el seguimiento y la fiscalización.

El seguimiento se refiere a las acciones realizadas de forma remota por la ANP y involucra principalmente el control de las informaciones y de los datos reportados por los operadores en los boletines mensuales de producción (BMPs). La fiscalización, a su vez, abarca las acciones realizadas *in loco* por los fiscales de la Agencia en las instalaciones de producción de petróleo y/o gas natural, especialmente en lo que concierne a los sistemas de medición de la producción.

Para los fines de esta auditoría, se distinguieron dos tipos de fiscalización *in loco*: (1) las proactivas, resultantes de un proceso de planeamiento más elaborado e independiente de eventos externos, por medio del cual el equipo de fiscales busca alcanzar una muestra más amplia de objetos fiscalizados; y (2) las reactivas, que son motivadas por eventos externos pre definidos que condicionan las acciones de los fiscales para atender demandas de una muestra más limitada y específica.

De esta manera, la matriz de planeamiento de la auditoría se compone de dos cuestiones, cada una relacionada a una de esas vertientes de las acciones de control ejecutadas por la ANP. En lo que se refiere al seguimiento, se elaboró una cuestión de auditoría para verificar si las acciones de seguimiento de la ANP, tanto las realizadas por la Superintendencia de Desarrollo y Producción (SDP), como por el Núcleo de Fiscalización de la Medición de la Producción (NFP), contribuyen significativamente para garantizar la confiabilidad de los volúmenes de petróleo de gas producidos y reportados en los BMPs. En lo que concierne a las fiscalizaciones *in loco*, se elaboró una cuestión de auditoría para evaluar si las acciones de fiscalización, teniendo como objeto la medición de la producción, realizadas por la ANP (SDP/ NFP), contribuyen significativamente para garantizar la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados en los BMPs.

Sin embargo, mientras se realizaban los trabajos, durante la etapa de ejecución, el equipo de auditoría constató que las acciones de seguimiento

y fiscalización emprendidas por la SDP no se relacionan, estrictamente, con la medición de la producción. La actuación de la SDP se refiere al control de las actividades realizadas por los operadores en las etapas de desarrollo y producción de los campos de petróleo y/o gas natural, principalmente por medio de la verificación de su conformidad con la documentación requerida por la legislación de regencia: Plan de Desarrollo (PD), Programa Anual de Trabajo y Presupuesto (PAT) y Programa Anual de Producción (PAP).

Por ese motivo, en la continuación de los trabajos, se delimitó el escopo de esta auditoría de forma de abarcar solamente las acciones de control – seguimiento y fiscalización – realizadas por el NFP. De ese modo, la actuación de la SDP no es objeto de análisis en el presente informe.

1.2 Criterios

Los criterios utilizados para fundamentar la caracterización de los hallazgos de auditoría son: (1) la Ley 9.478, de 06/08/1997 y (2) el Reglamento Interno de la ANP, aprobado por el Decreto-ANP 69, de 06/04/2011, ambos a los aspectos que fundamentan las competencias de la Agencia en lo que respecta al seguimiento y a la fiscalización de las actividades de la industria del petróleo; (3) el Decreto 2.705, de 03/08/1998, y (4) los contratos de concesión, en lo que concierne a la obligación de los concesionarios de reportar al poder otorgante, por medio de los BMPs, las informaciones y los datos relativos a la producción de petróleo y gas natural; y (5) el Reglamento Técnico de Medición de Petróleo y Gas Natural (RTM), aprobado por el *Decreto Conjunto* ANP/Inmetro 1, de 19/06/2000, que establece las condiciones y los requisitos mínimos requeridos de los sistemas de medición de petróleo y gas natural.

Además de eso, fueron utilizados también como criterios de carácter general, las buenas prácticas de control y los principios de la Administración Pública.

1.3 Metodología

Previamente a la etapa de planeamiento de esta auditoría, la 2ª Dirección de la Sefid-2 realizó una producción de conocimiento sobre el seguimiento y la fiscalización de la producción de los campos de petróleo y gas natural por la ANP (TC 006.484/2012-3). El objetivo de este trabajo fue levantar

datos e informaciones iniciales relevantes que pudieran contribuir para la realización de esta fiscalización.

Durante la etapa de planeamiento, fueron realizadas búsquedas en la legislación, en las páginas electrónicas institucionales y en documentos obtenidos en la ANP, en visita a la oficina central, en la ciudad de Rio de Janeiro/RJ. El objetivo de la visita fue conocer las principales actividades, los procesos de trabajo y las estructuras organizacionales implicadas en el control de la producción de petróleo y gas natural realizado por la Agencia, por medio de entrevistas a los gestores y a los equipos técnicos de las respectivas áreas.

En la etapa de ejecución de la auditoría, en nueva visita a la oficina central de la ANP, fueron realizadas entrevistas a los gestores y a los equipos técnicos de la SDP y del NFP, y presentados oficios de requisición de auditoría para la obtención de informaciones y datos relativos al control ejercido por la ANP sobre la medición de la producción de petróleo y gas natural. Además de eso, se procedió al análisis de las respuestas suministradas por la Agencia a los referidos oficios.

La Matriz de Hallazgos (Apéndice B) fue elaborada a partir de los resultados de los análisis de las entrevistas con los gestores y con los equipos técnicos de la SDP y del NFP y de las informaciones y de los datos obtenidos en esas unidades. Las conclusiones fueron presentadas a los gestores de la Agencia, en reunión realizada el día 19/07/2012, en las dependencias del TCU, con el objetivo de debatir los hallazgos de auditoría y, a partir de eso, validarlos para fundamentar la elaboración de este informe. Estuvieron presentes en la reunión la Superintendente Adjunta de la SDP y el Jefe del NFP.

2. VISIÓN GENERAL

2.1 La Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles y el Control de la Producción de Petróleo y Gas Natural

La Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) fue instituida por la Ley del Petróleo (art. 7º) con la “finalidad de

promover la regulación, la contratación y la fiscalización de las actividades económicas integrantes de la industria del petróleo, del gas natural y de los biocombustibles, correspondiéndole” (art. 8º), especialmente:

(...)

IV – elaborar los pliegos y promover las licitaciones para la concesión de explotación, desarrollo y producción, celebrando los contratos resultantes de ellas y fiscalizando su ejecución;

(...)

VII - fiscalizar (...) las actividades integrantes de la industria del petróleo, de gas natural y de los biocombustibles, bien como aplicar las sanciones administrativas y pecuniarias previstas en ley, reglamento o contrato;

(...)

XVII - exigir de los agentes regulados el envío de informaciones relativas a las operaciones de producción, importación, exportación, refino, beneficiación, tratamiento, procesamiento, transporte, transferencia, almacenaje, distribución, reventa, destinación y comercialización de productos sujetos a su regulación;

(...).

En ese contexto, la Agencia, para cumplir su finalidad en lo que se refiere a la fase de producción de la industria de petróleo y gas natural (etapas de desarrollo y de producción), posee en su estructura organizacional dos estructuras separadas: la Superintendencia de Desarrollo y Producción (SDP) y el Núcleo de Fiscalización de la Medición de la Producción (NFP).

El NFP, en los términos del art. 43 del Reglamento Interno de la ANP, tiene la incumbencia de:

I - fiscalizar los sistemas de medición en las instalaciones de petróleo y gas natural;

II - fiscalizar el movimiento del petróleo y gas natural en las instalaciones de embarque y desembarque referentes a las estaciones terrestres colectoras de campos productores y de transferencia de petróleo o gas natural;

III - proponer la reglamentación técnica, los procedimientos y las directrices relativos a la medición de la producción de petróleo y gas natural, en conjunto con las demás instituciones gubernamentales competentes;

IV - verificar la integridad de los datos de producción suministrados por los concesionarios;

V - analizar el desempeño técnico-operacional de los concesionarios, buscando establecer referencias para el control y la medición de la producción, en lo que se refiere a patrones operacionales;

VI - monitorear los niveles de quema de gas natural y fiscalizar el cumplimiento de las reglas relativas a los límites autorizados;

VII - analizar y proveer parecer sobre la adecuación de procedimientos de los concesionarios en situaciones de falla de los sistemas de medición y en lo que respecta a las excepciones del Reglamento Técnico de Medición.

Delante de las competencias establecidas en el Reglamento Interno de la Agencia, especialmente las relacionadas en los incisos I, III y IV, del art. 43, se verifica que el ejercicio de las acciones de control, sea en la modalidad de seguimiento, sea por medio de fiscalizaciones *in loco*, relacionadas a la medición de la producción de los campos de petróleo y/o gas natural es incumbencia del Núcleo de Fiscalización de la Medición de la Producción.

El NFP posee en su cuadro un Jefe de Núcleo, seis expertos en regulación, tres técnicos en regulación y tres analistas administrativos. Los expertos y los técnicos en regulación destinados en el NFP son designados por la Dirección de la ANP, para las actividades de fiscalización y, según los términos del art. 12 de la Ley 9.847, de 26/10/1999, son competentes para labrar actas de infracción e instaurar proceso administrativo contra los operadores que infringen las disposiciones legales, reglamentares y contractuales que rigen la industria del petróleo.

El Decreto 2.705/1988, que define criterios para cálculo y cobranza de las participaciones gubernamentales de que trata la Ley 9.478/1997, que se aplican a las actividades de explotación, desarrollo y producción de petróleo y gas natural, establece los principios, las definiciones y las directrices de medición de los volúmenes de producción de esos hidrocarburos. Según lo normativo, el volumen de petróleo y gas natural producido debe ser determinado periódica y regularmente, por cuenta y riesgo de los concesionarios, los cuales deben, hasta el 15 de cada mes, entregarle a la ANP un boletín mensual de producción (BMP) para cada campo (arts. 4º a 6º). A partir de ese documento son

calculados los valores debidos por los concesionarios a título de *royalties* y participaciones especiales.

En el ámbito de la ANP, la reglamentación con respecto a la medición de la producción de petróleo y gas natural tiene como principal dispositivo el Reglamento Técnico de Medición de Petróleo y Gas Natural (RTM), aprobado por el *Decreto Conjunto* ANP/Inmetro 1, de 19/06/2000, por el cual son definidos y especificados los criterios y las condiciones mínimas que deben ser atendidos por los sistemas de medición aplicables a la producción de esos hidrocarburos.

El modelo regulatorio adoptado para la determinación de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos en los yacimientos brasileños, conforme se verifica en las leyes y en los demás dispositivos que rigen el tema, tiene como principal instrumento un documento declaratorio elaborado por los concesionarios productores: el boletín mensual de producción. Nótese que no hay necesidad formal de aprobación de los BMPs por parte de la ANP para que le sea conferida validez y para que ellos sean utilizados para los fines a los que se destinan.

En ese modelo declaratorio, la actuación de la ANP, en el ejercicio de la competencia legal de controlar las actividades de la industria del petróleo y gas natural, y en especial la medición de la producción de esos hidrocarburos, se transforma primordial para garantizar la confiabilidad de las informaciones y de los datos declarados por los operadores.

Con ese propósito, el control ejercido por el NFP consiste en la verificación de la integridad de las informaciones y los datos constantes de los BMPs y de la adecuación de los sistemas de medición de las instalaciones productoras al RTM, lo que eventualmente puede propiciar la aplicación de penalidades por no conformidades (NCs) encontradas, así como el recalcule de BMPs de campos específicos en un determinado período.

2.2 La Producción Nacional de Petróleo y Gas Natural y las Participaciones Gubernamentales

En los últimos diez años, la producción nacional de petróleo pasó de 530 millones de barriles en 2002 para más de 768 mil millones en

2011, lo que representa un crecimiento del 44,7%. La producción de gas natural licuado tuvo un aumento porcentual aún más expresivo en el mismo período: 94,52%. La Tabla 1 presenta el volumen de producción nacional de petróleo y gas natural en el mismo período en cuestión.

Tabla 1: Producción Nacional de Petróleo y Gas Natural.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Petróleo (millones de barriles)	530,8	546	540,7	596,2	628,8	638	663,3	711,9	749,9	768,5
Gas Natural (millones de barriles)	16,4	20,5	22,4	28,9	31,5	30,9	31,6	28,7	30,2	31,9

Fuente: Anuario Estadístico Brasileño de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles 2012 de la ANP.
(<http://www.anp.gov.br/?pg=60983>).

El Anuario Estadístico Brasileño de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles 2012 publicado por la ANP y disponible en <http://www.anp.gov.br/?pg=60983> presenta, además de los volúmenes producidos, diversas informaciones con respecto a la producción nacional de petróleo y gas natural, siempre teniendo el 31/12/2011 como fecha de referencia. Así, según el documento, había en esa fecha:

- a. 55 concesionarios y 34 empresas operadoras de las actividades de explotación y producción;
- b. 178 bloques para explorar en el mar, 145 en tierra y dos bloques más que abarcan áreas terrestres y marítimas, rehaciendo un total de 325 bloques que pueden explorarse;
- c. 34 campos marítimos y 46 terrestres, en un total de 80 campos de petróleo y/o gas natural en la etapa de desarrollo de la fase de producción;
- d. 86 campos marítimos y 243 terrestres, en un total de 329 campos de petróleo y/o gas natural en la etapa de producción de la fase de producción.

Los ingresos resultantes de *royalties* y de participaciones especiales experimentaron un crecimiento proporcionalmente superior al incremento de la producción. En 2002, fueron distribuidos R\$ 3,2 mil millones en *royalties* y en 2011 el valor llegó a casi R\$ 13 mil millones, lo



que representa un crecimiento del 308%. Las participaciones especiales remontaron R\$ 2,5 mil millones en 2002 y R\$ 12,6 mil millones en 2011, un aumento del 404%. El total de esas participaciones especiales en el período de 2002 a 2011.

Tabla 2: Valor de las participaciones gubernamentales en *royalties* y participaciones especiales.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Royalties (R\$ mil millones)	3,2	4,4	5,0	6,2	7,7	7,5	10,9	8,0	9,9	13,0
Participaciones Especiales (R\$ mil millones)	2,5	5,0	5,3	7,0	8,8	7,2	11,7	8,5	11,7	12,6
Total (R\$ mil millones)	5,7	9,4	10,3	13,2	16,5	14,7	22,6	16,5	21,6	25,6

Fuente: Anuario Estadístico Brasileño de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles 2012 de la ANP
(<http://www.anp.gov.br/?pg=60983>).

3. HALLAZGOS DE AUDITORÍA

3.1 El sistema de Fiscalización de la Producción (SFP) es un importante instrumento de seguimiento utilizado por la ANP para contrastar la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados en los BMPs, pero necesita la implementación de todas las funcionalidades previstas para alcanzar plenamente sus objetivos.

La ANP elaboró, en 2009, el proyecto Sistema de Fiscalización de la Producción (SFP), con el objetivo de instrumentalizar las acciones de control de la Agencia en la búsqueda por la garantía de la confiabilidad de los datos declarados por las operadoras en los BMPs referentes a los volúmenes de petróleo y gas natural producidos en el País, conforme relato del Jefe del NFP en el Memorando 137/2012/NFP-ANP (pieza 26), emitido en respuesta al Oficio de Requisición 04-469/2012 (pieza 14). La concepción

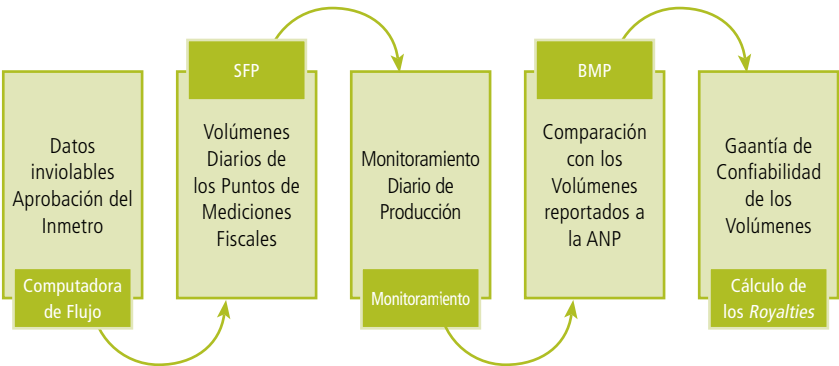
y el planeamiento del SFP fueron realizados bajo la coordinación de la SDP/NFP en conjunto con el Núcleo de Informática de la Agencia (NIN), habiendo sido estipulado el plazo de doce meses para su conclusión. El SFP fue concebido para operar a partir de dos módulos: el Módulo Registro de los puntos de medición y el Módulo Análisis de los datos y de las informaciones de los sistemas de medición.

La empresa contratada para el desarrollo del SFP fue la Fábrica de Softwares Politec. Sin embargo, según consta en el citado Memorando, en razón de reiterados atrasos en la conclusión de los módulos a lo largo de la vigencia contractual, la SDP/NFP y el NIN decidieron, en carácter de emergencia y con el aval de la Dirección de la ANP, que cabría a la contratada desarrollar solamente el Módulo Registro del sistema. El Módulo Análisis, a su vez, fue desarrollado parcialmente por el propio NIN, a fin de permitir, aunque de forma limitada, la visualización de los datos recibidos por el SFP.

Actualmente, el SFP permite recibir diariamente datos e informaciones de producción y configuración de los sistemas de medición, por punto de medición y en el ámbito de los sistemas de medición para fines fiscales, de cerca del 90% de la producción nacional, según informaciones prestadas por la ANP (piezas 18 y 26). Esas informaciones y datos son enviados de forma on line por los operadores y almacenados en el banco de datos de la Agencia para posterior evaluación por los técnicos del NFP.

El diagrama de flujo típico de la actividad de validación de producción y gas natural, a partir de la utilización del SFP, está representado en la Figura 2.

Figura 1: Diagrama de Flujo de la actividad de validación de la producción de petróleo y gas natural.



Fuente: Memorando 137/2012/NFP-ANP (Pieza 26). (Traducido al español)

En los términos del Reglamento Técnico de Medición de Petróleo y Gas Natural (RTM), aprobado por el *Decreto Conjunto* ANP/Inmetro 1, de 2000, la medición fiscal, abarcada por el SFP, se refiere a la medición del volumen de producción fiscalizada por el poder otorgante para fines de pago de los tributos incidentes y de las participaciones legales y contractuales correspondientes (RTM, ítem 3.1)

Ya los puntos de medición para apropiación son utilizados para determinar los volúmenes de producción de petróleo y gas natural a ser apropiados, individualmente, a cada campo en un conjunto de campos con medición compartida, o cada pozo en un mismo campo (RTM, ítem 3.4). Se señala que la versión actual del SFP no posee el módulo de carga de los puntos de medición para fines de apropiación.

En el proceso de validación realizado por el NFP, una de las maneras de evaluar la confiabilidad de las informaciones y de los datos de producción de petróleo y gas natural suministrados por los operadores de los campos, es por medio de la verificación de la adecuación de los sistemas de medición de cada campo o instalación a los requisitos constantes en el Reglamento Técnico.

En ese sentido, el proyecto SFP, conforme aclarado por el memorando constante en la pieza 26, prevé como una de sus funcionalidades el recibimiento de notificaciones de fallas de medición y la elaboración de un paquete de gerenciamiento de alarmas, por medio del cual varias comparaciones y test de consistencia y conformidad en los puntos de medición y cuanto a variaciones bruscas en la producción o movimiento de fluidos podrán ser realizados por el propio sistema, automáticamente.

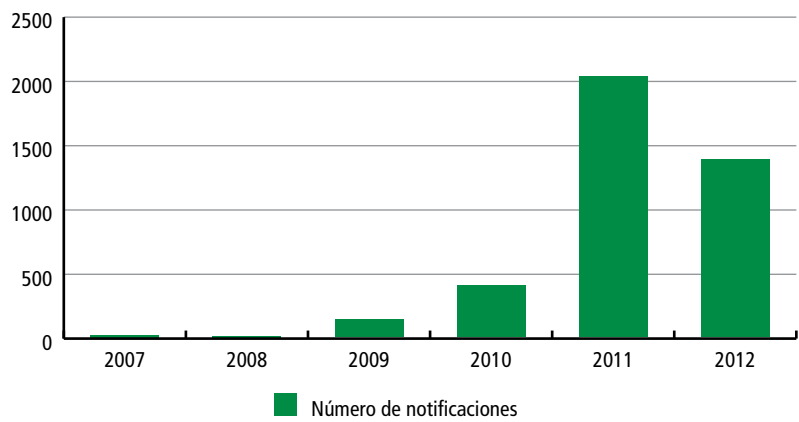
Sin embargo, de acuerdo con las entrevistas realizadas a los gestores de la SDP y del NFP (pieza 18), tal funcionalidad aún no ha sido implementada. Hoy, los comunicados de fallas o problemas en los sistemas de medición, a que están obligados los operadores como consecuencia de dispositivo del RTM (ítem 10.1.3), se hacen por medio de formularios rellenos por los operadores y enviados vía e-mail a una dirección electrónica compartida por todos los fiscales del NFP. Cabe a cada fiscal el acceso a los formularios correspondientes a los campos o instalaciones bajo su responsabilidad y el análisis y el tratamiento de las informaciones en ellos relatadas.

Se trata de un proceso de trabajo costoso desde el punto de vista operacional y de demanda de recursos humanos, considerando principalmente el

aumento significativo de comunicados de fallas o problemas a partir de 2011, año de implementación del SFP.

De hecho, como se puede observar en el Gráfico 1, este año fueron recibidas 2.029 notificaciones por el NFP, número cerca del 400% mayor que el registrado en el año anterior. En 2012, considerándose solamente el primer cuatrimestre, los comunicados ya suman 1.384.

Gráfico 1: Comunicados de fallas o problemas en los sistemas de medición. Reglamento Técnico de Medición de Petróleo y Gas Natural, ítem 10.1.3.



Fuente: Equipo de auditoría, a partir del tratamiento de los datos constantes en el Memorando 261/2012/SDP-ANP, apartado c (pieza 16), en respuesta al Oficio de Requisición 02/469/2012. (Traducido al español)

Notas: (*) En el año 2012, fue considerado el primer cuatrimestre.

Cabe señalar también, que el aumento significativo del número de comunicados de fallas o problemas a partir de la implementación del SFP indica un aumento en la expectativa de control entre los operadores de los campos productores y se puede apuntar como un efecto positivo del sistema, opinión compartida con los gestores de la SPD y del NFP, conforme las entrevistas realizadas (pieza 18).

Eso porque el SFP permite la visualización de los datos diarios de los volúmenes producidos, posibilitando a los fiscales del Núcleo verificar, en principio, la eventualidad de variaciones bruscas significativas en la producción, las cuales pueden indicar fallas en los sistemas de medición. Anteriormente a la implementación del SFP, los fiscales del NFP no tenían acceso a los datos diarios de producción de los campos, por lo que era más difícil verificar la posibilidad de incidencia de fallas en los sistemas de medición, a no ser a partir de los comunicados enviados por los propios operadores.

Se señala que, actualmente el equipo del NFP se compone por seis expertos en regulación y tres técnicos en regulación, los cuales son los responsables de realizar todas las actividades de control atribuidas a esta unidad.

Otra forma de evaluar la confiabilidad de las informaciones y de los datos de producción de petróleo y gas natural suministrados por los operadores de los campos es por medio de la comparación entre los datos declarados en los BMPs y aquellos recolectados *in loco* cuando son realizadas las fiscalizaciones de las computadoras de flujo.

Habiendo divergencias entre los volúmenes declarados y los registrados, y recolectados en campo por los fiscales del NFP durante las fiscalizaciones, se instauran procesos para proceder al recalcule de la producción en el período detectado, pudiendo abarcar, inclusive, períodos anteriores según informado por los gestores de la SDP y del NFP en las entrevistas realizadas (pieza 18).

No obstante, debido a la no implementación de la funcionalidad de carga de los puntos de medición para apropiación, no es posible validar de forma individualizada y automática los BMPs. Por este motivo, el tratamiento de las informaciones referente a la producción de un campo o pozo específico se debe hacer manualmente por los fiscales del NFP, procedimiento que demanda considerables recursos humanos, operacionales y financieros.

Además de eso, se constata que algunas funcionalidades del SFP que aún no fueron implementadas, entre ellas el mantenimiento de registro de calibraciones de los instrumentos de medición, la carga de datos como test de laboratorio relativos al tenor de agua y sedimentos y la emisión de informes por configuraciones de las computadoras de flujo, aumentarán la capacidad de seguimiento de la producción por la ANP.

De este modo, en los términos del Memorando 137/2012/NFP-ANP (pieza 26), es de esperarse que de la implementación de esas funcionalidades resulte un incremento en la eficiencia y en la eficacia de las acciones de fiscalización emprendidas por la Agencia. Esto porque la calidad y amplitud de las informaciones tratadas y procesadas automáticamente por el SFP aumentarán el alcance de la capacidad de análisis de los fiscales del NFP. Eso posibilitará racionalizar recursos humanos, financieros y tecnológicos para acciones de fiscalización

más focalizadas y, por consiguiente, alcanzar metas de fiscalización mayores que aquellas realizadas solo por medio de las fiscalizaciones *in loco* actualmente ejecutadas.

Se verificó, por lo tanto, que la actual versión del SFP carece, principalmente del procesamiento automático de las informaciones y de los datos de los puntos de medición fiscal recibidos por la ANP. Además, no permite la validación individualizada de los BMPs, teniendo en vista el no gerenciamiento de los puntos de medición para apropiación.

Una de las causas examinadas es el no desarrollo del Módulo Análisis del SFP por la empresa Politec, la Fábrica de Softwares contratada, por consecuencia de los atrasos en la ejecución del proyecto durante la vigencia del contrato.

Se destaca, inclusive, que problemas relativos al desarrollo no tempestivo de sistemas informatizados de gestión por la ANP ya fueron señalados por el Tribunal en un trabajo realizado anteriormente por esta Unidad Técnica (Sentencia 2815/2012-TCU-Plenario, proferido en el TC 016.701/2011-9). Además, la Contraloría General de la Unión (CGU), en informe de auditoría de gestión concerniente al proceso de prestación de cuentas de la Agencia referente al ejercicio de 2011, señaló deficiencias en la gestión de tecnología de la información de la ANP que pueden comprometer la conducción de procesos internos y la continuidad de negocios del organismo que dependen de la utilización de esos sistemas.

De la misma manera, es posible señalar morosidad en la conducción del proceso de contratación de las actividades necesarias para la finalización del proyecto SFP, considerando que la vigencia del contrato inicial, firmado con la empresa Politec, finalizó en diciembre de 2010.

Conforme aclaraciones del NFP y de la SDP durante las entrevistas realizadas (pieza 18), el NIN ya dio proseguimiento al proceso de contratación. Según los argumentos presentados, se procedió a una reestructuración del modelo contractual, con vistas a evitar los problemas ocurridos en el contrato anterior. Además, otra cuestión levantada fueron restricciones presupuestarias de la Agencia para el desarrollo del proyecto.

Sin embargo, los propios gestores de la SDP y del NFP reconocen la importancia de la implementación completa de todas las funcionalidades del SFP. Y la situación tiende a volverse más relevante con la perspectiva

de ampliación de la explotación y producción de petróleo y gas natural en el polígono pre-sal. Se llega al convencimiento, por lo tanto, de que será necesario ampliar la capacidad de control de la ANP, razón que refuerza la importancia de la implantación efectiva del SFP.

De ese modo, se le recomienda a la ANP que sean adoptadas las providencias necesarias a la implementación definitiva de todas las funcionalidades previstas para el SFP, en especial aquellas destinadas a hacer posible la validación individualizada de los BMPs.

Con esa recomendación, se espera que haya un incremento en la capacidad de control de la ANP, en especial aumento en la eficiencia del planeamiento y de la ejecución de las fiscalizaciones *in loco*, mayor agilidad en el proceso relativo a los análisis de las notificaciones de fallas o problemas en los sistemas de medición y la simplificación del proceso de trabajo de eventuales recalculos de los volúmenes producidos, contribuyendo de esta manera, a una mayor garantía de confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados por los operadores en los BMPs.

Aprovechando la etapa de comentarios de gestores, el NFP, por intermedio del Memorando 318/2012/NFP (pieza 35), señala la convergencia entre el entendimiento de la ANP y del Tribunal sobre la importancia de la implementación completa del SFP para el aumento de la efectividad en las acciones de control de la Agencia.

Sin embargo, aclara que factores externos a su actuación y a la del propio NIN, como limitación de recursos humanos y presupuestarios, perjudican la celeridad en la implementación de todos los módulos previstos para el SFP. Informa también que el sistema sigue en desarrollo, juntamente con el NIN, para la conclusión del Módulo Análisis.

3.2 El NFP no realiza seguimiento sistemático de los BMPs como instrumento para garantizar la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados.

El hallazgo se refiere a las actividades de seguimiento desarrolladas por la ANP en el ámbito del control de la producción de petróleo y gas natural.

Mencionado en el (párrafo 27), en los términos del Reglamento Interno, aprobado por el Decreto-ANP 69/2011, es competencia del NFP verificar la integridad de los datos de producción suministrado por los concesionarios (art. 43, inciso IV).

De acuerdo con la cláusula establecida en los contratos de concesión, cabe al concesionario entregar a la ANP un boletín mensual de producción correspondiente al campo, hasta el 15° día útil del mes subsiguiente al de la realización de la producción. Entre las informaciones especificadas en el documento, constan los volúmenes de petróleo y gas natural efectivamente producidos en el mes correspondiente y la producción acumulada del campo hasta el momento (Decreto 2.705/1998, arts. 5° y 6°).

El BMP representa el principal instrumento de control de la producción efectivamente realizada por los campos. Se trata de un documento declaratorio, de carácter informativo, no habiendo cualquier aprobación por parte del organismo regulador para otorgarle validez.

Sin embargo, el control de las informaciones se muestra relevante, considerando que ellas representan el resultado final de todo el proceso productivo. En último caso, los valores declarados en los BMPs son la base para el cálculo de los valores debidos por los operadores a título de pago de *royalties* y otras participaciones gubernamentales.

Conforme el manual de procedimientos elaborado por la ANP (pieza 24), fechado en 2009, el proceso de análisis de los BMPs se hace a partir de dos enfoques distintos: en relación a la producción, movimiento e inyección, de competencia de la SDF, y cuanto a la medición, realizada por el NFP.

Este proceso de trabajo, no obstante, fue establecido anteriormente a la implementación del SFP, que ocurrió solo en 2011. El proyecto del SFP, en los términos ya abordados (párrafos 40 y 42), prevé funcionalidades que permitirán la validación automática e individualizada de los BMPs. Tal validación aún no es posible, considerando que la versión actual en operación no dispone todavía de todas las funcionalidades. Por lo tanto, ese proceso de validez individual debería hacerse en principio, manualmente, por los fiscales del NFP.

Se verificó, sin embargo, que los fiscales del Núcleo no validan los BMPs de los campos de forma regular y rutinaria, como parte del proceso de trabajo de esa unidad. De hecho, lo que ocurre es que los volúmenes declarados

por los operadores en los BMPs son conferidos, esencialmente, cuando son realizadas las fiscalizaciones *in loco* por los fiscales, conforme aclaraciones prestadas durante entrevista con el gestor del NFP (pieza 18).

Las actividades de validación individualizada de los BMPs identificadas en el manual de procedimientos de 2009 fueron realizadas por un corto período de tiempo, enseguida después de su elaboración. La razón señalada, según el gestor del Núcleo, es que el volumen de trabajo es muy grande, considerando la estructura del equipo.

De esa forma, los fiscales se ocupan, la mayor parte del tiempo, de los análisis de los comunicados de fallas o problemas y con la realización de las fiscalizaciones *in loco*, oportunidad en que varios aspectos relacionados a la medición de la producción –sistemas de medición, valores registrados en las computadoras de flujo en comparación con los declarados en los BMPs – son verificados simultáneamente, racionalizando la actuación del NFP.

Conforme aclara el gestor del NFP en el Memorando 318/2012/NFP (pieza 35), encaminado tras el envío del informe preliminar, la validación de las informaciones contenidas en los BMPs se hace a partir de la conciliación de los volúmenes declarados con aquellos constantes en los informes generados en las computadoras de flujo, instaladas en las unidades de producción y recolectados en las inspecciones realizadas *in loco*. Todavía, según el gestor, solamente con la implementación del módulo del SFP de tratamiento de los datos recolectados directamente de las computadoras de flujo será posible proceder a la validación automática y efectiva de todos los datos de producción declarados en los BMPs.

Aunque los argumentos sean plausibles y denoten seriedad en la actuación del Núcleo, principalmente considerando los recursos humanos disponibles, no hay como negar que la ausencia de un seguimiento sistemático de los BMPs compromete la garantía de la confiabilidad de los volúmenes de producción reportados por los operadores. Esto es porque el seguimiento de los campos solo por medio del análisis de comunicados de fallas o problemas denota un aspecto esencialmente reactivo, ya que direcciona a los fiscales del NFP hacia los casos con mayor registro de notificaciones.

Cuanto al carácter reactivo de la fiscalización del NFP, el Memorando 318/2012/NFP (pieza 35) aclara que aspectos como riesgo, materialidad, relevancia y oportunidad son analizados para que se proceda a la selección de los campos que serán fiscalizados. El NFP señala aún, que

las informaciones relativas a los comunicados de fallas o problemas constituyen un factor de riesgo y configuran indicios de que los volúmenes reportados en los BMPs pueden no reflejar de manera cuidadosa y fidedigna el resultado de la producción de determinado campo. Por ese motivo, se vuelve necesario estimar la realización de las acciones de fiscalización *in loco* con base en la cantidad o en el tipo de las notificaciones registradas.

Las acciones de fiscalización, en razón de su aspecto focalizado, también acaban por permitir un control parcial sobre los volúmenes producidos, en comparación con los resultados esperados de un control realizado a partir del análisis y validación individual de los BMPs.

Se verificó que la ausencia de un proceso de trabajo de seguimiento sistemático de los BMPs por el NFP se debe a la no implementación de todas las funcionalidades del SFP, sobre todo de aquellas destinadas a posibilitar la validación automática e individualizada de esos boletines.

Se entiende que las constataciones relatadas sobre el hallazgo de auditoría en análisis refuerzan la propuesta de recomendación a la ANP efectuada en el ítem 3.1 de este Informe para que se adopten las providencias necesarias a la implementación definitiva de todas las funcionalidades previstas para el SFP, especialmente aquellas relacionadas a la validación de los BMPs.

Se espera con la adopción de esa recomendación, que los fiscales del NFP sean capaces de contrastar con mayor garantía la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados en los BMPs.

3.3 a) Las fiscalizaciones *in loco* realizadas por el NFP no están sujetas a un plan de fiscalización periódico previamente elaborado.

b) Las incidencias y los criterios que posibilitan la realización de las fiscalizaciones *in loco* no están definidos detalladamente y permiten que las instalaciones no sean fiscalizadas durante un período extenso.

Las fiscalizaciones *in loco* realizadas por el Núcleo no están sujetas a un plan de fiscalización periódico previamente elaborado, conforme se verificó en las entrevistas con los gestores de la SDP y del propio NFP (pieza 18).

No hay, en el ámbito de la SDP y del NFP, una normativa, manual u otro documento que establezca directrices y regularmente la elaboración de planes periódicos de fiscalización *in loco*. A pesar de la ausencia de norma en ese sentido, la SDP y el NFP podrían elaborar planes de fiscalización. Sin embargo, tampoco existe en esas unidades un proceso de trabajo relativo a esa actividad.

De hecho, se constató que las fiscalizaciones *in loco* realizadas por el NFP poseen carácter esencialmente reactivo, ya que no son originadas a partir de un planeamiento previo de fiscalizaciones y resultan de eventos externos a la actuación del propio NFP, como, por ejemplo, el registro excesivo de notificaciones de fallas en los sistemas de medición.

Además, conforme las entrevistas realizadas con los gestores de la SDP y del NFP (pieza 18), cada uno de los fiscales del NFP es designado para realizar el seguimiento de un determinado conjunto de campos productores y la realización de las fiscalizaciones *in loco*, entonces, ocurre a partir de la iniciativa de los propios fiscales del NFP, como resultado de los análisis individuales procedidos.

Se verificó aún que las incidencias y los criterios que posibilitan la realización de las fiscalizaciones *in loco* no están definidos detalladamente y permiten que las instalaciones no sean fiscalizadas durante un período extenso.

Según las informaciones dadas por el NFP, por medio del Memorando 137/2012/NFP-ANP (pieza 26) en respuesta al Oficio de Requisición 04-469/2012 (pieza 14), son las eventuales fallas y los criterios utilizados por el NFP para la realización de las fiscalizaciones *in loco*:

- a. instalaciones con alta producción (campos pagadores de participación especial);
- b. instalaciones en producción con período extenso sin inspección;
- c. instalaciones con cantidad excesiva de notificaciones de falla de medición;
- d. instalaciones con pendencia de verificación de corrección de no conformidades apuntadas en inspección anterior;

- e. instalaciones con divergencias de informaciones de volúmenes entre el SFP y el BMP;
- f. instalaciones nuevas o con nuevos puntos de medición;
- g. instalaciones con solicitud de desactivación de punto de medición.

Primeramente, obsérvese que las incidencias y criterios descritos por el NFP no están establecidos formalmente, sea en normas, manual u otro documento que los defina y que reglamente su aplicación. Además de eso, las incidencias y los criterios para selección de los campos que serán fiscalizados utilizan expresiones de significado impreciso, tales como “período extenso” y “cantidad excesiva”. Así, poseen naturaleza de directrices y no de criterios.

Aprovechando la etapa de comentarios de los gestores, el NFP aclara, por medio del Memorando 318/2012/NFP (pieza 35), que aunque no haya directrices y planes de fiscalización formalmente establecidos, las acciones son realizadas a partir de la verificación de factores de riesgo, materialidad, relevancia y oportunidad que involucran cada concesión.

De ese modo, el gestor informa que las acciones de fiscalización son direccionadas, principalmente para las situaciones relacionadas anteriormente (párrafo 81), considerando el número limitado de fiscales y el gran volumen de demandas por inspecciones.

En ese sentido explica aún que una de las variables consideradas en la selección de los campos consiste en su clasificación como contribuyente de participación especial (PE). Esto porque, conforme informado en la pieza 35, en el período de 2009 a 2011, el valor anual pagado a título de PE equivale al valor pagado a título de *royalties*, representando, por lo tanto, cerca del 50% del valor total recaudado. Además, se considera el hecho de que los campos de PE son también los campos con mayor volumen de pago de *royalties*. De esa manera, un campo encasillado como contribuyente de participación especial constituye factor de riesgo, materialidad y relevancia, motivo por el cual el NFP viene direccionando sus acciones de fiscalización *in loco* en la verificación de la conformidad de los sistemas de medición de esos campos y de aquellos que, eventualmente, dejan esa condición. A título de información, en el período de 2009 a 2011, el número de campos pagadores de PE en cada año varió entre 16 y 20.



Asimismo, conforme ya abordado (párrafo 80), las informaciones relativas a los comunicados de fallas o problemas constituyen también un factor de riesgo y configuran indicios de que los volúmenes reportados en los BMPs pueden no reflejar de manera detallada y fidedigna el resultado de la producción de determinado campo. Por ese motivo, se vuelve necesario estimar la realización de las acciones de fiscalización *in loco* con base en la cantidad o en el tipo de las notificaciones registradas.

La falta de detallismo y definición de las incidencias y criterios perjudica la actuación de los fiscales del Núcleo y genera fragilidades en las acciones de fiscalización *in loco* emprendidas por el NFP. De hecho, conforme las informaciones prestadas preliminarmente por el NFP, por medio del Memorando 253/2012/SDP y del Memorando 132/2012/NFP (piezas 15 y 17), en respuesta al Oficio de Requisición 01- 469/2012 (pieza 8), se computaron 225 campos que no habían sido inspeccionados desde 2009, o sea, hace por lo menos 2 años, y de estos, 51 no habían sido fiscalizados desde 2007, o sea, hace por lo menos 4 años. Además, se constató la existencia de 14 campos marítimos que no habían sido inspeccionados por lo menos desde el 1/1/2007, pues ni siquiera constaban en la relación de fiscalizaciones realizadas en el período de enero de 2007 a abril de 2012.

Tras el envío del informe preliminar para comentario de los gestores, el NFP, por medio del Memorando 318/2012/NFP (pieza 35), aclaró que la relación de campos que no constaba en las fiscalizaciones de enero de 2007 a abril de 2012 derivó de una falla de comunicación del Núcleo, la cual no identificó con claridad la correspondencia entre algunas concesiones y sus unidades de producción. De ese modo, a partir de las nuevas informaciones suministradas, no hay registro de campos o instalaciones no fiscalizados hace por lo menos 4 años.

Además, en lo que respecta a los campos que no sufrieron fiscalización hace por lo menos 2 años, el NFP aclara aún a la pieza 35, que algunas fechas de las últimas inspecciones realizadas en los sistemas de medición habían sido informadas de forma equivocada. También informa que las planillas enviadas al TCU por medio del Memorando 253/2012/SDP y del Memorando 132/2012/NFP (piezas 15 y 17), en respuesta al Oficio de Requisición 01- 469/2012 (pieza 8), no contenían detalles referente a las fiscalizaciones realizadas en más de una concesión concomitantemente, lo que resultó en incorrecciones en los registros constantes en el informe preliminar. A causa de esto, conforme consta en el Memorando 318/2012/NFP (pieza 35), hay 199 campos que no sufrieron inspección desde 2009, o

sea, hace por lo menos 2 años, y, de estos, 38 no fueron fiscalizados desde 2007, o sea, hace por lo menos 4 años. El Apéndice B presenta la relación actualizada de los campos referidos.

Merece registro también, que el Memorando 318/2012/NFP (pieza 35) contiene actualizaciones referentes a las acciones de fiscalización que abarcan el período de mayo a octubre de 2012, el cual no fue abarcado por el trabajo del equipo de auditoría durante la fase de ejecución. Conforme esas informaciones, 9 campos que no habían sido fiscalizados desde 2009 sufrieron fiscalización en el referido período.

Por fin, hay que registrar que la ausencia de documento formal que defina las incidencias y los criterios utilizados en la selección de los campos que serán fiscalizados, bien como reglamento su aplicación, perjudica los análisis procedidos por los fiscales del NFP en el seguimiento de los campos productores. Esos análisis pueden sufrir distorsiones, sea por la diferencia de experiencia práctica de los fiscales en el tratamiento de las incidencias, sea por el amplio margen de interpretación en las posibilidades de aplicación de los criterios. Además de eso, esa situación eleva el riesgo de la eventual falla de falta de uniformidad en la aplicación de los criterios por los fiscales del NFP en el proceso de definición de los campos que serán fiscalizados, así como puede caracterizar falta de estabilidad en los procedimientos de análisis en el seguimiento de los campos productores de petróleo y gas natural.

Delante de todas esas consideraciones, se considera oportuno y conveniente recomendarle a la ANP que formalice en norma, manual u otro documento:

- a. el establecimiento de directrices y la reglamentación para la elaboración y ejecución de planes periódicos de fiscalización *in loco* por el NFP, de modo que se perfeccione el proceso de planeamiento de las actividades y garantizar la expectativa de control a todos los operadores;
- b. la reglamentación detallada de las incidencias y de los criterios que proporcionan la realización de fiscalizaciones *in loco* por el NFP, de modo que se uniformiza su aplicación por los fiscales de la unidad.

Aprovechando la etapa de comentarios de los gestores, el NFP, por intermedio del Memorando 318/2012/NFP (pieza 35), aclara que hay iniciativas internas que pretenden realizar una Nota Técnica estableciendo directrices para elaborar planes para la fiscalización *in loco* de la medición de la producción, en atendimento a la recomendación del Tribunal

3.4 No hay plazo establecido para la actuación del NFP en la atención a las solicitudes de inspecciones previas de los sistemas de medición.

El inicio de la producción en los campos de petróleo y/o gas natural puede ocurrir en tres modalidades distintas: (a) la producción regular es aquella que tiene inicio tras la aprobación del Plan de Desarrollo del campo (PD); (b) la denominada producción anticipada ocurre cuando el operador que no tenga PD para el campo aprobado por la ANP, pero que ya lo haya presentado, solicita a la Agencia la anticipación de las actividades de desarrollo y producción, la cual es apreciada por la Dirección Colegiada, conforme el Oficio-Circular 005/2010/SDP (anexado al Memorando 253/2012/SDP – pieza 15); y (c) la producción en test de larga duración (TLD) es aquella que ocurre en campos aún en etapa de explotación, o sea, en campos cuya comercialidad todavía no haya sido declarada.

El inicio de la producción de un campo de petróleo y/o gas natural, en cualquier modalidad, está condicionado a la concesión de autorización por la ANP, conforme los ítems 5.2 y 5.6 del Reglamento Técnico de Medición de Petróleo y Gas Natural (RTM), aprobado por el *Decreto Conjunto* ANP/INMETRO 1/2000. La autorización debe ser expedida por la SDP, siendo posteriormente convalidada por la Dirección Colegiada de la Agencia conforme delegación de competencia constante en el Decreto-ANP 134, de 22/06/2010.

Los operadores interesados en el inicio de la producción deben primeramente presentar las informaciones constantes en el ítem 5.5 del RTM, tales como diagrama esquemático de las instalaciones, diagrama de flujo de ingeniería de los sistemas de medición, especificaciones y hojas de datos de los instrumentos de medición, memoriales descriptivos de los sistemas de medición y de su operación, para aprobación por el NFP/SDP de los puntos de medición fiscal y autorización de utilización de los sistemas de medición fiscal, los cuales deben ser aprobados por el Inmetro.

Después, los operadores deben solicitar la realización de inspección previa en los sistemas de medición fiscal al NFP, que posee competencia para realizar las fiscalizaciones *in loco* de los sistemas de medición en las instalaciones de petróleo y de gas natural, según el art. 43, inciso I, del Reglamento Interno de la ANP, aprobado por el Decreto-ANP 69/2011.

La inspección previa de los sistemas de medición fiscal tiene como objetivo verificar su correcta instalación y funcionamiento, así como su integral conformidad a los términos y condiciones establecidos en el RTM, según el ítem 5.6. Caso sean verificadas NCs en los sistemas de medición, los operadores son notificados mediante oficio, y tras providenciar su corrección, deben solicitar nueva inspección previa. Caso contrario, el NFP/SDP autoriza el inicio de la producción, también por medio de la expedición de oficio a los operadores.

Las inspecciones previas de los sistemas de medición fiscal para autorizar el inicio de la producción son actividades regularmente realizadas por el NFP. Conforme las informaciones acerca de ese tipo de fiscalización *in loco*, prestadas por medio del Memorando 253/2012/SDP y del Memorando 132/2012/NFP (piezas 15 y 17), en respuesta al Oficio de Requisición 01-469/2012 (pieza 8), en el período de enero de 2010 a abril de 2012, el NFP realizó en media tres inspecciones previas por mes. La Tabla 3 presenta el número de inspecciones previas realizadas por el NFP en los años 2009 a 2012 (hasta el 30/04) por modalidad de producción: regular, anticipada y TLD.

Tabla 3: Número de inspecciones previas en los sistemas de medición fiscal realizadas por el NFP con la finalidad de autorizar el inicio de la producción.

Modalidad de Producción	2009	2010	2011	2012 ⁽²⁾	Total
Regular	8	11	20	2	41
Anticipada	-	7	4	3	14
TLD	10	14	13	4	41
No especificado ⁽¹⁾	-	1	5	-	6
Total	18	33	42	9	102

Fuente: Equipo de Auditoría, a partir del tratamiento de los datos e informaciones constantes en el archivo titulado "Consolidada Tabla 2 apartado c", anexo al Memorando 132/2012/NFP (pieza 17).

Notas: (1) las informaciones prestadas sobre esas inspecciones no especifican la modalidad de producción.

(2) hasta 30/4/2012.

El plazo de atención por el NFP de las solicitudes de los operadores para la realización de las inspecciones previas tiene impacto directo, no apenas en los ingresos financieros de los operadores de la producción de petróleo y/o gas natural con la venta del producto, sino también en la del Estado, con la recaudación de *royalties* y participaciones especiales.



Véase que eventual morosidad en la realización de esas fiscalizaciones *in loco* puede retardar injustificadamente el inicio de la producción y, en consecuencia, de la generación de esos ingresos.

A pesar de esto, se verificó que no hay plazo establecido en norma, manual u otro documento para la realización de inspecciones previas de los sistemas de medición por el NFP, requisito esencial para que sea expedida la autorización de inicio de la producción, sea en la modalidad regular, anticipada o en TLD.

La Tabla 4, cuyos datos fueron calculados a partir de las informaciones presentadas por la SDP y por el NFP, presenta la distribución porcentual del plazo en días, a partir de la fecha de la solicitud de los operadores, para la realización de las inspecciones previas por el NFP en los años 2009 a 2012 (hasta el 30/04).

Tabla 4: Distribución porcentual del plazo, a partir de la fecha de la solicitud de los operadores, para la realización de las inspecciones previas por el NFP.

	Hasta 15 días	De 16 a 30 días	De 31 a 60 días	Más de 60 días	Total
2009	30%	-	-	70%	100%
2010	20%	46%	26%	9%	100%
2011	23%	13%	35%	29%	100%
2012 ⁽¹⁾	17%	50%	17%	17%	100%
Acumulado 2009 a 2012⁽¹⁾	22%	28%	26%	24%	100%

Fuente: Equipo de Auditoría, a partir del tratamiento de los datos e informaciones constantes en el archivo titulado “Consolidada Tabla 2 apartado c”, anexo al Memorando 132/2012/NFP (pieza 17).

Notas: (1) hasta el 30/4/2012.

Se verifica que la distribución porcentual del plazo de atención para la realización de las inspecciones previas es relativamente uniforme: 22% de las solicitudes son atendidas en hasta 15 días, 28% entre 16 y 30 días, 26% entre 31 y 60 días y 24% en más de 60 días.

La SDP y el NFP, conforme las entrevistas realizadas, afirman que hay diversos factores que influyen el plazo de atención de esas solicitudes, especialmente la necesidad de marcar previamente una visita, con

el operador, a las instalaciones, campos con dificultad de acceso y restricciones presupuestarias y de recursos humanos, de manera que muchas veces las inspecciones previas en sistemas de medición de campos productores próximos geográficamente son agrupadas para optimizar la utilización de los recursos disponibles. Esa estrategia de actuación, sin embargo, conforme los resultados encontrados, trae gran imprevisibilidad para el operador en la atención de su demanda, lo que ciertamente, perjudica el buen planeamiento de sus actividades.

Delante de esas consideraciones, se entiende oportuno y conveniente recomendar a la ANP que establezca en norma requisitos y plazos para la atención de solicitudes de los operadores para la realización de inspección previa de los sistemas de medición, conforme las características específicas de cada instalación a ser inspeccionada, con la finalidad de conferir mayor previsibilidad a la atención de solicitudes de los operadores y evitar eventual retraso indebido, por parte de la ANP, del inicio de la producción regular, de la producción anticipada y de la realización de TLDs.

Tras el envío del informe preliminar para comentarios de los gestores, el NFP, por medio del Memorando 318/2012/NFP (pieza 35), informa que se encuentra en elaboración la Carta de Servicios de la ANP, documento en el cual fue definido plazo total de 90 días para atención a las demandas de autorización de utilización de sistemas de medición de la producción para fines fiscales y de apropiación, incluyendo TLDs. El referido plazo corresponde a 60 días para la realización de la inspección *in loco*, tras el recibimiento de la documentación debida, y 30 días para la emisión de la autorización o pendencia en él establecidos ya están siendo implementados, en la práctica, por el NFP cuando se realizan las inspecciones previas.

Además, el Núcleo aclara que los plazos constantes en la Carta de Servicios de la ANP fueron definidos teniéndose en cuenta el cumplimiento de todos los requisitos exigidos en el RTM por el operador demandante.

Finalmente, según las informaciones prestadas por el NFP a la pieza 35, hay factores, sobre todo externos, que pueden interferir en los plazos para la realización de las inspecciones previas, tales como ausencia o incorrección en el reenvío de documentos exigidos para el cumplimiento de los requisitos obligatorios, condiciones climáticas adversas para desembarque en las instalaciones y reprobación del sistema de medición, con la correspondiente marcación de la inspección para fecha posterior.

4. CONCLUSIÓN

La producción nacional de petróleo y gas natural generó en 2011 ingresos directos para el Estado, en *royalties* y participaciones especiales, en montante que superó los 25 mil millones de reales. El ingreso obtenido en esos casos específicos es proporcional a la producción de los hidrocarburos y, a razón de esto, se caracteriza la importancia de verificarse la actuación de la ANP en el control del contraste de la confiabilidad de las informaciones y los datos relativos a la producción de los campos de petróleo y/o gas natural.

El modelo regulatorio adoptado para la determinación de los volúmenes de petróleo y gas natural, producidos en los yacimientos brasileños tienen como principal instrumento el boletín mensual de producción (BMP), documento declaratorio elaborado por los concesionarios productores. Véase que no hay necesidad formal de aprobación de los BMPs por parte de la ANP para que le sea conferida validez y para que sean utilizados para los fines a los que se destinan.

En ese modelo declaratorio, la actuación de la Agencia, por intermedio del Núcleo de Fiscalización de la Medición de la Producción (NFP), en el control de la medición de la producción de petróleo y gas natural, es primordial para garantizar la confiabilidad de las informaciones y los datos presentados por los operadores y, en consecuencia, garantizar la adecuada generación de ingresos para el Estado.

Con ese propósito, el control ejercido por el NFP consiste en la verificación de la integridad de las informaciones y de los datos constantes en los BMPs y de la adecuación de los sistemas de medición de las instalaciones productoras al Reglamento Técnico de Medición de Petróleo y Gas Natural, lo que eventualmente puede proporcionar la aplicación de penalidades por no conformidades encontradas, así como el recalcule de BMPs de campos específicos en un determinado período.

En ese contexto, en lo que concierne a las acciones de seguimiento emprendidas por el NFP, se verificó que el Sistema de Fiscalización de la Producción (SFP), parcialmente en operación desde 2011, es un importante instrumento utilizado para contrastar la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados en los BMPs. Sin embargo, a raíz de la no implementación de todas sus

funcionalidades, la utilización del SFP como herramienta de control es limitada y no consigue plenamente sus objetivos.

Aún en lo que respecta a las acciones de seguimiento del Núcleo, se constató también que este no realiza seguimiento de los BMPs de forma sistemática y rutinera, a fin de garantizar la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gases naturales producidos y reportados (ítems 3.1 y 3.2).

Conforme fue concebido, el SFP permitirá la verificación de la confiabilidad de las informaciones y de los datos de producción declarados por los operadores en los BMPs, campo a campo y mes a mes, de manera que sea posible acompañar *pari passu* de la producción nacional. Actualmente el Sistema permite solamente el seguimiento de la producción por punto de medición fiscal, lo que, a pesar de posibilitar el contraste de la producción de un conjunto de campos, no permite la validación individualizada y automática de los BMPs (ítems 3.1 y 3.2)

En lo que se refiere a las fiscalizaciones *in loco* emprendidas por el NFP, se verificó que no se sujetan a un plan de fiscalización periódico previamente elaborado. A pesar de eso, la Agencia busca establecer algunas directrices para estimar sus acciones de fiscalización, basadas en verificación de factores de riesgo, materialidad, relevancia y oportunidad, tales como campos pagadores de participación especial e instalaciones con elevados registros de fallas o problemas.

También se constató que las incidencias y los criterios que proporcionan la realización de esas fiscalizaciones *in loco* no poseen definición detallada y precisa y permiten que instalaciones y campos no sean fiscalizados por período extenso. La asociación de esas incidencias fragiliza la expectativa de control entre concesionarios y operadores, como también perjudica los análisis procedidos por los fiscales del NFP a respecto de los hechos verificados y los consecuentes encaminamientos, elevando el riesgo de incidencia de falta de uniformidad en la aplicación de los criterios por los fiscales del NFP en el proceso de definición de los campos que serán fiscalizados (ítem 3.3).

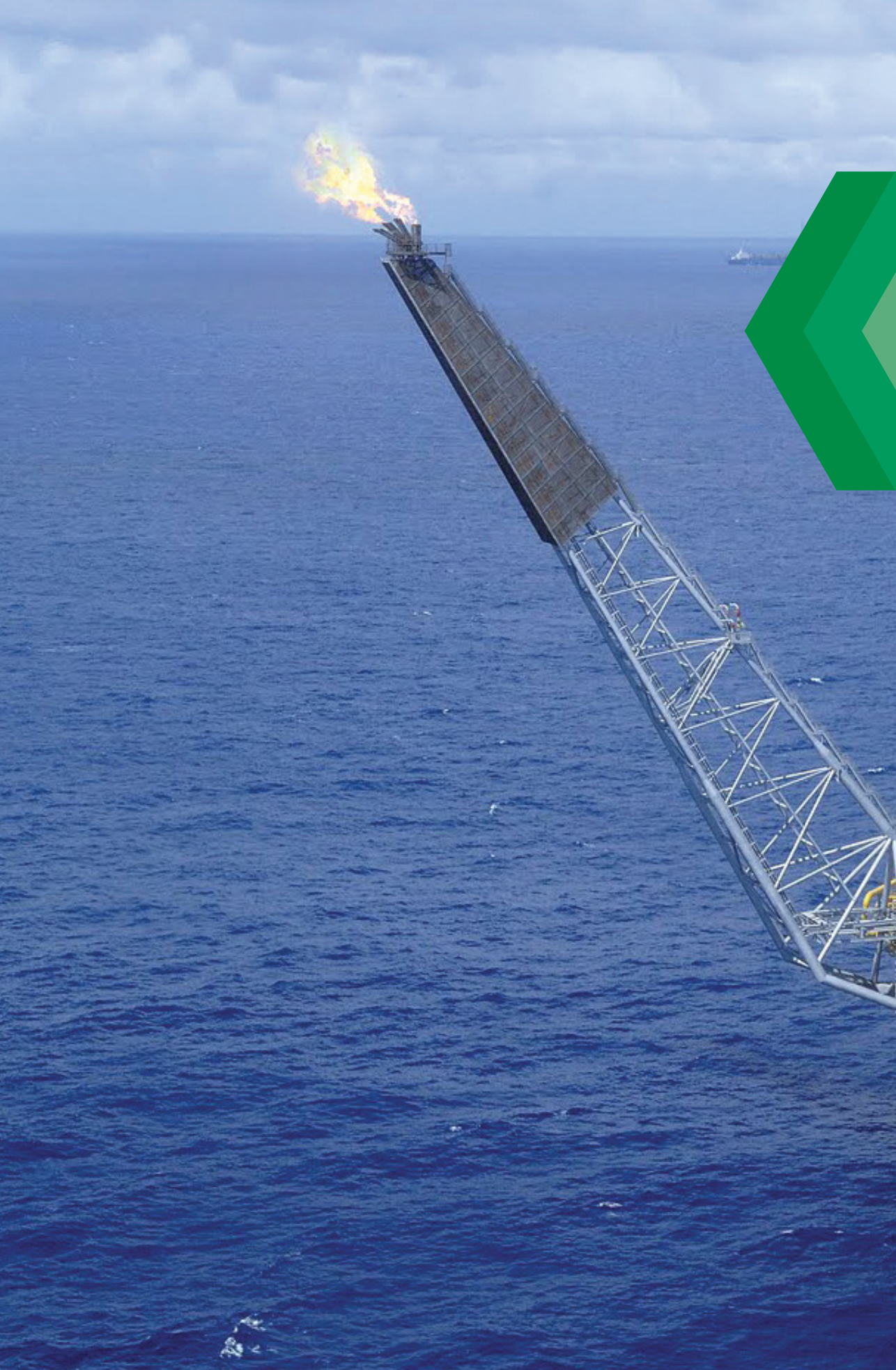
Además se verificó que inexistente plazo establecido para la actuación del NFP en la atención a las solicitudes de inspecciones previas de los sistemas de medición, condición necesaria para que los campos inicien la producción de petróleo y/o gas natural. De esa forma, el plazo de

atención de esas solicitudes es bastante disperso, ya que algunas son atendidas en hasta 15 días y otras después de los 60 días de la solicitud (ítem 3.4).

Esa situación trae imprevisibilidad para el operador en la atención de su demanda, lo que, ciertamente, perjudica el buen planeamiento de sus actividades. Además de eso, favorece la incidencia de eventual retraso indebido, por parte de la ANP, del inicio de la producción y, consecuentemente de la generación de ingresos para el Estado (ítem 3.4).

Finalmente, se destaca que las propuestas de encaminamiento del presente informe, fundamentadas en los hallazgos de auditoría, tienen como objetivo la ampliación de la capacidad de control de la ANP, tanto sus acciones de seguimiento como de fiscalización *in loco*, en lo referente a la medición de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos por los operadores de los campos. En ese sentido, los beneficios de control se clasifican como incremento de la economía, eficiencia, eficacia o efectividad de organismo o entidad de la administración pública, en conformidad con el Decreto-Segecex 10, de 30/03/2012.

Tras el envío del informe preliminar, en la fase de comentarios de los gestores, el NFP destaca que las recomendaciones contenidas en el informe coinciden con los objetivos del Núcleo, en el sentido de contribuir para la mejoría de su actuación en lo que respecta al control de la medición de la producción. De ese modo, afirma que hay empeño en la implementación de las acciones necesarias para garantizar el control y la correcta medición de la producción de petróleo y gas natural del País.



AUDITORÍA 2

**INFORME DE AUDITORÍA DE RENDIMIENTO
DEL CONTROL DE CÁLCULO Y PAGO DE LAS
CUOTAS DEL GOBIERNO POR PAGAR EN
FUNCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO
Y GAS NATURAL EJERCIDO POR LA AGENCIA
NACIONAL DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y
BIOCOMBUSTIBLES (ANP)**

TRIBUNAL DE CUENTAS DE LA UNIÓN (TCU) – BRASIL





1. INTRODUCCIÓN

Esta es la auditoría de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) con el objetivo de conocer y evaluar la forma de cómo la Agencia lleva a cabo el control del cálculo, pago y distribución de las cuotas gubernamentales por pagar en función de la producción de petróleo y gas natural en el país.

Esta auditoría es parte del proyecto de cooperación entre la Organización Latinoamericana y del Caribe de Entidades Fiscalizadoras Superiores (OLACEFS) y GIZ, la agencia de cooperación internacional de Alemania, para el desarrollo de capacidades institucionales entre entidades fiscalizadoras superiores (EFS) miembro de esta organización, de acuerdo con los objetivos establecidos en su plan estratégico para el período 2011-2015. El tema de los ingresos públicos derivados de las actividades de explotación y producción de hidrocarburos se ha definido como un área estratégica por el Comité de Formación Regional de OLACEFS.

La SefidEnergia, junto con la Secretaría de Relaciones Internacionales (SERINT) de este Tribunal y con el apoyo de consultores externos, ha llevado a cabo un estudio sobre las condiciones institucionales relacionadas con el control de los ingresos públicos derivados de las actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural en el ámbito de algunos países miembros de la OLACEFS.

Así que desde el diagnóstico institucional se identificaron áreas de interés común para la realización de auditorías coordinadas con el objetivo de promover el intercambio de mejores prácticas entre las EFS participantes – Brasil, Colombia y Perú. Cada EFS llevará a cabo la auditoría en su respectivo país y el TCU quedará responsable de la coordinación del trabajo y la consolidación final de los logros alcanzados.

En Brasil, la recaudación de cuotas gubernamentales sobre la producción de petróleo y gas natural se basa en la Constitución Federal de 1988 (CF), que establece que los recursos naturales de la plataforma continental y del área económico exclusivo y los recursos minerales, incluyendo el subsuelo, pertenecen a la Unión, otorgando a los organismos de su gestión directa y otras entidades federales el derecho de participar en sus resultados o recibir compensación financiera por la explotación en su propio territorio, plataforma continental, el mar territorial o el área económico exclusivo (artículo 20, inciso V y IX y § 1º).

Desde la promulgación de la Enmienda Constitucional 9/1995, se ha facilitado el monopolio ejercido por la Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) para la explotación y producción de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos fluidos y abierto el mercado para contratar a otras empresas estatales y privadas para llevar a cabo estas actividades, de conformidad con el art. 177 de la CF.

La Ley 9.478/1997, conocida como Ley del Petróleo, regulando las nuevas normas introducidas por la CF, establece que las actividades de extracción de petróleo y gas natural pueden ejercerse a través de contratos de concesión, precedidos de licitación, o bajo el régimen de producción compartida en el área de pre-sal y otros que se consideran estratégicos, por empresas establecidas según la legislación brasileña, con sede y administración en el país¹.

A raíz de estos cambios, la ley también ha establecido la ANP, cuya jurisdicción abarca la regulación, la contratación y la fiscalización de las actividades económicas de la industria de petróleo y gas natural (art. 8).

El pago de las cuotas gubernamentales a pagar por las empresas que explotan y producen petróleo y gas natural es una obligación establecida en los contratos firmados. El control sobre el cálculo y pago de dichas cuotas, que quedan bajo la responsabilidad de la ANP, impacta directamente en los ingresos públicos de la Unión y de otras entidades federales beneficiarias bajo criterios de prorrateo, por lo que se considera relevante su evaluación por el TCU. Por otra parte, teniendo en cuenta la perspectiva de aumento de la producción de estos hidrocarburos como resultado de la explotación del polígono del pre-sal, cuya primera oferta se ha llevado a cabo el 21/10/2013, se constata, además, la oportunidad de realizar esta auditoría.

1.1 Objetivos y alcance

El objetivo de esta auditoría operativa es verificar cómo la ANP actúa en el control del cálculo, pago y distribución de las cuotas gubernamentales por pagar en función de la producción de petróleo y gas natural, identificando los riesgos y debilidades del proceso de fiscalización, los pasos procesales necesarios para su perfeccionamiento y mecanismos para mejorar su nivel de transparencia.

En el marco del proyecto de auditorías coordinadas, el objeto definido fueron los procesos relacionados con el control de la medición de la producción de hidrocarburos y del cálculo y pago de las cuotas gubernamentales por pagar en función de esta producción.

Por lo tanto, se han definido tres ejes de análisis correspondientes a temas de auditoría, a saber: a) en qué medida el control de la medición de la producción de petróleo y gas natural realizado por el regulador tiene las condiciones necesarias para garantizar razonablemente la fiabilidad e integridad de los volúmenes producidos; b) en qué medida el control del cálculo y pago de las cuotas gubernamentales derivadas de la explotación y producción de petróleo y gas natural realizado por el regulador tiene las condiciones necesarias para garantizar razonablemente la fiabilidad, integridad y oportunidad de los valores correspondientes; y c) en qué medida los datos y la información relacionados con la medición de la producción de petróleo y gas natural y con el cálculo y pago de las cuotas gubernamentales por pagar en función de esta producción se dan a conocer oficialmente de manera transparente, accesible y amigable para permitir su replicación por un tercero ajeno al proceso.

Sin embargo, la SefidEnergia ha celebrado en 2012 la auditoría operativa del control ejercido por la ANP con respecto a la medición de la producción de petróleo y gas natural, comprobando los aspectos operativos para la ejecución de esta actividad (Sentencia 657/2013-TCU-Plenário contenida en el TC 010.147/2012-8).

Durante este trabajo se analizaron los procesos laborales relacionados con el seguimiento y la fiscalización realizados por el Núcleo de Fiscalización de la Medición de Petróleo y Gas Natural (NFP), unidad de la agencia específicamente responsable del control de la medición de la producción de hidrocarburos.

El monitoreo se refiere a las acciones realizadas de manera remota por la ANP e implica sobre todo el control de los datos y la información notificados por los operadores en los boletines mensuales de producción (BMP), documento declarativo presentado por los concesionarios en que se informan los volúmenes medidos en un mes determinado. Los BMPs no requieren aprobación formal de la autoridad fiscalizadora para tener validez y son la fuente de los datos sobre los volúmenes producidos para los efectos del cálculo de las cuotas gubernamentales por pagar en función de la producción de petróleo y gas natural.

La fiscalización, a su vez, abarca las acciones realizadas *in loco* por los inspectores de la Agencia en las instalaciones de producción de petróleo y/o gas natural, especialmente en lo que se refiere a la conformidad de los sistemas de medición de la producción.

Para esta auditoría, por lo tanto, se ha delimitado el alcance al análisis de posibles mejoras en los procesos de trabajo y los sistemas ya verificados, más allá del detalle y la profundización de los temas tratados, en particular en las fiscalizaciones *in loco* de los sistemas de medición y la implementación final del Sistema de Fiscalización de la Producción (SFP).

Para evaluar los aspectos normativos, institucionales y operacionales de la ANP en el control del cálculo y pago de las cuotas gubernamentales por pagar en función de la producción de petróleo y gas natural, se ha tratado de evaluar todo el proceso de trabajo llevado a cabo por la Agencia en relación con las dos cuotas gubernamentales principales en lo que respecta la materialidad, a pagar por los concesionarios que producen petróleo y gas natural en Brasil: los *royalties* y las cuotas especiales.

Por lo tanto, el alcance de esta auditoría incluye todos los procedimientos necesarios para esta acción de control, incluida la definición del precio de referencia utilizado en las fórmulas de cálculo, la verificación de valores calculados y pagados por los concesionarios, la auditoría de los gastos deducibles relacionados con el cálculo las cuotas especiales y las fiscalizaciones de las instalaciones de carga y descarga y de apoyo a la industria para fines de enmarcación de los municipios como beneficiarios de la distribución de las cuotas gubernamentales entre la Unión y las otras entidades federales.

La Superintendencia de Control de las Cuotas Gubernamentales (SPG) es la unidad en la estructura de la ANP responsable de llevar a cabo acciones relacionadas con el control del cálculo y pago de las cuotas gubernamentales por pagar en función de la producción de hidrocarburos.

Figura 2: Alcance de la Auditoría

NFP	<ul style="list-style-type: none">• Medición de la producción de petróleo y gas natural• Fiscalizaciones (inspecciones) de los sistemas de mensuración
SPG	<ul style="list-style-type: none">• Proceso de cálculo, pago y distribución de las cuotas gubernamentales• <i>Royalties</i> y cuotas especiales• Transparencia• Distribución de <i>royalties</i> a los municipios

Fuente: Elaboración propia.

1.2 Criterios

Los criterios que se utilizan como referencia para la realización de esta auditoría en relación con el proceso general de control de la medición de la producción de petróleo y gas natural y el cálculo, pago y distribución de las cuotas gubernamentales por pagar en función de esta producción fueron: (a) la Ley 9.478/1997 y (b) el Reglamento de la ANP, aprobados por la Ordenanza 69/2011 y modificados el 20/08/2013, ambos en lo que respecta a los aspectos subyacentes de las competencias de la Agencia para el monitoreo y la fiscalización de las actividades de la industria petrolera.

Específicamente con respecto a la medición de la producción de hidrocarburos, se utilizaron como criterios: (a) la Ordenanza ANP 78/2013 sobre la delegación de poderes al NFP para actuar en los procesos de fiscalización de los sistemas de medición; (b) el reglamento técnico para la medición de petróleo y gas natural (RTM), aprobado por la Ordenanza Conjunta de ANP/Inmetro 1/2000, en la que se establecen las condiciones y requisitos mínimos necesarios de los sistemas de medición de petróleo y gas natural; y (c) las Leyes 9.873/1999 y 9.784/1999 sobre los procesos administrativos dentro de la Administración Pública Federal.

En cuanto al cálculo, pago y distribución de las cuotas gubernamentales por pagar en función de la producción de petróleo y gas natural, se utilizaron: (a) el Decreto 2.705/1998, que define los criterios para el cálculo, la recaudación y distribución de las cuotas gubernamentales; (b) la Ley 7.990/1989, el Decreto 1/1991 y la Ley 12.734/2012, respecto a los criterios para la distribución de *royalties* y las cuotas especiales; (c) la Ordenanza ANP 10/1999, modificada por la Ordenanza ANP 102/1999 y la Ordenanza ANP 58/2001, que regulan el cálculo de las cuotas especiales; (d) la Ordenanza ANP 206/2000 sobre el precio mínimo de petróleo; y (e) la Ordenanza ANP 29/2001, relativa a la enmarcación de los municipios afectados por las operaciones de carga y descarga.

Además, también se puede utilizar como criterios a los principios de la administración pública y las buenas prácticas de control y transparencia.

1.3 Metodología

Antes del paso de planificación de esta auditoría, un estudio llevado a cabo dentro del proyecto de cooperación entre OLACEFS y GIZ2

identificó aspectos de las condiciones institucionales del control de los ingresos públicos resultantes de la explotación y producción de petróleo y gas natural en algunos países miembros de aquella organización. El objetivo de este estudio fue recoger información relevante para apoyar la preparación de auditorías coordinadas entre los países participantes.

A partir de la definición del objeto de la auditoría coordinada y la información recogida durante el estudio, se ha realizado una matriz de planificación para apoyar a sus equipos durante las fases de planificación, ejecución y preparación del informe de cada auditoría (parte 5, p. 5-7). Esa matriz fue validada por las EFS participantes del proyecto – Brasil, Colombia y Perú durante el taller que tuvo lugar en Brasilia del 20 al 24/05/2013.

Para conocer el objeto de esta auditoría, el equipo realizó inicialmente una búsqueda de documentos disponibles en el sitio electrónico de la ANP, como reglamentos, manuales de procedimientos e informes de actividades.

También se ha revisado la legislación que regula las actividades de la Agencia en la fiscalización de la medición de la producción de petróleo y gas natural y del cálculo, pago y distribución de las cuotas gubernamentales derivados de dicha producción.

Con el fin de comprender mejor el funcionamiento del proceso de fiscalización de la ANP, se realizaron entrevistas con los gerentes de la SPG y del NFP durante la visita de planificación del equipo de auditoría a la sede de la Agencia en la ciudad de Rio de Janeiro/RJ en 04 y 05/07/2013.

Con toda la información recogida y en vista de la matriz de planificación preparada previamente, el equipo diseñó una segunda matriz de planificación que detalla algunos aspectos específicos de los problemas de auditoría definidos con el fin de guiar los pasos de puesta en marcha y preparación del informe de la auditoría realizada por el TCU (parte 5, p. 8-10).

En el estadio de ejecución hubo nuevas entrevistas con los gerentes del NFP y de la SPG a través de teleconferencias, y se enviaron cartas de requisición de auditoría para obtener los datos y la información

sobre las acciones relacionadas con estas dos unidades (partes 4, 16, 18, 19 y 20).

Además, se ha seleccionado para el análisis una muestra representativa de los procesos administrativos relacionados con las fiscalizaciones llevadas a cabo por el Núcleo en los sistemas de medición de las instalaciones de producción y plataformas en el período 2011-2012. Se seleccionaron inicialmente los procesos relativos a los diez campos marítimos de mayor producción de petróleo registrada en 2012 (Carta de Requisición 2-423/2013, parte 12). Sin embargo, tras este primer análisis se seleccionó aleatoriamente una muestra complementaria de los casos de inspección notificados en 2011 y 2012 (Carta de Requisición 5-423/2013, parte 19). En total, se analizaron 45% de los procesos de inspección de los sistemas de medición notificados entre los años 2011 y 2012.

En paralelo, se seleccionó también la muestra de los procesos administrativos relacionados con las fiscalizaciones realizadas por la SPG en los establecimientos de apoyo e industriales del 2010 al 2013, de todas las inspecciones de calidad del petróleo celebradas desde hace 2010, de las auditorías de precio de referencia notificadas del 01/07/2012 al 30/06/2013 y de las auditorías de las deducciones de las cuotas especiales notificadas del primer trimestre de 2011 al primer trimestre de 2013 (Parte 12). Los procesos seleccionados fueron también los relacionados con los diez mayores campos petrolíferos marítimos productores de petróleo según la producción registrada en 2012.

También se seleccionó la muestra de los procesos relacionados con la inspección de las instalaciones de carga y descarga, definiéndose como criterio de selección las diez instalaciones, terrestres o acuáticas con el mayor movimiento de hidrocarburos registrado en 2012 (parte 12).

El equipo de auditoría también llevó a cabo en 01/10/2013 visita técnica a una instalación para la producción de petróleo y gas natural, con el fin de monitorear *in loco* la acción de fiscalización por parte del NFP de los sistemas de medición utilizados en el registro y la contabilización de los volúmenes de hidrocarburos producidos por la unidad. La instalación visitada fue la *floating production storage and offloading* (FPSO) de la ciudad de Angra dos Reis, situada en la cuenca de Santos, campo de Lula, y fletada a Petrobras, y contó con la presencia de representantes de las EFS de Colombia y Perú, y representante de la Oficina del Relator de esta auditoría, Ministro José Jorge.

Figura 3: Visita técnica a la FPSO de la Ciudad de Angra dos Reis el 1/10/2013



Por último, la matriz de hallazgos (parte 44) elaborada a partir de los resultados de los análisis realizados en el paso de la puesta en marcha fue presentada a la ANP en el panel de referencia celebrado el 03/10/2013 en las instalaciones de SecexEstataisRJ, con el objetivo de discutir los resultados preliminares de la auditoría y validar los hallazgos para la preparación de este informe. Estuvieron presentes en la reunión representantes de la ANP, el Jefe del NFP, el Superintendente de la SPG, representante de la Oficina del Ministro Jorge José, ponente del proceso, auditores de SecexEstataisRJ y equipos de auditoría de las EFS de Colombia y Perú.

2. VISIÓN GENERAL

2.1 Conceptos generales

Royalty es un término de la lengua inglesa derivado de la palabra Royal, originario de una convención que trata de “lo que pertenece al rey” o “que está bajo su custodia por ser de su interés real o de la nación”.

Así que los llamados *royalties* eran las cantidades pagas por terceros para el rey o noble como compensación por la extracción de recursos minerales

existentes en sus tierras, como la madera, el agua, los recursos minerales u otros recursos naturales, incluyendo, a veces, caza y pesca. Se pagaban los *royalties* incluso para el uso de bienes de propiedad real, tales como puentes o molinos de viento.

Los *royalties* son, por tanto, una de las más antiguas formas de recaudación. Sin embargo, en el contexto de la realidad contemporánea, el término se excedió en su relación inicial con la forma monárquica de gobierno, y en la actualidad se denomina royalty a la compensación financiera pagada al titular o propietario de territorio, recursos naturales, producto, marca, patente de producto, proceso de producción o trabajo original por los derechos de explotación, uso, distribución o comercialización de dicho producto o tecnología.

En Brasil, los *royalties* pagados al Estado, por ejemplo, se refieren a la extracción de recursos naturales minerales, tales como minerales metálicos o fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas natural, o incluso el uso de los recursos naturales, tales como agua. Cada tipo de royalty derivado de la extracción o explotación de ciertos recursos es regulado por una ley específica, estableciendo distintos valores y formas de distribución de estos ingresos entre la Unión y las otras entidades federales.

2.2 Los *Royalties* de petróleo y gas natural y de las cuotas especiales en Brasil

En Brasil, el pago de *royalties* sobre la producción de petróleo y gas natural se inició a mediados del siglo XX, con la Ley 2.004/1953, que creó Petrobras. Luego se estableció que un total de 5% de la producción terrestre de petróleo y gas natural se pagaría a los estados (4%) y los municipios (1%) en cuyo territorio desarrollarían su minería.

Con el inicio de la producción marítima, la Ley 7.453/1985 sometió los hidrocarburos extraídos de la plataforma continental a la misma alícuota de 5% del valor de producción establecida para la minería en tierra. Sin embargo, la distribución de estos recursos comenzó a ser realizada en diferentes porcentajes entre los estados limítrofes con los pozos productores, municipios limítrofes con los pozos productores y los que pertenecen a sus áreas geoeconómicas, el Ministerio de Marina y un Fondo Especial por distribuir entre todos los estados y municipios de la Federación.

A partir de esta nueva configuración de la distribución de los *royalties* derivados de la producción marítima de petróleo y gas natural surgieron los conceptos de región geoeconómica y de estados y municipios limítrofes con pozos productores, regulados por la Ley 7.525/1986 y el Decreto 93.189/1986. Luego se asignó a la Fundación del Instituto Brasileño de Estadística y Geografía (IBGE) la competencia para trazar las líneas de proyección de los límites territoriales de los Estados y los municipios ribereños en la plataforma continental y definir el alcance de las áreas geoeconómicas de municipios limítrofes.

La Ley 7.990/1989, posteriormente reglamentada por el Decreto 1/1991, introdujo nuevos cambios en la distribución de los *royalties*, incluyendo en la lista de beneficiarios a los municipios en que se ubican las instalaciones de carga y descarga de petróleo o gas natural, tanto para su minería en tierra como para la producción en la plataforma continental.

Una nueva enmienda fue establecida por la Ley 9.478/1997, promulgada tras la flexibilización del monopolio de Petrobras en la explotación y producción de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos fluidos y regulada por el Decreto 2.705/1998. Se incrementó la alícuota de *royalties* hasta 10%, sujeta a reducción por la ANP al umbral del 5%, debido a criterios relativos, por ejemplo, las expectativas de producción y los riesgos geológicos.

A partir de este cambio en la tasa de *royalties*, quedaron establecidas dos formas distintas de distribución: una para la parte de 5%, regulada por la Ley 7.990/89, y otra para la parte por encima del 5% y hasta un 10%, como se detalla en el Cuadro 2, Anexo A.

La Ley del Petróleo también presentó la recaudación de las cuotas especiales. Es una compensación extraordinaria a cargo del concesionario de los campos con gran volumen de producción o de alta rentabilidad. A diferencia de los *royalties*, la base para calcular las cuotas especiales son los ingresos netos de la producción trimestral de cada campo, luego de deducciones de éstos, de las inversiones en la explotación, los costos operacionales, la depreciación y los impuestos previstos en la legislación vigente (Ley 9478, art. 50, § 1).

Sobre estos ingresos netos se aplican alícuotas específicas que varían entre el 10 y el 40%, graduadas de acuerdo a la ubicación de la minería, el

número de años de producción y el volumen respectivo de la producción fiscalizada trimestralmente (Decreto 2.705/1998, art. 22).

Los *royalties* por pagar sobre la producción de petróleo y gas natural se calculan mensualmente por los concesionarios y se pagan por el último día hábil del mes siguiente. Las cuotas especiales se calculan sobre una base trimestral y se pagan por el último día hábil del mes subsiguiente a cada trimestre del año natural.

En 2010, la Ley 12.351/2010 estableció el sistema de reparto de la producción para la explotación y producción de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos fluidos en áreas del pre-sal y otros sectores estratégicos. En este esquema, los *royalties* corresponden al 15% del valor de la producción y se distribuyen de acuerdo a normas específicas, y no hay pago de cuotas especiales.

Por último, la Ley 12.734/2012, modificando las leyes anteriores, introdujo nuevas normas para el prorrateo de las cuotas gubernamentales entre las unidades federales beneficiarias. Sin embargo, la medida cautelar dictada por el Supremo Tribunal Federal (STF) ha suspendido su eficacia, por lo que actualmente prevalecen normas de distribución establecidas por la Leyes 9.478/1997 y 12.351/2010.

2.3 El control de la ANP sobre la medición de petróleo y gas natural y el cálculo, pago y distribución de las cuotas gubernamentales por pagar en función de esa producción.

La competencia de la ANP para promover la regulación, contratación y fiscalización de las actividades económicas de la industria del petróleo, gas natural y biocombustibles fue asignada por la Ley 9.478/1997 (art. 8). Entre otras funciones, la agencia es responsable de celebrar los contratos de concesión para explotación y producción de hidrocarburos y supervisar su ejecución (inciso IV), y podrá requerir a los agentes acreditados el envío de información relativa a las operaciones de producción (inciso XVII).

La SPG es la unidad de la ANP competente para actuar en el proceso macro de control de cálculo, pago y distribución de las cuotas gubernamentales a pagar por los concesionarios que producen petróleo y gas natural en Brasil.

Según lo establecido en el Reglamento Interno de la Agencia, aprobado por la Ordenanza ANP 69/2011, art. 24, la SPG tiene, entre otras, las siguientes funciones:

I – controlar, calcular y realizar la distribución del pago de las cuotas gubernamentales;

(...)

IV – clasificar e inspeccionar las instalaciones industriales o de apoyo relacionadas con las actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural, con el objetivo de enmarcar los beneficiarios de *royalties*;

V – calcular el precio de referencia del petróleo y del gas natural para efectos del pago de las cuotas gubernamentales;

VI – monitorear las inversiones en explotación y producción realizadas en los contratos de concesión;

VII – analizar los procedimientos contables de los concesionarios que puedan tener un efecto sobre las cuotas gubernamentales cuotas y hacer las comprobaciones pertinentes, y

(...)

XII – comprobar las ventas y los precios de petróleo y gas natural aplicados por los concesionarios para fines de recaudación de las cuotas gubernamentales.

El control ejercido por la ANP sobre las cuotas gubernamentales es homologatorio, es decir, sólo cumple la verificación y la aprobación de los valores calculados y pagados por los concesionarios. Así que el Decreto 2.705/1998 establece que los concesionarios son obligados a enviar a la Agencia un demostrativo de cálculo de los *royalties* y las cuotas especiales, en formato normalizado, debidamente justificado mediante documentos comprobatorios del pago (arts. 18 y 25). Además, los concesionarios podrán ser obligados a presentar documentos adicionales que acrediten la veracidad de la información contenida en las declaraciones (arts. 19 y 26).

En cuanto a la medición de petróleo y gas natural, la unidad de la ANP encargada de ejercer este control es el NFP. El Núcleo tiene entre sus funciones en virtud de dicho Reglamento, la asignación de supervisar los sistemas de medición en las instalaciones de petróleo y gas natural (art. 43, inciso I) y verificar la integridad de los datos sobre producción suministrados por los concesionarios (art. 43, inciso IV).



Así como sucede en el control de las cuotas gubernamentales, respecto al control de la medición de la producción, los concesionarios deben enviar mensualmente a la ANP un Boletín Mensual de Producción (BMP) que corresponde a cada campo y que contiene los volúmenes correspondientes a petróleo y gas natural (Decreto 2.705/1998, arts. 4 a 6). Estos volúmenes declarados por los concesionarios servirán de base para el cálculo de las cuotas gubernamentales por pagar.

Según la auditoría realizada por SefidEnergia (TC 010.147/2012-8) sobre el control de la medición de la producción de petróleo y gas natural por la ANP, la actividad del NFP es principalmente verificar la conformidad de los datos proporcionados por los BMPs y adecuar los sistemas de medición utilizados por las instalaciones productoras para el registro y la contabilidad de los volúmenes producidos allí. Tales sistemas de medición son sometidos a una serie de criterios y condiciones técnicas, definidos y especificados por el Reglamento Técnico para la Medición de Petróleo y Gas Natural (RTM), aprobado por la Ordenanza Conjunta ANP/INMETRO 1/2000. A partir del próximo diciembre, se aplicará el nuevo RTM, de acuerdo a la Resolución Conjunta ANP/INMETRO 1/2013.

La ANP ha establecido en el año 2011 el Sistema de Fiscalización de la Producción (SFP), con el fin de habilitar la comprobación automática, para cada campo, de datos e información de la producción declarados por los concesionarios en los boletines mensuales, lo que podría permitir el monitoreo de modo *pari passu* de la producción nacional de hidrocarburos.

Sin embargo, como se observó en la auditoría llevada a cabo por SefidEnergia, la versión actual del SFP requiere la aplicación de todas las funciones, especialmente aquellas que permitirían el procesamiento automatizado de los volúmenes medidos en los puntos de medición y la individualización de esa medición por campo, con el fin de validar todos los BMPs recibidos por la Agencia.

Como resultado, a pesar de que el NFP es responsable de validar los volúmenes de producción reportados mensualmente por los concesionarios, no hay un seguimiento sistemático de estos datos. El control sobre la medición se lleva a cabo principalmente por medio de controles *in loco* realizados por el Núcleo, en el que se verifican, más allá del cumplimiento de los requisitos técnicos del RTM por los sistemas de medición, los

volúmenes medidos y registrados en unos computadores de flujo en un cierto período, lo que se traduce en un control selectivo y específico.

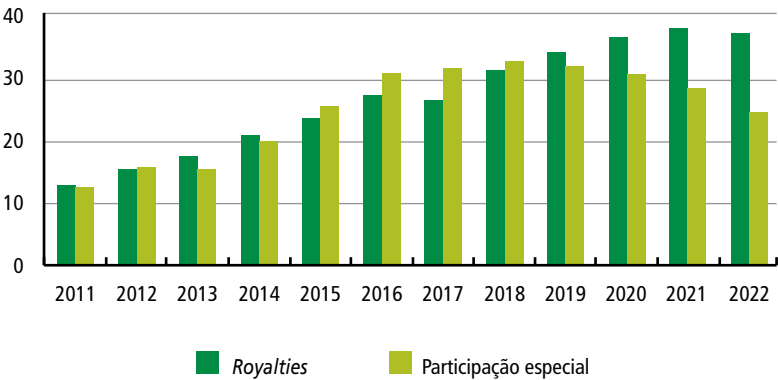
Nuevos aclaramientos proporcionados durante la realización de esta auditoría informan que el SFP está en desarrollo por la ANP a través del trabajo conjunto entre el NFP y el Núcleo de Informática (NIN). Los avances, sin embargo, se limitan al alcance de las especificaciones, ya que ninguna funcionalidad adicional ha sido implementada a la versión evaluada por el TCU.

2.4 Ingresos de las cuotas gubernamentales por pagar en función de la producción de petróleo y gas natural en Brasil

Las cuotas gubernamentales por pagar en función de la producción de petróleo y gas natural en Brasil representan una importancia significativa desde el punto de vista de la cantidad de ingresos públicos.

Como se presenta en la Figura 3 a continuación, la suma de los ingresos procedentes de la recaudación de los *royalties* y las cuotas especiales en el año 2012 superó los R\$ 30 mil millones, casi un 20% más que en el año anterior. Asimismo, las proyecciones de la ANP indican un aumento de alrededor del 100% de estos ingresos en el año 2022, debido principalmente a la puesta en marcha de la producción de los campos licitados a lo largo de la última década y las perspectivas de explotación y producción en el polígono del pre-sal.

Gráfico 2: Cuotas gubernamentales – Recaudación (mil millones de R\$)



Fuente: Elaboración propia, a partir de datos fornecidos por la ANP.

3. CONCLUSIONES DE LA AUDITORÍA

3.1 Sobre los procesos de trabajo del Núcleo de Fiscalización de Medición de la Producción

3.1.1 La eficacia, la eficiencia y efectividad de los procesos de fiscalización (inspección) de los sistemas de medición realizados por el Núcleo de Fiscalización de Medición de la Producción (NFP) se ven comprometidas debido a la demora en las instrucciones procesuales.

Según la metodología propuesta, se han seleccionado procesos de fiscalización (inspección) de los sistemas de medición de las concesionarias relacionados con los diez mayores campos de producción de 2012.

Para elegir a los procesos a analizar, se solicitó al NFP el listado de los notificados en el período de 2011 a 2012, teniendo en cuenta la entrevista con el Jefe del NFP el 4 y 5 de julio 2013 en la sede de la ANP, en la que se informó al equipo de auditoría que, desde 2011, hubo cambios en los procedimientos de inspección del Núcleo.

Ya que la auditoría propuesta tiene como objetivo evaluar el desempeño de la unidad técnica, se ha consentido de que sería contraproducente analizar procesos anteriores a ese año. Los de 2013, a su vez, quedaron fuera debido a la proximidad a la auditoría, lo que no permitiría una evaluación temporal adecuada de las instrucciones de procedimiento y su marcha.

Inicialmente, se solicitaron seis procesos para el análisis por el equipo de auditoría, (Carta de Requisición 2-423/2013, parte 12).

Lo que llamó la atención, en primer lugar, sobre el estado de los procesos de fiscalización presentes en la lista remitida al equipo de auditoría fue el hecho de que aproximadamente el 95% (77/81) quedaban pendientes.

El análisis preliminar de seis procesos no permitió evaluar los estándares en las instrucciones procesuales. Así que se presentaron al NFP más de 31 procesos seleccionados al azar, de modo que fuera posible examinar la muestra de 45% (37/81) de los procesos de fiscalización de los ejercicios 2011 y 2012, y por lo tanto aumentar la representatividad de la evaluación, (Carta de Requisición 5-423/2013, parte 19).

A partir de la revisión del equipo de auditoría, fue posible distinguir seis situaciones en las que se encontraban:

- a. inspecciones sin informes;
- b. informes de inspecciones preparados más de un año después de la ejecución de la fiscalización;
- c. proceso con incumplimiento grave sin cambios durante más de un año;
- d. procesos pendientes en la espera del cierre;
- e. respuestas de concesionarios sin análisis por más que un año
- f. pocos autos de infracción establecidos frente al número de inspecciones realizadas e incumplimientos hallados.

En la ausencia de referencia de tiempo a considerarse como momento ideal para el cumplimiento de las etapas procesuales, por lo que se escogió el intervalo de un año. Se puede afirmar que cualquier trámite que lleva más de un año para ejecutarse, en este caso, tiene un gran potencial para poner en peligro el progreso, la oportunidad, eficiencia y eficacia de la fiscalización.

En cuanto a las situaciones encontradas, las inspecciones sin informe constituyen condición seria, en que no están consustanciales al proceso el registro de inspección, situaciones encontradas y encaminamientos propuestos para el saneamiento de los incumplimientos, si hay. En la primera evaluación, denota el despilfarro de los recursos públicos en la ejecución de controles para los que no se sabe lo que se ha determinado, no siendo posible ninguna consideración adicional, lo que hace que la tarea realizada quede sin fines.

Los informes de inspección elaborados mucho después de la ejecución de la fiscalización socavan su eficacia, ya que los cambios sustanciales relativos al momento de la fiscalización pueden hacer que el informe pierda su objeto. Además, contribuye a la falta de eficacia, ya que en algunos casos se solicita información adicional para actualizar los hechos, lo que retrasa el análisis y crea nuevos trabajos.

En el caso de las fiscalizaciones en las que se han encontrado incumplimientos serios, según calificación identificada por expertos del Núcleo, se puede imaginar que su tratamiento debe ser diferenciado de los demás, porque en la cara de su gravedad, deben resolverse rápidamente para no poner en peligro la integridad y confiabilidad de las mediciones

de las tasas de flujos de petróleo y gas natural, con un impacto directo en la recaudación de las cuotas gubernamentales.

Por lo tanto, es totalmente inadecuada la existencia de procesos de fiscalización estancados por más de un año después de constatar defectos serios, sin concluir por la normalización del fallo y garantizar que las mediciones se están produciendo correctamente.

En el caso de los procedimientos con cierre pendiente, la situación describe los casos en que se han cumplido todas las etapas del proceso de fiscalización, quedando tan sólo el plazo del cierre. Entre las situaciones comprobadas, ésta es la menos peor.

Otra faceta de la demora en el análisis de los procesos que explican la cantidad de procesos abiertos se refiere a las respuestas de diligencias que no son revisadas por los expertos del NFP.

Todas estas situaciones conforman un escenario de poca efectividad y eficiencia de los procesos de fiscalización, lo que contribuye en gran medida a la reducción de la expectativa de control por el concesionario de las acciones fiscalizadoras, educativas o punitivas de la Agencia. Este escenario se completa con el hallazgo de una menor cantidad de autos de infracción, teniendo en cuenta el número de inspecciones llevadas a cabo entre 2011 y 2012 (81 casos) y los incumplimientos señalados. La muestra realizada dio cuenta de que sólo el 10% llegó a la etapa de iniciación de los autos de infracción.

Se le solicitó al NFP que aclarara por si había alguna norma que regulase los plazos máximos para el análisis documental, las respuestas a los concesionarios y realización de los informes por los expertos de la unidad (Carta de Requisición 3-423/2013, parte 16). La respuesta (parte 27) declaró que no hay ninguna normativa a tal efecto y que el Núcleo estaba trabajando en la implantación de los plazos de los procesos de inspección por añadir a los Planes de Trabajo Individuales (PTI) de servidores involucrados en las actividades de fiscalización de los sistemas de medición.

En el panel de referencia celebrado el 03/10/2013 en la sede de la SecexEstataisRJ, estas cuestiones han sido discutidas con el personal del NFP. De acuerdo con su Jefe, hay un pasivo relacionado todavía con los procesos de años anteriores a 2011 que debe ser regularizado.

Se informó al equipo de auditoría que, desde 2012, el Núcleo se está estructurando para dar cuenta de ese pasivo, incluso con la distribución de funciones con equipos dedicados a diferentes tareas de: a) inspección (fiscalizaciones *in loco*) y b) su seguimiento procesual posterior, con el cumplimiento de los plazos y las diligencias.

Durante el panel, el Núcleo ha sido informado acerca de la posibilidad de prescripción intercurrente, que ocurre cuando los procesos punitivos quedan más de tres años sin actividad, de acuerdo al § 1, art. 1 de la Ley 9.873/1999.

Por último, en este caso, se ha observado que hay un conocimiento de la condición de los procesos por el Jefe del Núcleo y la necesidad de regularización. Queda pendiente al equipo de auditoría **proponer una determinación a la ANP para que envíe en 180 días un plan de acción que presente la metodología y los objetivos para el saneamiento de las situaciones halladas en los procesos de fiscalización de la medición de petróleo y gas natural.**

Se señala también que, en la instancia de monitoreo, deben revisarse los procesos de fiscalización a fin de determinar el resultado de la estructuración realizada en la actualidad por el Núcleo, según lo anunciado por su Jefe.

Por lo tanto, tratamos de evaluar cómo proceder con el trato tanto del pasivo, como de los procesos notificados a partir de ahora, que deberán evitar el enmarcación en las situaciones descritas anteriormente.

3.1.2 Los actos de autorización para el uso de los sistemas de medición llevados a cabo dentro del NFP carecen de formalización adecuada para cumplir adecuadamente los requisitos formales de los actos administrativos.

Los análisis documentales de los procesos de fiscalización del NFP mostraron que las autorizaciones para el uso de los sistemas de medición carecen de formalidad adecuada para cumplir los requisitos mínimos de validez requeridos por el § 1 del art. 22 de la Ley 9.784/1999.

Se observó que las cartas enviadas a los concesionarios informaban sobre el estado de autorizado o no autorizado, para emplear sus sistemas de medición de petróleo y gas natural, incluyendo la imposición de condiciones que los operadores deben cumplir.



Por lo tanto, se halló que había la producción del procedimiento administrativo (autorización o no), pero que no se amparaba en la formalidad mínima requerida por la Ley.

La competencia en cuestión, de autorizar el uso de sistemas de medición de la producción de petróleo y gas natural con fines fiscales y de apropiación, incluyendo la Prueba a Largo Plazo (TLD) se delega al NFP según el inciso I del art. 2 de la Ordenanza ANP 78/2013.

El art. 22 de la Ley 9.784/1999 prescribe que los actos del proceso administrativo no dependen de una determinada manera, sino cuando la ley lo requiera expresamente. Sin embargo, en el § 1, indica que deben producirse por escrito en la lengua vernácula, con la fecha y el lugar de su creación y firma de la autoridad responsable.

La ley no requiere forma, que es libre. Por lo tanto, en este caso, no hay duda de que el acto debe ser practicado por resolución, ordenanza, orden, autorización o declaración. Lo que se garantiza es que la carta no es el instrumento más adecuado para la práctica de actos llamados de negociación, que, como enseñó Hely Lopes Meirelles, son todos los que contienen una declaración de voluntad de las autoridades aptas a concretizar un cierto negocio jurídico o conceder ciertos derechos al particular, en las condiciones impuestas o toleradas por el gobierno.

En este concepto, explica, se encuadran, entre otros actos, la licencia, la autorización, el permiso, la admisión, la visa, la aprobación y la homologación.

Todavía enseña que las cartas son comunicaciones escritas que las autoridades hacen entre ellas mismas, entre subordinados y superiores y entre la administración y los particulares en **carácter oficial**.

En cuanto a la comunicación de los actos, el art. 26 de la Ley 9.784/1999 prescribe que el organismo competente ante el que está procesando el proceso administrativo determinará la citación del interesado para la ciencia de la toma de decisiones o la puesta en marcha de las medidas, lo que presumiblemente se debe hacer mediante comunicación oficial.

Parece, por tanto, que las comunicaciones a los administrados son básicamente diseñadas para: a) realizar diligencias e b) informar al solicitante en cuanto a los méritos de la decisión de la administración.

Por lo tanto, sobre la base de los argumentos anteriores, queda necesario establecer la manera de realizar el acto de autorización para el uso de los sistemas de medición de petróleo y gas natural, de modo que los institutos (comunicación y autorización) no se distorsionen.

En el modelo de las resoluciones de la propia Agencia, se puede especular que los actos de autorización que puedan ser practicados expresen los fundamentos jurídicos, en especial a la delegación, la numeración secuencial, el objeto de la autorización y las condiciones de ejercicio del derecho concedido.

En cuanto a los actos ya realizados, se evalúa que no es motivo de nulidad, teniendo en cuenta que, en general, la esencia se superpone a la forma, y la Agencia queda responsable de validarlos.

Por último, por estas razones, **se sugiere que, en consideración de los requisitos mínimos exigidos en el § 1 del art. 22 de la Ley 9.784/1999, se determine que la Agencia establezca una forma adecuada para la práctica de actos de autorización del uso de los sistemas de medición de la producción de petróleo y gas natural con fines fiscales y de apropiación, incluyendo la Prueba a Largo Plazo, así como también se validen los actos ya realizados a través de cartas.**

3.2 Sobre los procesos de trabajo de la Superintendencia de Cuotas Gubernamentales

3.2.1 A pesar de que el control del cálculo, pago y distribución de las cuotas gubernamentales que proceden de la explotación y producción de petróleo y gas natural por la ANP tenga las condiciones necesarias para garantizar razonablemente la confiabilidad, integridad y oportunidad de los valores correspondientes, algunos de sus procedimientos de fiscalización pueden mejorarse con el fin de proveer mayor eficacia a sus acciones

Los macro procesos de control de cálculo, pago y de la distribución de las cuotas gubernamentales por pagar en función de la producción de petróleo y gas natural incluyen diversas actividades e implican, por tanto, varios

procedimientos administrativos, bajo la responsabilidad de la SPG, según lo establecido en el Reglamento Interno de la Agencia (artículo 2.3).

3.2.1.1 Cálculo de las cuotas gubernamentales

En cuanto al cálculo, la ANP sólo debe verificar los montos determinados por los concesionarios. Éstos, bajo la ley actual, deben calcular el valor de las cuotas gubernamentales y presentar el documento declaratorio a la Agencia, detallando el cálculo efectuado, la declaración de determinación de los *royalties* o el Demostrativo de Cálculo de las Cuotas Especiales (EDS), debidamente acompañado de los documentos justificantes de pago, los documentos de recaudación de la Hacienda Federal (DARF) (Decreto 2.705/1998, arts. 18 y 25).

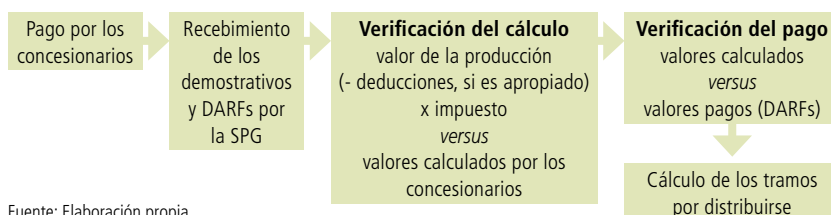
A partir de esta información, se recopila el valor de los DARFs de cada concesionario con los valores contenidos en las declaraciones presentadas, investigando las posibles diferencias, a más o a menos.

La determinación de los montos de cuotas gubernamentales por pagar derivan generalmente del producto entre el importe de los impuestos, en porcentaje según lo definido por la ley y formalizado en el contrato de concesión, y la base de cálculo, que puede ser los ingresos brutos de la producción, es decir, el valor de la producción, para los *royalties*, o los ingresos netos después de tramos deducibles, para las cuotas especiales.

Para ambos casos, los ingresos brutos se obtienen a partir del producto de dos variables: el volumen de petróleo y gas natural producido, por un lado, y el precio de referencia, por el otro. El control de la primera corresponde al NFP, y el control de la segunda a la SPG.

La Figura 4 muestra un diagrama simplificado del proceso de control sobre el cálculo y pago de las cuotas gubernamentales por la SPG:

Figura 4: Control sobre el cálculo y pago de las cuotas gubernamentales por la SPG



Fuente: Elaboración propia.

3.2.1.2 Auditoría del precio de referencia y fiscalización de la calidad del petróleo

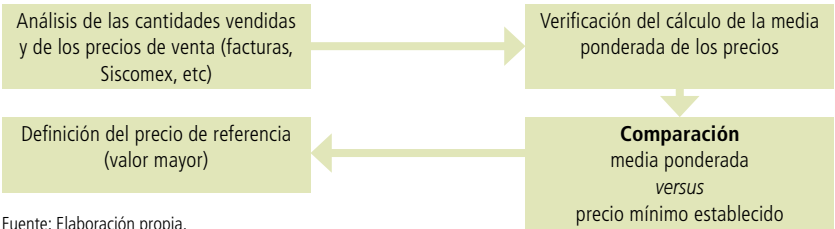
El precio de referencia del petróleo corresponde al valor mayor entre la media ponderada de los precios de venta del petróleo del campo practicados por el concesionario en un mes determinado y el precio mínimo establecido por la ANP basado en el valor medio mensual de una cesta estándar que comprende tipos similares de óleo, teniendo en cuenta sus características físicas y químicas, tales como el contenido de azufre y el grado API, cotizados en el mercado internacional. (Decreto 2.705/1998, art. 7°).

Por el día quince de cada mes, a partir del mes siguiente a la fecha de inicio de la producción de petróleo de cada campo, el concesionario deberá informar a la ANP las cantidades vendidas, los precios de venta del petróleo producido en el campo en el mes anterior y el valor medio ponderado.(Decreto 2.705, art. 7°, §2°).

El control sobre el precio de referencia utilizado para el cálculo de *royalties* y las cuotas especiales se hace por la SPG a través de dos procesos de trabajo: el proceso de auditoría de los precios del petróleo y la fiscalización de la calidad del petróleo.

El proceso de auditoría de precios, en los términos del Manual de Actividades – Procedimientos de auditoría de los precios del petróleo (parte 31, p.2) y como se muestra en la Figura 5 a continuación, es comparar a la documentación enviada por los concesionarios, como facturas corroborando la venta, la inscripción en el Sistema Integrado de Comercio Exterior (Siscomex) en el caso de exportaciones, y la forma de la formación del precio de venta del petróleo en el modelo estandarizado por la ANP. A partir de esta información, se calcula el promedio ponderado de ventas en el mes auditado y se lo compara con el precio mínimo para ese mes, y luego prevalece el valor que sea mayor.

Figura 5: Proceso de auditoría de precios de referencia



Fuente: Elaboración propia.

Este proceso de trabajo se lleva a cabo mensualmente por la SPG para cada concesionario productor de petróleo. Según entrevistas con los gerentes, en la actualidad, la Superintendencia audita todos los precios de referencia utilizados para el cálculo de *royalties* y las cuotas especiales. Si bien se trata de una acción positiva por parte de la Agencia respecto a la eficacia y efectividad del control sobre el cálculo y pago de las cuotas gubernamentales, este proceso de trabajo es costoso del punto de vista operacional y de demanda de recursos humanos, ya que esta conferencia de valores se lleva a cabo manualmente.

La SPG estableció en el Memorando 545/2013/SPG (parte 45, p. 2), durante la fase de los comentarios de los gerentes, que se está desarrollando una interfaz de Internet para la carga de los datos contenidos en las facturas, que contará con un validación previa de los precios de venta de petróleo y gas natural reportados por los concesionarios.

El inicio de la producción de esta herramienta facilitará el proceso de verificación de las facturas y validación de los precios de referencia citados, liberando así recursos humanos para realizar otras actividades de control con mayor valor agregado.

El segundo proceso de trabajo consiste en la fiscalización de la calidad del petróleo. En virtud del Decreto 2.705/1998 (art. 7, § 6°), el concesionario deberá enviar a la ANP, antes del inicio de la producción de un determinado campo, los resultados de los análisis de las características físico-químicas del óleo por producir. A partir de esta información, la ANP define los tipos de petróleo en el país y determina su precio mínimo. Además, los concesionarios deben enviar a la ANP la información actualizada sobre la composición de cada tipo de petróleo con el fin de actualizar los precios mínimos establecidos.

Paralelamente a este proceso de revisión anual de los tipos de corriente de petróleo, la ANP publica mensualmente una ordenanza con el precio mínimo del petróleo nacional producido en el mes anterior en cada campo, incorporando las actualizaciones relativas a las variaciones en el mes anterior en los precios internacionales de tipos de petróleo que conforman la cesta estándar. Esta ordenanza mensual se utiliza como parámetro para definir el precio de referencia para el mes de cálculo.

A los efectos de definir el precio de referencia, la ley determina que los concesionarios realicen análisis físicos y químicos de petróleo bajo su

propio riesgo (Decreto 2.705/1998, art. 7, § 6° y 8°). Desde 2010, sin embargo, la ANP comenzó a realizar pruebas sobre la calidad del petróleo en su propio laboratorio, con el fin de comparar los datos declarados por los concesionarios. Sin embargo, este proceso se ha interrumpido desde hace 2012 debido a la reforma del laboratorio y la consiguiente suspensión de sus actividades. Por lo tanto, sólo cuatro procesos de fiscalización de la calidad del petróleo se completaron del 2010 al 2012.

En lo que respecta a las fiscalizaciones de la calidad del petróleo, la SPG señaló, durante la fase de comentarios de los gerentes, que estas acciones se suspenden solamente debido a la reforma del laboratorio de ANP y se reanudarán tan pronto como esté disponible para realizar los análisis de las muestras de petróleo recogidas en las fiscalizaciones.

Es de destacar también que, a pesar de la suspensión de las fiscalizaciones de la ANP, los concesionarios quedan obligados, en virtud del Decreto 2.705/1998, para realizar el análisis físico-químico de las muestras de petróleo con el fin de definir o actualizar el precio mínimo.

3.2.1.3 Auditoría de las deducciones de las cuotas especiales

Otro método de trabajo de la SPG para el control sobre el cálculo y el pago de las cuotas gubernamentales es el proceso de auditoría de las deducciones de las cuotas especiales.

Como se muestra en la VISIÓN GENERAL, las cuotas especiales se determinan utilizando como base para el cálculo los ingresos netos trimestrales de la producción de petróleo y gas natural del campo correspondiente. Los tramos deducibles de los ingresos brutos, definidos legalmente, consisten en los *royalties*, las inversiones en explotación, los costos operacionales, la depreciación y los impuestos previstos en la legislación (Ley 9478, art. 50, § 1°).

La Ordenanza ANP 10/1999, modificada por la Ordenanza ANP 102/1999, establece los procedimientos para el cálculo de las cuotas especiales por los concesionarios, detallando los elementos deducibles de los ingresos brutos de la producción.

Sin embargo, a pesar de la existencia de reglamentos, el propio asunto involucra cuestiones de entendimiento controvertido y todavía no igualado. Este hecho puede implicar diferencias en los análisis realizados

por los auditores de la SPG, debido principalmente al nivel de experiencia y de conocimientos sobre el tema.

Con el fin de mitigar este riesgo, como aclararon los gerentes en las entrevistas y en la Nota Técnica ubicada en la parte 28 (p. 3), se estableció una base de datos compartida por los servidores de la Superintendencia, en la que se graba la información más relevante relacionada con los procesos de auditoría de las deducciones de las cuotas especiales y que tiene como objetivo crear un historial de los eventos y resultados principales ya planteados en las auditorías previamente procedidas.

Además, se incluyó en la Agenda Reguladora de la ANP de 2013-2014 la acción denominada “Procedimientos para la determinación de las cuotas especiales”, definida como revisión de la Ordenanza ANP 10/1999. Este documento, disponible en el sitio web de la Agencia, indica las actividades de regulación propuestas por parte de la ANP para el bienio 2013-2014. El objetivo es que se pueda utilizarlo como herramienta de planificación para dar mayor previsibilidad a la medida reglamentaria, mayor participación social y mayor eficacia a las disposiciones normativas que resulten de este proceso. La Agenda se divide en plataformas temáticas subdivididas en temas, que, a su vez, se desarrollan en las acciones, que consisten, de hecho, en las actividades de reglamentación propuestas.

El propósito de esta revisión normativa es mejorar la regulación respecto al tema, con el fin de que sea más acorde con la legislación del sector petrolero o desde el punto de vista de la racionalidad económica, de los principios contables o incluso de la realidad objetiva de los proyectos de la industria petrolera y del gas natural.

Desde enero de 2012, ya se han celebrado los estudios, preparado el anteproyecto de resolución y llevado a cabo las consultas y audiencias públicas. En el marco del programa oficial, se prevé que la nueva resolución se publique antes de diciembre.

El demostrativo de cálculo – DAPE, que se presentará a la Agencia por el concesionario después de cada período de referencia tiene formato estandarizado y es regulado por la Ordenanza ANP 58/2001.

El proceso de auditoría de las deducciones de las cuotas especiales realizadas por la SPG pretende comprobar la conformidad de cálculo y

pago de dichas cuotas gubernamentales por los concesionarios operadores de los campos.

Como se indica en el Manual de Actividades – Cálculo, distribución y auditoría de las cuotas especiales (parte 34, p. 15-16), este proceso consta de los siguientes pasos: a) verificación del marco de los campos; b) comparación con la información disponible en otros documentos de la ANP; c) comprobación de la coherencia de las recaudaciones de los DARFs; d) tasa de variación trimestral y el peso de los artículos; e) auditorías del artículo sobre arrendamiento o flete de la unidad de producción; y f) procedimientos para la solución de los incumplimientos.

La SPG analiza, en general, todas las declaraciones presentadas por los concesionarios, en particular los montos calculados y pagados en comparación con los DARFs presentados. En cuanto a los artículos que discriminan a los gastos deducidos, sólo los artículos específicos son seleccionados para una investigación más detallada.

Los artículos elegidos para la selección del procedimiento de auditoría son los alojados por el criterio de relevancia establecido por la Superintendencia. En primer lugar, se trata de artículos no comparables con otros datos y documentos disponibles para consulta en la ANP, tales como boletines mensuales de producción, declaraciones del cálculo de los *royalties* y planes de desarrollo. Además, como lo aclara el Manual de Actividades (parte 34, p 21-23), se comprueba el resultado de la combinación de dos factores: a) el peso de cada artículo en el monto total; y b) la tasa de variación del artículo en relación con el trimestre anterior.

Los DAPes presentan, además de los valores absolutos de cada artículo, su variación porcentual con respecto al registrado en la declaración correspondiente al trimestre inmediatamente anterior. La variación en el total de deducciones de un trimestre para otro resulta de la suma de los productos de la variación de cada artículo por su peso en las deducciones. En otras palabras, cada artículo contribuye a la variación total del valor de las deducciones con el valor que corresponde a su propia variación multiplicada por su peso relativo (Nota Técnica 20/2013/SPG de 19/07/2013, parte 26, p. 1).

El criterio selecciona aquellas en las que el producto de su variación por su peso en el monto total de los artículos supera el valor de 2%, en valor absoluto, con exclusión de las variaciones en los artículos individuales de

menos de 10%, también en valor absoluto (Nota Técnica 20/2013/SPG de 19/07/2013, parte 26, p. 2). De acuerdo a las entrevistas con los gerentes, estos límites se basan en la experiencia de la Agencia en auditorías de cuotas especiales y se basa en el hecho de que pequeñas variaciones en los valores de los artículos pueden tener motivaciones fortuitas, sin caracterizar las irregularidades contables u operativas.

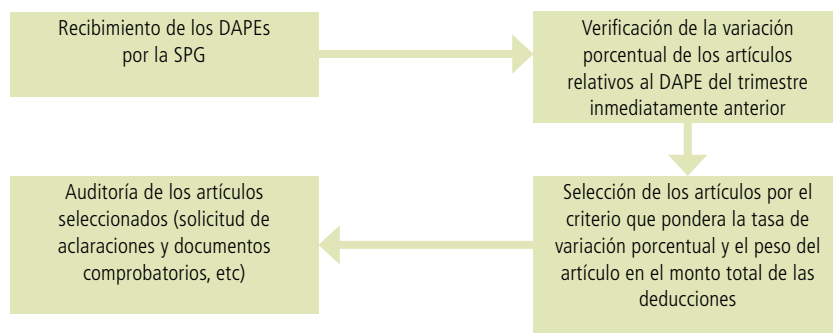
La SPG oficia, por lo tanto, los concesionarios para que presenten justificaciones de la variación porcentual de los artículos seleccionados, ya que la ley actual facilita a la Agencia Reguladora la competencia de exigir al concesionario, siempre que sea necesario, documentos que apoyen y comprueben la veracidad de la información proporcionada (Decreto 2.705/1998, art. 25).

En algunos casos, por el análisis de los procesos administrativos seleccionados por el equipo de auditoría, se ha constatado que la SPG exige, además de las justificativas presentadas inicialmente, el envío de documentos comprobatorios, tales como contratos de arrendamiento y las facturas de los proveedores o el detallamiento de criterios de asignación de diversos gastos.

Por otra parte, dependiendo de la complejidad de los temas involucrados, se podrá convocar reuniones con los concesionarios para facilitar la aclaración de las dudas planteadas en el procedimiento de auditoría no remediadas sólo por los documentos presentados, o incluso solicitar el apoyo de expertos de otras áreas técnicas de la Agencia.

La Figura 6 a continuación presenta de manera simplificada ese proceso:

Figura 6: Proceso de auditoría de las deducciones de las cuotas especiales



Fuente: Elaboración propia.

Se encontró, por lo tanto, que el procedimiento de auditoría de las deducciones de las cuotas especiales queda limitado generalmente al análisis de los documentos e información declarativa, no empleando otras herramientas de investigación tales como inspecciones *in loco* y circularizaciones, con miras a conocer la estructura contable y de coste de los concesionarios o, posiblemente, confirmar la información proporcionada.

La razón de ello es la falta de procedimientos o rutinas de trabajo que utilizan otras técnicas de auditoría en acciones de fiscalización.

Esto limita el alcance del análisis llevado a cabo por la Agencia y las confirmaciones de la información proporcionada por los concesionarios, lo que no hace nada para aliviar la asimetría de la información inherente al control de los costos de producción que dependen de procesos y otros sistemas productivos y operativos de los agentes regulados.

Por lo tanto, se recomienda que la ANP establezca otros procedimientos, además de los existentes en el Manual de Actividades (parte 34) para la auditoría de las deducciones de las cuotas especiales que permitan conocer la estructura contable y el costo de los concesionarios y confirmar la información declarada por ellos.

Por otra parte, se ha constatado que los criterios de selección establecidos por la SPG tiene como objetivo comparar el DAPE de un determinado trimestre con respecto al trimestre anterior, lo que termina limitando el análisis de los artículos para un intervalo de dos períodos de base. La SPG no posee otros criterios de este nivel para una evaluación del comportamiento de los artículos a lo largo del tiempo, incluyendo, por ejemplo, el análisis de tendencias, la verificación de las incoherencias y el cruce entre los artículos.

Eso es porque no existen procedimientos o rutinas de trabajo que consideren intervalo temporal superior a dos trimestres con el fin de evaluar más a fondo el comportamiento de los artículos en un intervalo de tiempo más amplio.

Por esta razón, puede haber variaciones en los artículos que no se ajustan al criterio de selección de un trimestre a otro, sino que, al considerar un intervalo de tiempo más amplio, presenten una tendencia a aumentar o disminuir o cualquier otro comportamiento o inconsistencia que mereciese ser investigada por la Agencia.

Por lo tanto, a la luz de lo anterior, se recomienda que la ANP establezca criterios de análisis de las declaraciones de cálculo de las cuotas especiales que consideren un intervalo temporal superior a dos períodos-base consecutivos.

También con respecto al proceso de auditoría de las deducciones de las cuotas especiales, también se ha constatado que no existe una rutina preestablecida específica para evaluar la información contenida en la primera demostración de cálculo de las deducciones de un campo que inicie el pago de las cuotas especiales. Esta rutina específica estaría justificada en vista de que esta declaración servirá como primer punto de referencia para la elección de los artículos a auditar en períodos subsiguientes.

El procedimiento para la auditoría de la información declarada por los concesionarios se limita a la comparación de los DAPes del período de análisis en comparación con el trimestre inmediatamente anterior. En algunos casos, sin embargo, se le pide al concesionario que presente información sobre artículos específicos, tales como copias de contratos de arrendamiento y fletamento, los criterios de prorrateo, la memoria de cálculo para los costos administrativos indirectos y la documentación de apoyo a la provisión para gastos con abandono, según lo aclarado por la Nota Técnica 32/2013/SPG contenida en el Memorando 480/SPG/2013 (parte 28, p. 3).

Una de las causas determinadas es la falta de procedimientos o rutinas de trabajo específicas para el análisis de la declaración correspondiente al primer trimestre de recaudación de un campo que inicie el pago de las cuotas especiales.

Además, como lo aclaran los gerentes de la SPG en las entrevistas, la aplicación de este criterio de comparación entre DAPes de trimestres consecutivos comenzó a finales de 2010, cuando la mayoría de los campos que actualmente pagan las cuotas especiales ya estaban en esta situación.

Por lo tanto, si hay alguna inconsistencia en la primera declaración remitida por el concesionario, tal vez eso no se pueda detectar en las declaraciones posteriores por el criterio de selección de los artículos utilizados en la actualidad, manteniendo el error en el tiempo y, en su caso, comprometiendo el cálculo y el pago de las cuotas especiales.

Ante el tema, vale **recomendar a la ANP definir el procedimiento de análisis específico para el cálculo de las cuotas especiales correspondiente al primer trimestre de contribución.**

Con estas recomendaciones, se espera que haya un aumento en la capacidad de control de la Agencia con respecto a la evaluación de las cuotas especiales, reduciendo la asimetría de la información existente entre el organismo regulador y los concesionarios.

Tras la presentación del informe preliminar, la SPG se ha posicionado acerca de las recomendaciones propuestas más arriba (parte 45, p. 3 y 4).

En cuanto a la recomendación de establecerse procedimientos para conocer la estructura contable y de costos de los concesionarios y confirmarse la información declarada por ellos, la Superintendencia destacó la importancia de capacitar a los servidores para ampliar los conocimientos de la Agencia sobre temas tales como la contabilidad y los costos en la industria petrolera y las técnicas para la realización de auditorías en los contratos de explotación y producción de petróleo y gas natural.

En cuanto a las recomendaciones relativas a los análisis realizados en las declaraciones del cálculo, la SPG declaró que, si bien no hay criterios establecidos, se trata en lo posible de nombrar el mismo auditor para el análisis del mismo conjunto de campos, a fin de permitir mayor seguimiento de la tendencia del desarrollo de sus artículos a lo largo del tiempo.

Por otra parte, respecto a la declaración del primer trimestre de cálculo, el procedimiento adoptado hoy y ya abordado se incluye sobre la base de datos compartida de la SPG, lo que contribuye a su aplicación por los servidores de la unidad.

Vale la pena señalar, sin embargo, que tales medidas son informales, a pesar de que buscan mitigar los efectos de la ausencia de procedimientos específicos, no permiten un seguimiento sistemático de las deducciones de las cuotas especiales.

Por lo tanto, la SPG informó que ambos procedimientos se perfeccionarán y se registrarán en el Manual de Actividades relacionadas con el proceso de auditoría de las deducciones de las cuotas especiales.

3.2.1.4 Distribución de las cuotas gubernamentales

El segundo objetivo de las acciones de control llevadas a cabo por la SPG, junto con el cálculo y el pago, se refiere a la distribución de las cuotas gubernamentales entre las unidades federales beneficiarias.

El pago de las cuotas gubernamentales se realiza a través de concesionarios a través de los DARFs, y la recaudación se hace directamente a la Cuenta Única del Tesoro, sin tránsito monetario por la ANP. La Agencia debe verificar las cantidades pagadas y el cálculo de los tramos por distribuir a las entidades beneficiarias, teniendo en cuenta el porcentaje establecido en la legislación. Estos tramos son luego informados a los agentes distribuidores, a saber, la Secretaría del Tesoro Nacional, en el caso de los organismos de la Unión, y el Banco do Brasil, en el caso de estados y municipios, para tomar las medidas razonables.

La enmarcación de los municipios como beneficiarios de la distribución de los *royalties* y las cuotas especiales requiere la participación activa de la ANP cuando se refiere a aspectos técnicos relacionados con la industria del petróleo y el gas. En los casos en que tan sólo se verifican las condiciones objetivas de la ubicación geográfica, como para la definición de los estados y los municipios limítrofes de la plataforma continental, el Instituto Brasileño Estadística y Geografía (IBGE) es responsable de la enmarcación técnica y jurídica, y la Agencia debe sólo enviar la solicitud de enmarcación y la comunicación e implementación de la decisión. (Decreto 2705, art. 15, § 2º y § 3º).

3.2.1.5 Fiscalización del enmarcación de los municipios

En este sentido, corresponde a la ANP efectuar la enmarcación de los municipios, a los efectos de los *royalties*, en tres situaciones principales: a) la enmarcación del área de producción principal (ZPP), por tener instalaciones industriales o de apoyo a la explotación y producción de petróleo y gas natural; b) la enmarcación del área de producción secundaria (ZPS), por tener conductos; c) la enmarcación por tener instalaciones para la carga y descarga o ser afectado por estas operaciones.

En virtud del Decreto 1/1991, y como ya se ha demostrado en el Cuadro 2, Anexo A, del tramo que corresponde al 5% de la producción por pagar en concepto de indemnización financiera, el 0,5% queda destinado a los municipios donde se ubican las instalaciones marítimas o terrestres de

carga y descarga (art. 17, inciso III, y art. 18, inciso II) y el 1,5% a los municipios limítrofes y sus respectivas áreas geoeconómicas (art. 18, III). Éstas, a su vez, se subdividen en área de producción principal (ZPP) – en cuyo concepto se incluyen las instalaciones industriales y de apoyo, área de producción secundaria (ZPS) y área fronteriza a la ZPP (ZL).

Mientras tanto, de acuerdo con la Ley 9.478/1997, el 7,5% de los *royalties* por encima del 5% de la producción se destinarán a los municipios afectados por la carga y descarga de petróleo y gas natural (art. 49 inciso I, letra c e inciso II, letra d).

El área de producción principal de un área determinada de la producción petrolera marítima abarca el municipio limítrofe y los municipios en los que se ubican tres o más instalaciones de los siguientes tipos: a) industriales para el procesamiento, tratamiento, almacenamiento y drenaje de petróleo y gas natural, con exclusión de los conductos; o b) relacionadas con las actividades de apoyo a la explotación, producción y eliminación de petróleo y gas natural, tales como puertos, aeropuertos, talleres de fabricación y mantenimiento, depósitos, oficinas y almacenes (Decreto 1/1991, art. 20, § 2º, inciso I, letras a y b).

Se consideran instalaciones de carga y descarga las monoboyas, los cuadros de boyas múltiples, los muelles de atraque y de amarre y las estaciones terrestres de colección de campos productores y de transferencia de óleo crudo o gas natural (Decreto 1/1991, art. 19, párrafo único).

Para efectos de enmarcación en los criterios para la distribución de los *royalties*, las instalaciones de carga y descarga deben ser parte de un área de concesión contratado con la ANP, en el caso de instalaciones terrestres, o deberán ser autorizadas por la Agencia, en el caso de las plantas acuáticas, según lo establecido en la Ordenanza ANP 29/2001.

Las acciones de fiscalización de las instalaciones industriales o de apoyo a los efectos de la categorización de los municipios en la ZPP o la ZPS comienzan con la solicitud oficial del municipio en cuestión, en la que se presentan los motivos para solicitar la enmarcación, incluyendo las instalaciones industriales o de apoyo para la explotación y producción de petróleo y gas natural.

Con el tiempo, se pueden iniciar de oficio por la propia SPG, en caso de producirse una situación de hecho relevante relacionada con la industria

petrolera o de gas natural, como la entrada en funcionamiento de una planta de procesamiento de gas o el inicio de la producción de un campo marítimo, según las aclaraciones de los gerentes y contenidas en la Nota técnica 32/2013/SPG (parte 28, p. 4).

Para los procesos de fiscalización de las instalaciones de carga y descarga, también con fines de enmarcación de los municipios, la regla es que los procesos sean iniciados por la propia SPG. Esto se debe a que, como se afirma en la Ordenanza ANP 29/2001, los operadores de las instalaciones de carga y descarga de petróleo y gas natural deben remitir a la ANP un Boletín Mensual de Operaciones (BMM) que incluye información sobre el tipo de instalación y el municipio en el que se ubica, además de los volúmenes de hidrocarburos nacionales cargados y descargados.

Tras la demanda del municipio de que se trate, la Superintendencia luego notifica los concesionarios citados como usuarios de las supuestas instalaciones industriales o de apoyo, para comprobar la información sobre la existencia y el funcionamiento de estas instalaciones.

Tras la confirmación de la información, se realiza la visita técnica *in loco* a las instalaciones, de la que la SPG hará su juicio técnico sobre la conveniencia o no de la demanda municipal. Este juicio deberá ser remitido a la procuraduría de la Entidad para el análisis jurídico y, posteriormente, a la Junta Directiva, que deberá adoptar una decisión.

Con respecto a estos procesos fiscalización de las instalaciones de apoyo y de carga y descarga, se encontró que la SPG utiliza especialmente el principio de razonabilidad en el proceso de juicio acerca de su calificación.

Eso es debido a que la legislación que regula la enmarcación de los municipios en el área de producción principal de cierta unidad federal (Decreto 1/1991), mediante el uso de la frase “tales como”, establece la lista meramente ilustrativa de lo que puede ser clasificado como una instalación de apoyo.

Además, la lista presentada enumera categorías generalizadoras, a saber, puertos, aeropuertos, talleres de fabricación y mantenimiento, depósitos, oficinas y almacenes, sin establecer otros requisitos técnicos que los especifican, por ejemplo, una cantidad mínima de manejo o almacenamiento de cargas en el puerto o en un puerto o almacén específico, o de un nivel mínimo de actividades ejercidas en cierta oficina.

Además de esa indefinición normativa, no hay ley, manual u otro documento que establezca los criterios objetivos para efectos de calificación de estas instalaciones de apoyo, en complemento de la definición contenida en el decreto mencionado.

En cuanto a las instalaciones de carga y descarga, la definición contenida en el Decreto 1/1991 (art. 19, párrafo único) en cuanto presente, en principio, un mayor grado de objetividad, ya que hace un listado exhaustivo de las categorías, también no proporciona ningún parámetro técnico nuevo que fundamente el juicio procedido por la SPG.

Por lo tanto, los juicios formados por la Superintendencia respecto a la calificación de estas instalaciones para la enmarcación de un municipio como beneficiario de los *royalties* implica un cierto grado de discrecionalidad, sobre todo en los casos de instalaciones de apoyo. Como resultado, puede haber una falta de uniformidad en la aplicación práctica de los criterios establecidos y en la formación de juicio técnico por los auditores.

Cabe señalar también que aunque las enmarcaciones de los municipios como beneficiarios de los *royalties* se basen en la existencia y el funcionamiento de instalaciones industriales o de soporte o de carga y descarga, ellas no tienen fecha de caducidad o cualquier limitación de tiempo.

Por lo tanto, conociendo los procesos de fiscalización para fines de enmarcación inicial de los municipios, la SPG realiza de oficio el monitoreo o la revisión periódica, con el objetivo de controlar el mantenimiento de las condiciones que llevaron a la caracterización de instalaciones industriales o de apoyo y de carga y descarga y, por tanto, fundamentar las enmarcaciones procedidas.

Específicamente con respecto a la vigilancia de las instalaciones de carga y descarga, se verifican, además, los volúmenes manejados, ya que un tramo de la distribución de los *royalties* resulta proporcionalmente de ese movimiento.

Tales acciones de vigilancia comenzaron a llevarse a cabo de manera sistemática por la SPG a partir de 2010, en ciclos con duración aproximada de dos años cada uno, según se aclara por los administradores durante las entrevistas.

Para el año 2011, la SPG realizó la revisión de todas las enmarcaciones de los municipios en el área de producción principal por tener instalaciones industriales o de apoyo de explotación y producción de petróleo y gas natural. En la actualidad, se ha puesto en práctica el segundo ciclo de revisión periódica de estas instalaciones correspondiente al bienio 2012-2013.

Con respecto a las instalaciones de carga y descarga, los ciclos de revisión periódica realizados por la SPG incluyen principalmente las instalaciones acuáticas, de acuerdo a la información proporcionada durante las entrevistas. Las plantas terrestres, a su vez, son auditadas debido a algún evento externo relevante, como la puesta en marcha de una nueva planta productiva.

La justificación presentada por la SPG es, por una parte, el elevado número de instalaciones de carga y descarga, que asciende a más de 560 unidades, y en el otro, la mayor relevancia de instalaciones acuáticas. De hecho, los datos proporcionados por la Superintendencia en el Memorando 355/SPG/2013 (parte 25) indican que las plantas acuáticas, aunque representen menos del 10% de la cantidad total de las instalaciones, fueron responsables de mover más del 84% del promedio diario manejado en 2012.

Sin embargo, a pesar de la puesta en práctica por la SPG de ciclos de revisión periódica de las instalaciones industriales o de apoyo y de carga y descarga, lo que denota la seriedad en sus actividades, estos procedimientos no se implementan formalmente.

No existe, por tanto, regulación u otro documento que establezca los lineamientos y regule la planificación de estas acciones de seguimiento, los criterios de selección de las instalaciones y la frecuencia de estas inspecciones, teniendo en cuenta factores tales como la pertinencia, importancia relativa y el riesgo, y en vista de la necesidad de crear expectativas de control entre todos los agentes auditados.

Esta falta de regulación interna puede implicar el riesgo de discontinuidad de esta acción, que se considera una buena práctica de control.

Específicamente con respecto a las instalaciones de carga y descarga, también puede crearse baja expectativa de control entre los operadores de las plantas terrestres. Además, la falta de criterios objetivos para la

selección de las instalaciones puede causar dificultades prácticas a las actividades de la Superintendencia debido al cambio introducido por la Ley 12.734/2012, que incluyó en la lista de plantas de carga y descarga los puntos de suministro de gas natural a los concesionarios, que hasta el momento no se consideraban para fines de enmarcación. Esta inclusión ha añadido más de un centenar de unidades para el universo de establecimientos registrados.

Debido a estas consideraciones, el informe preliminar (parte 37) se consideró conveniente y oportuno recomendar al MME, el CNPE y la ANP que tomen las medidas necesarias para establecer criterios objetivos para la calificación de las instalaciones de apoyo a la explotación y producción de petróleo y gas natural con fines de enmarcación de los municipios del área de producción principal, además del Decreto Legislativo 1/1991.

Por otra parte, también de manera preliminar, se consideró oportuno recomendar que la ANP formalizase en documento legislativo o de otro tipo, el establecimiento de directrices y normas para la planificación y la puesta en práctica de las actividades de monitoreo de las instalaciones industriales y de apoyo y de carga y descarga, para fines de enmarcación de los municipios como beneficiarios de los *royalties*, definiendo los criterios de selección y periodicidad del proceso.

Estas medidas estaban destinadas a mejorar el proceso de fiscalización realizado por la SPG con respecto a estas instalaciones y la garantía de una mayor expectativa de control entre los agentes regulados.

En la etapa de los comentarios de los gerentes, la SPG pesó (parte 45, p. 4) que, en relación con el establecimiento de criterios para la calificación de las instalaciones industriales y de apoyo y de carga y descarga, a los efectos de la enmarcación de los municipios, el MME debe enviar a la Presidencia de la República una solicitud de revisión del Decreto 1/1991, ya que el CNPE no es responsable de reglamentar el tema, entendimiento compartido por este equipo de auditoría. La ANP podría, en este caso, preparar una propuesta de revisión y sugerir al Ministerio las medidas apropiadas.

Específicamente con respecto a las instalaciones de carga y descarga, la Ley 12.734/2012, cuya vigencia está suspendida provisionalmente por la Corte Suprema de Justicia, asignó a la ANP el poder de definir la forma y el criterio de distribución de los *royalties* de los municipios

afectados por estas operaciones. Por lo tanto, la ANP podría regular el problema directamente a través de una resolución.

Debe hacerse hincapié en que la Ley 9.478/1997 (art. 49, inciso I, letra c e inciso II, letra d) ya asignaba a la ANP tales poderes, habiendo el asunto sido regulado por la Ordenanza ANP 29/2001, que, sin embargo, no entró en el mérito del establecimiento los criterios objetivos para la clasificación de las instalaciones de carga y descarga.

La SPG también argumentó que el momento adecuado para realizar dicha revisión regulatoria sería el de la efectiva entrada en vigor de la Ley 12.734/2012. Eso es porque la ley implicará la necesidad de regulación de los distintos asuntos, incluyendo la clasificación adecuada de estas instalaciones.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, se decidió cambiar el encaminamiento propuesto contenido en el informe preliminar. Por lo tanto, se considera oportuno y conveniente **recomendar**:

- a. al MME que adopte las medidas necesarias para establecer criterios objetivos para la clasificación de las instalaciones industriales y de apoyo a la explotación y producción de petróleo y gas natural con fines de enmarcación de los municipios en el área de producción principal, además del Decreto 1 / 1991;
- b. a la ANP que adopte las medidas necesarias para establecer criterios objetivos para la calificación de las instalaciones de carga y descarga con el fin de enmarcar los municipios como beneficiarios, en cumplimiento de la Ley 9.478/1997 y la Ley 12.734/2012.

En cuanto a las acciones de control de las instalaciones industriales y de apoyo y de carga y descarga, a los efectos de la enmarcación de los municipios como beneficiarios de los *royalties*, **se mantiene la recomendación de que la ANP formalice en documento legal u otro tipo de documento, el establecimiento de directrices y reglamentos para la planificación y la puesta en marcha de estas acciones, definiendo criterios de selección y periodicidad del proceso.**

En consecuencia, la SPG ya ha expresado su asentimiento al encaminamiento, a la Junta Directiva de la ANP, de una propuesta de Ordenanza que regule en el ámbito interno de la ANP/SPG el

establecimiento de directrices y reglamentos para la planificación y puesta en marcha de estas acciones.

3.2.1.6 Uso de hojas de cálculo para el manejo de la información

Por último, teniendo en vista todo el macro-proceso de control del cálculo, pago y distribución de *royalties* y las cuotas especiales realizado por la SPG, se observa que se desarrolla en los diferentes procesos e implica la manipulación de grandes volúmenes de datos e información.

Sin embargo, se encontró que, por regla general, sus procedimientos de trabajo implican el uso de hojas de trabajo en formato “.xls”, que se rellenan manualmente, tanto para el registro como para el tratamiento de los datos y la información obtenida de diversas fuentes.

Una de las causas identificadas es que según aclaraciones proporcionadas por los administradores, el SIGEP, sistema informático utilizado actualmente por la Superintendencia en sus procesos de trabajo, tiene funciones limitadas. De hecho, el sistema sirve básicamente para cargar algunos documentos y el envío parcial de la información por parte de los concesionarios.

Además, se puede señalar el lento desarrollo de un sistema informático específico con todas las funciones que permiten no sólo el registro, sino también el tratamiento automatizado de los datos y la información utilizados por la SPG en sus procesos, como los datos sobre la medición de producción, los volúmenes manejados en las instalaciones de carga y descarga y los precios de referencia determinados a partir de las facturas de venta de petróleo.

Por tanto, esta situación implica un cierto grado de vulnerabilidad y más propensión a los errores en la puesta en marcha del proceso de trabajo de control del cálculo, del pago y de la distribución de los *royalties* y las cuotas especiales, en particular debido a su complejidad.

Así, a partir de lo anterior, **se recomienda que la ANP adopte las medidas necesarias para el desarrollo y la implementación final de un sistema computarizado con funciones que permiten el registro y el tratamiento automático de los datos y la información necesaria para el control del cálculo, del pago y de la distribución de los *royalties* y las cuotas especiales.**

Con esta recomendación, se espera un aumento en la capacidad de control de la ANP, en particular, una mayor eficiencia en el proceso relacionado con el cálculo del precio de referencia y de los *royalties*, de los volúmenes manejados en las instalaciones de carga y descarga y el cálculo de los valores por distribuir a los beneficiarios respecto a las cuotas gubernamentales.

Además, el uso de un sistema computarizado para apoyar el control del cálculo, del pago y de la distribución hecho por la SPG permite a la Superintendencia optimizar la asignación de los servidores en los procesos que contribuyen a incrementar la eficacia de sus inspecciones.

Durante de la fase de comentarios por parte de los gerentes, la SPG informó (parte 45, p. 5), que ya está en fase de desarrollo por el Núcleo de Informática (NIN) un sistema computarizado que reemplazará a las hojas de trabajo que se utilizan actualmente por la Superintendencia en sus procesos de control.

Este sistema se divide en tres fases, a saber: a) mecanismo para el cálculo de los *royalties*; b) desarrollo de pantallas para el seguimiento del cálculo; y c) herramientas para validar los cálculos. Según la planificación desarrollada, se espera su conclusión hasta el final de 2014.

Por otra parte, se está produciendo un sistema computarizado para el cálculo y la distribución de las cuotas especiales, que ya se está utilizando en paralelo con las hojas de trabajo. Sin embargo, este sistema necesita de ajustes y debe revisarse a la luz de las modificaciones introducidas por las Leyes 12.734/2012 y 12.858/2013 en los criterios de distribución de las cuotas gubernamentales. Se prevé, sin embargo, de que esta revisión se hará después de la conclusión del sistema de cálculo de los *royalties*.

3.3 Sobre la transparencia en el cálculo y distribución de los *royalties*

3.3.1 Datos e informaciones relativos a la distribución a los municipios beneficiarios de los *royalties* por pagar en función de la producción de petróleo y gas natural están disponibles para los ciudadanos de manera transparente y accesible, que requiere sólo mejoras marginales a fin de facilitar su utilización por los distintos tipos de usuarios

La transparencia en la administración pública no sólo asume que los actos administrativos tengan la debida publicidad, sino también que la información proporcionada por el administrador público sean de fácil intelección, en el sentido de que los actores sean capaces de entender sus decisiones y, por lo tanto, ejercer sus controles.

En este entorno técnico, esta tarea se vuelve más difícil, debido a la necesidad de traducir la información compleja en algo que se pueda entender, permitiendo de esta manera el seguimiento más eficaz de las decisiones, lo que, por regla general, es la realidad de la mayoría de las agencias reguladoras. De hecho, lo que se quiere responder es si una persona normal sería capaz de entender y reproducir las cuentas implicadas en el cálculo y la distribución de los *royalties*, y así evaluar la cantidad de recursos asignados a un municipio en particular.

Mientras tanto, basado en el análisis de la legislación actual sobre los *royalties*, de algunos procesos de trabajo de la Superintendencia de Cuotas Gubernamentales (SPG), en los manuales del sitio web de la Agencia y el panel de referencia ocurrido el 03/10/2013, se identificó la necesidad de que la Agencia deba mejorar la disponibilidad en su sitio web de datos e información compatibles con la calificación de las distintas partes interesadas para alcanzar los requisitos de transparencia mencionados.

En cuanto a la legislación sobre los *royalties*, es necesario señalar algunos puntos que hacen referencia a los criterios de generación y distribución de ingresos. De acuerdo con la definición del art. 11 del Decreto 2.705/98, dicho pago corresponde a una compensación económica a pagar por los concesionarios de explotación y producción de petróleo o gas natural, se paga mensualmente a los beneficiarios apropiados, de acuerdo con la ley, e incluye la apropiación por la sociedad, la renta de una actividad económica de carácter no renovable y agotable.

En pocas palabras, en relación con las alícuotas y los criterios de distribución, se encuentran actualmente en vigor dos leyes, a saber: la Ley 7.990/1989 y la Ley 9.478/1998. La primera concierne a la distribución de los *royalties* hasta unos 5% de la producción, mientras que la segunda, a la distribución por encima de esta producción, limitada a 5% más, señalando que también hay diferencias en la distribución por si el campo es terrestre o marítimo, según el Cuadro 2 del Anexo A.

Las principales dificultades identificadas en la operacionalización de los criterios de distribución se hallan, básicamente, en los tramos asignados a los municipios. Como puede verse en el Cuadro 2, hay una cantidad considerable de posibles enmarcaciones para los municipios, cuyas calificaciones no siempre son fáciles de aplicar, lo que ha causado su análisis más profundizada posterior por el equipo de auditoría.

El cálculo de los *royalties* se realiza con: a) la producción mensual de petróleo y gas natural por pozo (tramo de 5%) y por campo (la parte por encima del 5%); b) los precios de referencia del petróleo y del gas natural, según Decreto 2.705/98; y c) el volumen manejado en las instalaciones de carga y descarga, información que subsidia los cálculos de distribución.

Con el fin de hacer más transparente el papel de la Agencia respecto a los mecanismos de recaudación y cálculos para propósitos de distribución, y en respuesta a las recomendaciones del Tribunal de Justicia (Sentencia 2317/2010 TCU – Plenaria), en materia de auditoría de conformidad (TC 009.792/2009-5), en 2010, la ANP hizo público en su sitio web el Manual de Procedimientos sobre *Royalties* (parte 33), con el objetivo de describir las actividades por fases de control, cálculo y distribución de los *royalties* ejercidas por la SPG.

La evaluación del Manual hecha por el equipo de auditoría es que es adecuado para los fines de racionalizar la legislación sobre los *royalties*, la cual está segmentada y difícil de entender para su puesta en funcionamiento. Contiene la historia con las definiciones útiles y diagramas de flujo sobre los principales procesos de la Superintendencia en relación con el cálculo y la distribución de los *royalties*, que son válidos para los detalles de todas las actividades involucradas, incluyendo a los poderes del Instituto Brasileño de Geografía y Estadística (IBGE) y de la Secretaría del Tesoro Nacional (STN), envueltos en cuestiones de calificación de los municipios y de distribución financiera de recursos, respectivamente.

El análisis manual se completa, sin embargo, confrontándolo con los datos disponibles en el sitio web de la Agencia.

La ANP publica mensualmente en su sitio web documentos sobre el cálculo y la distribución de *royalties*, con un desfase de dos meses, que corresponden a las siguientes hojas de trabajo con sus descripciones (Cuadro 1):

Cuadro 1: Hojas de cálculo disponibles en el sitio electrónico de la ANP para el control del cálculo y la distribución de *royalties*

Archivo / Hoja	Descripción
Afetados_mês_ano.pdf	Municipios afectados por operaciones de carga y descarga de petróleo y gas natural en las instalaciones marítimas.
Confrontação_mês_ano.pdf	Porcentuales medios de comparación de los campos productores correspondientes a sus respectivos municipios limítrofes.
Decisões Judiciais_mês_ano.pdf	Municipios enmarcados como beneficiarios de <i>royalties</i> de instalación en función de sentencia judicial.
Motivo_Enquadramento_mês_ano.pdf	Los tramos de los <i>royalties</i> distribuidos a los municipios, por Unidad Federal, y su enmarcación en la legislación para fines de su distribución.
Movimentação_mês_ano.pdf	Manejo de petróleo y gas natural, de procedencia nacional, terrestre y marítima, en instalaciones de carga y descarga.
Producao_campos_mar_mês_ano.pdf	Producción mensual de petróleo y gas natural de los campos marítimos y los valores de <i>royalties</i> correspondientes.
Produção_campos_terra_mês_ano.pdf	Producción mensual de petróleo y gas natural de los campos terrestres y los valores de <i>royalties</i> correspondientes.
Produção_poços_terra_mês_ano.pdf	Producción mensual de petróleo y gas natural de los pozos terrestres, por Estado Federal.
Rateio_mês_ano.pdf;	Coefficiente individual de cuotas de cada Municipio, determinado sobre la base de la respectiva población o la de sus distritos, según el Decreto nº 01/1991. La población de los municipios se basa en el Censo de 2010, de acuerdo a lo informado por el IBGE a través de carta con referencia DGC nº 059/2011.
Relatorio de acertos_mês_ano.pdf	Ajustes realizados en la distribución de los <i>royalties</i> .

Fuente: Elaboración propia.

El análisis más detallado de las hojas ha puesto de relieve las dificultades del cálculo de los recursos disponibles a los municipios. A la luz de los diversos matices presentes, se encontró que la reproducción de los cálculos realizados por la SPG requiere una formación previa de la persona interesada, debido principalmente a que la operacionalización de la legislación de los *royalties* no es simple, como es, por ejemplo, el caso de la distribución para los Estados y el Distrito Federal, ya que el criterio es único y no requiere habilidades especiales, como las utilizadas en los municipios cuando se garantiza que puedan ser del área de producción primaria o que tengan instalaciones de apoyo o industriales o de carga y descarga, entre otros (ver Cuadro 2, Anexo A).

Otras dificultades se refieren a las hojas de trabajo disponibles en formato PDF, que no permiten manipular los archivos, y a la condición de que los municipios no son la referencia para el uso de las hojas de trabajo.

Debe señalarse que no importa al concesionario la forma de procesar la distribución de los *royalties*, la alícuota de pago se establece en el contrato de concesión y de ello se deriva la recaudación por campo de toda la producción de petróleo y gas natural. Vale recordar que, según la legislación vigente, resumidamente, la alícuota mínima de *royalties* es 5%, y la máxima 10%, para fines de recaudación por parte del concesionario.

El panel de referencia llevado a cabo el 03/10/2013 en las instalaciones de SecexEstataisRJ, contó con la presencia de esta Secretaría y de técnicos de la SPG. El debate que se desarrolló contribuyó a la definición de los usuarios de la información proporcionada por la Agencia. A pesar de la dificultad de reproducir los cálculos, se demostró que las principales partes interesadas en los nuevos cálculos son los gobiernos municipales, y los que tienen la estructura más grande ya tienen funcionarios que son capaces de realizar dicho control.

Por otra parte, se le informó al equipo de auditoría que la SPG se propone promover cursos con los municipios en el cálculo de la distribución de los *royalties*. Además, cuando surgen dudas acerca de las posibles discrepancias que se producen sobre todo cuando hay una disminución de los valores, la Superintendencia deberá hacer la aclaración correspondiente.

En consecuencia, con respecto a la transparencia, vemos que el interesado en la reproducción de los cálculos de distribución debe estar habilitado para hacerlo. Sin embargo, lo que se puede concluir es que el Manual debería presentar al menos un paso a paso sobre cómo se realizan las operaciones.

En relación con el control social, es evidente que las personas interesadas en conocer los fondos recibidos por los municipios pueden encontrar estos valores en la hoja de trabajo “Motivo_Enquadramento_mês_ano.pdf”, que recoge los ingresos derivados de cada criterio de distribución, quedando sólo lo que se le da mejor indicación sobre su contenido e importancia.

Por lo tanto, por estas razones, se recomienda que la ANP:

- a. perfeccione el Manual de Procedimientos sobre *royalties* para presentar, sobre la base de las hojas de trabajo disponibles en el sitio electrónico de la Agencia, un paso a paso de cómo calcular los

tramos correspondientes de los *royalties* por pagar a los municipios beneficiados;

- b. ponga un énfasis en el sitio web de la Agencia, en la hoja de trabajo que muestra las cantidades distribuidas a cada municipio beneficiado.

Por último, se pone de relieve que la legislación acerca de los *royalties* que se examina se refiere a la existente con anterioridad a la promulgación de la Ley 12.734/2012, que cambió las reglas de distribución entre los miembros de la Federación a través de modificaciones en la Ley 9.478/97, teniendo en cuenta que dichos cambios se suspenden de manera efectiva debido a una orden judicial emitida en marzo de 2013, por la Ministra del STF Carmen Lúcia, debido a la apelación del Gobernador del Estado de Río de Janeiro (ADI 4.917/2013).

Se destaca que este hecho no suprime las comprobaciones efectuadas sobre la transparencia en el cálculo y la distribución de los *royalties*. Se estima que, sea cual sea el resultado del juicio de esa acción, las normas existentes en la legislación cuestionada también ofrecen complejidad similar al que ahora prevalece, y no se pierde, por lo tanto, el objeto de las recomendaciones destinadas a hacer el seguimiento de la distribución de los *royalties* más fácil de realizar por las partes interesadas pertinentes.

4. CONCLUSIÓN

La recaudación de las cuotas gubernamentales por la producción de petróleo y gas natural en Brasil se inició con la creación de Petrobras a mediados del siglo XX. Desde entonces, tras la evolución del sector relacionado con la industria de estos hidrocarburos en el país, hubo cambios significativos con respecto a los tipos de cuotas gubernamentales a pagar por los concesionarios y otras empresas productoras y los criterios de prorrateo de estos ingresos públicos entre la Unión y las demás entidades federales.

En la actualidad, los *royalties* y las cuotas especiales representan, en términos de relevancia y materialidad, las dos principales cuotas gubernamentales relacionadas con la producción de petróleo y gas natural. En 2012, el monto total pagado por los concesionarios para estas cuotas supera treinta mil millones de dólares. Este valor deberá ser superior a sesenta mil millones de dólares en 2022, según lo estimado por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), tomando en cuenta el aumento en la producción de hidrocarburos, en especial la explotación del polígono pre-sal.

La entidad ANP establecida por la Ley 9.478/1997 es responsable de la regulación y fiscalización de las actividades relacionadas con la industria del petróleo y gas natural, incluyendo el control sobre el cálculo, el pago y la distribución de las cuotas gubernamentales.

En este sentido, la Superintendencia de Cuotas Gubernamentales (SPG), unidad regimentalmente responsable de este control, realiza diversos procesos de trabajo para apoyar el desempeño de esta actividad, a saber: auditoría de los precios de referencia y de las deducciones de las cuotas especiales, fiscalización de la calidad del petróleo y de las instalaciones industriales y de apoyo con el fin de enmarcar los municipios en el área de producción principal y fiscalización de las instalaciones de carga y descarga.

En general, se puede concluir que el control sobre el cálculo, el pago y la distribución de las cuotas gubernamentales tiene los requisitos previos necesarios para asegurar razonablemente la confiabilidad, integridad y oportunidad de los valores correspondientes. Algunos de sus procedimientos de fiscalización, sin embargo, se pueden mejorar para dar mayor eficacia a este control.

En cuanto a las auditorías de las deducciones de las cuotas especiales, se encontró que el criterio utilizado por la SPG para la selección de artículos se limita a un período de dos trimestres consecutivos, no cubriendo el análisis del comportamiento de los artículos a lo largo del tiempo. Por otra parte, se constató que el procedimiento de auditoría se basa en el análisis documental y de información declarativa, sin emplear otras técnicas, como inspecciones *in loco* y circularizaciones. También se observó que no existe todavía un procedimiento específico para el análisis de las declaraciones correspondientes al primer trimestre de cálculo, teniendo en cuenta que este será el primer parámetro que se utilizará en las investigaciones posteriores.

En cuanto a los procesos de fiscalización de instalaciones industriales y de apoyo y de carga y descarga, se encontró que existe una inexactitud técnica sobre la definición presentada por el Decreto 1/1991 acerca de la calificación de estas instalaciones, lo que lleva a la SPG a usar especialmente el principio de razonabilidad al formar su juicio técnico sobre esta clasificación y, por tanto, de la enmarcación de los municipios como beneficiarios de los *royalties*.

En relación con estos procesos, la SPG realiza acciones de monitoreo en ciclos, durante los cuales se han fiscalizado todos los procesos de enmarcación de los municipios en el área de producción principal y todas

las instalaciones de carga y descarga acuáticas. Se entiende que esta acción constituye una buena práctica de control, sin embargo, se halló que no hay ningún documento que regula estas actividades de monitoreo, estableciendo directrices para su planificación y puesta en marcha.

Además, se encontró que los principales procedimientos de trabajo y las actividades se llevan a cabo por la SPG a través de la manipulación de hojas de trabajo electrónicas, lo que puede comprometer la eficiencia y proporcionar un cierto nivel de vulnerabilidad a todo el proceso.

Específicamente con respecto a la divulgación de los datos y la información sobre la distribución de *royalties* a los municipios beneficiarios, cabe señalar que dicha diseminación se produce de una manera transparente y accesible en el sitio web de la Agencia, pero necesita una interfaz más amigable para permitir la replicación de estos datos por un tercero externo al proceso.

En cuanto a la medición de la producción de petróleo y gas natural, se deduce a partir de esta auditoría y la realizada bajo el TC 010.147/2012-8 que, en general, el proceso emprendido por la ANP cuenta con las condiciones necesarias para garantizar razonablemente la integridad y fiabilidad de los volúmenes producidos.

Específicamente en relación a los procesos de control de la medición de la producción, cuyo análisis se ha centrado en las fiscalizaciones *in loco* (inspecciones) de los sistemas de medición, hubo algunas situaciones procesales, tales como la falta de emisión puntual de informes o el tratamiento inadecuado de los casos de incumplimiento, lo que puede comprometer la eficacia, la eficiencia y la efectividad de estas acciones.

Además, se encontró que las autorizaciones emitidas por la ANP en el uso de sistemas de medición por los concesionarios carecen de formalización adecuada.

Por último, se destaca que los encaminamientos propuestos de este informe se basan en conclusiones de la auditoría y tienen por objeto mejorar la capacidad de control de la ANP sobre la medición de la producción de petróleo y de gas natural, el cálculo, el pago y la distribución de las cuotas gubernamentales por pagar en función de esta producción y aumentar la transparencia en la diseminación de los datos y la información relacionados con estas actividades. En este sentido, los beneficios del control se clasifican como la mejora en la economía,

eficiencia, eficacia o efectividad de la agencia o entidad de gobierno de acuerdo con la Ordenanza Segecex 10 del 30/03/2012.

5. ENCAMINAMIENTO PROPUESTO

Teniendo en cuenta lo anterior, se someten a los autos a la consideración superior, para su transmisión a la Oficina del Ministro Jorge José, Relator del proceso, con las siguientes propuestas:

- a. De acuerdo con el art. 70, inciso IX de la CF/1988, el art. 43, inciso I de la Ley 8.443/1992 y el art. 250, inciso II del Reglamento de TCU, determinar que la ANP, en lo que respecta a los procesos de fiscalización *in loco* de los sistemas de medición:
 - a.1 envíe al TCU, dentro de los 180 días, el plan de acción que involucra la metodología y los objetivos para la corrección de irregularidades encontradas, tales como (3.1.1):
 - a.1.1 inspecciones sin informes;
 - a.1.2 informes de inspección preparados tras más de un año de la realización de la fiscalización
 - a.1.3 procesos con incumplimiento grave sin cambios durante más de un año;
 - a.1.4 casos pendientes de cierre;
 - a.1.5 respuestas de concesionarios sin análisis durante más de un año;
 - a.2 establezca, dentro de los 180 días, una forma apropiada para la práctica de actos de autorización del uso de sistemas de medición de la producción de petróleo y gas natural para fines tributarios y de apropiación, incluyendo la prueba a largo plazo, así como que se validen los actos practicados a través de cartas, según los requisitos mínimos exigidos en el § 1º del art. 22 de la Ley 9.784/1999 (punto 3.1.2).
- b. De acuerdo con el art. 70, inciso IX de la CF/1988, en el art. 43, inciso I de la Ley 8.443/1992 y el art. 250, inciso III del Reglamento del TCU, recomendar que la ANP, en relación con el control sobre el cálculo, el pago y la distribución de cuotas gubernamentales (punto 3.2.1):
 - b.1 establezca otros procedimientos, además de los establecidos en el Manual de Actividades – cálculo, distribución y auditoría de las cuotas especiales, para la auditoría de las

deducciones de las cuotas especiales que permiten conocer la estructura contable de los concesionarios y confirmar la información declarada por ellos;

- b.2** establezca criterios para el análisis de las declaraciones del cálculo de las cuotas especiales que consideren intervalo temporal superior a dos períodos-base consecutivos;
- b.3** defina un procedimiento específico de análisis para el cálculo de las cuotas especiales correspondiente al primer trimestre de contribución;
- b.4** tome las medidas necesarias para establecer criterios objetivos para la calificación de las instalaciones de carga y descarga con el fin de enmarcar los municipios como beneficiarios, de acuerdo a las Leyes 9.478/1997 y 12.734/2012;
- b.5** formalice en documento legal o de otro tipo, el establecimiento de directrices y reglamentos para la planificación y la puesta en marcha de estas acciones, definiendo criterios de selección y periodicidad de la realización;
- b.6** adopte las medidas necesarias para el desarrollo y la aplicación final de un sistema computarizado con funciones que permiten el registro y tratamiento automático de los datos y la información necesaria para controlar el cálculo, el pago y la distribución de los *royalties* y las cuotas especiales.

c. De acuerdo con el art. 70, inciso IX de la CF/1988, el art. 43, inciso I de la Ley 8.443/1992, y el art. 250, inciso III del Reglamento del TCU, recomendar al MME para que, en lo que respecta a la enmarcación de los municipios en el área de producción principal para fines de los *royalties*, tome las medidas necesarias para establecer criterios objetivos para la calificación de las instalaciones industriales y de apoyo a la explotación y producción de petróleo y gas natural.

d. Sobre la base del art. 70, inciso IX de la CF/1988, el art. 43, inciso I de la Ley 8.443/1992, y el art. 250, inciso III del Reglamento del TCU, recomendar a la ANP que, respecto a la disseminación oficial de la información sobre la distribución de *royalties* a los municipios beneficiarios:

- d.1** perfeccione el Manual de Procedimientos sobre *royalties* para presentar, sobre la base de las hojas de trabajo disponibles en el sitio web de la Agencia, el paso a paso de cómo calcular los tramos correspondientes de las *royalties* por pagar a los municipios beneficiados;

- d.2** ponga un énfasis en el sitio web de la Agencia en la hoja de trabajo que muestra las cantidades distribuidas a cada municipio beneficiado.
- e.** Enviar copia de la sentencia que será adoptada por la Corte, así como el informe y el voto que la sustentan, y el texto completo de este informe, a los siguientes destinatarios:
 - e.1** Ministro de Estado de Minas y Energía;
 - e.2** Directora-General de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles;
 - e.3** Ministra-Jefe de la Casa Civil de la Presidencia de la República;
 - e.4** Presidente del Comité de Minas y Energía de la Cámara de Diputados;
 - e.5** Presidente del Comité de Servicios de Infraestructura del Senado Federal;
 - e.6** Presidente del Comité de Fiscalización Financiera y Control de la Cámara de Diputados;
 - e.7** Presidente del Comité del Medio Ambiente, Defensa del Consumidor y Fiscalización y Control del Senado Federal;
 - e.8** Ministro de Estado Jefe de Contraloría General de la Unión.
- f.** Archivar los presentes autos, sobre la base del art. 169, inciso V, del Reglamento del TCU.

Notas do capítulo 2

- 1 El régimen de producción compartida se estableció por la Ley 12.351/2010, que dispuso sobre la explotación y producción de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos fluidos en las áreas pre-sal y zonas estratégicas. En los acuerdos de reparto de producción, en caso de descubrimiento comercial, hay, además de los *royalties* por pagar y pagos por el contratista, una división entre este y la Unión de una parte de la producción de hidrocarburos, llamado exceso de óleo.
- 2 Para realizar este estudio, se ha contratado un consultor externo con fondos financiados por GTZ, de los términos de referencia preparados por el TCU. A continuación, la contratista EnerRio celebró, con la cooperación de las EFS implicadas y bajo la coordinación de la Corte, una evaluación del marco institucional y del modelo de explotación y producción de hidrocarburos en ocho países – Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, México, Perú y Venezuela.

AUDITORÍA 3

**INFORME DE AUDITORIA DE RENDIMIENTO
SOBRE LA INTEGRIDAD, LA FIDEDIGNIDAD
Y LA TRANSPARENCIA DE LOS PROCESOS
DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS Y DE CÁLCULO Y PAGO DE
LAS PARTICIPACIONES GUBERNAMENTALES
CORRESPONDIENTES EN COLOMBIA**

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA DA COLOMBIA







1. INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivos y Alcance

Evaluar la fiscalización que es llevada a cabo por parte de los diversos actores, especialmente por los operadores del campo y que es reportada a los entes gubernamentales como la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y al Ministerio de Minas y Energía.

Evaluar las condiciones normativas, institucionales y operacionales en que actúan los órganos y entidades gubernamentales, en relación al control de la medición de la producción de petróleo y gas natural y al control del cálculo y del pago de las participaciones gubernamentales correspondientes, identificando problemas y oportunidades de mejorías, así como buenas prácticas que contribuyan al perfeccionamiento de su gestión.

Unidades analizadas: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Ecopetrol S.A., Ministerio de Minas y Energía, Compañías Operadoras, Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Departamento Nacional de Planeación.

1.2 Criterios

Los criterios a usar en esta auditoría corresponden a las normas (Código de Petróleos, Leyes, Decretos y Resoluciones) emitidos por la autoridad competente (Ministerio de Minas y Energía, ANH); especialmente se utiliza la Ley 756 de 2003 donde se establece el procedimiento de cálculo de precio base de liquidación ya Ley 1530 que organiza el Sistema General de Regalías.

También se considerará el ejercicio de las buenas prácticas de la industria petrolera, que corresponden principalmente a la aplicación de las normas técnicas como las emitidas por el API (American Petroleum Institute) y similares. Dado que la medición es un proceso estándar y de amplio conocimiento entre los actores que operan los campos en Colombia, se espera que todos cumplan a cabalidad con dichas normas.

1.3 Metodología

La metodología utilizada para analizar las cuestiones de auditoría contempló entrevistar gestores involucrados, especialistas, consultar o solicitar normas, manuales y otros documentos que reglamentan el proceso de control de la medición de la producción. Consultar sistema(s) utilizado(s) por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) en el control de la medición de la producción. Visitar varios campos petroleros y observar los procesos de fiscalización incluyendo: Inspección física de la documentación asociada al sistema de medición; Inspección del laboratorio, tanques de almacenamiento; Procedimientos de medición estática; Entrevistas con el personal encargado de la operación; Análisis de información de balances; Verificación del cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales; Directrices corporativas; Procedimientos e instructivos de operación y mantenimiento. Consultar o solicitar normas, manuales y otros documentos que reglamentan el control del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales debidas en función de la explotación y producción de hidrocarburos. Consultar las fuentes de informaciones y eventuales sistemas utilizados por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) en el control del cálculo y del pago de las participaciones gubernamentales. Consultar o solicitar normas y otros documentos que reglamentan la divulgación oficial de los datos y informaciones referentes al control de la medición de la producción y del cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes. Consultar sitios electrónicos y otros documentos utilizados para la divulgación oficial de los datos y informaciones relacionados a esas actividades.

2. VISIÓN GENERAL

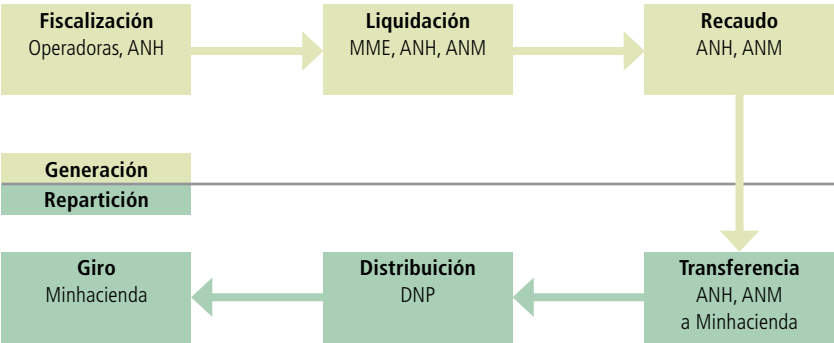
En la explotación de recursos minerales en Colombia se aplica una regalía del tipo “Royalty de base ad valorem”¹, la cual se establece como un porcentaje del producto bruto en boca de pozo para el caso de hidrocarburos.

La participación de las entidades territoriales en las regalías que pagan los explotadores de recursos naturales no renovables de propiedad del Estado, es de orden constitucional, y es en la actualidad una importante fuente de recursos para que los gobiernos territoriales fortalezcan su autonomía y puedan financiar, en parte, sus planes de desarrollo social y económico.

Estas regalías pueden ser entendidas como un ciclo en el cual ocurren 2 grandes procesos diferenciados: su generación y su repartición. En el primero, el hecho generador es específicamente la explotación o extracción del recurso no renovable, las generadas por hidrocarburos se recaudan normalmente en especie (un 97% en especie según la ANH) y las de los demás minerales que se recaudan normalmente en dinero lo que conlleva a una configuración diferenciada entre ambos rubros y a la dificultad o facilidad para su respectivo control en esta parte del ciclo. El segundo gran proceso es el de la Repartición y consiste en llevar esos ingresos generados por regalías, a sus destinatarios finales (ver Figura 1.)

El proceso de la Generación es el que importa para esta Auditoría y comprende 3 subprocesos, de acuerdo al Título III de la Ley 1530 de 2012: Fiscalización que está a cargo del Ministerio de Minas y Energía (MME) aunque es una actividad que está en proceso de ser delegada directamente a la ANH y a la ANM, y consiste en la determinación efectiva de los volúmenes producidos; la Liquidación y el Recaudo también están a cargo de estos tres entes, la primera hace referencia a calcular de los volúmenes fiscalizados, el valor correspondiente de la regalía, teniendo en cuenta el porcentaje aplicable de regalía, el volumen de producción y el precio base de liquidación. Finalmente, el recaudo consiste en la recepción de la regalía por parte de la ANH o la ANM.

Figura 7: Ciclo de las Regalías



Fuente: CGR con datos de Departamento Nacional de Planeación y Ley 1530 de 2012

Las regalías que se generan por la explotación de hidrocarburos son fiscalizadas por las empresas operadoras aunque vigiladas por la ANH, también son liquidadas y pagadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Históricamente los ingresos por regalías han tenido gran importancia en los presupuestos de ingresos de las entidades territoriales beneficiadas, y el monto de los mismos depende, básicamente, de dos variables: la producción del recurso natural explotado (petróleo, gas, carbón, etc.) y el precio en boca de pozo o en boca de mina de dicho recurso. Por lo anterior, tanto el precio como la producción, han sido fuentes de debate por parte de las entidades territoriales, principales beneficiarios de los recursos de regalías.

Es así que continuamente, utilizando los canales disponibles, publicaciones, debates, foros, se expresa la inconformidad por los controles que realizan el Ministerio de Minas y Energía, ANH y, por supuesto también, la Contraloría General de la República, para garantizar que los reportes oficiales, correspondan realmente a la producción real de los recursos naturales.

2.1 Breve Resumen Normativo De Las Regalías

Con el Decreto 2310 de 1974, que dio nacimiento al contrato de asociación se estableció una regalía mínima del 20% del producto bruto, el cual fue ratificado por la Ley 141 de 1994. Entre 1999 y 2000 se expidieron las Leyes 508 del 29 de julio de 1999 y 619 de 2000, declaradas inconstitucionales por vicios de trámite, las cuales modificaron la Ley 141 de 1994, y establecían un régimen de regalías variables entre 5% y el 25% del valor de la producción en boca de pozo de acuerdo con la producción del campo. Algunos campos en Colombia operan con esta normatividad.

Con la expedición de la Ley 756 el 23 de julio de 2002, se modificaron los porcentajes de regalías variables en un valor entre el 8% al 25% de acuerdo con el monto de la producción del campo. Adicionalmente, según la legislación, no paga de regalías el gas natural que se consume en la operación de los campos o que se re-inyecta a los yacimientos, además, la Ley 756 estableció descuentos para la explotación de gas, para la explotación de hidrocarburos en los contratos de producción incremental y para la producción de crudos pesados².

Finalmente con la Ley 1530 se reordena todo el tema, creando un Sistema General de Regalías que comprende los procesos desde la Generación hasta la Repartición y que fueron expuestos más atrás.



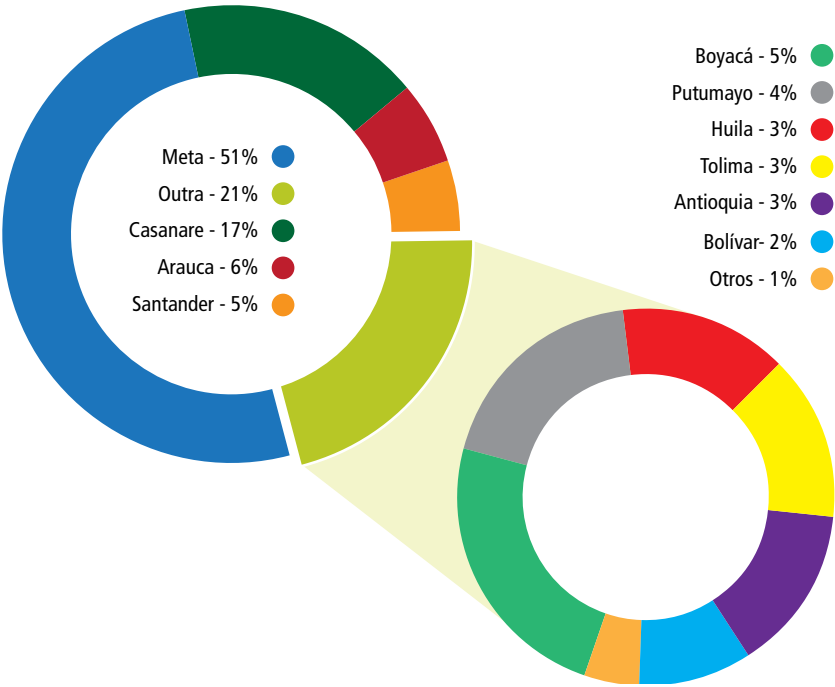
2.2 La Regalías en el sector Hidrocarburos y su importancia.

En el caso de los hidrocarburos (petróleo líquido y gas), el proceso de Generación de la Regalía implica la extracción del recurso³, es por esto que se deben pagar regalías desde el primer barril y no desde la declaración de comercialidad del campo o desde el inicio de la fase de explotación del Contrato Petrolero. Actualmente, se producen en el país en promedio 1008 miles de barriles diarios de petróleo (kbpd) y 1093 Millones de pies cúbicos diarios de gas (Mpcd) cuya Fiscalización se aprecia en la Tabla 1.

En total hay 359 campos en producción en el país, la mayoría localizados en el Casanare (135), seguido por Meta (54 campos) y Santander (36 campos). Aunque se tienen amplios rangos de producción, desde 210 kbpd en Rubiales (Meta) hasta 1 kbpd en Las Quinchas (Santander), el promedio de producción por campo es de 2.8 kbpd, es decir, la mayor parte de campos del país pueden considerarse pequeños y por eso de los 359 campos, 8 producen el 50% y los otros 351 el restante 50% del petróleo (ver Gráfico 3)

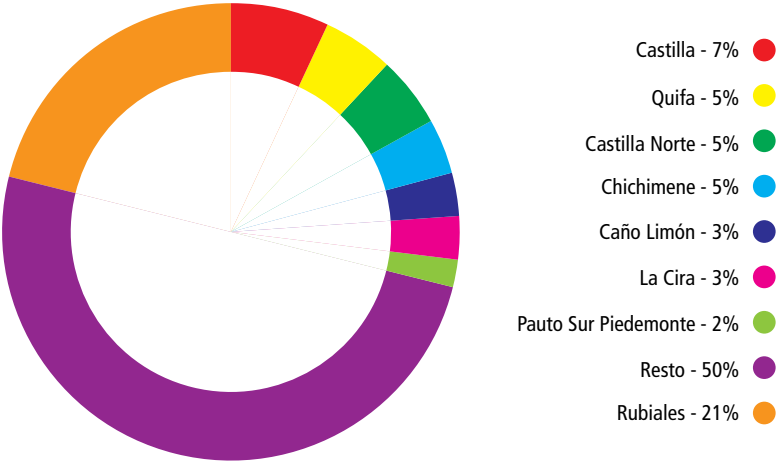
Tabla 5: Producción Fiscalizada Promedio de Crudo (Barriles Diarios)

DEPARTAMENTO	PROMEDIO
Meta	518291
Casanare	170377
Arauca	60545
Santander	54364
Boyacá	44882
Putumayo	44373
Huila	34653
Tolima	28522
Antioquia	25430
Bolívar	15378
Cesar	4502
Norte de Santander	3011
N.D.*	2079
Cundinamarca	897
Cauca	893
Nariño	370
Vichada	172
Sucre	29
TOTAL	1008767



Fuente: MinMinas *N.D. corresponde a 3 campos aun no clasificados por departamento.

Gráfico 3: Porcentaje de producción de crudo por campo



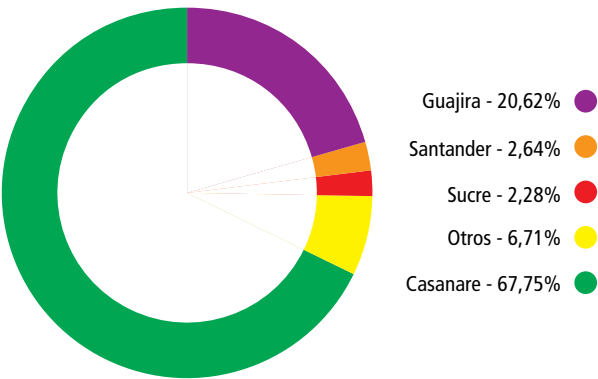
Fuente: MME

Lo anterior implica dificultades en términos de fiscalización pues la dispersión de los campos pequeños hace más difícil el control a su producción y por ende a la liquidación de la regalía. En cuanto al gas, la producción de este está concentrada en los departamentos de Casanare y La Guajira (ver Tabla 2).



Tabla 6: Producción Fiscalizada de Gas (Mpcd)

DEPARTAMENTO	PROMEDIO
Casanare	1824.16
Guajira	555.1
Santander	71.04
Sucre	61.33
N.D.	36.12
Huila	23.99
Meta	21.77
Tolima	21.57
Putumayo	18.54
Córdoba	14.44
Boyacá	12.59
Bolívar	9.16
Cesar	6.63
Norte de Santander	4.17
Arauca	3.7
Cundinamarca	3.08
Antioquia	2.67
Nariño	2.3
Cauca	0.01
TOTAL	2692.38



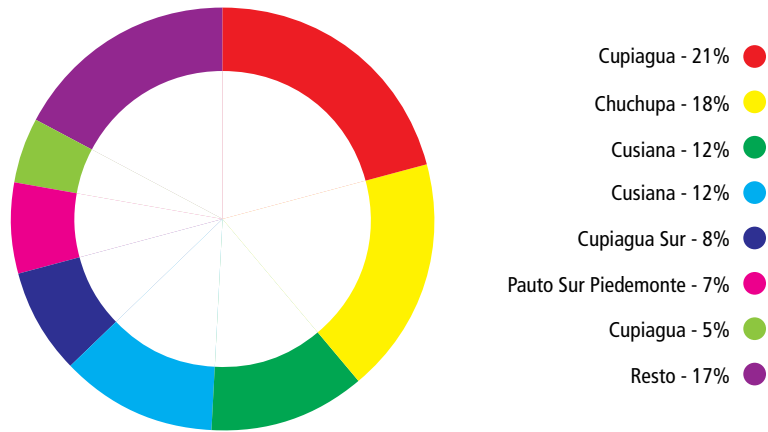
Fuente: MinMinas

Sin embargo, de esa producción, un 45% es reinyectada, el 5.4% transformada, el 5.1% consumida en campo y un 3.5% quemada, enviada

a planta o usada en gas lift, por lo que la producción que se entrega a los gasoductos representa el 40.6% de la total, es decir 1093 Mpcd.

De un total de 256 campos productores de gas, la mayoría se encuentran en Casanare (80 campos), seguido de Santander (28) y Huila (24); el promedio por campo en el país es de 13 Mpcd aunque hay grandes variaciones en el territorio nacional (ver Gráfico 4)

Gráfico 4: Porcentaje de producción de gas por campo.

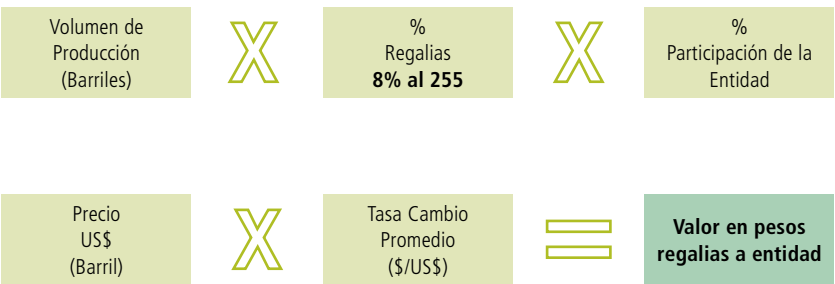


Fuente: MME. Cusiana se divide en Río Chitamera y Cusiana Norte, cada uno con 12%.

Para la Liquidación de la regalía, la equivalencia que existe entre los hidrocarburos líquidos y los gaseosos⁴ hace que del 100% de las generadas por hidrocarburos, el crudo responda por el 92.03% de las regalías y el gas por el 7.97% restante. La Liquidación es resultado de multiplicar 5 factores (ver Figura 4.):

Figura 8: Valor de las Regalías

El valor de las regalías se determina multiplicando cinco factores



Fuente: CGR con datos de MinMinas y ANH.

1. La producción fiscalizada corresponde al promedio mensual diario que produce un campo conformado por N cantidad de pozos, la cual es reportada a la ANH. con sus respectivas correcciones.
2. El precio base de liquidación, definido en el Artículo 15 de la Ley 1530 y cuyo cálculo corresponde a la ANH. Básicamente depende del precio de comercialización de los hidrocarburos (si es exportado, o entregado a refinerías) y se le descuentan los costos respectivos para conocer el precio en boca de pozo, que es el lugar por Ley donde se liquida la regalía, por lo tanto hay un precio base de liquidación para cada campo en Colombia. Lo anterior significa que la relación entre precios internacionales del petróleo y la liquidación de regalías es directa y por lo tanto las variaciones en el crudo de referencia (WTI o BRENT) en los mercados, impactarán el recaudo esperado.
3. El porcentaje de regalía, definido en el Artículo 16 de la Ley 756 de 2002 y está en función de la magnitud de la producción, de manera escalonada y varía entre el 8% y el 25%; aunque como se vio arriba, dado que la mayoría de campos en Colombia son pequeños la regalía tenderá a estar más hacia el 8% que hacia el 25%⁵;
4. La participación de la entidad (en el caso de las Asignaciones Directas)
5. La Tasa Representativa de Cambio, normalmente se usa un promedio.

El Recaudo del proceso de liquidación es la recepción en sí de la Regalía y lo realiza la ANH, bien sea en especie o en dinero, aunque en la realidad se tiene un contrato con Ecopetrol para la recolección física de la misma. Si el pago es en especie hay una metodología para garantizar que ese hidrocarburo sea monetizado y que si se generan recursos entre la determinación del precio base y la posterior comercialización a diferente precio, estos (conocidos como Márgen de Comercialización) se distribuyan así: 50% a la bolsa única del SGR y el otro 50% al Gobierno Nacional (Artículo 16 de la Ley 1530).

La Transferencia hace parte del proceso de Repartición, sin embargo en este paso aún es posible identificar el origen (si es crudo o gas o minerales). Consiste básicamente en girar los recursos obtenidos en el Recaudo por la ANH, a la Cuenta Única del Sistema General de Regalías que establece la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda (Artículo 17 de la Ley 1530).

Aunque la Fiscalización se hace a diario, los cortes de esta, la Liquidación y el Recaudo se hacen mensuales. Las Transferencias también se hacen mensuales pero aproximadamente un mes y medio después de realizado el Recaudo. Como no es posible garantizar un sistema sin errores⁶, cada trimestre se hacen revisiones y ajustes a los conceptos de Recaudo y Transferencias. En la Tabla 3 se puede apreciar un ejemplo de este proceso.

Tabla 7: Regalías por Explotación de Hidrocarburos
(miles de millones de pesos)

Periodo de Liquidación	Fecha transfer S.G.R.	Recaudo Crudo	Recaudo Gas	Transferencia S.G.R
enero 2012	20/3/12	682	56	737
febrero 2012	10/4/12	577	51	628
marzo 2012	17/5/12	641	56	697
Ajuste I Trim y Abril 2012	26/6/12	862	67	929
mayo 2012	24/7/12	713	56	769
junio 2012	21/8/12	684	55	739
Ajuste II Trim y Julio 2012	27/9/12	485	58	543
agosto 2012	17/10/12	644	55	699
septiembre 2012	14/11/12	637	52	689
Ajuste III Trim y Octubre 2012	14/12/12	638	54	691
noviembre 2012 (1)	27/12/12	648	16	664
SUBTOTAL TRANSFERENCIAS 2012		7.211	576	7.788
noviembre 2012	11/1/13		35	35
diciembre 2012	14/2/13	671	55	726
Ajuste I y IV trim 2012	19/3/13	18	7	26
Provisional Enero 2013 (2)	19/3/13	677	51	729
Provisional Febrero 2013 (3)	16/4/13	611	48	658
Provisional Marzo 2013 (4)	14/5/13	691	50	741
Provisional Abril 2013 y Ajuste I trim 2013 (5)	18/6/13	401	68	468
SUBTOTAL TRANSFERENCIAS 2013		3.069	315	3.384
Total Recaudado y Transferido al S.G.R.		10.281	891	11.171

Fuente: ANH

3. CONTROL A LA MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

La medición de los volúmenes de producción es un ejercicio que se hace a diario y lo hacen todas las operadoras del país para establecer sus niveles de inventarios y de producción, de manera tal que pueden saber cómo se está comportando el campo, tomar las acciones de mejora que haya lugar, poder reportar a sus oficinas principales lo producido del día y para pagar las obligaciones contractuales que haya a lugar.

Por todo lo anterior es importante que el control a la medición sea la piedra angular de la fiscalización petrolera y a donde deben ser dirigidos los esfuerzos para su exactitud. La pregunta que se definió en el proceso auditor para este tema fue: ¿El control de la medición de la producción de hidrocarburos realizado por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s) poseen los elementos necesarios para garantizar, razonablemente, si los volúmenes producidos son íntegros y fidedignos?

A continuación se presentan los diferentes hallazgos relacionados con la misma y al final de cada uno una recomendación y/o determinación al respecto⁷.

3.1 Prima la medición estática sobre otras posibles formas de medición.

La correcta medición de los volúmenes de producción es el principal factor para determinar la integridad y fidedignidad los pagos de regalías y las Participaciones por Precios Altos (PPA). En este sentido, el procedimiento de medición debe ser el más exacto posible dado que los efectos acumulativos⁸ de cualquier error en este punto pueden acarrear importantes pérdidas económicas para las regiones (vía regalías) o para los mismos operadores y asociados.

La CGR hizo una visita aleatoria a varios campos petroleros del país y se ha evidenciado la utilización de la Medición Estática como la fuente primaria de los datos de producción. Según la propia ANH, este tipo de medición se usa en el 97% de los campos petroleros del país.

La Medición Estática en tanques es un procedimiento aceptado por la industria petrolera; sin embargo, fuentes académicas consultadas por la CGR⁹, de consultoría(OLACEFS; GIZ, 2013) y visitas técnicas de esta auditoría a instalaciones en otros países (Brasil y Escocia) permiten plantear que este tipo de medición es considerada como una de las menos exactas, pues además de depender de la correcta calibración tanto de tanques, como de cintas y termómetros; requiere también de la aplicación de un procedimiento manual, y por tanto propenso a error humano.

Como causas, se identifica una legislación antigua y que no ha sido enfocada a la actualización en las técnicas de medición y el hecho de que es el método menos costoso y al alcance de campos pequeños; Ni MinMinas ni ANH presentan lineamientos que exijan la implementación de mejores sistemas de medición de acuerdo a la economía de los campos productores, tema que se desarrollará más adelante.

La consecuencia de lo anterior se traduce en una implementación generalizada de mediciones y muestreos manuales, introduciendo como se comentó la posibilidad de frecuentes errores humanos. Por ejemplo es usual en los campos depender de las anotaciones manuales del personal que hace la medición, lo que se traduce en un aseguramiento débil del dato entre su generación (al medir en el tanque) hasta su incorporación en los sistemas de reportes y tampoco se cuenta con chequeos que permitan contrastar el dato.

Como un aspecto positivo se destaca que el personal de medición entrevistado durante la realización de esta auditoría (sin importar que operadora es) conoce a conciencia las prácticas, los estándares y teoría detrás de su función y estas son aplicadas de acuerdo a las guías y manuales técnicos.

En el caso de los contratos de asociación, es importante resaltar que la empresa operadora no realiza directamente ni la medición ni la custodia de los elementos de medición; esta es hecha por una empresa diferente lo que otorga cierto grado de independencia (ver 3.3).

A pesar de lo anterior, se concluye que aunque la Medición Estática en tanques sea aceptada y tenga sus manuales técnicos; mientras esta

práctica se siga utilizando la ANH o el MinMinas no podrán garantizar que el dato reportado sea totalmente fidedigno, principalmente porque no hay sistema de chequeo y balance para contrastar el dato por otra vía y por el posible riesgo de error humano.

Recomendaciones y Determinaciones: Un primer paso consiste en adicionar sistemas de medición alternativos, que puedan ser consultados en línea y que también generen reportes. La CGR comprobó que muchos campos del país usan la telemetría como soporte para sus mediciones, la ANH puede usarla también, no necesariamente como dato oficial pero sí para complementar el reporte diario.

Aunque como se afirmó anteriormente, la medición estática es aceptada por la industria, existen mejores prácticas que ayudan a asegurar la calidad de los datos que se recolectan, la medición estática es propensa al error humano. Un sistema de medición automático elimina este error o por lo menos lo limita.

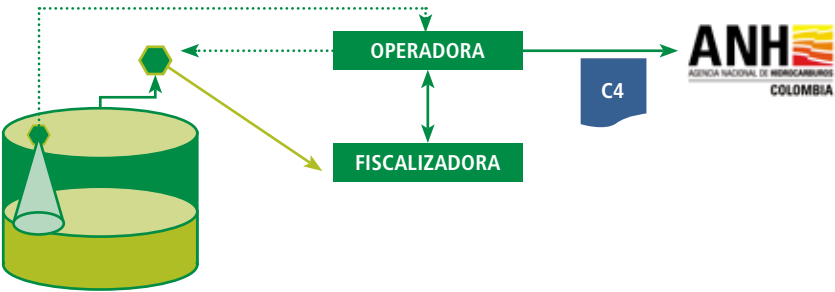
El beneficio esperado de tal implementación sería el aseguramiento de la calidad del dato de producción y por lo tanto de la razonabilidad, integridad y fidedignidad del dato.

3.2 La telemetría existente no puede ser observada en las agencias del gobierno involucradas

La CGR considera que poder observar los datos de producción a distancia permite establecer un punto de chequeo independiente al de reporte diario que se hace a la ANH. De los campos visitados se ha comprobado que sí se tiene implementada algún tipo de telemetría y sin embargo esta es usada para los procesos internos de las operadoras y no se aprovecha su potencial para aumentar la transparencia de las mediciones.

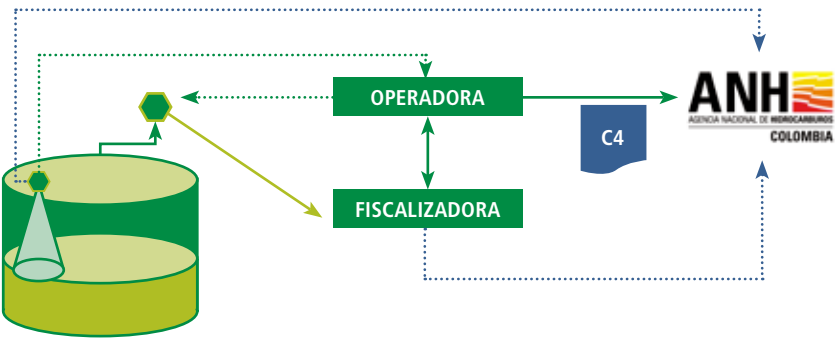
Como no hay exigencia de la ANH o MinMinas para este tipo de implementación, se desaprovecha esta oportunidad. La CGR entiende que, por ahora, la telemetría no puede constituirse en sustitución de la medición estática pues no está diseñada para fiscalizar; sin embargo sí puede usarse como indicativo de lo que debe esperarse en el reporte de medición fiscalizada.

Figura 9: Arreglo actual de actores de la fiscalización



En la Figura 5 se muestra que el tanque normalmente tiene dos posibles puntos de medición (en rojo), uno de telemetría y otro de medición estática como tal. El arreglo más común encontrado es la posibilidad que tiene la operadora de observar tanto la fiscalización estática como observar la telemetría (líneas punteadas rojas). A su vez cuando hay un tercero que hace la fiscalización, este puede observar los datos de telemetría y hacer la medición estática directamente (línea continua roja), pero solo se comunica con la operadora (línea verde). La ANH por su parte solo recibe el reporte C4 de la operadora, no tiene acceso a los datos del tercero que fiscaliza ni a los datos de telemetría.

Figura 10: Arreglo deseable



La consecuencia de esta falencia es la de no contar con un dato más independiente de los volúmenes fiscalizados por el personal a cargo. Una vez más se evidencia una falta de control y balances.

En la Figura 6 se presenta un arreglo deseable, donde el reporte de datos es redundante; la operadora continúa reportando oficialmente, pero ANH tiene acceso a datos de telemetría y de la empresa que hace

la fiscalización. Obviamente para esto se debe tener telemetría en los tanques de fiscalización y que esta esté calibrada dentro de los niveles de tolerancia especificados en las normas API.

Recomendaciones y Determinaciones: Implementar la consulta de telemetría en tiempo real para las agencias gubernamentales (ANH y/o MinMinas). Dejando en claro que aunque la medida oficial continúe siendo la aprobada por ANH, se puede usar el dato de telemetría como soporte o verificación de la integridad y fidedignidad del dato.

Como beneficio se espera mayor transparencia e independencia de los reportes que llegan de campo. Adicionalmente sirve como sistema de balance y chequeo y permite adicionalmente construir tendencias útiles (junto con reportes adicionales que serán recomendados más adelante) para la detección de problemas en reportes.

3.3 La fiscalización, cuando realizada por terceros, es pagada por la misma empresa operadora (productora).

La independencia de la empresa que realiza la fiscalización, en caso de que sea distinta a la operadora, debe garantizarse. En algunos campos visitados de asociación, se tiene bajo modalidad de contrato a un tercero encargado de la custodia de instrumentos y fiscalización. Aunque esta práctica en cierta medida garantiza mayor independencia en la medición y da un dato más robusto, el tercero que realiza la fiscalización no siempre es independiente de la operadora pues recibe su contrato directamente de esta. También se evidencia que cuando existe un tercero fiscalizador, éste no hace ningún reporte a la ANH y se entiende única y exclusivamente con la operadora.

Como causa principal se identifica que no hay legislación ni recomendaciones del ente regulador respecto a quién debe hacer propiamente la fiscalización; de hecho la fiscalización se trata como un asunto de autoliquidación y en muchos casos obra el principio de la “buena fe”.

Por lo anterior y como efectos se tiene que no hay un dato, de los volúmenes fiscalizados, completamente independiente de la operadora y esto genera una debilidad en el sistema, pues la ANH y por ende el país no pueden contrastar de manera permanente¹⁰ los datos generados.

Recomendaciones y Determinaciones: Aunque los manuales de medición y su correcta aplicación por parte de los que hacen la fiscalización garantiza, hasta cierto punto, la fiabilidad de los datos, la mejor práctica consiste en tener un tercero independiente que tome el dato volumétrico para provecho tanto de la Operadora como del Gobierno, tal y como ocurre por ejemplo en los contratos de asociación.

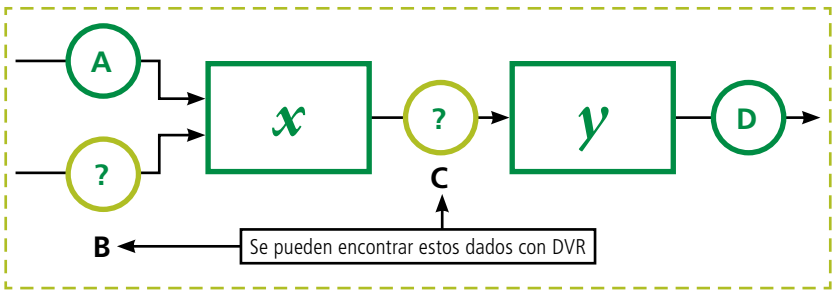
Implementar un esquema de fiscalización que sea independiente de la empresa operadora; esto se podría lograr bien sea haciendo que la función recaiga sobre un tercero pagado por el Gobierno ó directamente ejecutado por este. Dado que la Ley de Regalías 1530 contempla rubros para fiscalización, podría pensarse en el financiamiento con estos dineros. También se puede contemplar una cuota de fiscalización pagada por las partes interesadas, es decir la operadora y el gobierno.

Como beneficio se espera una mayor transparencia e independencia de los reportes que llegan de campo y sirve como sistema de balance y chequeo ya que recae la función en un tercero ajeno a los intereses de la operadora y a los intereses del gobierno.

3.4 Procedimientos de Conciliación no Estándares ni Holísticos

En la industria se maneja un concepto llamado Validación y Reconciliación de Datos (DVR *Data Validation and Reconciliation*), desarrollado en los años 60 como una técnica para cerrar los balances en los procesos de producción. Es una técnica usada para corregir errores aleatorios y asume que todos los errores sistémicos han sido hallados y eliminados. En otras palabras, permite encontrar el origen de inconsistencias en la medición, cuando han sido descartados errores de los equipos y procedimientos de medición.

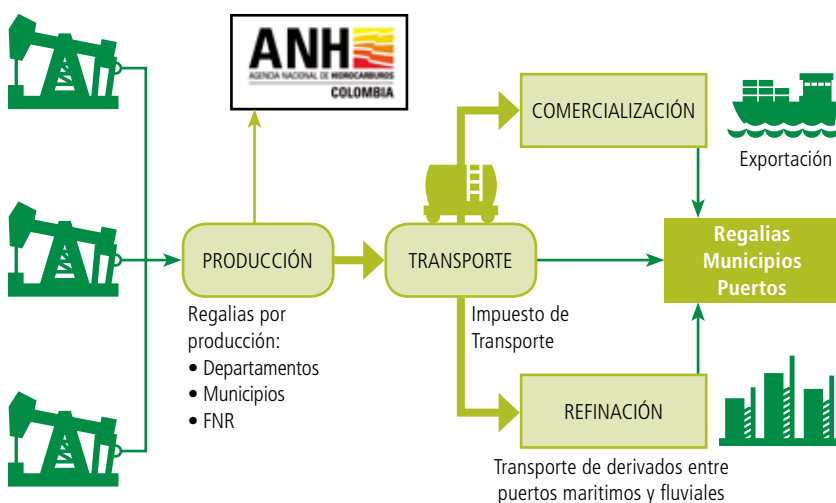
Figura 11: Sistema DVR



Esta técnica se basa en la descripción del sistema como una serie de variables de medición y ecuaciones y es aplicado a la fiscalización en países como Inglaterra. Tiene como beneficio el uso de los datos de todo el sistema de producción y transporte para establecer puntos de medición “virtual”. En la Figura 7 por ejemplo, si se conocen A y D se pueden hallar B y C.

En Colombia existen los procesos de conciliación de datos, pero lo usan las operadoras para su trabajo interno y no es compartido con ANH ni es en manera alguna estandarizado. La conciliación de datos de fiscalización debería seguir un procedimiento único sin importar qué empresa esté operando, ajustado como es natural a las mejores prácticas de la industria. La trazabilidad de cualquier cambio en el proceso de conciliación se dificulta si cada operador tiene un esquema diferente.

Figura 12: Configuración actual de los reportes de fiscalización.



En las visitas efectuadas por la CGR, algunos campos mostraron que tienen un procedimiento de conciliación entre empresa fiscalizadora y operadora; otros dejan la fiscalización en manos de un solo agente y concilian con datos de despachos y no con datos de medición. Hay procedimientos de conciliación, pero a nivel de transferencia de custodia, no a nivel de regalías.

Un punto importante que se rescata es que en tales procesos suele usarse puntos adicionales de control, en otras palabras, se evidencia que si existen puntos alternativos para construir un sistema robusto con puntos de control y balance. De hecho, Ecopetrol S.A. mostró que

tiene un sistema DVR bastante robusto en el cual usa no solo datos del campo, sino que cruza esta información con otras instancias del negocio como transporte o refinación e incluso con el área contable.

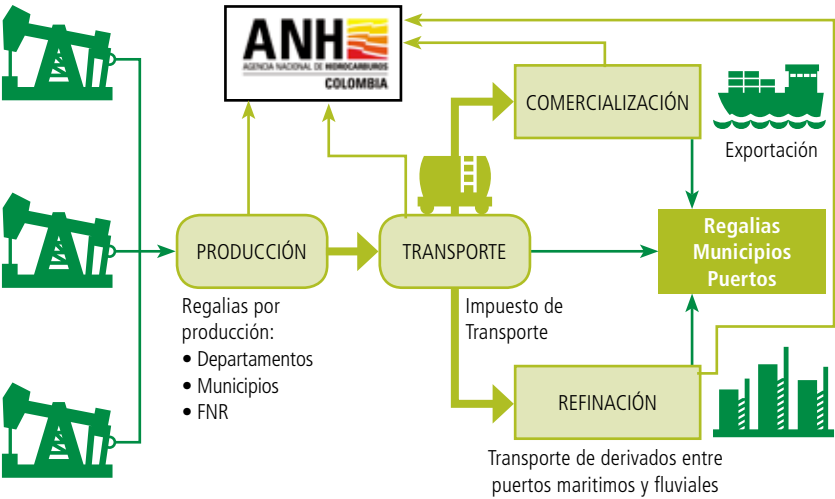
La causa más evidente para esta situación es que cada empresa tiene su propio sistema de conciliación de datos y al parecer no ha surgido la necesidad de tener un estándar en la materia ni de compartir información por fuera de cada unidad de negocio, como se muestra en la Figura 8.

Cada unidad productora (campo) reporta a la ANH, pero no hay cruce de información entre unidades o con otras instancias como oleoductos o puertos. No hay redundancia en las mediciones ni puntos “virtuales” de medición.

Con información de entradas y salidas de oleoductos, puertos y refinerías entre otros, la ANH está en capacidad de hacer un balance que permita revisar anomalías en la fiscalización pues añade redundancia a las mediciones (ver Figura 9).

La consecuencia se refleja en que al no estar estandarizado el proceso de conciliación, las auditorías que se hacen a los procesos de fiscalización se ven en la necesidad de adaptarse a cada sistema, cuando este debería ser similar en cada campo y apoyarse en datos adicionales.

Figura 13: Configuración deseable



Recomendaciones y Determinaciones: Un sistema estandarizado de conciliaciones que permita homogeneizar los informes y por lo tanto se recomienda que la ANH inste a las operadoras a adoptar un estándar en los procedimientos de conciliación, tanto para la fiscalización como para los despachos de inventarios.

El beneficio esperado es preparar el terreno para que ANH tenga acceso a información fuera del control de las operadoras y con esto ejercer mejor control sobre los datos que estas entregan; esta es una pieza clave en la integración de un sistema de auditoría de fiscalización para todo el país, porque se garantiza que todos los campos generen el mismo tipo de reporte y se facilite el seguimiento a conciliaciones.

3.5 Visitas de MME y ANH tipo *Checklist*

La integridad y fidedignidad de los datos de fiscalización, de acuerdo a la teoría analizada sobre el tema, descansa en 3 pilares:

- Administración de las facilidades de medición: Hace referencia a manejo y mantenimiento de los equipos de medición, especialmente la calibración, la planeación de la misma, los planes de mantenimiento con base en el riesgo y la especificación de los equipos *vis a vis* con las condiciones de operación.
- Aseguramiento del Dato: Implica analizar de dónde viene el dato, cómo se transmite, cómo se custodia, el aseguramiento de calidad de las prácticas efectuadas por el que mide, los datos de laboratorio, la forma como se totaliza a diario, el mecanismo usado, los reportes diarios, el mismo entendimiento que de los procedimientos y del sistema de reporte tengan los funcionarios encargados y el manejo de errores de medición.
- Sistema de controles y contrapesos: Manejo de datos de cierres y aperturas de inventarios, **balances de masa y volúmen**, factores de reconciliación y datos de laboratorio.

La CGR en sus visitas y entrevistas a diversos campos y sus equipos de fiscalización encontró que ANH y MME suelen hacer visitas de tipo *checklist*. Al hacer visitas así, solamente están alimentando el primer pilar y parte del segundo. La CGR no encontró que se use el tercero, es decir, el de controles y contrapesos y especialmente los balances.

La causa de esta situación es la de entender al sistema de fiscalización como un tema que depende solamente de la calibración de equipo y la ejecución de las buenas prácticas; aunque esto es verdad, solo es una parte de la calidad de los datos, deben incorporarse más datos que apliquen redundancia al sistema y sean de difícil control por parte de operadoras.

Como consecuencia, se tiene un desaprovechamiento de reportes que se pueden utilizar como controles y contrapesos y que las visitas de la CGR muestran que están disponibles, que son usados para procesos internos y que sirven para robustecer la integridad y fidedignidad del dato.

La CGR encontró que Ecopetrol es un buen ejemplo de la aplicación efectiva de los 3 pilares, hace los mismos controles que le harían ANH y MinMinas a sus operaciones pero va más allá con el IGSM (Índice de Gestión a los Sistemas de Medición). Hace cierres volumétricos en sus negocios de producción, de transporte y de compras en refinería o puertos de exportación y hace conciliaciones volumétricas de datos que permite hallar discrepancias y posibles errores de medición. Es un sistema redundante que, desafortunadamente, solo se aplica en los negocios de ECP y no se extiende al resto del país.

Recomendaciones y Determinaciones: Implementar para todo el país un sistema como el que tiene Ecopetrol para conciliar y auditar sus volúmenes de producción. Aprovechar el know how que tiene la petrolera Colombiana para dicha implementación.

Con lo anterior se espera como beneficio la obtención de datos robustos, íntegros y fidedignos además de facilitar el rastreo de problemas y un mayor control por parte de las autoridades.

3.6 Muestreos Manuales

Los muestreos manuales requieren personal altamente capacitado, tienen menor grado de certeza y son menos apropiados para cálculos fiscales, pues son un punto en el tiempo y no representan el estado continuo de producción natural a la industria petrolera.

En todas las visitas realizadas por la CGR y por la naturaleza misma de la fiscalización estática, las muestras fueron tomadas manualmente. Estos muestreos son apropiados para el control de producción y para la

ingeniería de operaciones pero no son tan exactos para efectos fiscales donde la homogeneidad del petróleo es un tema clave.

Figura 14: Muestreo Automático en visita de CGR a Angra Dos Reis.



Fuente: Petrobras.

Se detecta como causa la relación costo/beneficio del muestreo manual y especialmente los campos pequeños no tienen suficiente justificación para implementar un sistema automático que es costoso. El efecto inmediato es que puede estar perdiéndose dinero por muestras sub-representadas (menores API que los de crudo homogeneizado).

La mejor práctica es el muestreo automático, como se observó en Brasil donde casi todo el país tiene implementado este tipo de muestreo (ver Figura 10) pero si esto no es posible, con un sistema estandarizado de conciliación en las transferencias de custodia que también sea reportado a las agencias gubernamentales ANH o MinMinas puede suplirse este problema.

Recomendaciones y Determinaciones: Implementar las mejores prácticas posibles. No se considera que afecte enormemente las liquidaciones de regalías o de precios altos, pero la sub-valoración de calidad del crudo por culpa del muestreo tiene sin duda un efecto acumulativo que en la vida del campo (promedio 28 años) puede representar un capital importante.

Como beneficios se esperan sistemas confiables que disminuyen el riesgo de petróleo sub-representado (menor calidad de la que realmente tiene).

3.7 Medición Volumétrica

La medición de la producción puede hacerse de varias maneras. De las disponibles para los fluidos la más sencilla consiste en medir el volumen. También se puede hacer medición en masa y medición de densidad. De las anteriores, la de masa es ideal pues no necesita correcciones por temperatura o presión y permanece constante sin importar las condiciones del campo.

Prácticamente todos los campos en Colombia usan medición de volumen, que es la menos exacta de las descritas porque varía principalmente con la temperatura. No solo varía el líquido, también se expanden y contraen los materiales que lo contienen y los medidores que se utilizan. Naturalmente hay procedimientos de corrección, pero esto tiene como efecto aumentar los niveles de incertidumbre de la medida.

Se detecta que la principal causa de esta situación es la de negociar históricamente los hidrocarburos en barriles, de ahí que sea natural escoger medidores de tipo volumétrico. Por otra parte la medición volumétrica es más barata y sencilla que la de masa. Medir de manera volumétrica aún hace parte de las buenas prácticas de la industria pero implementar medidores de masa mejora la exactitud del sistema.

Recomendaciones y Determinaciones: Implementar los mejores medidores posibles en los campos cuya economía permita hacerlo. En entrevista de la CGR con representantes del Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido (DECC), que es la autoridad gubernamental en el tema de fiscalización allá y respecto a la elección de los sistemas de fiscalización, se encontró que tienen allí un principio rector que puede trasladarse a las operaciones colombianas dada su universalidad¹¹:

“La solución óptima de medición es aquella en la cual la necesidad de mantener una baja incertidumbre se equilibra con la economía del campo. DECC siempre buscará alcanzar tal balance en interés de fomentar el desarrollo de las reservas de hidrocarburos que quedan en el Reino Unido” (traducción libre)

En pocas palabras, el sistema de medición implementado se corresponde con la economía del campo. Si es grande, se usarán métodos más exactos como las medidas en masa y muestreos automáticos. Si es pequeño se tolera la medición volumétrica estática y los muestreos manuales.

En este orden de ideas Colombia puede beneficiarse al tener una filosofía de esta naturaleza, que es consecuente y lógica para la obtención de datos más robustos, íntegros y fidedignos, disminuyendo los niveles de error e incertidumbre de los procesos actuales.

3.8 No se conoce la incertidumbre agregada de la fiscalización en Colombia

Cada medidor tiene una incertidumbre calculada; aunque se eliminen todas las fuentes de error siempre queda una incertidumbre residual. Como se exponía en el punto 3.4, ni ANH ni MinMinas consideran la posibilidad de hacer un DVR para estimar errores aleatorios y conocer esta incertidumbre residual.

La causa más probable es que no se considera importante ni necesario hacerlo. Sin embargo no es posible determinar el grado de certeza de los datos agregados de la producción en Colombia y sin esto, hacer un diagnóstico del sistema completo de fiscalización del país no es viable. Esto tiene efectos en el control y la generación de los recursos; incertidumbre en estimaciones pueden representar importantes cantidades de dinero que se está perdiendo (o ganando) por tener bajo control de la incertidumbre en los niveles de producción. Tener un sistema de control estadístico a la producción de petróleo en el país es la buena práctica y ya se hace a nivel de Ecopetrol.

Recomendaciones y Determinaciones: Implementar el sistema que tiene Ecopetrol se justifica para todo el país o analizar la posible implementación de uno parecido, pero que reporte a la ANH quién es el garante de la correcta generación de datos de fiscalización del país.

4. CONTROL DEL CÁLCULO Y PAGO DE PARTICIPACIONES GUBERNAMENTALES

Con los datos volumétricos de fiscalización, se puede proceder a hacer el cálculo y el pago de las participaciones de los distintos entes beneficiados por regalías. Este es un proceso que ocurre en la ANH y, básicamente, corresponde a un software

Para abordar este tema se hizo la siguiente pregunta de auditoría: ¿El control del cálculo y del pago de las participaciones gubernamentales resultantes de la explotación y de la producción de hidrocarburos, por la(s) entidad(es) fiscalizadora(s), posee los elementos necesarios para garantizar, razonablemente, que los valores correspondientes son íntegros, fidedignos y oportunos?

4.1 La fórmula utilizada para calcular el precio base de liquidación es incorrecta

El artículo 15 de la Ley 1530 define que el precio base de liquidación de regalías y compensaciones será señalado por la ANH y deberán deducir¹² los costos pertinentes de manera tal que se obtenga el precio en boca de pozo. Uno de ellos es el Costo de Trasiego. Es evidente entonces que los Costos de Trasiego se deben restar y no sumar para obtener el Valor de la Regalía en Boca de Pozo.

A pesar de esto, la formulación técnica del Precio Base de Liquidación que aparece en el Decreto 545 de 1989 contiene el error de sumarlos. No se comete el mismo error en la Resolución 82104 de 1994; sin embargo en un estudio previo de la CGR se concluyó que el cálculo se hace correctamente a pesar del error de la norma.

Figura 15: Fórmula como aparece en el Decreto 545 de 1989

$$PR = PR1 + [FC1 * \frac{V1}{V1 + V2}(CT1 + CTr)] + [PR2 * \frac{V2}{V1 + V2}(CT2 + CTr^2)]$$

Aunque no se considera que haya efectos directos pues el software de cálculo al parecer si está correcto; al estar mal en la legislación puede ser objeto de alguna acción legal en detrimento del Estado.

Recomendaciones y Determinaciones: Las fórmulas que aparezcan en Actos Legislativos (Leyes, Decretos, Resoluciones) deben ser probadas antes de su promulgación y así evitar posibles conflictos y demandas. En este sentido se recomienda que ANH o MinMinas reexpidan la fórmula, ojalá a nivel de Decreto. Como beneficios se espera blindar el cálculo gracias a la jerarquía de la norma y su consecuente publicidad.

4.2 Demoras en el empalme MinMinas y ANH

Las resoluciones 180877 de junio de 2012 y 91601 de octubre de 2012 otorgaron a la ANH las funciones de fiscalización que correspondían a MinMinas. Según comunicación propia de la ANH, han ocurrido demoras para asumir la función y esto redundó en falta de certeza sobre roles y el poder auditar el sistema correctamente y completamente y una posible pérdida de know-how de los procesos.

Como causas se encuentra que ANH no estaba preparada para asumir el rol de MinMinas aunque sí es cierto que se van a ampliar y mejorar los sistemas y su personal pero esto requiere tiempo. Como efectos se esperan retrasos en las liquidaciones, dudas sobre los datos arrojados porque aunque el sistema es informático aún depende de la gestión humana; y reducción de visitas a instalaciones petroleras, acumulando trabajo que deberá ser evacuado eventualmente por la ANH, con los costos consiguientes.

Un sistema que pueda migrar a otra entidad sin ocasionar traumas es la mejor práctica implementable. Tanto el personal como bases de datos y software deben estar plenamente identificados con sus funciones y manuales de operación. Esto se justifica también porque no se puede prever si esas funciones regresen a MinMinas o se trasladen a otro ente en el futuro.

Recomendaciones y Determinaciones: Implementar lo antes posible el 100% del funcionamiento de la planta de fiscalización de ANH. Además debe comprobarse que se tengan los manuales apropiados en caso de cambios en el personal.

Como beneficio se espera contar con una infraestructura que no sea susceptible a cambios o traslado de funciones. La CGR espera poder hacer una auditoría integral que incluya los sistemas de cálculo y entrevistas al personal que se encargará de la fiscalización en 2014.

5. DIVULGACIÓN TRANSPARENTE ACCESIBLE Y AMIGABLE

Actualmente existen varias iniciativas sobre la transparencia, lo cual es importante porque le permite a la ciudadanía apropiarse del control a los recursos. Es por eso que las EFS consideran vital que la información relacionada con el ciclo de generación de regalías y participaciones gubernamentales esté al alcance del ciudadano promedio y que tales datos no solo sean accesibles sino que puedan ser trabajados, para que se pueda independientemente reproducir cualquier cálculo sobre el que se tenga dudas.

Adicionalmente, para el caso colombiano, la Ley 1530 en su Artículo 71¹³ habla de la publicidad y transparencia, la cual debe estar garantizada y la CGR considera que parte de la información que debe ser pública y transparente es precisamente la de fiscalización pues de allí salen los recursos que alimentan el presupuesto del SGR y las asignaciones directas.

Para resolver este tema, la pregunta de auditoría definida fue: ¿Los datos y informaciones relativos a la medición de la producción de hidrocarburos y al cálculo y pago de las participaciones gubernamentales correspondientes son divulgados, oficialmente, de forma transparente, accesible y amigable, para permitir su replicabilidad por una tercera parte, externa al proceso?

5.1 La información de producción y pago de regalías no es completamente pública

Toda la información involucrada en el cálculo y pago de las participaciones gubernamentales debe ser de carácter público (ver Figura 4). Tanto los datos de producción que llegan a ANH como el porcentaje de Regalías, la respectiva participación del ente o fondo, el precio base de liquidación específico y la tasa representativa deben ser de fácil consulta por la ciudadanía.

En el portal de la ANH solo se puede acceder a los pagos ya monetizados que corresponden a cada ente territorial, los datos están en PDF (no se pueden manipular) y no hay forma de conocer cómo se hizo el cálculo.

Como causa se determina que la ANH no ha implementado una herramienta para acceso a los datos por parte del público en general.

Esto tiene como efecto una baja transparencia y divulgación de los datos. De hecho un tercero no puede replicar los datos viéndose obligado a recurrir mediante peticiones a la ANH e incluso a la misma CGR.

Recomendaciones y Determinaciones: La ANH debe implementar una herramienta de consulta para los ciudadanos con parámetros como cálculo del precio de regalías, producción por ente territorial, compañía, la regalía volumétrica, la regalía monetizada y las variables de cálculo. Tal herramienta debe estar en su portal de internet.

Con esta implementación se espera una mayor transparencia, control y seguimiento del sistema de regalías que se haga extensivo a la ciudadanía interesada y así, no se sobrecargue de trabajo a la ANH, al MinMinas o a la CGR.

5.2 No hay interfaz integradora de los datos

Debe ser posible establecer el punto de origen de un pago de regalías en el caso de las asignaciones directas, es decir, poder ver toda la cadena de cálculo de manera desagregada.

En el portal de internet para la ANH es posible consultar parámetros de generación de regalías y parámetros distribución; no es posible sin embargo conocer por ejemplo dónde se originó un monto determinado cortándose el vínculo entre generación y distribución. Por ejemplo se conocen las Asignaciones Directas, pero no qué campos las alimentan ni en qué porcentaje.

En el portal de MinMinas es posible consultar las producciones de los campos, pero no la regalía que les aplica. La CGR no encontró que se publiquen los precios base de liquidación junto con sus memorias de cálculo. Adicionalmente, los reportes públicos que si se publican están en formatos PDF, considerados no amigables pues no permiten ser trabajados en hojas de cálculo, dificultando la consecución del principio de transparencia y divulgación.

Como causa se identifica el uso de sistemas no integrados o que no se comunican entre sí. Por lo menos no lo hacen a nivel público, que es el punto que interesa acá. Sin esa secuencia lógica de datos no es

posible replicar un proceso de liquidación y pago de regalías a partir de información como producción y precio base de regalías.

El efecto se traduce en la imposibilidad de rastreo completo de los datos y por lo tanto mayor dificultad para auditar cualquier denuncia sobre errores en liquidaciones o denuncias sobre cálculos erróneos de los porcentajes de regalías. La ciudadanía hace llegar a la CGR consultas sobre el tema porque no puede resolverlo por sí misma.

Recomendaciones y Determinaciones: El sistema debe ser integrado de manera tal que sea posible conocer, a nivel público, desde la generación hasta la distribución de la regalía sin tener que hacer inferencias. También debe ser amigable, tener filtros y permitir obtener los datos en formatos para hojas de cálculo y mostrar las memorias de cálculo en el caso de precios base de liquidación.

Con esta implementación se espera una mayor transparencia, control y seguimiento del sistema de regalías que se haga extensivo a la ciudadanía interesada y así, no se sobrecargue de trabajo a la ANH, al MinMinas o a la CGR.

6. CONCLUSIÓN

El control a la medición de la producción de hidrocarburos usa recursos tecnológicos que pueden ser mejorados para contribuir significativamente con la calidad de esa actividad. Es importante aclarar que los usados actualmente en Colombia se corresponden a las normas técnicas aceptadas por la industria pero esto no es impedimento para implementar unos mejores procedimientos, de acuerdo a la economía del campo y a la ventaja que representa reducir la incertidumbre de la medición.

Esto se justifica porque la producción petrolera es de grandes volúmenes (actualmente un millón de barriles diarios) y de mucho tiempo (en promedio un campo produce 28 años); y por lo tanto un error de medición en apariencia pequeño tendrá un componente acumulativo económico importante en el tiempo.

Además, la CGR encuentra que la ANH no cuenta con un sistema de información que permita contrastar la información reportada por las

operadoras; implementación que no parece revestir mayor problema pues se pueden usar herramientas ya existentes en campo y que da mayor transparencia e independencia a las funciones que asumió la ANH.

La CGR no encontró que se estén cometiendo errores de cálculo en el cómputo de las regalías y participaciones gubernamentales. Sin embargo, aunque está sistematizada una parte, también hay posibilidades aún de error humano. La CGR es consciente de los esfuerzos que está realizando la ANH para mejorar este tema.

Pueden ocurrir mejoras como una mayor publicidad y transparencia en la forma de realizar los cálculos y se debe permitir que los ciudadanos tengan acceso a cómo se hicieron los cálculos y poder replicar la información resultante. Para esto, el uso de plataformas amigables es un requisito indispensable. Hasta que esto ocurra no puede considerarse que los datos publicados sean totalmente íntegros, fidedignos y oportunos.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, el Ministerio de Minas y Energía y la propia Contraloría General de la República deben propender para que la ciudadanía se apropie de estos procesos, facilitando la vigilancia y buen uso de los recursos públicos generados por la explotación de hidrocarburos en el país. El manejo y publicación de datos transparentes, íntegros, fidedignos y oportunos de fiscalización es una meta común para la cual todos deben trabajar.

Notas de capítulo 3

- 1 Otto, J.; Andrews, C.; Cawood, F.; Doggett, M., Guj, Pietro; Stermole, F.; Stermole, J. y Tilton, J. *Royalties* mineros. Un estudio global de su impacto en los inversionistas, el gobierno y la sociedad civil.
- 2 El artículo 16 de la Ley 756 de 2002 estableció que: “Para explotación en campos ubicados en tierra firme y costa afuera hasta a una profundidad inferior o igual a mil (1.000) pies, se aplicará el ochenta por ciento (80%) de las regalías equivalentes para la explotación de crudo; para explotación en campos ubicados costa afuera a una profundidad superior a mil (1.000) pies, se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) de las regalías equivalentes a la explotación de crudo” (Parágrafo 1). Esta misma excepción se aplica para los contratos de producción incremental (Parágrafo 3). “Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°),

- las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados” (Parágrafo 10).
- 3 Aunque la Constitución Política habla de explotación este término no debe ser entendido como la etapa del mismo nombre del Contrato bien sea de Asociación o de Concesión; se refiere realmente al proceso en sí de extraer el recurso de su ambiente natural.
 - 4 Según el Art. 16 Parágrafo 1 de la Ley 756 de 2002, Para el cálculo de las regalías aplicadas a la explotación de hidrocarburos gaseosos, se aplica la siguiente equivalencia: Un (1) barril de petróleo equivale a cinco mil setecientos (5.700) pies cúbicos de gas.
 - 5 Aún hay bastantes campos cuya regalía es 20%, resultado de haber sido suscritos bajo la anterior Ley de Regalías (141 de 1994).
 - 6 Por ejemplo pueden existir giro anticipado de recursos, demoras en la comercialización de las regalías pagadas en especie o la misma variación constante de precios internacionales provoca diferencias que deben ser compensadas después.
 - 7 De acuerdo a los manuales y procedimientos de Auditoría de Rendimiento del Tribunal de Cuentas de la Unión (Brasil), bajo los cuales se hizo esta auditoría, las recomendaciones son temas sugeridos para mejorar en los procesos pero cuya aceptación no es obligatoria. Las determinaciones si tienen carácter obligatorio. Para el caso colombiano, todas son recomendaciones a menos que se aclare lo contrario.
 - 8 Se refiere a un error cometido continuamente por falla en un procedimiento establecido o por fallas no detectadas en los equipos de medición, es decir, error sistemático.
 - 9 Measurement Practices Training Course. Accord Energy Solutions Limited. Marzo de 2013.
 - 10 Existen visitas de inspección por parte de la ANH e incluso de empresas que hacen la evaluación de los sistemas y del esquema de fiscalización; pero tales visitas son un punto en el continuo y no deben tomarse como el aseguramiento de un proceso que ocurre diariamente.



- 11 The optimal measurement solution is one where the need to maintain a low measurement uncertainty is balanced against the economics of the field development in question. DECC will always seek to achieve such a balance in the interests of encouraging the development of the UK's remaining hydrocarbon reserves. (DECC, 2012, pág. 15)
- 12 "Art. 15... para tal efecto, tendrán en cuenta la relación entre producto exportado y de consumo nacional, deduciendo los costos de transporte, manejo, trasiego, refinación y comercialización, según corresponda..." *negrilla fuera de texto.*
- 13 Artículo 71. Publicidad y transparencia. Debe garantizarse el acceso a la información del Sistema General de Regalías, con el fin de fortalecer la lucha contra la corrupción, en términos de eficiencia de la gestión pública de las entidades involucradas en el mismo, contribuyendo al proceso de generación de opinión pública y control social.

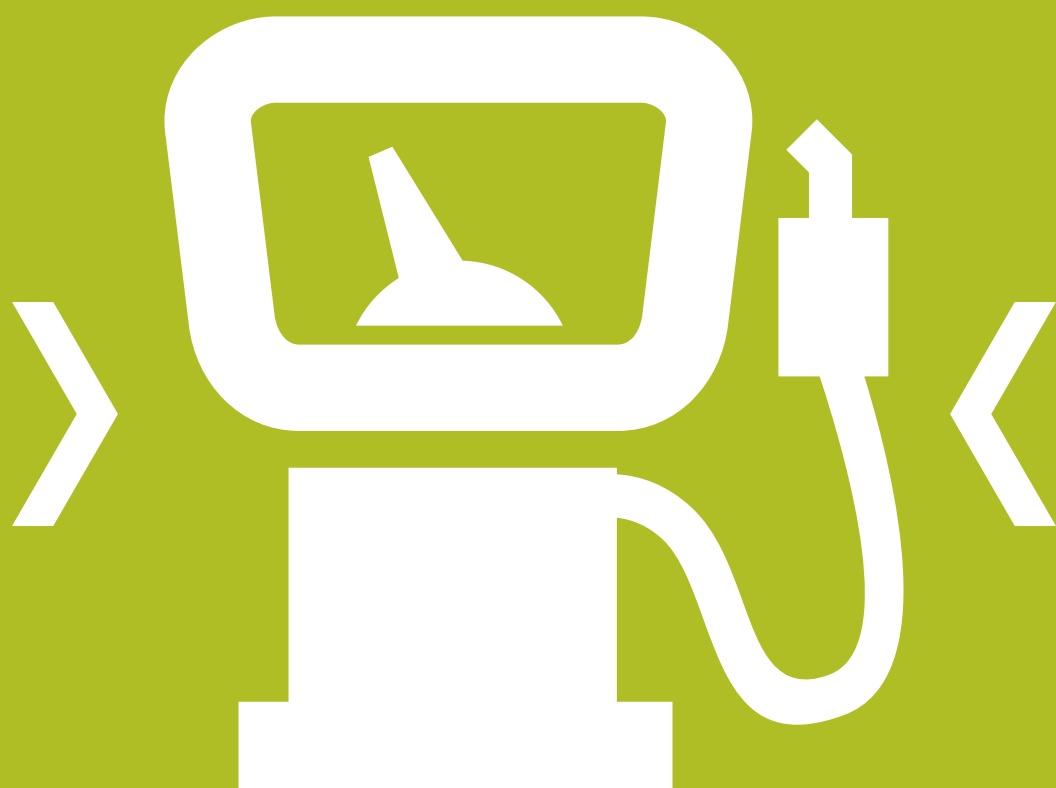


AUDITORÍA 4

**AUDITORÍA COORDINADA “FISCALIZACIÓN
DE LOS INGRESOS PÚBLICOS GENERADOS
POR LAS ACTIVIDADES HIDROCARBURÍFERAS”
PERUPETRO S.A.**

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA DEL PERU





1. INTRODUCCIÓN

1.1 SUSTENTO

La ejecución de la auditoría coordinada sobre “Fiscalización de ingresos públicos generados por las actividades hidrocarburíferas” es una iniciativa compartida por las Entidades Fiscalizadoras Superiores (EFS) de Argentina, Colombia, Ecuador, Venezuela, Brasil y Perú, considerando los importantes recursos públicos que se generan a través de las actividades hidrocarburíferas en estos estados, por lo que, la correcta fiscalización de estos recursos resulta importante para las finanzas de estos países.

Para fortalecer el control de estos recursos, las EFS decidieron fomentar el intercambio de conocimientos y experiencias suscribiendo el 29 de enero de 2013, el “Memorando de Entendimiento” para la realización de una auditoría coordinada en el tema de ingresos generados por la actividad hidrocarburífera.

La auditoría coordinada corresponde a la acción de control programada en el Plan Operativo Institucional de 2013 del departamento de sector Energía y Minas, aprobado mediante Resolución de Contraloría n.º 196-2013-CG del 12 de abril de 2013; registrado en el Sistema de Control Gubernamental con el código n.º 1-L333-2013-001; la comisión de auditoría fue acreditada por el Contralor General de la República, mediante el oficio n.º 1159-2013-CG/DC de 5 de julio de 2013.

1.2 OBJETIVO GENERAL Y OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1.2.1 Objetivo general

Determinar las condiciones normativas, institucionales y operacionales en que actúan los órganos y entidades gubernamentales, en relación al control de la medición de la producción de hidrocarburos y al control del cálculo y del pago de los ingresos públicos correspondientes, identificando atascos y oportunidades de mejoras, así como buenas prácticas que contribuyan al perfeccionamiento de su gestión.

1.2.2 Objetivos específicos

Determinar si el control del proceso de medición de la producción de hidrocarburos posee los elementos necesarios para garantizar razonablemente la integridad de los volúmenes producidos.

Comprobar que el proceso de cálculo y pago de los ingresos públicos (regalías) resultantes de la explotación de la producción de hidrocarburos, posee los elementos necesarios para garantizar razonablemente, que los valores correspondientes son: íntegros, fidedignos y oportunos.

Determinar que los datos e información relativa a la medición de la producción de hidrocarburos y al cálculo y pago de los ingresos públicos son divulgados oficialmente, de forma transparente, de fácil acceso y amigable, permitiendo ser replicado por un tercero externo al proceso.

1.3 Naturaleza y alcance del examen

1.3.1 Naturaleza

La auditoría coordinada desarrollada en Perupetro SA, tiene la naturaleza de una auditoría de desempeño.

1.3.2 Alcance del examen

La acción de control comprendió la revisión selectiva de las operaciones realizadas por Perupetro SA, al ser la entidad estatal cuya finalidad es promocionar, negociar, suscribir y supervisar en representación del Estado Peruano los contratos en materia hidrocarburífera, así como los convenios de evaluación técnica. Siendo las actividades de las gerencias de Supervisión de Contratos y Recaudación de Renta por Hidrocarburos, las vinculadas con los procesos de medición de la producción de hidrocarburos, cálculo y recaudación de las regalías y transferencia de las mismas a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público.

En la auditoría se revisó selectivamente las operaciones relacionadas con la medición de la producción, cálculo y pago de las regalías, tomando como base lo establecido en los Contratos de Licencia para la explotación de hidrocarburos, verificando la adecuada aplicación de

la metodología y Acuerdos de Valorización establecidos por las partes para el cálculo de las regalías.

El periodo examinado comprendió del 1 de enero de 2012 al 31 de mayo de 2013; sin embargo, se verificó información correspondiente a periodos anteriores y posteriores en la medida que fue necesario.

La auditoría se realizó en las instalaciones de Perupetro SA, sito en avenida Luis Aldana n.º 320, San Borja, Lima; asimismo, se visitaron los Puntos de Fiscalización establecidos en los contratos de Licencia de los Lotes 88 y 56 (Camisea), ubicados en planta Malvinas, distrito de Echarate, provincia de La Convención, región Cusco; Lote 8, ubicado en la Estación 1 de San José de Saramuro, provincia de Loreto, región Loreto, en la zona nororiente del Perú; y Lote X, ubicado en la planta de tratamiento de crudo Carrizo, entre la provincia de Contralmirante Villar del departamento de Tumbes y Piura, región Grau, zona noroeste del Perú.

La acción de control se realizó de acuerdo con las normas y directrices de auditoría de desempeño de la INTOSAI, ISSAI 3000 y 3100 (International Standards of Supreme Audit Institutions), aprobados por el Comité en su reunión en Bratislava – Eslovaquia, del 2003 y por el XX Congreso de la INTOSAI en Johannesburgo – Sudáfrica, del 2010.

Mediante Resolución de Contraloría n.º 382-2013-CG del 18 de octubre de 2013, se aprobó la Directiva n.º 011-2013-CG/ADE denominada “Auditoría de Desempeño”, la misma que entró en vigencia el 21 de octubre de 2013, precisando que las auditorías que se encuentran en curso, antes de la vigencia de la presente Directiva, continuarán su ejecución con el procedimiento iniciado hasta su respectiva conclusión; en la presente acción de control se ha considerado conveniente aplicar la estructura de la Matriz de Resultados, Informe Preliminar e Informe Final.

1.4 Identificación del objeto del examen

Las EFS de Colombia, Brasil y Perú, fueron quienes finalmente llevaron a cabo la auditoría coordinada; y, definieron de manera conjunta, que el tema a evaluar sería “Veracidad y transparencia de los sistemas de liquidación de regalías, derechos y participación – medición, cálculo y pago”, elaborándose la Matriz de Planeamiento de la auditoría coordinada

compuesto por tres cuestiones de auditoría (Anexo n.º 1), las cuales derivaron en la formulación de los tres objetivos específicos.

1.5 Limitaciones

En el tema de regalías, se vienen aplicando metodologías que no se incluyen en el Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución en los Contratos Petroleros, aprobado por Decreto Supremo n.º 049-93-EM del 15 de noviembre de 1993, y Decreto Supremo n.º 017-2003-EM del 28 de mayo de 2003. Las metodologías establecidas en el Reglamento son las siguientes: Factor "R"; Producción Acumulada por Yacimiento con ajuste por Precio; Escalas de Producción; y Resultado Económico - REE.

Cabe señalar, que las metodologías utilizadas para la determinación de las regalías en los contratos de Licencia para la explotación de hidrocarburos correspondientes a los Lotes 88 y 56 tomados como muestra, son: Regalía Fija (gas natural), Precio de Canasta (líquidos de gas natural), y Valor de Referencia (gas natural para mercado externo), no se encuentran establecidas en el Reglamento antes citado; situación que fue revelada en informes de auditoría emitidos por la Contraloría General de la República, que se detallan:

- Informes n.ºs 080 y 085-2007-CG/SP "Examen Especial a Proinversión Concursos Públicos Internacionales para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88 y Concesión del Transporte de gas natural de Camisea al City Gate, de líquidos de gas de Camisea a la Costa y Distribución de gas natural en Lima y Callao.
- Informe n.º 087-2007-CG/SP "Examen Especial a Perupetro SA proceso de contratación Lote 88".
- Informes n.ºs 220 y 240-2008-CG/SP "Examen especial Perupetro SA al proceso de contratación del Lote 56".

Por otro lado, la normativa existente relacionada a la determinación de canon y sobrecanon petrolero resulta ambigua y desactualizada, manteniéndose vigentes normas emitidas en fecha anterior a la creación de Perupetro SA, lo que genera discrepancias en la interpretación y aplicación de las mismas; y, por las cuales se reportaron situaciones mostradas en la Matriz de Resultados expuestas en el rubro 3. Resultados, del presente Informe.

2. OBJETO DEL EXAMEN

2.1 Estudio inicial y entidades públicas involucradas

2.1.1 Antecedentes de la Entidad

Norma de creación

Perupetro SA fue creada mediante Ley n.º 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, y su Reglamento de Organización y Funciones fue aprobado por Ley n.º 26225 del 23 de agosto de 1993, estableciendo que la empresa desarrollará sus actividades de acuerdo a lo previsto en dicha Ley, en su Estatuto Social y supletoriamente, en la Ley General de Sociedades y demás normas del régimen privado.

Naturaleza y finalidad de la entidad

Perupetro SA es la empresa estatal de derecho privado del sector Energía y Minas, organizada como sociedad anónima de acuerdo a la Ley General de Sociedades, cuya finalidad es promocionar, negociar, suscribir y supervisar en representación del Estado Peruano los contratos en materia hidrocarburífera, así como los convenios de evaluación técnica. Asimismo, comercializar a través de terceros y bajo los principios de libre mercado, los hidrocarburos provenientes de las áreas bajo contrato, en la modalidad de contratos de Servicios. Actúa con plena autonomía económica, financiera y administrativa y con arreglo a los objetivos, política y estrategias que apruebe el Ministerio de Energía y Minas.

Funciones

La Ley n.º 26225, Ley de Organización y Funciones de Perupetro SA, establece el objeto social de la empresa, siendo los principales relacionados con el objeto del examen, los siguientes:

- a. Promover la inversión en las actividades de explotación y exploración de hidrocarburos.
- b. Negociar, celebrar y supervisar en su calidad de Contratante, por la facultad que le confiere el Estado de virtud de la Ley n.º

26225, los Contratos que ésta establece, así como, los convenios de evaluación técnica.

- c. (...)
- d. (...)
- e. Asumir el pago que corresponda por concepto de canon, sobre canon y participación en la renta.
- f. (...).
- g. Entregar al Tesoro Público al día útil siguiente a aquel en que se perciban, los ingresos como consecuencia de los Contratos, deduciendo (...).

Síntesis del alcance del Plan Estratégico: misión, visión y objetivos estratégicos.

El Plan Estratégico Institucional (PEI) 2013 – 2017 de Perupetro SA, fue aprobado por Acuerdo de Directorio n.º 068-2013 el 24 de junio de 2013; dicho documento, establece la misión, visión y objetivos estratégicos siguientes:

Misión

Promover y supervisar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el país, armonizando los intereses del Estado, la comunidad y los inversionistas, dentro de un marco de respeto socio – ambiental, contribuyendo al desarrollo sostenible del Perú.

Visión

Ser reconocida internacionalmente como una empresa modelo en la gestión de recursos hidrocarburíferos, que contribuye al incremento de las reservas del país y brinda estabilidad en el largo plazo.

Objetivos Estratégicos

- **Perspectiva Financieras** – Grupos de Interés (Estado y Sociedad): Optimizar la renta; e incrementar disponibilidad de los recursos, reserva y producción.
- **Perspectiva Cliente** – Mercado e Inversionistas: Generar relaciones armoniosas entre el inversionista, el Estado y otros actores; Disminuir los conflictos socio-ambientales.
- **Perspectiva Procesos Internos**: Optimizar los procesos clave.

- **Perspectiva Aprendizaje y Crecimiento:** Fortalecer la gestión de los Recursos Humanos.

Estructura orgánica

La estructura orgánica de Perupetro SA fue aprobada mediante Acuerdo de Directorio n.º 006-2013, y se muestra en el Anexo n.º 2. Las unidades orgánicas involucradas en el proceso de medición de la producción de hidrocarburos y el control del cálculo y del pago de las regalías de acuerdo al Reglamento de Organización y Funciones vigente, son:

- **Gerencia de Supervisión de Contratos:** “Es el órgano encargado de planificar, organizar, dirigir y coordinar el proceso de supervisión de los contratos de exploración y/o explotación de hidrocarburos, suscritos entre Perupetro SA y las empresas contratistas, en lo que se refiere al cumplimiento de las obligaciones tanto de carácter técnico como administrativo”.
- **Gerencia de Recaudación de Renta por Hidrocarburos:** “Es el órgano encargado de planificar, organizar, dirigir, coordinar y supervisar los procesos (...) referidos a la determinación y transferencia al Tesoro Público y de canon hidrocarburífero; de conformidad con las normas, planes, estrategias, presupuestos y procedimientos aplicables; coadyuvando al cumplimiento de los objetivos presentes en el Plan Estratégico y Plan Operativo de la Empresa”.

Presupuesto de Operación

La ejecución del presupuesto aprobado para el año 2012, y ejecutado al primer semestre de 2013, se muestra en el cuadro siguiente:

Tabla 8: Presupuesto de Operación (en nuevos soles)

PRESUPUESTO DE OPERACIÓN	2012			2013		
	Marco	Ejecutado	%	Marco	Ejecutado a Junio	%
INGRESOS	7,936,583,072	6,678,402,303	84%	3,835,528,340	3,307,109,749	86%
Venta de Bienes	7,909,242,638	6,652,622,456	84%	3,822,468,204	3,283,899,764	86%
Ingresos Financieros	27,340,434	25,779,847	94%	13,060,136	23,209,985	178%

PRESUPUESTO DE OPERACIÓN	2012			2013		
	Marco	Ejecutado	%	Marco	Ejecutado a Junio	%
EGRESOS	1,568,511,950	1,428,698,501	91%	756,738,909	558,851,084	74%
Compra de bienes	1,484,680,807	1,364,268,498	92%	705,564,394	527,728,329	75%
Gastos de Personal	15,166,510	13,998,718	92%	7,949,057	6,780,543	85%
Servicios prestados por Terceros	16,355,849	10,974,329	67%	8,326,304	5,528,837	66%
Tributos	18,179,383	8,190,640	45%	13,290,059	3,727,807	28%
Gastos Diversos de gestión	1,596,007	600,800	38%	1,061,316	639,446	60%
Gastos financieros	26,539,716	27,014,039	102%	18,304,777	13,360,920	73%
Otros	5,993,678	3,651,477	61%	2,243,002	1,085,202	48%
SUPERAVIT (DEFICIT) DE OPERACIÓN	6,368,071,122	5,249,703,802	82%	3,078,789,431	2,748,258,665	89%
GASTOS DE CAPITAL	1,451,012	769,923	53%	795,616	193,203	24%
Presupuesto de Inversiones	1,451,012	769,923	53%	795,616	193,203	24%
INGRESOS DE CAPITAL	0	0	0%	0	0	0%
TRANSFERENCIAS NETAS	-5,913,239,448	-5,240,297,116	89%	-2,938,243,926	-2,708,133,622	92%
Ingresos por transferencias	0	0	0%	0	0	0%
Egresos por Transferencia	5,913,239,448	5,240,297,116	89%	2,938,243,926	2,708,133,622	92%
SUPERVIT (DEFICIT) ECONÓMICO	453,380,662	8,636,763	2%	139,749,889	39,931,840	29%

Fuente: Fonafe - Evaluación Financiera y Presupuestaria al 2012, y a junio 2013 de Perupetro SA.

Los ingresos operativos del año 2012, se ejecutaron al 84% respecto a su meta, explicado principalmente por la menor producción de hidrocarburos líquidos y gas natural respecto a lo programado; los egresos operativos se ejecutaron al 91 %, debido a los menores gastos en retribución a los contratistas derivados de la menor producción de petróleo y gas natural; finalmente, los gastos de capital se ejecutaron en 53% respecto a su marco, debido a la reprogramación de sus adquisiciones.

Respecto a la ejecución al mes de junio de 2013, también se evidencia un menor ingreso explicado principalmente por la menor producción de hidrocarburos líquidos y gas natural, respecto a lo programado, lo

cual también generó una disminución en la ejecución de gastos, por los menores gastos de retribución.

Estado de Resultados

Los resultados incluidos en los Estados Financieros auditados, revelan que alrededor del 75% de los ingresos registrados provienen de las regalías percibidas en virtud de los contratos de Licencia, y el 25% de la venta de hidrocarburos derivados de los contratos de Servicios. Asimismo, se incluye como costos y gastos de operación los pagos realizados a las empresas que mantienen contratos de Servicios; los desembolsos efectuados por el canon y sobrecanon, los aportes al Osinergmin, Ministerio de Energía y Minas; los derechos por insumos importados por contratistas, los gastos de fiscalización y los gastos administrativos de los contratos. Las transferencias del saldo de las regalías a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público (DGETP) del MEF se muestran como gastos.

Tabla 9: Estado de Resultados (en nuevos soles)

Rubro	2012	%	2011	%
Ingresos Operacionales				
Venta de hidrocarburos	1,653,935,059	25%	1,609,138,655	23%
Regalías y otros	4,988,023,853	75%	5,501,552,504	77%
total	6,641,958,912	100%	7,110,691,159	100%
Costos y gastos de operación	-4,393,992,975	-66%	2,949,879,892	41%
Utilidad bruta	2,247,965,937	34%	2,949,879,892	41%
Otros Ingresos y (Gastos)				
Gastos de administración	-13,395,434	0%	-11,683,265	0%
Gastos financieros, neto	-1,235,534	0%	-1,103,182	0%
Otros ingresos	455,287		11,035,808	
Transferencias al Tesoro Público	-2,233,465,404	-34%	-2,948,129,253	-41%
total	-2,247,641,085	-34%	-2,949,879,892	-41%
Utilidad antes de participaciones e impuestos	324,852	-	-	-
Participación de los Trabajadores	-48,485	-	-	-
Impuesto a la Renta	-276,367	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-

Fuente: Estado de Ganancias y Pérdidas auditados 2012 y 2011 de Perupetro SA.

2.1.2 Antecedentes del asunto examinado

2.1.2.1 Medición de hidrocarburos

En los contratos de Licencia y Servicios para la explotación de hidrocarburos, se establece el punto de medición denominado Punto de Fiscalización, cuyo método de medición puede ser manual (aforo) o automática, con la finalidad de obtener lo siguiente:

- Registro histórico de las cifras oficiales de la producción fiscalizada por lote.
- Valorización de la producción fiscalizada de hidrocarburos para efectos del pago/cobro de la regalía/retribución por parte de los contratistas de hidrocarburos, lo que a su vez tiene efectos sobre la recaudación del Estado por concepto de regalía por hidrocarburos.
- Facturación por la compra-venta de hidrocarburos entre los productores y usuarios de los hidrocarburos.

La supervisión de la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos fiscalizados de los 21 lotes de explotación a nivel nacional se realiza mediante un tercero, quien es contratado a través de un proceso de selección por un período de tres (3) años. La gerencia de Supervisión de Contratos controla que se cumpla con los términos de referencia y condiciones establecidas en el contrato; asimismo, anualmente establece un Plan de Actividades respecto de las visitas a los lotes de hidrocarburos, vigencia de los certificados de calibración, actualización de los estándares de medición, y revisión y actualización de los procedimientos de medición.

El representante de Perupetro SA supervisa que la medición fiscalizada de hidrocarburos se efectúe conforme lo establecido en el Reglamento de las actividades para la exploración y explotación de hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo n.º 032-2004-EM; y, según procedimientos internos de medición de hidrocarburos aplicados en los Puntos de Fiscalización de la producción suscrito con cada operador, donde se determinan los plazos, frecuencia de inspección, pruebas y calibración de los equipos e instrumentos de medición, muestreo y análisis (Anexo n.º 3).

Asimismo, se muestra en Anexo n.º 4, la producción acumulada anual por lote, operador, tipo de hidrocarburo, frecuencia de medición, método de medición, Puntos de Fiscalización y metodología utilizada para el cálculo de la regalía, observando que la frecuencia de medición se efectúa en función a la producción de hidrocarburos, el cual comprende las siguientes actividades:

Hidrocarburos líquidos

- Medición del volumen en forma manual o automática.
- Determinación del porcentaje de propanos, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados que los pentanos.
- Porcentaje del contenido de agua y sedimentos (%BS&W).
- Contenido de sal (PTB) y la gravedad o grados API.
- Corrección por temperatura y presión.
- Obtención del volumen neto a condiciones estándar de presión y temperatura.
- Recuperación de una muestra representativa para la calidad y otra muestra testigo, las cuales serán selladas y almacenadas durante noventa (90) días.
- Registro de datos en la Boleta de Fiscalización.
- Emisión, remisión y entrega de reporte diaria a Perupetro SA.

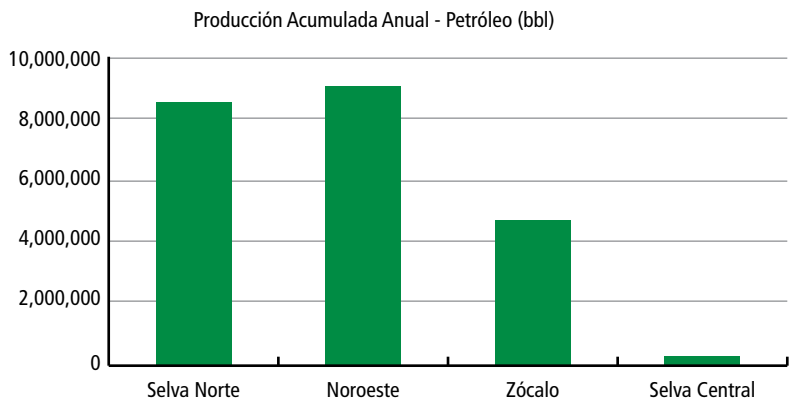
Hidrocarburos gaseosos

- Medición del volumen en forma automática.
- Cálculos para integrar cartas de registro de los medidores.
- Correcciones por temperatura y presión.
- Obtención del volumen neto a condiciones estándar de presión y temperatura.
- Determinación del poder calorífico.
- Emisión, remisión y entrega de reporte diario a Perupetro SA.

Proceso de medición fiscalizada de petróleo

En el Perú, existen tres zonas de extracción de petróleo: la costa norte (Piura), el zócalo norte (Piura y Tumbes) y la selva norte y central (Loreto, Huánuco y Ucayali); en el año 2012 el 39% volumen de producción de petróleo proviene del noroeste y el 38% de la selva norte, tal como se muestra en el Gráfico n.º 1.

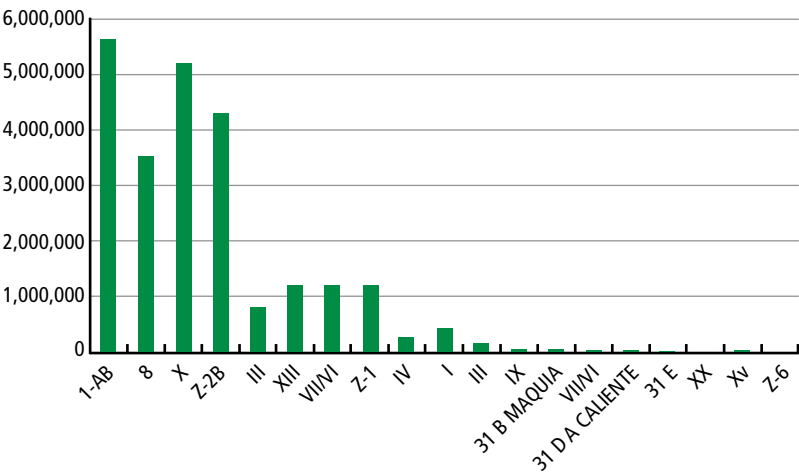
Gráfico 5: Producción de hidrocarburos por zonas geográficas (año 2012)



Fuente: Memoria Anual 2012 – Perupetro SA.

El mayor volumen de producción de petróleo proviene de los Lotes 1 AB y 8 (selva norte) operados por Pluspetrol Norte SA; Lote X (noroeste) operado por Petrobras Energía Perú SA y Lote Z-2B (zócalo) cuyo operador es Savia Perú SA, conforme se muestra en el Gráfico 6.

Gráfico 6: Producción acumulada de petróleo (año 2012)



Fuente: Memoria Anual 2012 de Perupetro SA.

El volumen total de producción de petróleo en el año 2012, fue de 24 395 576 bbl, y el promedio fue de 66 655 b/d. Y de enero a mayo del 2013, la producción fue de 9 521 320 bbl, y el promedio de 63 056 b/d. El detalle del volumen de producción de petróleo, por cada lote y operador, se muestra en el Anexo n.º 5.

Con la finalidad de verificar si la labor que viene efectuando Perupetro SA garantiza la integridad de los volúmenes fiscalizados de petróleo y gas, la Comisión Auditora consideró conveniente visitar los Puntos de Fiscalización de aquellos lotes incluidos en la muestra de auditoría, los mismos que son el Lote X y 8, cuyas principales actividades se detallan a continuación:

Lote X: Medición fiscalizada petróleo y gas

El contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos en el Lote X fue aprobado mediante Decreto Supremo n.º 15-94-EM del 15 de marzo de 1994, cuyo operador es la empresa Petrobras Energía Perú SA. El Lote X se encuentra ubicado en la provincia de Talara del departamento de Piura de la región Grau, en la zona noroeste del Perú.

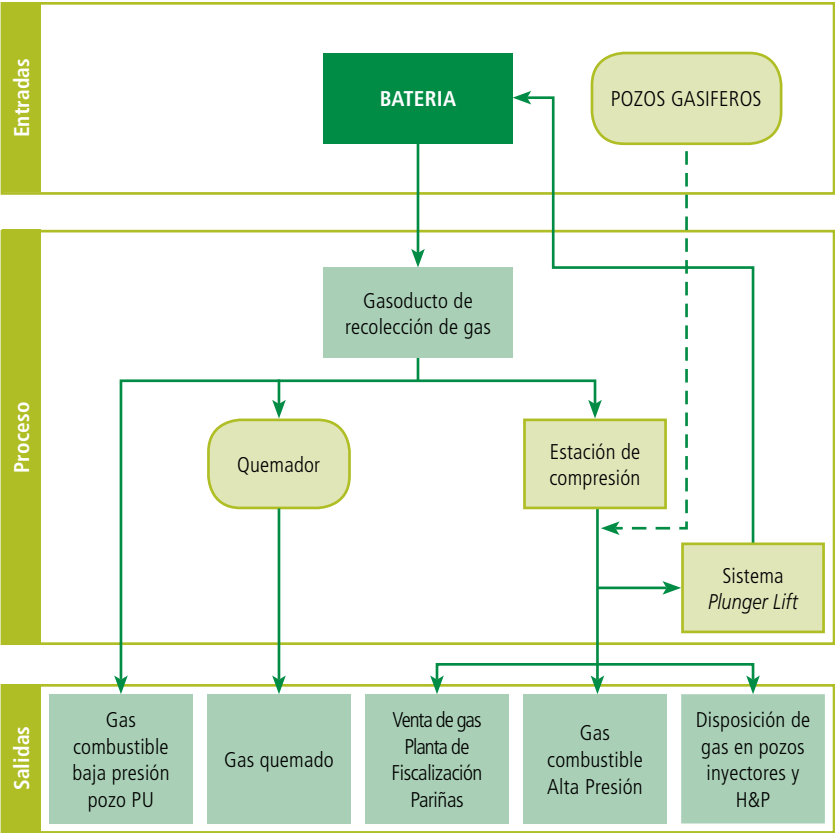
El Lote X produce petróleo y gas, y según el “Informe Mensual de Actividades” del mes de mayo de 2013, publicada en el portal de Perupetro SA, la producción promedio diaria de petróleo fue de 13 125 b/d y acumulada al mes fue de 1 981 874 bbl; y, la producción promedio diaria de gas natural fue de 6 413 mpcd y acumulada al mes fue de 1 121 624 mmbtu. La producción de este lote, representa el 21% del volumen total de producción de petróleo; y 1% del volumen total de gas, a mayo del 2013, según se muestra en los Anexo n.º 5 y 8 respectivamente.

Para efectos de realizar la medición de los hidrocarburos se tiene vigente el “Procedimiento para medición del petróleo a través de la unidad LACT de Petrobras Energía Perú SA – Lote X”; y el “Procedimiento de Fiscalización para medición del volumen de Gas Natural asociado de Petrobras Energía Perú SA – Lote X”; el proceso de medición de los hidrocarburos se detalla a continuación:

a. Medición del gas natural

La medición de gas natural se efectúa en el Punto de Fiscalización en la planta Pariñas. El Lote X cuenta con gasoductos de recolección que permiten la interconexión de las líneas que transportan gas de baja y alta presión, desde las baterías de producción hacia las estaciones de compresores, para luego ser distribuido como gas de venta (Punto de Fiscalización), gas quemado, gas a pozos y usos en las operaciones de campo (combustible y en el mecanismo de extracción artificial), según se muestra en el Gráfico n.º 3.

Gráfico 7: Proceso de medición y distribución gas



Fuente: Perupetro SA.

Asimismo, cuenta con un sistema de recolección y almacenamiento de fluidos, previo a la fiscalización, consistente en 34 baterías de producción de las cuales 29 están interconectadas y 5 en proceso de interconexión a 12 estaciones de compresores. Cada estación de compresión cuenta con una infraestructura constituida por 28 compresores, quemadores, separadores de condensados, medidores digitales / mecánicos y puertos de control remoto hacia la sala de control.

Los volúmenes diarios de gas fiscalizados son del orden de 6 a 12 mmpcd con un poder calorífico mínimo de 1 140 btu/pc según contrato de entrega a la empresa Eléctrica de Piura SA (EEPSA), para ello cuentan con un medidor de placa de orificio, transmisores de temperatura, registradores de presión estática y presión diferencial. Asimismo, cuentan con registrador automático digital y un cromatógrafo para la determinación de la calidad del gas natural fiscalizado.

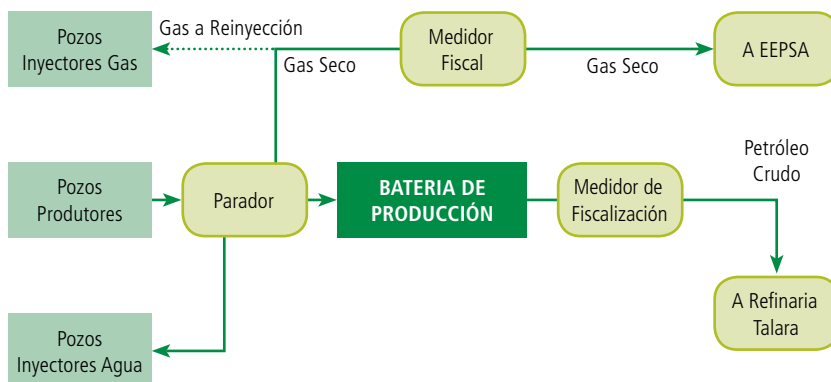
b. Medición del petróleo

La medición de petróleo se efectúa en el Punto de Fiscalización en la planta de tratamiento de crudo - PTC Carrizo, de manera automática utilizando la unidad LACT (Lease: Automatic Custody Transfer – unidad de medición automática de crudo, con fines de compra/venta), que es un conjunto de componentes y tuberías diseñada para medir de manera precisa tanto la calidad como la cantidad del hidrocarburo líquido. Esta instalación está conectada en la línea de descarga, para medir hidrocarburos en movimiento, procedentes de un tanque preparado para ser fiscalizado automáticamente en calidad y cantidad del hidrocarburo transferido, dispone de una unidad de rechazo para asegurar que la calidad del producto está dentro de los rangos aceptables; asimismo, a través de su unidad de Control y Cálculo (Metering/Proving Panel) realiza todos los ajustes por presión, temperatura y densidad necesarios para obtener el volumen a 60°F.

El petróleo es transferido por el oleoducto desde PTC Carrizo a la Refinería Talara propiedad de Petroperú SA, entidad que adquiere el crudo. Para efectos de la transferencia, el operador de Petrobras Energía Perú SA, verifica la operatividad de la unidad LACT y todos sus componentes para iniciar la operación de transferencia; asimismo, coordina con el operador de Petroperú SA el inicio del bombeo a fin de evitar contratiempos en la transferencia. Después de culminada la transferencia se procede al retiro del muestreador.

El proceso de medición es mostrado en el siguiente gráfico.

Gráfico 8: Flujograma de medición de la producción – Lote X



Fuente: Perupetro SA.

Verificación del procedimiento operativo de medición de la producción fiscalizada

El 26 de setiembre de 2013, se efectuó una visita a la PTC Carrizo, con la finalidad de verificar el proceso de medición de la producción fiscalizada de petróleo, donde se observó directamente el proceso siguiente:

- A las 3:30 horas el personal de Petrobras Energía Perú SA, en presencia del representante de Perupetro SA, procedió a retirar el muestreador de la unidad LACT, del cual se obtuvo tres (3) muestras iguales, la primera fue analizada en el laboratorio de Petrobras Energía Perú SA, en la PTC Carrizo, en otros casos lo envían a la Refinería Talara (cuando el caso lo amerite); la segunda muestra se entregó a Petroperú SA, y la tercera muestra quedó en custodia en PTC Carrizo, debidamente sellada y rotulada.
- La primera muestra fue analizada con la finalidad de obtener las características de la producción fiscalizada (gravedad API, contenido de sal y porcentaje de agua y sedimentos). El valor API a 60°F fue ingresado en el computador de flujo para efectos de la corrección automática del volumen de petróleo del día siguiente. Luego se efectuó la impresión de la Boleta de Fiscalización con el volumen de petróleo a 60°F; ese volumen se corrigió utilizando el valor de los sedimentos y residuos sólidos (BS&W) encontrados, y se anotó manualmente en la boleta, siendo ese el valor de volumen neto de petróleo utilizado en la facturación.
- Las Boletas de Fiscalización fueron firmadas por los representantes de Petrobras Energía Perú SA y Perupetro SA. La unidad LACT emite unos tickets que contiene la calidad del crudo, venta neta, API, BS&W y PTB (salinidad), los cuales fueron firmados por los representantes de Petrobras Energía Perú SA, Petroperú SA y Perupetro SA.
- La muestra testigo, que es recolectada una vez al mes, se encontraba almacenada en las oficinas del representante de Perupetro SA, en Talara; dicha muestra se almacena por noventa (90) días a partir de su recolección.

En el Anexo n.º 6, se presentan las muestras fotográficas de la visita realizada.

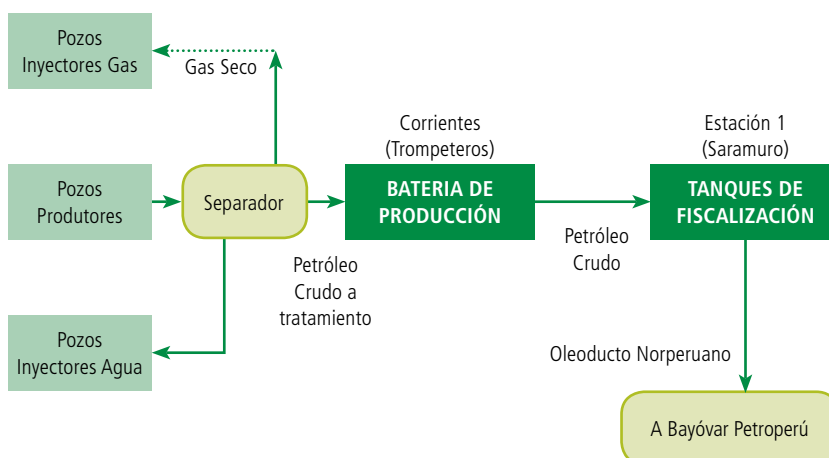
Lote 8: Medición fiscalizada petróleo

El contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos en el Lote 8 fue aprobado mediante Decreto Supremo n.º 016-1994-EM del 15 de marzo de 1994, suscrito el 20 de mayo de 1994, cuyo operador actual es la empresa Pluspetrol Norte SA. El Lote 8 se encuentra ubicado en la provincia de Loreto, región Loreto, zona nororiente del Perú, y está conformado por las áreas: Valencia, Pavayacu, Capirona, Corrientes, Chambira y Yanayacu.

El Lote 8 produce petróleo y según la información del “Informe Mensual de Actividades” del mes de mayo de 2013, publicada en el portal de Perupetro SA, la producción promedio diaria de petróleo fue de 9 259 b/d y acumulada al mes fue de 1 398 091 bbl. La producción de este lote, representa el 15% del volumen total de producción de petróleo, acumulada al mes de mayo de 2013, según se muestra en el Anexo n.º 5.

La medición del volumen de petróleo se realiza en la Estación 1 San José de Saramuro, por aforo (en forma manual), por el personal de Petroperú SA (comprador del crudo y operador de los instrumentos y equipos de medición), con participación de los representantes de Pluspetrol Norte SA y Perupetro SA. Para tal efecto, Perupetro SA y Pluspetrol Norte SA tienen suscrito el “Procedimiento de Fiscalización de Petróleo del Lote 8”, y el flujograma del proceso de medición se muestra en el Gráfico n.º 5.

Gráfico 9: Flujograma de medición de la producción – Lote 8

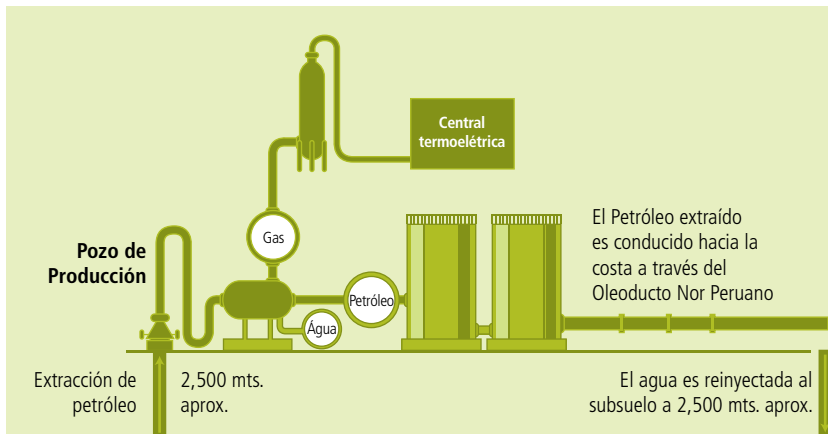


Fuente: Perupetro SA.

La medición de petróleo se realiza en tanques calibrados, y se mide la cantidad en reposo de hidrocarburos líquidos a condiciones estándar de presión y temperatura; las muestras obtenidas del tanque normalmente son utilizadas para determinar la Gravedad API y el Contenido Básico de Agua y Sedimentos (BS&W).

Se considera el volumen fiscalizado a la diferencia de volúmenes netos fiscalizados iniciales y finales de recibo, ambos corregidos por el factor de temperatura y por el factor BS&W. Pluspetrol Norte SA y Petroperú SA toman de manera conjunta con los representantes Perupetro SA, la medida inicial de recibo (nivel bajo del tanque); con esta información, Pluspetrol Norte SA, procederá a la venta de petróleo. Concluida la transferencia de petróleo, Pluspetrol Norte SA coordinará con Petroperú SA y los representantes de Perupetro SA, la toma de medida final de recibo (nivel alto); para después elaborar el ticket de fiscalización. En el Gráfico n.º 6, se muestra el proceso de producción del Lote 8.

**Gráfico 10: Producción de petróleo Lotes 1AB y 8
a cargo de Pluspetrol Norte SA**



Fuente: Pluspetrol Norte SA

Verificación del procedimiento operativo de medición de producción fiscalizada

- El 16 de setiembre de 2013, la Comisión de Auditoría realizó una visita al Lote 8, con la finalidad de presenciar la fiscalización del volumen de petróleo en los tanques 1D2 y 1D5; asimismo, los análisis del crudo en el laboratorio, a continuación se detallan los procedimientos observados:

- El personal de Petroperú SA, en compañía de los representantes de Pluspetrol Norte SA y de Perupetro SA, procedieron a tomar la muestra de los Tanques, con el Muestreador (Ladrón); previo a ello, introdujeron la wincha metálica y el termómetro digital con la finalidad de determinar el volumen, corte de agua y la temperatura del crudo.
- Con la muestra obtenida procedieron a realizar los análisis en el laboratorio para determinar la calidad (API), contenido de agua y sedimentos (BS&W) y contenido de sal (PTB). Una vez que se realizó este análisis procedieron a elaborar la Boleta de Fiscalización, registrando los datos antes mencionados, siendo suscrito por los representantes de Pluspetrol Norte SA, Petroperú SA y Perupetro SA.

En el Anexo n.º 7 se presentan las tomas fotográficas de la visita realizada.

Proceso de medición fiscalizada del gas natural (GN) y líquidos de gas natural (LGN)

La industria del gas natural en el Perú involucra las fases de: producción, transporte y distribución. La cadena de abastecimiento del gas natural se inicia desde la boca del pozo hasta el punto de abastecimiento del consumidor final a través de los ductos de transporte. Se muestra como ejemplo en el Gráfico 11, la cadena de abastecimiento de gas natural de los Lotes 88 y 56.

Gráfico 11: Cadena de abastecimiento del gas natural



Elaborado por: Comisión de Auditoría

A mayo de 2013, son nueve (9) lotes que muestran producción de gas natural y cuatro (4) lotes con producción de líquidos de gas natural, y según el "Informe Mensual de Actividades" del mes de mayo de 2013, publicada en el portal de Perupetro SA, corresponde la mayor participación al yacimiento Camisea (Lote 88 y 56), con una participación del 96.86% y 96.48% del total de la producción de gas natural y líquidos de gas natural, respectivamente. La producción acumulada promedio de gas natural al mes de mayo fue de 184 506 636 mmbtu de gas natural y 16 124 412 bbl de líquidos de gas natural, tal como se muestra en el Anexo n.º 8.

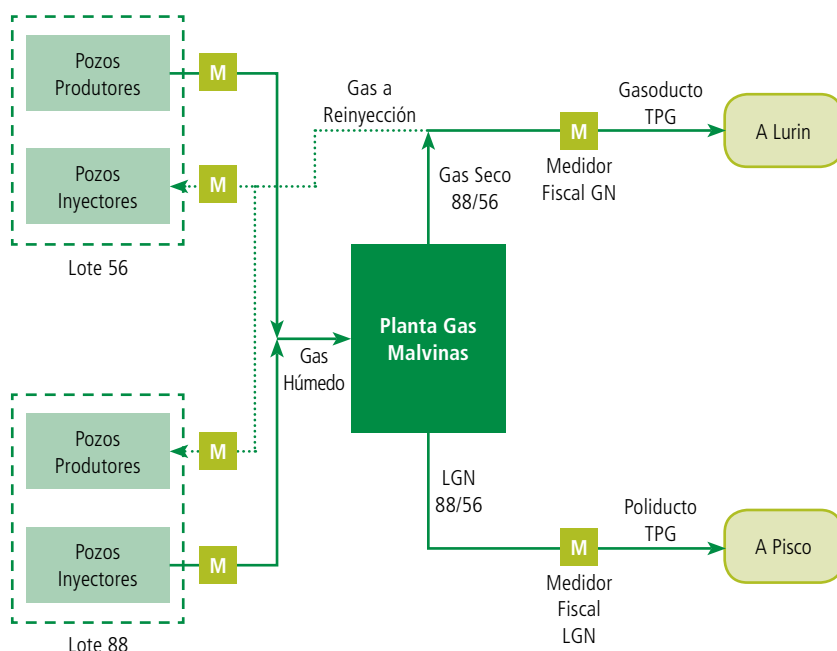
Para efectos de realizar la medición de los hidrocarburos se tiene vigente los procedimientos internos respecto de lo siguiente: medición del volumen de gas natural y líquidos de gas natural en el Punto de Fiscalización de la producción en la planta de separación de líquidos Malvinas; medición del volumen de gas natural consumido como combustible en las operaciones de la planta de fraccionamiento de Pisco; y, la asignación de volúmenes para medición de gas natural y líquidos de gas natural en los Puntos de Fiscalización de los Lotes 88 y 56.

Lotes 88 y 56: Medición fiscalizada de gas natural y líquidos de gas natural

Los contratos de Licencia para la explotación de hidrocarburos de los Lotes 88 y 56 aprobados mediante Decretos Supremos n.ºs 033-2004-EM y 02-2000-EM del 25 de agosto de 2004 y 9 de diciembre de 2000 respectivamente, operado por Pluspetrol Perú Corporation SA.

Los Lotes 88 y 56, se ubican en el distrito de Echarate, provincia de La Convención, departamento de Cusco, en la Amazonía peruana. La planta de gas Malvinas está localizada a orillas del río Urubamba, a unos 25 km. de los pozos productores del Lote 56 conformados por los clusters Pagoreni A y Pagoreni B y a unos 40 km. de los pozos productores del Lote 88 conformados por los clusters Cashiriari 1, Cashiriari 3, San Martín 1 y San Martín 3. Esta planta está diseñada para procesar 1160 mmpcd de gas natural provenientes de los Lotes 88 y 56, tal como se muestra en el Gráfico 12.

Gráfico 12: Esquema de medición de producción fiscalizada Lotes 88 y 56



Fuente: Perupetro

La fase de producción involucra las etapas de extracción y explotación de los yacimientos asociados a los Lotes 88 y 56. El gas extraído pasa por una red de captación hasta llegar a la planta de separación Malvinas en donde se obtienen dos (2) productos:

- **Gas natural seco - GN**, se transporta por un ducto hasta el City Gate ubicado en Lurin-Lima para el consumo de usuarios residenciales, comerciales, industriales y centrales eléctricas, por la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP). Parte del GN producido es reinyectado al yacimiento. La medición del volumen de producción de GN se efectúa en el Punto de Fiscalización de la Planta.
- **Líquidos de gas natural - LGN**, es transportado por la empresa TGP, por otro ducto hasta la planta de fraccionamiento ubicado en la playa Lobería en Pisco donde se obtienen: gasolina, gas licuado de petróleo - GLP y diésel 2. Estos productos son almacenados para su venta al mercado interno a través de camiones cisternas o su exportación por buques a través de terminales marítimos. La medición del volumen de producción de LGN se efectúa en el Punto de Fiscalización ubicado en la estación de bombeo PS-1 de TGP.

Verificación del procedimiento operativo de medición de producción fiscalizada

Se efectuó una visita a planta Malvinas con la finalidad de verificar el proceso de medición de producción fiscalizada de líquidos de gas natural (LGN) y gas natural (GN) provenientes de los Lotes 88 y 56, participando en la toma de muestra del 1 de setiembre de 2013, detallando las principales actividades, como sigue:

Medición del líquido de gas natural - LGN

A las 5:30 horas personal de la Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA) operadora de TGP, en presencia de representantes de Pluspetrol Perú Corporation SA y Perupetro SA, efectuó la toma de muestra de LGN en la estación de bombeo PS-1, del muestreador continuo. Dicho procedimiento se efectuó acorde al Instructivo n.º COG001MTISIN0022 Versión 1 "Toma de muestra de LGN en puente de medición de PS1". La muestra continua se inició a las horas 6:00 y terminó a las 5:30 horas del día siguiente, se acumulan muestras cada 15 minutos de la producción diaria.

El personal de la empresa COGA (operadora de TGP) previo a la recolección de la muestra, homogeniza la muestra con el pulsador de mezcla. La muestra fiscal de LGN se entrega al representante de Pluspetrol Perú Corporation SA, para su respectivo análisis en el laboratorio de la planta de gas Malvinas.

Posteriormente, a las 6:00 horas en la sala de operaciones de la estación de bombeo PS-1 de TGP, de manera automática se obtuvieron los reportes de los medidores de flujo ultrasónicos a través de los computadores de flujo. Con el valor del volumen total obtenido se efectúa la asignación de volúmenes de producción correspondientes a los Lotes 88 y 56.

Seguidamente, en el área de cromatografía del laboratorio de la planta de gas Malvinas, la muestra fiscal de LGN fue despresurizada para inyectarla al cromatógrafo GC-1, se efectuó el registro de datos de la muestra, para luego iniciar el proceso de análisis cromatográfico de dicha muestra. El procedimiento de análisis se efectuó bajo los estándares GPA - 2165 (95/97)3, método analítico para el análisis en los cromatógrafos de uso fiscal GC1/GC3. Los reportes de las mediciones y análisis cromatográfico son entregados al representante de Perupetro SA, para su verificación suscribiendo dichos documentos en señal de conformidad.

Medición del gas natural - GN

A las 6:00 horas de manera automática se efectúo la descarga de los archivos de medición de volumen de GN producido de los computadores de flujo, en la oficina de mediciones (laboratorio de planta de gas Malvinas), estos medidores acumulan la información del volumen producido entre las 6.00 horas y las 6:00 horas del día siguiente.

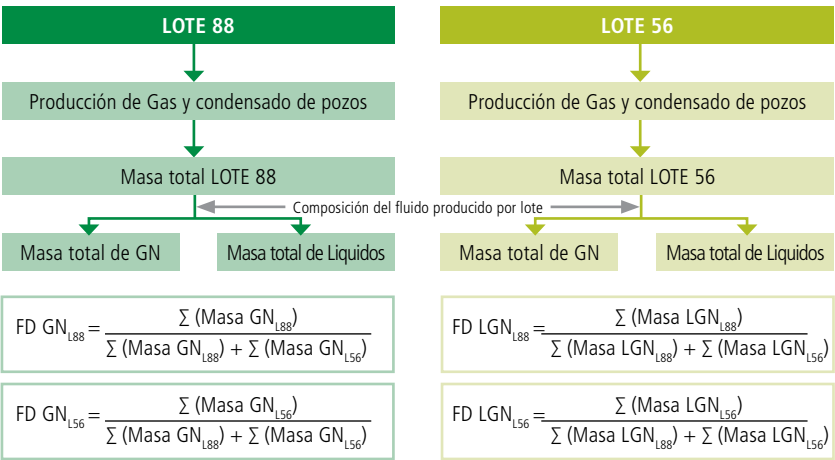
Los reportes de las mediciones y análisis cromatográfico son entregados al representante de Perupetro SA, para su verificación suscribiendo dichos documentos en señal de conformidad.

Verificación del procedimiento de asignación de volúmenes

Con los datos registrados en los reportes diarios de los computadores y, de acuerdo al procedimiento de asignación de LGN y GN, se consigue distribuir los volúmenes de producción fiscalizada para los Lotes 88 y 56. Para dicho efecto se calcula el factor de distribución de líquidos de gas natural (FdLGN) y el factor de distribución de gas natural (FdGN). El cálculo de los factores de distribución se efectúa diariamente sobre la base de la información de medición diaria de los medidores multifásicos instalados en los pozos de producción y la composición anual de fluidos producidos por los pozos de los Lotes 88 y 56 el cual es determinado de manera manual.

El proceso de asignación de volúmenes producidos en los Lotes 88 y 56 (proceso de alocación o distribución) se esquematiza en el Gráfico 13.

Gráfico 13: Diagrama de alocación



Los factores de distribución se calculan sobre las masas de producción (kg/día) de cada pozo. No obstante, estos factores son para distribuir volúmenes de producción de cada lote (mpc en caso de GN y bbl en caso de LGN), para cuyo efecto se multiplican los factores de distribución por los volúmenes totales de producción medidos diariamente a través de los medidores ultrasónicos de flujo.

Para el caso de la producción de gas natural en los Lotes 88 y 56, se debe sustraer el volumen de gas natural medido y usado como combustible en la planta de fraccionamiento de Pisco, y el volumen registrado por el medidor de retorno. La información del volumen de retorno es medido en el Punto de Fiscalización de gas natural de la planta de gas Malvinas, a través de un medidor ultrasónico.

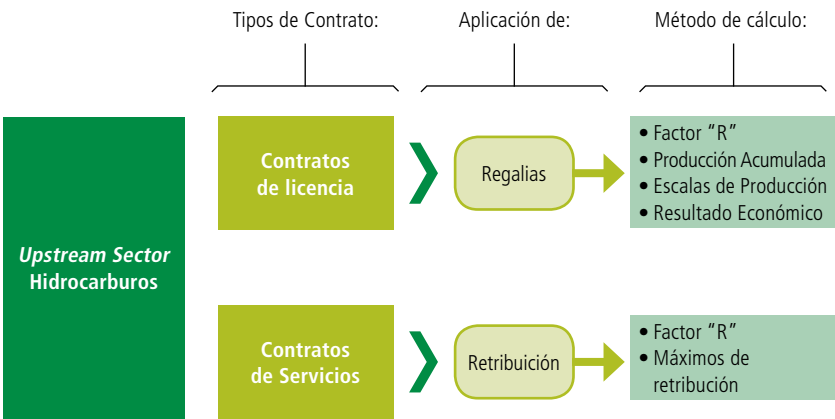
Con los resultados de los reportes de la medición de volúmenes, cálculo de los factores de distribución, reportes análisis cromatográfico de LGN, reportes de consumo de GN de la planta Pisco, se generan los Boletas de Fiscalización, que son firmadas por los representantes de Perupetro SA y Pluspetrol Perú Corporation SA.

Considerando la trascendencia e importancia de la calidad y conformidad de los equipos de medición y su adecuación a las normas internacionales resulta necesario que Perupetro SA efectúe un análisis actualizado sobre la adecuación de los equipos a las normas internacionales y a la calidad de los hidrocarburos que se producen.

c. Cálculo, pago y transferencias de las regalías

La regalía es un porcentaje de la valorización de los hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización, que se calcula y determina de acuerdo a lo establecido en el contrato de Licencia, así como en los Acuerdos de Valorización donde se establecen los términos y condiciones adicionales relacionadas con la determinación del Valor de la Producción Fiscalizada, documentos suscritos con los operadores, quienes tienen libertad de poder elegir la metodología para el cálculo de la regalía que más útil les resulte y que deberán mantener hasta finalizar el período de duración del contrato, tal como se muestra en el Gráfico 14.

Grafico 14: Cálculo de las regalías

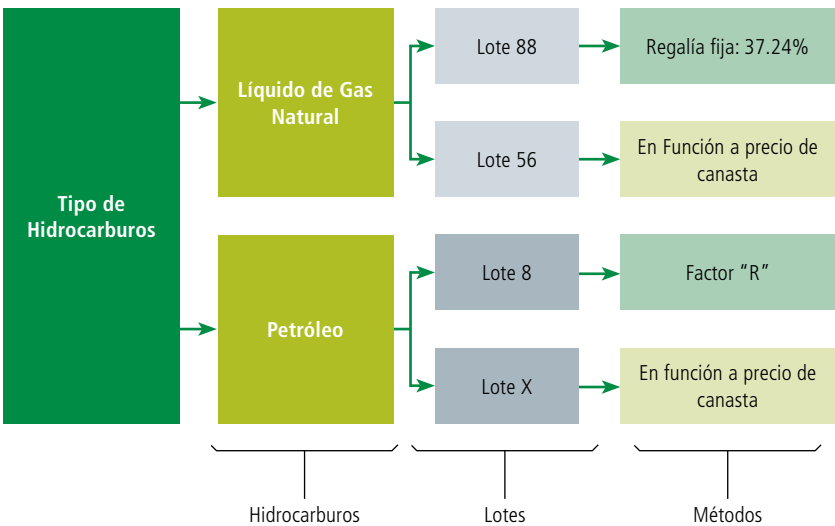


Elaborado por: Comisión de Auditoría.

Metodologías aplicables en los Lotes X, 8, 88 y 56

Las metodologías de cálculo de regalías establecidos en los contratos de Licencia de los cuatro (4) lotes tomados como muestra, se presentan en el Gráfico 15. En el caso de los Lotes 88 y 56, se ha considerado la regalías derivadas del líquido de gas natural fiscalizado y en el caso de los Lotes X y 8 sólo se consideró las regalías derivadas de la explotación del petróleo.

Gráfico n.º 15: Metodología de cálculo de regalías de los Lotes X, 8, 88 y 56



Elaborado por: Comisión de Auditoría.

Cálculo y pago de la regalía

El procedimiento de determinación de la regalía por hidrocarburos se detalla en el Anexo n.º 9. Perupetro SA realiza quincenalmente el cálculo y recaudación de la regalía correspondiente a la producción de hidrocarburos fiscalizados de los contratos de Licencia. El valor de la producción fiscalizada se calcula en función a precios internacionales sobre la base de una canasta de hidrocarburos acordados en el Contrato. Dicho precio de canasta, según manifiesta Perupetro SA, refleja los precios internacionales de los hidrocarburos producidos y fiscalizados, precios publicados en el "Platt's Oilgram Price Report" u otras fuentes que se puedan establecer en los Acuerdos de Valorización.

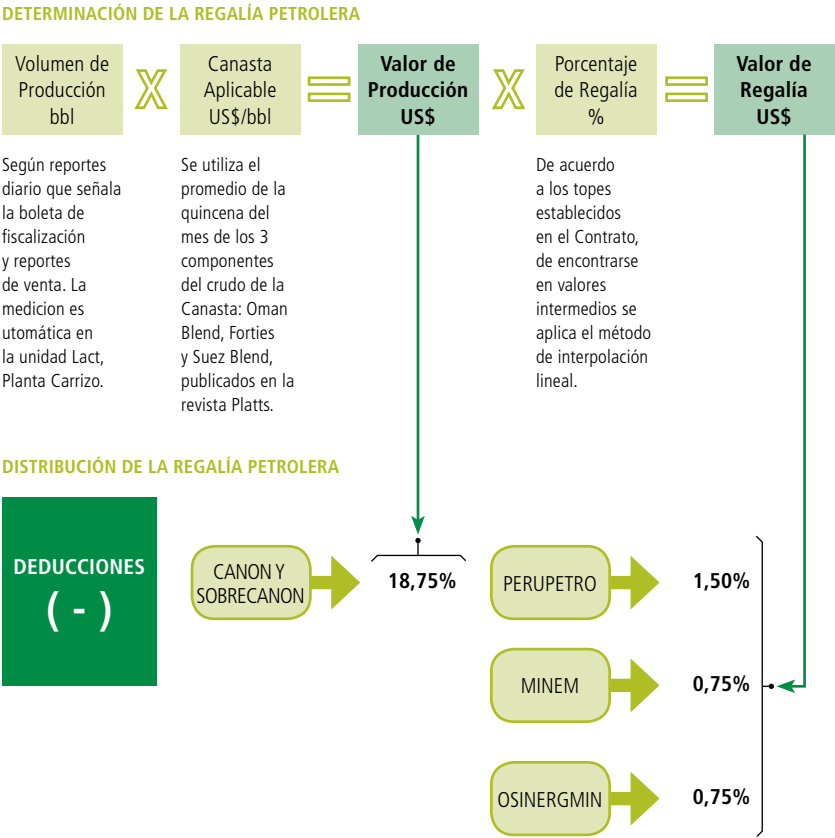
Realizado el cálculo, Perupetro SA envía al operador una pre-liquidación de la regalía a pagar en dólares, cuyo pago deberá realizarse en las cuentas bancarias de Perupetro SA a más tardar el segundo día útil después de finalizada la quincena correspondiente, entregándose posteriormente al operador el Certificado de Pago respectivo.

Considerando la transcendencia que tienen los componentes de la canasta para la determinación del valor de producción, y consecuentemente el valor de la regalía, resulta necesario que Perupetro SA efectúe un análisis actualizado de la representatividad del valor de dichos componentes con relación al valor de los hidrocarburos que se producen en los diferentes Lotes.

Transferencias al Tesoro Público

Perupetro SA, transfiere quincenalmente estas regalías a una cuenta del Banco Central de Reserva del Perú a nombre de la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público (DGETP) - MEF, deduciendo previamente las participaciones que les corresponden a las entidades involucradas en el proceso de hidrocarburos: Ministerio de Energía y Minas (0.75%), Osinergmin (0.75%) y Perupetro SA (1.50%) sobre las regalías; y, comunicando posteriormente a la DGETP-MEF de éstos depósitos, tal como se presenta en el Gráfico 16.

Gráfico 16: Procedimiento de determinación y distribución de la regalía petrolera



Elaborado por: Comisión de Auditoría.

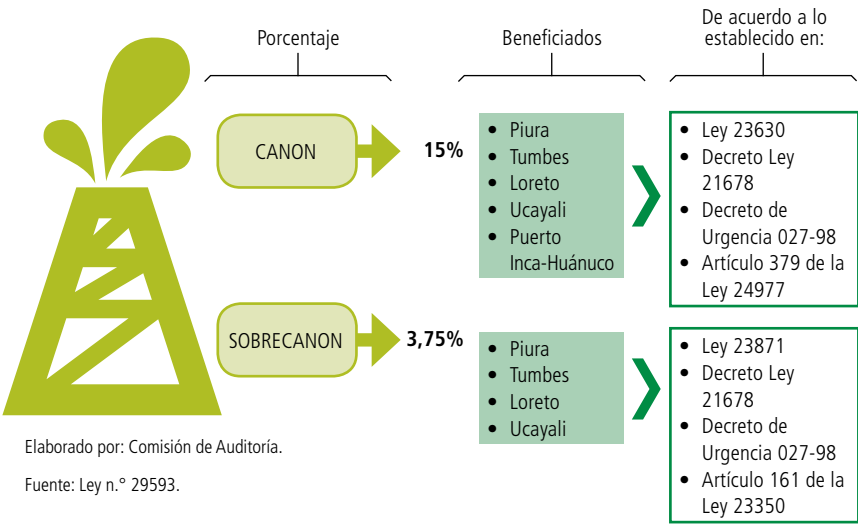
El monto total de las regalías percibidas en el año 2012, ascienden a US \$ 1 894 749 765,94; y, de enero a mayo de 2013, fue de US \$ 849 788 264,57, cuyo detalle se muestra en el Anexo n.º 10.

Canon y sobrecanon petrolero

A partir del 1 de enero de 2012, se estableció un porcentaje del 15% del valor de la producción para canon petrolero por la explotación de los recursos petroleros en los departamentos de Piura, Tumbes, Loreto, Ucayali y la provincia de Puerto Inca del departamento de Huánuco. Los beneficiarios son los Gobiernos Locales y Regionales, Institutos Nacionales y Universidades Públicas de las zonas donde se realiza la explotación. Respecto al sobrecanon petrolero, se asigna un porcentaje del 3.75% del valor de la producción a favor de los departamentos anteriormente

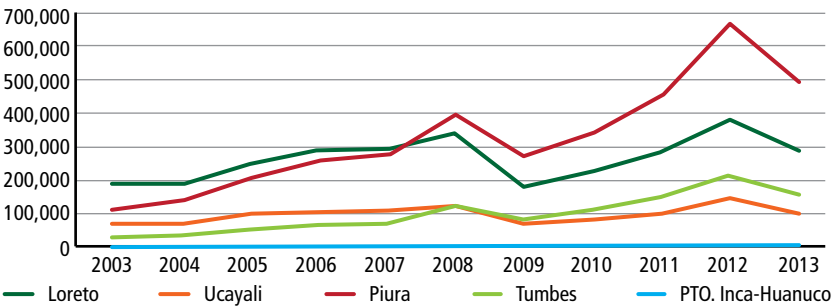
señalados, con excepción de la provincia de Puerto Inca. En el Anexo n.º 11 se efectúa una mayor explicación sobre el canon y sobrecanon petrolero; asimismo, en el Gráfico 17 se muestra la constitución del canon.

Gráfico 17: Constitución del canon y sobrecanon petrolero



Excluyendo la percepción del canon gasífero del departamento del Cusco, el departamento de Piura es quien mayor canon y sobrecanon petrolero percibió durante el año 2012 y el período de enero a mayo de 2013, ascendente a S/. 658 130,49 y S/. 236 961,49 respectivamente, que representa el 47.12% y 46.56% del total de canon y sobrecanon petrolero transferido a los departamentos de Loreto, Ucayali, Piura, Tumbes y Puerto Inca – Huánuco, tal como se muestra en el Gráfico n.º 14 y Anexo n.º 12.

Gráfico 18: Importes distribuidos por canon y sobrecanon a mayo 2013

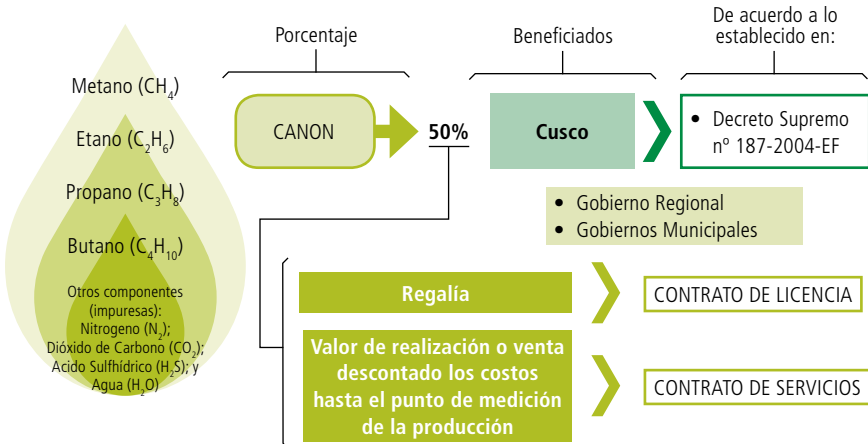


Elaborado por: Comisión de Auditoría

Canon gasífero

Corresponde el 50% de las regalías provenientes de los contratos de Licencia de los Lotes 88 y 56 por la explotación económica del gas natural y los condensados del gas natural, a favor de los Gobiernos Locales y Regionales de Cusco. La determinación del canon gasífero y su distribución se detalla en el Anexo n.º 13; sin embargo, a manera de ilustración se presenta la determinación del canon gasífero en el Gráfico 19.

Gráfico 19: Determinación del canon gasífero

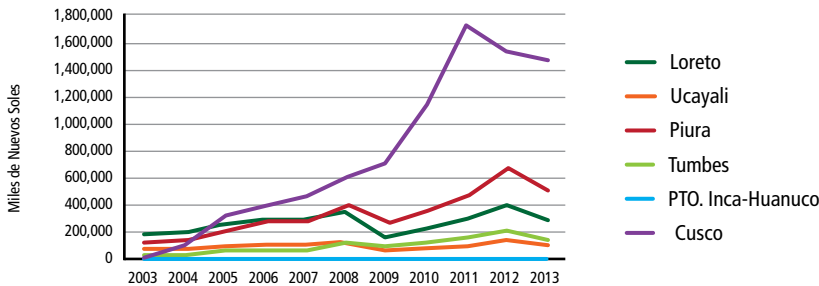


Elaborado por: Comisión de Auditoría.

Fuente: Ley N° 29693 del 31 de mayo del 2011.

Durante el año 2012 y el período de enero a mayo de 2013, el departamento de Cusco percibió S/. 1 527 381,53 y S/. 765 490,49 respectivamente por concepto de canon gasífero, que representa el 52.23% y 60.07% del total del importe por canon y sobrecanon transferido, tal como se muestra en el Gráfico 20 y Anexo n.º 12.

Gráfico 20: Importes distribuidos por canon y sobrecanon a mayo 2013



Elaborado por: Comisión de Auditoría.

d. Transparencia y divulgación de la información

Perupetro SA, regula la transparencia y divulgación de la información relacionada con el proceso de medición del volumen y calidad de los hidrocarburos fiscalizados, cálculo y pago de las regalías, en la mayoría de casos de manera completa, oportuna y periódica en cumplimiento de la política de información que establece el Código del Buen Gobierno Corporativo aprobado por Fonafe; y, el Código Marco de Control Interno de las Empresas del Estado, específicamente el componente del sistema de Información y Comunicación FC-29 Transparencia y fluidez de la información, publicando en su página web la información siguiente:

1. Relacionada con el proceso de medición de los hidrocarburos
 - Producción de hidrocarburos: petróleo, líquidos de gas natural y gas natural, anual desde el año 2003 al 2013.
 - Contratos de hidrocarburos vigentes y sus modificaciones, en cuya cláusula 8 se establecen las condiciones sobre regalía, valorización y precios.
 - Reportes de canastas anuales con detalle quincenal respecto al año 2013.
 - Producción diaria de líquidos y gas.
 - Precios internacionales de gas.
 - Embarques de gas natural para fines de exportación.
2. Relacionada con el proceso de cálculo y pago de los hidrocarburos
 - Reporte de regalías y retribuciones históricas, anualizadas con detalle mensual.
 - Ingresos al fisco histórico y anual mensualizado por contrato de Servicios y Licencia.
 - Transferencias del canon y sobrecanon mensual por beneficiario; y, determinación del canon por departamento, año y mes.
 - Regalías de gas natural cuyo destino sea la planta LNG.

Asimismo, publican en forma mensual sus Informes de Actividades que detalla información respecto a la producción de hidrocarburos por lote, producción mensual y acumulada del año; los importes por regalías y por retribuciones de cada lote, diferenciándolo por el tipo de hidrocarburo; los ingresos percibidos derivados de los contratos de Servicio y Licencia; la información sobre los importes determinados por concepto de canon, sobrecanon y Focam.

Por otra parte, es importante precisar que Perú obtuvo la certificación de “país cumplidor” en materia de transparencia en las industrias extractivas (minería e hidrocarburos) en febrero de 2012, otorgado por la Secretaria Internacional de la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI por sus siglas en inglés). Para lograr esta certificación, el Perú desde su suscripción en el año 2005 cumplió con el estándar internacional de implementar las cinco fases: adhesión, preparación, revelación, difusión y validación, a través de una Comisión Multisectorial Permanente integrada por representantes del Gobierno, la sociedad civil y las empresas extractivas, con la finalidad de transparentar los pagos que las empresas extractivas efectúan al Estado, lo que éste percibe de las empresas extractivas por los conceptos pertinentes y su distribución a nivel de los Gobiernos Subnacionales y Universidades.

Mediante Decreto Supremo n.º 028-2011-EM se creó la Comisión Multisectorial Permanente para el Seguimiento y Supervisión de la Transparencia en el empleo de los recursos que obtiene el Estado por el desarrollo de las industrias extractivas minera e hidrocarburíferas, que es presidida por el Vice Ministro de Energía.

Los objetivos y beneficios de participar en la EITI, para el Perú son: (i) generar una mayor confianza y proporcionar una mayor gobernabilidad, (ii) transparentar la rendición de cuentas de los pagos que hacen las empresas del sector extractivo al Estado por las regalías y la adecuada distribución del canon y sobre canon, (iii) mejorar el clima de inversión, al comprometerse con fortalecer la transparencia y rendición de cuentas respecto de los ingresos provenientes de la explotación de sus recursos naturales.

Asimismo, el Ministerio de Energía y Minas como ente rector del Sector, tiene en su página web un link denominado hidrocarburos, donde publica información relacionada con: leyes y reglamentos, procedimientos y registros, resumen ejecutivo – libros de reserva, fondo para estabilización de precios, enlaces de interés, guías, reportes diarios de petróleo y gas natural, precios del petróleo y gas natural, pre publicaciones anteriores y pre publicaciones.

2.2 Criterios del examen

Los criterios principales utilizados para fundamentar y sustentar el trabajo realizado y los resultados, son los siguientes:

- Ley n.º 26221 - Ley Orgánica de Hidrocarburos y sus modificatorias del 19 de agosto de 1993 y su Texto Único Ordenado aprobado por Decreto Supremo n.º 042-2005-EM del 7 de octubre de 2005; y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo n.º 045-2008-EM del 20 de setiembre de 2008.
- Ley n.º 26225 – Ley de Organización y Funciones de Perupetro SA del 24 de agosto de 1993; y el Reglamento de Organización y Funciones aprobado mediante Acuerdo de Directorio n.º 006-2013.
- Reglamento de las Actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo n.º 032-2004 EM del 18 de agosto de 2004.
- Contratos de Licencia para la explotación de hidrocarburos – Lotes 88, 56, 8 y X.
- Ley n.º 27506 - Ley del Canon del 9 de julio de 2001 y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo n.º 005-2002-EF del 6 de enero de 2002; y su modificatoria aprobada con Ley n.º 28322 del 9 de agosto de 2004; asimismo, la Ley n.º 29693 - Ley que homologa el canon y sobre canon por la explotación de petróleo y gas en los departamentos de Piura, Tumbes, Loreto, Ucayali y en la provincia de Puerto Inca en el departamento de Huánuco al canon a la explotación del gas natural y condensados del 2 de junio de 2011.

Adicionalmente a los mencionados, fueron utilizados los procedimientos internos aprobados por Perupetro SA para los temas de medición de hidrocarburos, cálculo de regalías, canon y sobre canon, aportes al Osinergmin, Ministerio de Energía y Minas y Perupetro SA, y transferencias al Tesoro Público. Asimismo, se utilizaron como criterios de carácter general, las normas del sector hidrocarburos, las buenas prácticas de control y otras que rigen la administración pública, las cuales se mencionan en el Anexo n.º 14.

2.3 Métodos y técnicas de recopilación y análisis de datos

Las técnicas utilizadas en el desarrollo de la acción de control se fundamentaron en las herramientas siguientes: Uso de las Directrices para la auditoría de desempeño, ISSAI 3000 y 3100 (International Standards of Supreme Audit Institutions) Estándares Internacionales de Auditoría de

Rendimiento de la INTOSAI; Manual de Auditoría Gubernamental y las Normas de Auditoría Gubernamental (NAGU), en lo que resulta aplicable.

Los métodos y técnicas de recopilación y análisis de datos aplicados, fueron básicamente las siguientes: (i) Entrevistas al personal de las gerencias de Supervisión de Contratos y de Recaudación de Renta por Hidrocarburos, operadores de los Lotes 88, 56, 8 y X; (ii) Aplicación de cuestionarios a los gestores; (iii) Observación directa del proceso de medición de la producción fiscalizada de los Lotes 88, 56, 8 y X; (iii) Revisión selectiva, comparación y análisis de la información proporcionada, mediante cálculos para determinar la producción valorizada, regalías, canon y sobrecanon petrolero y canon gasífero, publicación de la información en la página web de Perupetro SA y la información que divulga el EITI; (iv) Tabulación de datos, mediante información estadística en forma de gráficos y cuadros.

La Matriz de Resultados se elaboró en función a las cuestiones de auditoría incluidas en la Matriz de Planificación y como resultado del desarrollo del Programa de Auditoría. Estas Matrices fueron remitidas al gerente General de Perupetro SA a través del oficio n.º 035-2013-CG/ENER-C.PERUPETRO del 25 de noviembre de 2013; asimismo, se validó el contenido de la Matriz de Resultados en el panel de referencia realizado el 28 de noviembre de 2013, con la participación de los gestores, con el objetivo de debatir los resultados de auditoría y, fundamentar la elaboración del presente Informe.

3.RESULTADOS

3.1 Medición de hidrocarburos

- a. La precisión del sistema de medición de la calidad en el Punto de Fiscalización de la producción de petróleo en la Estación 1 Saramuro - Lote 8, se encuentra comprometido al carecer los equipos e instrumentos de medición y fiscalización de los certificados de calibración vigente.

Como resultado de la verificación al proceso de medición en el Punto de Fiscalización de la producción de petróleo del Lote 8 –

Saramuro, se detectó que los equipos e instrumentos de medición y fiscalización carecían de certificados de calibración vigente, y que los muestreadores automáticos instalados se encontraban inoperativos; al respecto, el supervisor de la empresa Servicios y Tecnología SRL – S y T SRL, quien en representación de Perupetro SA efectúa labores de supervisión de la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos, en el Acta n.º 004-2013-CG/ENER-C.PERUPETRO del 17 de setiembre de 2013, manifestó lo siguiente: “Se verifica con las calibraciones que realizan las empresas especializadas (...) que cumplen con las normas técnicas internacionales. El Salinómetro y el Termómetro Digital, para determinar el grado API, se calibran cada 6 meses y el resto de los equipos y materiales anualmente; pese a ello, a la fecha los equipos carecen de calibración vigente (...)”. Situación corroborada, en el reporte de verificación del estado y calibración de equipos e instrumentos de medición, muestreo y análisis de setiembre de 2013, cuya información se consolida en el informe mensual que presenta la empresa S y T SRL. En el mencionado reporte, se indica que la fecha de calibración de los equipos (Hidrómetro, Termómetro, Centrífuga Isotérmica, entre otros), fue realizado entre el 19 de abril y 23 de mayo de 2012; asimismo, que los muestreadores automáticos de Líneas A y B se encuentran inoperativos.

Mediante documento SUPC-GFST-0870-2013 del 24 de setiembre de 2013, la gerencia de Supervisión de Contratos alcanzó los informes mensuales de marzo de 2013 y subsiguientes, elaborados y remitidos por la empresa S y T SRL, denominado “Informe Mensual de la Producción de Hidrocarburos Producidos por los Contratistas Petroleros”, donde se reporta la inoperatividad de los muestreadores automáticos; y en los informes mensuales de agosto y setiembre de 2013, se reportó que los certificados de calibración de los equipos e instrumentos de medición no se encontraban vigentes.

Lo reportado por la empresa S y T SRL, se realiza en cumplimiento de lo establecido en el contrato n.º 011-2010 “Servicio de consultoría de supervisión de la medición del volumen de hidrocarburos producidos por los contratistas petroleros”, del 12 de marzo de 2010, siendo una de sus funciones, la verificación e inmediato reporte de cualquier deficiencia en “El buen estado de funcionamiento y la calibración o prueba de medidores en las unidades de medición automática, así como el estado de los tanques de fiscalización y las tablas de cubicación



respectivas (...); “El estado de los equipos, instrumentos, materiales y productos empleados en el proceso de fiscalización”.

Sobre la situación de los equipos, a través del documento SUPC-0153-2013 del 14 de noviembre de 2013, la gerencia de Supervisión de Contratos manifestó que el contratista Pluspetrol Norte SA, mediante el documento PPN-CO-13-0063-GOB/PPN-OPE-13-0033 del 14 de febrero de 2013, indicó que las acciones correctivas sobre la inoperatividad de equipos y calibraciones corresponden ser realizadas por Petroperú SA en su calidad de operador de la base, y propietario de los equipos e instrumentos de medición utilizados en el Punto de Fiscalización; y que han solicitado reiteradamente que tomen las acciones pertinentes; indicando que Petroperú SA efectuará la adquisición de dos (2) muestreadores, estimando su instalación para noviembre de 2013.

Respecto a los certificados de calibración no vigentes, informan que Pluspetrol Norte SA mediante documento PPN-CO-13-0310-GOB del 9 de setiembre de 2013, comunicó que Petroperú SA ha señalado que la verificación y calibración de los equipos de laboratorio y fiscalización de crudo de la Estación 1 se hace anualmente y está programada para el 30 de setiembre de 2013. Sin embargo, en posterior comunicación PPN-CO-13-0389-GOB del 6 de noviembre de 2013, informa que Petroperú SA estima iniciar la convocatoria para el proceso de contratación del servicio de calibración y certificación de los equipos e instrumentos de laboratorio y fiscalización en noviembre de 2013, estimándose iniciar los trabajos en diciembre de 2013; estas comunicaciones confirman la falta de calibración y certificación de los equipos e instrumentos de medición.

Por otro lado, mediante documento SUPC-GFSA-01203-2013 del 6 de noviembre de 2013, la gerencia de Supervisión de Contratos, alcanzó el “Programa de mantenimiento de tanques, calibración y certificación de materiales y equipos de laboratorio”, elaborado por Petroperú SA, mostrándose que en el mes de setiembre de 2013, estaban programados los trabajos para los equipos instalados en el Lote 8, la Estación 1: San José de Saramuro; programación que, conforme se ha expuesto, no se ejecutó, incumplándose lo programado e inobservando las normas referidas a la medición de hidrocarburos fiscalizados.

Los funcionarios de Perupetro SA, precisan que la medición de petróleo en el Punto de Fiscalización del Lote 8, consiste en dos (2) partes, la

primera está referida a la obtención del volumen y la segunda a la determinación de la calidad.

De ellas consideran que la más importante es la cuantificación del volumen de la producción, cuya medición se realiza por aforo (sistema manual), cuyos tanques cuentan con sus respectivas tablas de calibración vigente desde el 1 de abril de 2013 por un plazo de cinco (5) años. Respecto a la determinación de la calidad del petróleo, si bien existen certificados de calibración desactualizados de los equipos e instrumentos de laboratorio para medir los parámetros de API, BS&W y sal del crudo que se fiscalizó en los tanques, dichos certificados deben ser actualizados con los trabajos de verificación para confirmar su vigencia.

Con relación a los muestreadores automáticos inoperativos, informan que para suplir el muestreo automático de petróleo crudo, el 24 de agosto de 2012, las Partes suscribieron el Acta de procedimiento alternativo de muestreo en línea por inoperatividad de los muestreadores automáticos, esta práctica es común en la industria petrolera hasta poner en servicio el sistema automático.

Asimismo, informan que el único proveedor y operador del servicio de medición fiscal en esa zona es la empresa estatal Petroperú SA, la cual cuenta con sus propios procedimientos de contratación y adquisición de bienes y servicios, para efectos de la calibración cuyo trámite retrasó la convocatoria, imposibilitando la ejecución del servicio en el plazo determinado en los procedimientos de medición.

Sobre las opiniones antes expuestas, se considera que Perupetro SA se limitó a remitir comunicaciones a Pluspetrol Norte SA, no obstante que éste le informara que era Petroperú SA, como operador de la base y propietario de los equipos e instrumentos de medición de la calidad del petróleo, quien no iniciaba las acciones correctivas. No realizando ni coordinando con Petroperú SA el cumplimiento del "Programa de mantenimiento de tanques, calibración y certificación de materiales y equipos de laboratorio"; lo que genera el riesgo que las mediciones que se realizan en el Punto de Fiscalización de la Estación 1 Saramuro – Lote 8 reporten información inexacta, que implique la determinación imprecisa de la calidad de la fiscalizada, desconociendo si se encuentren dentro del rango tolerable de la medición de los equipos. Asimismo, los procedimientos alternos de contingencia, se

establecen en casos de emergencia o situaciones imprevistas, no son procedimientos de rutina.

Se recomienda que Perupetro SA realice coordinaciones con Petroperú SA, respecto a la necesidad e importancia de mantener los equipos e instrumentos de medición calibrados, conforme lo establecen las normas que regulan las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; asimismo, se vigile el cumplimiento del “Programa de mantenimiento de tanques, calibración y certificación de materiales y equipos de laboratorio”, para obtener una mayor garantía y confiabilidad del proceso de medición de la calidad de los hidrocarburos.

- b. Perupetro SA no participa en el proceso de toma de muestra de hidrocarburos en los pozos de producción de los Lotes 88 y 56, cuyo análisis permite obtener información de la composición de fluidos producidos, que sirven de base para determinar los factores de distribución de gas natural y líquidos del gas natural utilizados en los Puntos de Fiscalización.**

De la revisión al procedimiento para determinar el volumen de producción de los hidrocarburos provenientes de los Lotes 88 y 56, y las Boletas de Fiscalización diarias con sus documentos de sustento, se advirtió que la información consignada en el rubro “cromatografía (% másico)” del Formato 1 – Lotes 88 y 56 factores de distribución de gas natural y líquidos del gas natural utilizados en los Puntos de Fiscalización”, se determina teniendo como base las muestras de gas y condensados de los pozos. Dichas muestras son enviadas al laboratorio de planta Malvinas para su respectivo análisis cromatográfico cuyos resultados se registran posteriormente en el formato antes mencionado y sirven de base para la asignación de volúmenes de gas natural (GN) y líquidos de gas natural (LGN).

De acuerdo al “Procedimiento de Asignación de Volúmenes medidos de gas natural y líquidos de gas natural en los Puntos de Fiscalización de los Lotes 88 y 56”, para distribuir la producción se utiliza un factor de distribución, el cual es calculado considerando la información de la composición de fluido de los pozos productores de los Lotes 88 y 56.

Sin embargo, durante la visita realizada del 9 al 11 de setiembre, para observar el proceso de medición del volumen y calidad de los hidrocarburos de los Lotes 88 y 56, se tomó conocimiento que Perupetro

SA no participa en la toma de muestra de hidrocarburos de los pozos que integran planta Malvinas, actividad que se realiza una vez al año; y, cuyo análisis permite obtener información de la composición de fluidos de los pozos productores (análisis cromatográficos).

Esta situación fue corroborada por el gerente de Supervisión de Contratos mediante documento SUPC-0157-2013 del 20 de noviembre de 2013, al manifestar que "Perupetro SA no participó en la toma de muestras para determinar las cromatografías utilizadas en el Formato 1 para el año 2013. Sin embargo, Perupetro SA, a partir de noviembre 2013 participó en la toma de muestras de los pozos para determinar las cromatografías a ser usadas en el Formato 1 para el año 2014".

Los funcionarios de Perupetro SA, refieren que la actividad del muestreo anual correspondiente al año 2014, el contratista programó efectuarla desde fines de setiembre 2013 hasta fines de diciembre 2013.

El muestreo de fluidos es un evento que se realiza una vez al año y es efectuado por SCHLUMBERGER, compañía altamente especializada de prestigio internacional que cuenta, para el caso con tecnología y herramientas propias para el muestreo de fluidos multifásicos; y que el trabajo de muestreo se efectúa mediante un sistema automatizado cuyo producto son botellas codificadas y herméticamente seguras, las cuales son transportadas por vía aérea desde cada locación a la planta Malvinas.

Asimismo, señalan que la participación de Perupetro SA en el muestreo anual - 2014, estuvo limitada a observar el trabajo, ya que el mismo es automatizado y operado por SCHLUMBERGER. Sin embargo, precisan que Perupetro SA si participa en los análisis cromatográficos de las muestras; dichos análisis se realizan en el Laboratorio de la planta Malvinas; por lo que consideran que la medición diaria fiscal de volumen y calidad de GN y LGN, está garantizada debido a que los sistemas automáticos de medición utilizados en el Punto de Fiscalización para los Lotes 88 y 56, se encuentran calibrados.

No obstante lo manifestado por los funcionarios de Perupetro SA, consideramos que corresponde a la Entidad establecer claramente en qué etapas del proceso de medición del volumen y calidad del hidrocarburo deben participar, considerando la relevancia y el impacto que se tenga en la valorización de la producción, máxime si Perupetro

SA consideró participar en la toma de muestra de un primer pozo para determinar las cromatografías a ser usadas para el año 2014.

Se recomienda que Perupetro SA defina las coordinaciones con Pluspetrol Perú Corporation SA, operador de los Lotes 88 y 56, que permita asegurar su participación en la toma de muestra anual de los hidrocarburos de los pozos, para determinar la composición de fluidos.

Se espera con la evaluación y definición de las etapas en la que participará Perupetro SA, relacionadas con el proceso de medición del volumen y calidad de hidrocarburos, asegure la confiabilidad de obtención de información de la composición de fluidos en cada lote; y la transparencia en el proceso de asignación de volúmenes medidos de gas natural y líquidos de gas natural. Así como, mayor presencia de Perupetro SA, en su rol de supervisor del cumplimiento de las obligaciones contractuales del contratista.

- c. Perupetro SA, ha tercerizado la función de supervisión de la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos, para lo cual llevó a cabo el Concurso Público n.º CP-0002-2013-PERUPETRO, convocado nueve (9) días antes de concluir el Contrato vigente; asimismo, la integración de Bases se postergó durante seis (6) meses, al no observar de manera estricta lo dispuesto por el OSCE en el Pronunciamiento n.º 473-2013/DSU, originando se lleve a cabo una exoneración bajo la causal de situación de desabastecimiento desde el 1 de noviembre del 2013.**

El Concurso Público n.º CP-0002-2013-PERUPETRO – contratación del servicio de supervisión de la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos, se convocó el 22 de marzo de 2013 por un valor referencial de S/. 12 348 581,76, previendo otorgar la buena pro el 25 de junio de 2013, según información publicada en el portal del SEACE; es decir, el proceso de selección se convocó nueve (9) días antes de concluirse el Contrato-011-2010, cuyo período de vigencia era entre el 1 de abril de 2010 al 31 de marzo de 2013.

En la etapa de absolución de observaciones, la dirección de Supervisión del OSCE emitió el Pronunciamiento n.º 473-2013/DSU del 27 de mayo de 2013, donde concluye que el Comité Especial cumpla con absolver las observaciones efectuadas respecto al objeto de la convocatoria, contenido de la propuesta económica y determinación del valor referencial.

Al respecto, el Comité Especial del CP-0002-2013-PERUPETRO, emitió un Informe Técnico del 5 de junio de 2013, absolviendo las observaciones formuladas por el OSCE. Registrándose las Bases Integradas el 6 de junio de 2013 en el SEACE; sin embargo, el OSCE mediante oficio n.º 655-2013/DSU-PAA del 17 de junio de 2013, señaló que correspondía no continuar con la tramitación del proceso y que el Comité Especial debía volver a integrar las Bases al no sujetarse de manera estricta a lo dispuesto en el Pronunciamiento n.º 473-2013/DSU.

Posteriormente, el OSCE mediante oficio n.º 1042-2013/DSU-JAM del 4 de setiembre de 2013 solicita al Comité Especial, que informe:

“dentro de los tres (3) días hábiles de recibido el presente oficio, las razones por las cuales no se ha cumplido con ello, habiendo transcurrido más de dos (2) meses desde la emisión y publicación del referido oficio n.º 655-2013/DSU-PAA”.

Precisando además, que:

“la demora en su implementación resulta exclusiva responsabilidad del Comité Especial, (...) y responsable de integrar adecuadamente las Bases a fin que se pueda contratar el servicio requerido”.

De acuerdo a lo informado por el gerente de Recaudación de Renta, mediante documento RRPB-GFAC-0303-2013 y correo electrónico del 22 de noviembre de 2013, señala que solicitó apoyo a las gerencias de Recaudación de Renta por Hidrocarburos y de Supervisión de Contratos, e incluso se reunió con funcionarios del OSCE el 23 de setiembre de 2013 para explicar los motivos del cambio del objeto de la convocatoria de “Consultoría” a “Servicios en general”, sobre el contenido de la propuesta económica y la determinación del valor referencial, explicaciones que fueron enviadas al OSCE el 23 de octubre de 2013 y posteriormente fueron publicados en el SEACE el 8 noviembre de 2013. Asimismo, señala que el 20 de noviembre de 2013, se llevó a cabo el acto público de presentación de propuestas, donde se presentaron dos (2) postores, habiéndose otorgado la buena pro el 27 de noviembre de 2013.

En el ínterin de las postergaciones efectuadas, se suscribió un contrato complementario derivado del Contrato Cont-011-2010,

por el monto de S/. 1 824 978,00 equivalente al 16.86% del monto establecido en el contrato original, a ser ejecutado desde el 1 de abril de 2013 hasta el 30 de setiembre de 2013; y posteriormente, se efectuó una exoneración al proceso de selección EXON-007-2013-PERUPETRO, bajo la causal de desabastecimiento inminente.

La planificación del proceso de selección para la contratación del servicio de supervisión de la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos no consideró la fecha de término del contrato anterior; asimismo, el Comité Especial no dio estricto cumplimiento a las disposiciones emitidas por el OSCE respecto al objeto de convocatoria, contenido de la propuesta económica y determinación del valor referencial. Por otra parte, en la formulación de bases, respecto al objeto de la convocatoria, se señaló “servicio en general”, cuando el proceso anterior se convocó como “consultoría”.

La situación antes expuesta, generó que se efectúe una exoneración al proceso de selección bajo la causal de desabastecimiento inminente por la demora en la integración de bases.

Se recomienda a Perupetro SA establecer una adecuada planificación de los procesos de selección, específicamente en la fase de programación y actos preparatorios que permitirán contar de manera oportuna con el servicio requerido de supervisión de la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos; y, evitar se lleven a cabo exoneraciones, que pudieran generar el incumplimiento de la normativa y consecuentes responsabilidades administrativas.

3.2 Cálculo, pago y transferencias de las regalías

- a. Se detectaron diferencias en los montos transferidos a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público – MEF, los ingresos fiscales por las regalías de hidrocarburos del año 2012, ascendente a S/. 2 975 231,13; y, del período de enero a mayo 2013 por S/. 1 235 543,31; al deducir de las transferencias, importes utilizados para el pago del servicio de supervisión de la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos fiscalizados respecto de los contratos de Licencia, siendo ésta una labor comprendida en el objeto social de Perupetro SA.

Del recalcu­lo y contrastación efectuada a la distribución de las regalías por hidrocarburos de los contratos de Licencia de los Lotes X, 8, 56 y 88 y los importes que se muestran en el reporte quincenal de Transferencias al Tesoro Público por lotes del período auditado, se evidencia que Perupetro SA incluye como deducción de las regalías por hidrocarburos bajo el concepto de “gastos de fiscalización” el pago que efectúa mensualmente a la empresa Servicios y Tecnología SRL por el servicio de consultoría de supervisión de la medición del volumen y calidad de hidrocarburos producidos por los contratistas petroleros, derivado del Concurso Público n.º CP-0002-2009-PERUPETRO, motivo por el cual se extendió el cálculo a todos los contratos de Licencia, verificándose que por la aplicación extensiva de las normas, no se transfirieron a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público (DGTEP)-MEF los ingresos fiscales por las regalías de hidrocarburos ascendente a S/. 2 975 231,12 y S/. 1 235 543,31 (Anexo n.º 15), correspondientes al año 2012 y al período comprendido de enero a mayo 2013, respectivamente.

Del total de regalías percibidas por hidrocarburos en el año 2012 y de enero a mayo 2013, el 61% y 68% respectivamente, corresponde a las regalías gasíferas respecto los contratos de Licencia de los Lotes 88 y 56 por la explotación de gas natural y líquido gas natural, a las que se aplican las normas del canon gasífero, conforme se muestra en el cuadro siguiente:

Tabla 10: Regalías percibidas por hidrocarburos en el año 2012

Período	Regalías petroleras		Regalías gasíferas*		Total Regalías	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%
Ene - Dic 2012	729,979,673.51	39	1,164,770,092.43	61	1,894,749,765.94	100
Ene - Mayo 2013	267,917,811.81	32	581,870,452.76	68	849,788,264.57	100

Fuente: Perupetro SA.

El artículo 8 de la Ley n.º 26221, concordado con el Decreto Supremo n.º 042-2005-EM – TUO de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, señala que Perupetro SA transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos en los contratos de Licencia; asimismo, el riesgo de la ejecución del contrato recae sobre los contratistas, quienes deben pagar una regalía en función de la producción fiscalizada de

hidrocarburos, para lo cual Perupetro SA, en su calidad de contratante tiene como objeto social el de supervisar los contratos; para lo cual, se detrae de las regalías el 1.5% para sus gastos operativos.

Mediante documento RRPB-GFTE-0688-2013, el gerente General de Perupetro señala que:

“... el rubro denominado “Gastos de Fiscalización” es el **gasto generado por la medición de la producción** de hidrocarburos (líquidos y gas natural), que se realiza para determinar la cantidad de hidrocarburos extraídos de algún lote en producción **previo al traslado al Contratista**, en cumplimiento de los contratos suscritos...”, asimismo señala que se efectúa: “...esta deducción sobre las regalías percibidas desde la creación de Perupetro SA en noviembre de 1993...”

“(...) la forma de determinación de dicha obligación, se sustentó con la promulgación del Decreto Supremo n.º 177-81-EFC, (...). Dichas deducciones consideran a todos los gastos operativos y generales que se derivan de la producción de petróleo. (...) La medición de producción de hidrocarburos en esa época la realizaba Petroperú SA, desde la creación de Perupetro SA, la realiza ahora esta empresa a través de terceros.

(...) a partir de la promulgación del Decreto Supremo n.º 206-2006-EF, el Reglamento de la Ley n.º 28699 – Ley que modifica la distribución del canon por la producción de petróleo y gas en el departamento de Ucayali, donde se incorpora explícitamente entre otros, **que el canon y sobrecanon se determina, deduciendo los gastos de fiscalización, del valor de la producción fiscalizada de hidrocarburos.** (...)”

Las normas relativas al canon petrolero son anteriores a la creación de Perupetro SA en noviembre de 1993, por lo que dichas normas se han tenido que adecuar con posterioridad, sin embargo a lo largo del tiempo han mantenido su forma de determinación”.

El Reglamento de la Ley de canon aprobado mediante Decreto Supremo n.º 005-2002-EF y modificado por el Decreto Supremo n.º 187-2004-EF, señala que el canon gasífero se compone del 50% de las regalías provenientes de los contratos de Licencia y 50% del valor de realización o venta descontado los costos hasta el punto de medición de la producción en los contratos de Servicios, derivados de la explotación de gas natural y condensados.

Según información proporcionada por el grupo funcional de Contabilidad a través del reporte "Análisis de cuentas de Balance Año: 2012", el importe percibido por Perupetro SA correspondiente al 1.50% de las regalías para los costos operativos, por el período de enero a diciembre del 2012, fue de US\$ 30 008 639,57 que equivale a S/. 79 243 124,43.

Los funcionarios de Perupetro SA, señalan que teniendo en consideración que el canon y sobrecanon son la compensación que reciben los beneficiarios por la explotación de un recurso natural agotable (hidrocarburos), su determinación no debe tener diferencias respecto de los ingresos de contratos por Servicios y Licencia (regalías). Y que las deducciones de los gastos de fiscalización se amparan en la Ley n.º 26221 que estableció que Perupetro SA debe asumir derechos y obligaciones en los contratos de hidrocarburos existentes, celebrados al amparo de los Decretos Leyes n.ºs 22774 y 22775; y que entre los derechos se encuentran los derechos sobre los contratos de hidrocarburos (Servicios y Licencia), entre las que se encuentran asumir el pago del canon y sobrecanon, con las normas aplicables desde la existencia de Petroperú SA, entre las que se encontraban las deducciones por gastos de transporte (oleoducto), pagos por derechos de importación y gastos de fiscalización.

Asimismo, refieren que al asumir las obligaciones, también se asumió la forma de determinar el canon; y, que el 1.5% que incluiría los gastos por derechos de importación, fiscalización y transporte, no alcanzaría para cubrir todas sus obligaciones. Además, que el 1.5% debe cubrir los gastos operativos de su presupuesto, conforme a lo aprobado por el Fonafe, presupuesto que diferencia claramente las deducciones de los contratos y del 1.5%. Sin embargo, propondrán un proyecto de norma que reitera y evite interpretaciones distintas sobre las deducciones que se deben efectuar de los saldos de los contratos de hidrocarburos.

Lo revelado se debe a la aplicación e interpretación extensiva de lo establecido en el artículo 4º de la Ley n.º 23630; y, del artículo 2º del Decreto Supremo n.º 177-81-EFC, relativo al cálculo del canon petrolero, que precisan que el canon se determinará deduciendo entre otros, los costos de transporte; sin embargo, dichas deducciones se establecieron en la época cuando Petroperú SA era operador inicial de los lotes petroleros, realizaba las labores de explotación, refinación y comercialización, labores que no realiza y nunca ha realizado Perupetro SA.

Asimismo, consideran que lo establecido en las normas que regulan el canon gasífero, no debe asociarse al tema de transferencias al Tesoro Público; sin embargo, dichas normas establecen claramente que solo se efectuarán deducciones sobre la base de cálculo del canon para los contratos de Servicios.

Lo comentado genera que los ingresos fiscales correspondientes al año 2012 y el período de enero a mayo 2013, se vean disminuidos en S/. 2 975 231,13 y S/. 1 235 543,31 respectivamente, al haberse detectado diferencias en las transferencias que realiza Perupetro SA a la DGET-MEF del monto total de los saldos de las regalías percibidas, luego de las deducciones legales; aumentando la expectativa de control sobre la transferencia de las regalías percibidas.

Se recomienda que Perupetro SA informe al Ministerio de Economía y Finanzas y Ministerio de Energía y Minas, que se han efectuado estas deducciones a las regalías que afectan el importe de los ingresos fiscales transferidos. Asimismo, se defina los fondos a utilizar para el pago del servicio de supervisión de la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos considerando que no se transgreda la normativa vigente.

Se espera con ello, mayor garantía y confiabilidad de los cálculos que realiza Perupetro SA sobre los descuentos y transferencias de las regalías aportadas por los contratistas que explotan los hidrocarburos. Asimismo, que las deducciones a los ingresos provenientes de las regalías derivadas de los contratos de Licencia se realicen conforme lo establecen las normas legales.

- b. Se detectaron diferencias en los montos transferidos a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público – MEF, por concepto de canon y sobrecanon petrolero del orden de S/. 305 613,29 por el año 2012 y S/. 122 831,59 por el período de enero a mayo 2013, al calcularse sobre la base del valor de producción menos los gastos de fiscalización que refiere Perupetro SA.**

Como resultado del cálculo realizado para determinar los importes por canon y sobrecanon petrolero proveniente de los Lotes X y 8, constituidos por el 15% y 3.75% del valor de producción, se detectaron diferencias con los importes señalados en el reporte quincenal de Transferencias al Tesoro Público por lote remitido por Perupetro SA a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro

Público (DGETP)-MEF, motivo por el cual, se extendió los cálculos a los 13 lotes petroleros con producción fiscalizada de hidrocarburos, excepto los que generan canon para el departamento de Ucayali.

Perupetro SA, señala con documento RRPB-GFTE-0618-2013 que:

"la diferencia por el recálculo se origina al no considerar como deducción para la determinación del canon y sobrecanon a los gastos de fiscalización, deducción permitida según lo estipulado en el Decreto Ley n.º 21678 que estableció un canon del 10% ad-valorem (de acuerdo al valor) sobre la producción total".

Asimismo, mediante documento RRPB-GFTE-0688-203 señala que la forma de determinación del canon y sobrecanon se sustentó en el Decreto Supremo n.º 177-81-EFC, a través del cual se establece la forma y deducciones a aplicar que consideran a todos los gastos operativos y generales que se derivan de la producción de petróleo; y que a partir de la promulgación del Decreto Supremo n.º 206-2006-EF, se incorpora explícitamente entre otros que el canon y sobrecanon se determina, deduciendo los gastos de fiscalización del valor de la producción fiscalizada de hidrocarburos. La norma aludida resulta aplicable para la producción de petróleo y gas en el departamento de Ucayali.

Al respecto, el artículo 8 de la Ley n.º 26221, concordado con el Decreto Supremo n.º 042-2005-EM – TUO de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, señala que Perupetro SA transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos en los contratos de Licencia, debiendo pagar los contratistas una regalía en función de la producción fiscalizada de hidrocarburos, para lo cual Perupetro SA, en su calidad de contratante tiene como objeto social el de supervisar los contratos; para lo cual, se detrae de las regalías el 1.5% para sus gastos operativos.

La gerencia de Supervisión de Contratos de Perupetro SA, es la encargada de dirigir y coordinar el proceso de supervisión de los contratos de exploración y/o explotación de hidrocarburos, suscritos entre Perupetro SA y las empresas contratistas.

Al respecto, Perupetro SA manifiesta que teniendo en consideración que el canon y sobrecanon son la compensación que reciben los beneficiarios por la explotación de un recurso natural agotable (hidrocarburo), su determinación no debe tener diferencias respecto

de la determinación del canon de los contratos por Servicios y Licencia. Y que las obligaciones de los contratos por hidrocarburos son similares en los contratos de Licencia y Servicios, ya que si bien en los contratos de Licencia se percibe una regalía, ello es equivalente a la venta menos el costo de retribución en los contratos de Servicios.

Asimismo, indican que las deducciones de los gastos de fiscalización se amparan en la Ley n.º 26221, la cual establece que Perupetro SA debe asumir derechos y obligaciones en los contratos de hidrocarburos, celebrados bajo el amparo de los Decretos Leyes n.ºs 22774 y 22775. Entre los derechos se encuentran los derechos sobre los contratos de Licencia y Servicios y entre las obligaciones se encuentra el asumir el pago del canon y sobrecanon en los dos contratos, ello incluye los gastos de fiscalización, entre otros, que se ejecutan para identificar la cantidad producida, gastos reconocidos desde la existencia de Petroperú SA (ahora Perupetro SA), entre las otras deducciones se encuentran las deducciones por gastos de transporte (oleoducto), pagos por derechos de importación y gastos de fiscalización.

Y que al asumir Perupetro SA las obligaciones asumió también la forma de determinar el canon, porque los beneficiarios no deben ser afectados por las decisiones de cambio de entidad contratante.

Y que dado que las leyes y/o decretos supremos, no han sido actualizados en el tiempo y podría generarse opiniones distintas por cada sector, Perupetro SA tramitará un proyecto de norma que precise que para determinar el canon y sobrecanon, se deducen los gastos de fiscalización, entre otros gastos.

Lo expuesto por los funcionarios de Perupetro SA solo confirman la discrepancia existente en la interpretación y aplicación extensiva de lo establecido en el artículo 4º de la Ley n.º 23630, referido al canon para Tumbes y Piura; y el artículo 2º del Decreto Supremo n.º 177-81-EFC, relativo al cálculo del canon petrolero para el departamento de Loreto, que establece que el canon se determinará deduciendo entre otros, los costos de transporte; sin embargo, dichas deducciones se establecieron cuando Petroperú SA, operador inicial de los lotes petroleros, realizaba las labores de explotación, refinación y comercialización, labores que no realiza Perupetro SA desde el inicio de sus operaciones. Asimismo, se mantiene la discrepancia en la aplicación extensiva de lo establecido en el artículo 3º del Decreto

Supremo n.º 206-2006 EF, el cual es específico para el departamento de Ucayali.

Sin embargo, la Ley n.º 29693 – Ley que homologa el canon y sobrecanon para la explotación de petróleo y gas en los departamentos de Piura, Tumbes, Loreto, Ucayali y en la provincia de Puerto Inca del departamento de Huánuco al canon a la explotación del gas natural y condensados, señala en su artículo 3º que la elevación de la participación del canon y sobrecanon a la explotación del petróleo y gas será del 15% y 3.75% de acuerdo a lo establecido en sus propias leyes, siendo la promulgación de estas normas anteriores a la creación de Perupetro SA y no se ajustan a los tipos de contratos vigentes.

Lo comentado viene generando que el presupuesto de las entidades a las que por Ley (Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales y otros), se les tiene que transferir los importes del canon y sobrecanon petrolero, que se derivan de las actividades de explotación de hidrocarburos y dependiendo de su aplicación, podrían ser inferiores por el período de enero de 2012 a mayo de 2013 en S/. 428 444,88 (S/. 305 613,29 por el año 2012 y S/. 122 831,59 por enero a mayo 2013 - Anexo n.º 16).

Se recomienda a Perupetro SA, establezca procedimientos internos con la finalidad de definir la metodología de determinación (base de cálculo y deducciones) del canon y sobrecanon petrolero de acuerdo a la Ley n.º 26221, concordado con el Decreto Supremo n.º 042-2005-EM – TUO de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, debiendo prever que existen actividades que resultan aplicables para el contratista con contrato de Servicio, pero no para los que mantienen contrato de Licencia.

Asimismo, formule a través del sector Energía y Minas, una propuesta legislativa que amplíe la Ley n.º 29693 Ley que homologa el canon y sobrecanon, en lo que respecta a la metodología de determinación (base de cálculo y deducciones) del canon y sobrecanon petrolero a fin de guardar concordancia, coherencia y uniformidad en su aplicación.

Con ello, se permitirá que los importes por canon y sobrecanon petrolero se determinen sobre bases establecidas de manera uniforme, en normas vigentes; y, se tendrá una mayor garantía y confiabilidad de los cálculos que realiza Perupetro SA.

- c. Las cifras de US\$ 94 270 325,38 y US\$ 33 820 474,19, reportadas por Perupetro SA como regalías derivadas del contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos del Lote 8, durante el año 2012, y enero a mayo del 2013, no resultan ser las definitivas, generándose constantes reprocesos en la determinación del Factor “R”.

De la revisión a la aplicación y desarrollo del Factor “R” correspondiente al contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos del Lote 8, consignados en el “Reporte Resumen del Cálculo del Factor R”, que sirven para definir el porcentaje de regalía a aplicar, que se muestra en el reporte “Cálculo de Regalía”, se determinó que durante el año 2012, y de enero a mayo del 2013, los importes determinados como Factor “R” han sufrido modificaciones, no definiéndose las cifras definitivas de los ingresos y egresos acumulados, tal situación se evidencia en lo siguiente:

- Los saldos iniciales de ingresos y egresos acumulados al 1 de enero de 2012, fueron modificados debido a que el “Acuerdo sobre montos definitivos a considerar hasta el 31.12.2011”, sobre la revisión y conciliación de la información de ingresos y egresos del ejercicio 2011, fue presentado a Perupetro SA el 26 de abril de 2013, a través del documento PPN-CO-13-0161-GOB, afectando los importes determinados como Factor “R” en el período de enero a abril de 2012.

Sobre este punto, los funcionarios de Perupetro SA han manifestado que como producto de toda revisión, los resultados obtenidos son considerados en el Factor “R”, y dado que el Factor “R” es la relación de ingresos y egresos acumulados, los resultados pueden afectar los cálculos realizados para períodos posteriores.

- La revisión de las cifras reportadas como ingresos y egresos por Pluspetrol Norte SA que opera el Lote 8, a través de los “Estados de Cuenta del Factor “R” ingresos – egresos”, por el período de enero a junio de 2012, fue realizada por la empresa Delgado Fernández y Asociados S.C, contratada a través de la Orden de Servicio n.º CJ1193-2012 del 30 de noviembre de 2012, siendo la fecha de término el 11 de enero de 2013.

Según informan los funcionarios de Perupetro SA, el proceso de revisión de enero a junio de 2012 se llevó a cabo con mayor antelación a los realizados por los años 2011, 2010, etc.; y que, debido al retraso en la

suscripción de los contratos de transporte entre Petroperú SA y Pluspetrol Norte SA, de los cuales se obtiene la tarifa de transporte definitiva del año 2012 a ser considerada en el cálculo de regalía, el Acta de montos definitivos debió ser emitida posteriormente, con Carta n.º GGRL-SUPC-GFSA-01251-2013 del 20 de noviembre de 2013. Asimismo, señalan que el contrato de Licencia establece un plazo máximo para objetar los Estados de Cuenta del Factor "R", de veinticuatro (24) meses computados a partir de la fecha de su presentación.

- Las observaciones efectuadas a los ingresos y egresos del reporte Resumen del Cálculo del Factor "R" del período de enero a junio de 2012, derivadas del Informe de la empresa Delgado Fernández y Asociados SC, afectará el Factor "R" determinado en el período de 2012, pues los saldos acumulados variarán; las observaciones se mantendrían porque no se firma el Acuerdo sobre montos definitivos.

Los funcionarios de Perupetro SA ha manifestado que, a la fecha ya se han realizado todos los recálculos de regalía por tarifa de transporte definitiva correspondiente al periodo de enero a junio de 2012, aprobados con Carta n.º GGRL-SUPC-GFSA-0865-2013 del 31 de julio de 2013, y se ha remitido a Pluspetrol Norte SA adjunto a la Carta n.º GGRL-SUPC-GFSA-01251-2013 del 21 de noviembre de 2013, el Acuerdo sobre montos definitivos del Factor "R" al 30 de junio de 2012, para la firma de su gerencia General, precisando que Perupetro SA ya suscribió el Acta.

- Los egresos revisados por la empresa Delgado Fernández y Asociados constituyen el 83% del total de egresos; sin embargo, el 45% de dichos egresos son las regalías, las cuales son determinadas por Perupetro SA; la revisión de egresos pudo ampliarse a otros conceptos.
- Respecto a la revisión de los "Estados de Cuenta del Factor R" Ingresos - Egresos del Lote 8, por el período de julio a diciembre de 2012, recién mediante Orden de Servicio n.º CONT-0030-2013 del 9 de octubre de 2013, se ha contratado a la empresa Delgado Fernández y Asociados SC, cuya plazo de término del servicio es el 10 de junio de 2014.
- El Sistema de Supervisión de Contratos - SISUC no emite un reporte que permita visualizar las cifras históricas de ingresos y egresos,

y las modificaciones efectuadas, partiendo del Estado Mensual de Cuentas del Factor “R” – Ingresos y Egresos remitido por Pluspetrol Norte SA, emitiéndose únicamente el “Reporte Resumen del Cálculo del Factor “R” en el que se aprecia el Factor “R” vigente.

Lo comentado se genera porque Pluspetrol Norte SA no ha suscrito el contrato por el servicio de transporte de hidrocarburos líquidos, que no permite obtener las cifras definitivas de la valorización de la producción, originando que las cifras informadas y reportadas al Tesoro Público como regalías provenientes del contrato de Licencia del Lote 8, por el período de enero a diciembre de 2012 y enero a mayo de 2013, no resulten ser las definitivas; y que exista el riesgo que el proceso de revisión de la información reportada en los Estados de cuenta del Factor “R” excedan el plazo establecido en el contrato para que Perupetro SA pueda plantear por escrito sus objeciones.

Además, en términos generales, no se cuenta en forma oportuna con las cifras definitivas de las regalías derivadas de los contratos de Licencia para la explotación de hidrocarburos que aplican la metodología del Factor “R”; y se generan reprocesos para definir el Factor “R” y las regalías; generando a su vez un aumento de expectativa de control sobre los contratos de Licencia para la explotación de hidrocarburos que aplican la metodología del Factor “R”.

Se recomienda que Perupetro SA, realice las coordinaciones con Pluspetrol Norte SA, para que el contrato por el servicio de transporte de hidrocarburos líquidos se suscriba de manera oportuna, con la finalidad de no generar reprocesos y poder suscribir el Acta de cifras definitivas al contar con el Informe de revisión de los ingresos y egresos del Factor “R”.

Por otra parte, se actualice el software SISUC, a fin que permita visualizar las cifras históricas y modificaciones efectuadas relacionadas con los reportes del Factor “R”.

Asimismo, se realice un estudio o evaluación, sobre las ventajas y desventajas existentes al utilizar la metodología del Factor “R” en la determinación de regalías en los contratos de Licencia para la explotación de hidrocarburos, considerando el criterio de costo/beneficio, las limitaciones y problemática que existe en la determinación de cifras definitivas.

En función a lo antes expuesto, se logrará que las cifras que por regalías se derivan de los contratos de Licencia para la explotación de hidrocarburos que utilizan la metodología del Factor "R", sean oportunas, se tenga una mayor garantía y confiabilidad en los cálculos que realiza Perupetro SA sobre las regalías, y se logre una optimización de los procesos de cálculos de regalías.

- d. Perupetro SA viene efectuando procesos de selección para la ejecución del servicio de revisión de los Estados de Cuenta del Factor "R", estableciendo se revise el 100% de los ingresos reportados en forma mensual, sin considerar que más del 99% de los ingresos lo constituye el valor de la producción fiscalizada, en cuya determinación participa Perupetro SA; asimismo, en la revisión de los egresos incluyen el valor de las regalías determinadas por Perupetro SA, que representan alrededor del 35% de la totalidad de los egresos.**

Perupetro SA mantiene suscrito seis (6) contratos para la explotación de hidrocarburos, siendo cinco (5) contratos de Licencia, correspondientes a los Lotes VII/VI, XIII, 8, 67 y Z-6; y, un (1) contrato de Servicio, correspondiente al Lote Z-2B. En estos contratos se han establecido procedimientos para calcular el porcentaje de regalía en función al Factor "R", que se aplica a la valorización de la producción de los hidrocarburos fiscalizados, cuya determinación del procedimiento a seguir se establece en la cláusula 8 de cada Contrato.

Para el procedimiento de revisión de los Estados de Cuenta del Factor "R" por cada uno de los lotes en los cuales se ha establecido la metodología del Factor "R", Perupetro SA ha venido efectuando procesos de selección para que esta labor sea desarrollada por un tercero, siendo el último proceso realizado, la Adjudicación Directa Pública n.º 0004-2013-PERUPETRO otorgándose la buena pro el 27 de setiembre de 2013 a favor de la empresa Delgado Fernández y Asociados SC por un valor de S/. 207 150,00, para realizar la revisión de los Estados de Cuenta del Factor "R" respecto de los Lotes XIII, VII/V, 67, 8, Z-2B y Z-6.

En el numeral 2 características del requerimiento, de los Términos de Referencia que forman parte de las Bases, se estableció el período y el porcentaje de muestra a revisar por cada lote, tal como se presenta a continuación:

Tabla 11: Universo y muestra de importes de ingresos y egresos para el cálculo del factor “R”

Lote	Período	Universo			Muestra			
		Ingresos (US\$)	Egresos (US\$)	Planilha (US\$)	Ingresos (US\$)		Egresos (US\$)	
					Monto	%	Monto	%
VII/VI	Enero - Diciembre 2012	137,399,528	52,645,735	7,100,297	137,399,528	100	30,737,239	58
XII	Julio - Diciembre 2012	67,894,587	55,257,295	437,074	67,894,567	100	29,629,657	54
8	Julio - Diciembre 2012	178,756,146	109,035,767	7,828,977	178,756,146	100	89,004,576	82
67	Enero - Diciembre 2012	293,402	77,859,026	7,793,430	293,402	100	38,996,698	50
Z-6	Julio - Diciembre 2012	0	1,560,951	0	0	100	1,533,020	98
Z-2B	Julio - Diciembre 2012	222,211,719	169,890,320	19,153,905	222,211,719	100	67,577,107	40

Fuente: Términos de Referencia de la ADP n.º 0004-2013-PERUPETRO.

Precisando que la revisión de los ingresos debe comprender, no solo los cargos en los estados de cuenta del Factor “R”, sino también toda la documentación que sustenta los ingresos del contratista, tales como las facturas, boletas el registro de ventas y los documentos que acreditan la fecha de cobro realizado, estados bancarios, transferencias, entre otros, con la finalidad de determinar que todos los ingresos relacionados al Factor “R” han sido registrados.

Sin embargo, más del 99% de los ingresos lo constituyen la valorización de la producción fiscalizada de hidrocarburos; producción cuyo volumen es supervisado diariamente por Perupetro SA a través del proceso de medición y valorización que es calculada quincenalmente, para efectos de determinar las regalías y retribuciones.

En cuanto a la revisión de egresos, éstos incluyen las regalías que representan alrededor del 35% del total de egresos, los mismos que fueron determinados en su oportunidad por Perupetro SA.

La causa de esta situación es que no se ha establecido una adecuada metodología para determinar la revisión de los estados de cuenta del Factor “R”, al considerar importes de ingresos y egresos que fueron

elaborados y revisados por Perupetro SA mensualmente al determinar la regalía y/o retribución. Y viene ocasionando que se incremente el valor del servicio a contratar que afecta el presupuesto de la Entidad; que el servicio de revisión de Estados de Cuenta del Factor "R" se realice en un mayor tiempo al considerar importes de ingresos y egresos ya analizados; y redundancia en el examen de documentos que sustentan las transacciones de ingresos y egresos registrados por el contratista relacionadas con los ingresos por el "Valor de la Producción" y egresos por "Regalías" que fueron revisados y elaborados por Perupetro SA.

Al respecto, Perupetro SA comenta que el porcentaje de revisión es sobre el universo de las transacciones y no sobre el monto total que involucra dichas transacciones, y que por tanto no afecta el valor del servicio.

Sin embargo, los porcentajes de revisión (muestra) establecidos en las bases, no se han determinado sobre el número de transacciones sino sobre el monto total que estas involucran.

Se recomienda a Perupetro SA disponga se simplifique la función revisora de los Estados de Cuenta del Factor "R", debiendo establecer parámetros para determinar las transacciones de ingresos y egresos que van a ser revisados, evitando duplicar labores que generan pérdidas de horas / hombre e irrogan mayores gastos a Perupetro SA. Estimándose que se pueda ampliar la revisión de los documentos que sustentan los egresos de los Estados de Cuenta del Factor "R", que permita una mayor seguridad de su registro.

- e. Las actividades y tareas que desarrolla actualmente el personal de Perupetro SA, para el cálculo de los importes por concepto del canon y sobrecanon, regalías, aportes al Osinergmin, Ministerio de Energía y Minas y Tesoro Público, no se encuentran íntegramente establecidas en el Manual de Normas y Procedimientos: "Cálculo de Importes a Transferir al Tesoro, Canon, Minem, Osinergmin y Perupetro SA".

Los procedimientos realizados para determinar los importes a transferir por concepto de canon y sobrecanon, regalías, aportes al Osinergmin, Ministerio de Energía y Minas y Tesoro Público de los Lotes 8, X, 88 y 56, permitieron advertir que lo establecido en el Manual de Normas y Procedimientos: "Cálculo de Importes a Transferir al Tesoro, Canon,

Minem, Osinergmin y Perupetro SA”, aprobado mediante Acuerdo de Directorio n.º D/079-2000 del 20 de diciembre de 2000, no revelan las actividades que vienen desarrollando actualmente el personal del grupo funcional de Tesorería de la gerencia de Administración.

El referido Manual no establece la oportunidad en que debe realizarse el cálculo del canon y sobrecanon de petróleo y gas, ni señala las deducciones que se vienen efectuando a la base de cálculo del canon; no menciona el desarrollo de la actividad para calcular el Focam; y tampoco menciona la utilización del Sistema de Supervisión de Contratos – SISUC, el Sistema de Gestión Administrativa y Financiera – SIGAF, ni el Sistema Canon.

Por otro lado, el referido Manual establece actividades que no realiza Perupetro SA, como es el caso de la emisión de una Carta Orden al Banco con depósito en cada Cuenta Banco de cada entidad receptora del canon y sobrecanon petrolero, las cuales han variado según lo referido en la Resolución Directoral n.º 013-3008-EF/77.15.

Considerando las omisiones e inclusiones de actividades en el Manual, se realizó una entrevista con el analista de procesos del grupo funcional de Procesos, encargado de la elaboración y actualización de los Manuales y Procedimientos de Perupetro SA, confirmándose que el referido Manual se encuentra desactualizado, toda vez que informó que se encuentra en proceso de aprobación los nuevos procedimientos del grupo funcional de Tesorería, precisando que se establecerán los procedimientos siguientes:

- **GFTE-013:** Cálculo de importes a transferir al Tesoro Público, Minem, Osinergmin y Perupetro SA; y,
- **GFTE-018:** Cálculo de importes a transferir a las Regiones – canon, sobrecanon y Focam.

Asimismo, mediante Carta RRPB-GFTE-0618-2013 del 2 de setiembre de 2013, el gerente de Recaudación de Renta por Hidrocarburos ha informado que el procedimiento “GFTE-013: Cálculo de importes a transferir al Tesoro Público, Minem, Osinergmin y Perupetro SA” se encuentra en la etapa final de revisión por el grupo funcional de Tesorería, para su posterior aprobación.

Respecto a la actividades de transferencia de los importes del canon y sobrecanon petrolero, manifestó que éstas se realizan a la cuenta

principal de la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público (DGETP) - MEF, en cumplimiento de la Resolución Directoral n.º 013-3008-EF/77.15, que estableció la centralización progresiva de fondos; confirmando la inclusión de actividades que ya no son realizadas por el grupo funcional de Tesorería.

Los funcionarios de Perupetro SA, han señalado que los procedimientos se encuentran para la revisión y aprobación de la gerencia General, con lo cual se confirma que aún se mantiene pendiente de aprobación los procedimientos: GFTE-013: Cálculo de importes a transferir al Tesoro Público, Minem, Osinergmin y Perupetro SA; y, GFTE-018: Cálculo de importes a transferir a las Regiones – canon, sobrecanon y Focam; ambos documentos se muestran como versión número 1.0 del 27 de agosto de 2013.

Por lo que no se tiene actualizada la norma interna que regula las actividades y tareas del personal, así como el uso de recursos tecnológicos, para lograr un eficiente y eficaz desarrollo de las operaciones relacionadas con el cálculo y transferencias por canon, sobrecanon y regalías; que facilite la gestión del conocimiento y proporcione orientación precisa para el desarrollo adecuado de las actividades.

Se recomienda que Perupetro SA disponga la revisión, actualización y posterior aprobación de los Manuales y Procedimientos que permitan orientar, regular y controlar las actividades y tareas del personal, optimizando los recursos para lograr una gestión eficiente y eficaz.

f. Perupetro SA comunica a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público – MEF los ingresos fiscales por las regalías de hidrocarburos correspondientes al contrato de Licencia de los Lotes 88 y 56 con un desfase aproximado de 20 días de efectuado el depósito.

Como resultado de la verificación y conciliación de los depósitos efectuados por Perupetro SA por las regalías de hidrocarburos al Gobierno Nacional correspondientes a los contratos de Licencia de los Lote 88 y 56, efectuado en la cuenta del Banco Central de Reserva del Perú; y, la comunicación efectuada a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público (DGETP) – MEF, se evidencia que éstas se efectúan en fechas muy distantes a los depósitos efectuados, tal como se muestra:

Tabla 12: Depósitos efectuados al Tesoro Público

Fecha dep. efectuado	Fecha recepción MEF	Nº Documento	Importe Transferido
18 abr 2012	31 mayo 2012	GGRL-RRPH-GFTE-0271-2012	27,633,412.39
18 mayo 2012	31 mayo 2012	GGRL-RRPH-GFTE-0376-2012	33,661,124.12
18 jul 2012	30 jul 2012	GGRL-RRPH-GFTE-0508-2012	22,542,299.83
19 dic 2012	02 ene 2013	GGRL-RRPH-GFTE-0924-2012	23,474,233.91
04 ene 2013	25 ene 2012	GGRL-RRPH-GFTE-013-2013	11,848,898.12

Fuente: Perupetro SA.

Si bien Perupetro SA cumple con depositar a la DGETP-MEF en el día útil siguiente que los contratistas pagan las regalías por la explotación de hidrocarburos fiscalizados, tal como lo establece la normativa interna y externa, no comunica en su oportunidad sobre estos depósitos.

Perupetro SA en su normativa interna sobre el procedimiento de Cálculo de Importes a Transferir al Tesoro, Canon, Minem, Osinergmin y Perupetro SA, no ha establecido los plazos máximos permitidos para comunicar a la DGETP- MEF sobre los depósitos efectuados por las regalías de hidrocarburos. Asimismo, no se han establecido procedimientos de control de información y comunicación tendentes a garantizar que sus operaciones de comunicación externa se realicen de acuerdo con sus propósitos institucionales, los cuales se encuentran asociados al subsistema de control interno operativo que señala el Código Marco de Control Interno de las Empresas del Estado.

Al respecto los funcionarios de Perupetro SA, señalan que se informa de las transferencias realizadas por los ingresos generados por las regalías, vía correo electrónico al MEF y se formalizada dicha comunicación a través de una carta una vez que cuenta con la firma de gerencia General.

Lo comentado no permite tener un control eficaz de sus comunicaciones con las distintas entidades involucradas en el proceso de transferencias de regalías; se sugiere, que en el proyecto de actualización del Manual de normas y procedimientos de Cálculo de Importes a Transferir al Tesoro, Canon, Minem, Osinergmin y Perupetro SA se incluya los plazos de comunicación de las transferencias que efectúan por las

regalías de hidrocarburos, con la finalidad de mejorar la gestión y los controles internos respecto a la oportunidad de información y comunicación externa.

3.3 Transparencia y divulgación de la información

La calidad de la información analizada a través de parámetros de Transparencia (tipo, nivel de detalle y actualización de la información disponible públicamente), ha permitido advertir lo siguiente:

- a. La información que difunde Perupetro SA en su página web relacionada con la medición del volumen y calidad de hidrocarburos producidos, cálculo, recaudación y transferencia de las regalías, en algunos casos carece de actualización y/o uniformidad que limita su comprensión; además, su forma de publicación no permite obtener información de manera sencilla, rápida, y amigable que posibilite ser replicado por un tercero.

Al revisar y comparar la normativa establecida e información publicada en la página web de Perupetro SA, relacionada con el proceso de medición, cálculo y pago de regalías, se evidenció lo siguiente:

- Las fórmulas para la determinación del canon que muestra el link <http://www.perupetro.com.pe/consultacanon/> son incorrectas al indicar porcentajes no vigentes para canon y sobrecanon a la fecha del cálculo determinado.
- No existe uniformidad en la información que muestra el link "Información relevante", "Estadísticas" con el link "Enlaces Importantes" "Informe mensual", por ejemplo:
 - » La información respecto a los pozos en perforación por el año 2012, el link de "Estadísticas" muestra un total de 198 pozos, mientras que el link que muestra el "Informe Mensual" reporta un total de 197 pozos.
 - » En Transferencias por Fondo de Camisea – Focam, en el link "Información relevante"/"Estadísticas"/ "Fondo de Camisea", se muestra la información en soles, por cada Región; y en el link Enlaces Importantes" "Informe mensual", muestra la misma información en dólares.

- No publican información sobre las deducciones efectuadas a las regalías por las asignaciones a las instituciones sectoriales y organismos fiscalizadores (Perupetro SA, Osinergmin y Minem) y otros; así como, las transferencias de las regalías para el Gobierno Nacional.
- No publican la metodología de cálculo de las regalías por lote y para poder obtener esta información se tiene que acceder al link: “Información Relevante”/“Contratos y convenios”/“Contratos de hidrocarburos vigentes” <http://www.perupetro.com.pe/relaciondecontratos/>, debiendo revisarse el contrato y las modificatorias existentes.
- No se publican los Acuerdos de Valorización donde se establecen los términos y condiciones adicionales a los contratos, relacionados con el cálculo de la regalía.
- Publicación del Manual de Supervisión y Medición de Hidrocarburos, sin fecha de aprobación, ni precisión de la versión; siendo su contenido técnico y muy general.

Perupetro SA no cuenta con procedimientos internos formales que establezcan la información mínima que debe difundir en su página web, respecto a su contenido, calidad, oportunidad y niveles de autorización, relacionado con la medición del volumen y calidad de hidrocarburos producidos, su cálculo y recaudación así como la transferencia de las regalías. De acuerdo a lo señalado por la gerencia de Supervisión de Contratos mediante documento SUPC-GFST-0830-2013, se publica en el portal de Perupetro SA la información que le corresponde a cada área de acuerdo a las funciones asignadas en el Reglamento de Organización y Funciones aprobada mediante Acuerdo de Directorio n.º 006-2013.

La información publicada en la página web de Perupetro SA, podría causar confusión o desinterés en el público usuario; asimismo, no se garantiza la integridad, seguridad, calidad y oportunidad de la información publicada, afectando así su imagen y credibilidad como empresa del estado.

Es importante señalar que, como resultado de la reunión del panel de referencia con los gestores, se evidencia que: (i) han realizado la modificación de los porcentajes de las fórmulas para la determinación del canon y sobrecanon publicados en el portal de la empresa, (ii)

comunican que los reportes de transferencias por fondo de Camisea – Focam se muestran en diferentes monedas, por ser emitidos para diferentes necesidades y/o usuarios, (iii) la información que no publican relacionada con las asignaciones a las instituciones sectoriales y organismos fiscalizadores y transferencias de las regalías para el Gobierno Nacional se evaluará para su posterior publicación.

Se recomienda que Perupetro SA elabore un Manual y/o Directiva donde establezcan procedimientos internos que constituyan políticas, principios y responsabilidades para la publicación de información, comprendidas como información mínima que debe difundirse en forma constante en su página web, con la finalidad de fortalecer la transparencia de las actividades hidrocarburíferas, mostrando información de carácter relevante, actualizada y uniforme, de fácil entendimiento, accesible y amigable para el ciudadano y la comunidad en general.

- b. La información que divulga el EITI-Perú (Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas en el Perú), en sus dos (2) Informes de Estudios de Conciliación Nacional, correspondiente a los años 2004-2007 y 2008 a 2010; y, en la Cartilla Informativa n.º 3 del EITI-Perú, respecto al procedimiento de determinación y distribución de la regalía petrolera es inexacta.

En la página web de Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas EITI-Perú (<http://eitiperu.minem.gob.pe/>), se encuentran publicados los dos (2) Informes de Estudios de Conciliación Nacional y la Cartilla Informativa n.º 3, donde se señala: (...) “Después de determinar la regalía petrolera, Perupetro calcula el canon y sobrecanon petrolero basado en el valor de la producción del mes en curso. Sobre el saldo de la regalía recaudada no empleada para el canon y sobrecanon, se determina también la participación de Perupetro, del Ministerio de Energía y Minas (Minem), del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (...). El saldo restante de la regalía petrolera es entregado al tesoro público”. (Subrayado agregado).

Al respecto de acuerdo a la normativa de hidrocarburos, las aportaciones correspondientes a Perupetro SA, Osinergmin y el Ministerio de Energía y Minas y las señaladas en el literal g) del artículo 6º del TUO de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, se efectúan sobre la base del monto de la regalía recaudada y no sobre el saldo.

Como resultado de la comparación y verificación respecto de la normativa vigente de hidrocarburos y la información consignada en los reportes quincenales de transferencias a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público – MEF por lote, permiten confirmar que la participación de Perupetro SA, Ministerio de Energía y Minas, Osinergmin no se determinan del saldo de regalías después de deducido el canon, sino que se calculan sobre la base de las regalías determinadas.

A través del documento RRPB-GFTE-0592-2013 del 21 de agosto de 2013, de la gerencia de Recaudación de Renta, se indica que la participación de Perupetro SA se limitó a la entrega de documentación que sustentan los ingresos por regalías (certificados y extractos bancarios) y la distribución que efectúa (Gobierno Central y Regiones), en función a la información requerida mediante oficio n.º 600-2011-MEM/OGGS.

La Comisión de Trabajo de la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas en el Perú, no efectuó una adecuada supervisión y control de calidad a la información publicada en los dos (2) Informes de Estudios de Conciliación Nacional; y en la Cartilla Informativa n.º 3, respecto al procedimiento de determinación y distribución de la regalía petrolera; y Perupetro SA no intervino en el proceso de revisión de la información divulgada como resultado de los estudios realizados, participando únicamente como proveedor o fuente de información.

La expresión empleada “sobre el saldo de la regalía recaudada no empleada para el canon y sobre canon” que divulga el EITI-Perú en sus informes y folleto, cambia el contexto del procedimiento y por ende da a entender que los importes a transferir como aportes a Perupetro SA, Ministerio de Energía y Minas y Osinergmin serían menores y los ingresos fiscales al Gobierno Nacional por las regalías de hidrocarburos serían mayores.

Los funcionarios de Perupetro SA, señalan que se remitirá carta al EITI-Perú para que actualicen su información. Además, se sugerirá que previo a la emisión de la cartilla informativa de Ernest & Young, quien es la firma consultora que realiza el estudio de conciliación, se alcance el proyecto para su revisión.

Con la comunicación que efectúe Perupetro SA al EITI-Perú, la divulgación de la información será confiable, de fácil entendimiento y

relevancia para el público objetivo, específicamente en lo relacionado con el procedimiento de determinación y distribución de la regalía petrolera.

4. CONCLUSIONES

4.1 Medición de hidrocarburos

El volumen de producción acumulada de los hidrocarburos durante el período auditado, comprendido entre el 1 de enero de 2012 al 31 de mayo de 2013, respecto al petróleo ascendió a 33 916 896 bbl; y, gas natural fue de 635 129 258 mmbtu; y líquidos de gas natural ascendió a 47 720 137 bbl.

Para efectuar la supervisión de la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos en los Puntos de Fiscalización de la producción establecidos en los contratos de Licencia por aforo o medición automática, Perupetro SA suscribe con los operadores de cada lote procedimientos internos de medición, donde se determinan los plazos, frecuencia de inspección, pruebas y calibración de los equipos e instrumentos de medición, muestreo y análisis.

La labor de supervisión de la medición del volumen de los hidrocarburos de acuerdo a los procedimientos internos establecido por cada lote, lo realiza Perupetro SA a través de un tercero, cuyo personal se encuentra en forma permanente en las instalaciones del operador, quien conjuntamente con el supervisor de Perupetro SA suscriben las "Boletas de Fiscalización", donde se reportan en forma diaria el volumen y calidad de los hidrocarburos fiscalizados. Asimismo el contratista que efectúa la supervisión de la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos, informa diaria, quincenal y mensualmente sobre las actividades que realiza.

Asimismo, la gerencia de Supervisión de Contratos establece anualmente un Plan de Actividades, que incluyen fiscalizaciones periódicas "*in situ*", cumplimiento de la vigencia de los certificados de calibración, actualización de los estándares de medición, y revisión y actualización de los procedimientos de medición. Estos mecanismos de control implementados por Perupetro SA, fueron validados en los viajes realizados por la Comisión de Auditoría a los Lotes 88, 56, X y 8, donde se observó de manera directa el proceso de medición del volumen de producción

en los Puntos de Fiscalización de la Producción, determinando que no existen diferencias o desviaciones en la aplicación de los procedimientos de fiscalización establecidos por Perupetro SA.

4.2 Cálculo, pago y transferencias de las regalías

Las regalías percibidas durante el período auditado, comprendido entre el 1 de enero de 2012 al 31 de mayo de 2013, ascendieron a US\$ 2 744 538 030,51; mientras que los importes determinados por concepto de canon y sobrecanon por el mismo período fueron en miles de S/. 4 198 568,23; por lo que se justifica la verificación efectuada a las actividades que realiza Perupetro SA para el cálculo, determinación y cobranza de las regalías al contratista y su posterior transferencia a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público (DGETP) – MEF. De la misma forma, se considera importante las actividades realizadas para el cálculo de los importes correspondientes al canon y sobrecanon y su posterior transferencia al DGETP – MEF.

De la revisión efectuada al proceso de cálculo y cobranza de las regalías, se ha podido evidenciar que los controles implementados por Perupetro SA permiten garantizar razonablemente que los importes por regalías determinadas son íntegros y fidedignos. Sin embargo, el establecimiento de los componentes de la canasta para determinar el valor de la producción fiscalizada, no ha sido materia de la presente auditoría, no obstante resulta relevante para el cálculo de las regalías.

Por otra parte, el procedimiento para determinar las regalías bajo la metodología del Factor “R”, no permiten contar de forma oportuna con las cifras definitivas, al realizar reajustes que generan reprocesos en el cálculo.

Respecto, al procedimiento de distribución y transferencia de las regalías se han detectado diferencias en los importes transferidos al Tesoro Público, porque Perupetro SA deduce de las regalías percibidas los gastos por la supervisión de la medición de los hidrocarburos, cuyo concepto no se encuentra establecido en la normativa de regalías, al hacer extensivo la aplicación de las normas que regulan el canon y sobrecanon petrolero, surgiendo una discrepancia en este aspecto. Igualmente en el caso del canon y sobrecanon petrolero se detectaron diferencias en los importes transferidos porque deducen de la base de cálculo los gastos

de fiscalización. Cabe señalar que la normativa existente relacionada a la determinación del canon y sobre canon petrolero, resulta ambigua y desactualizada, manteniéndose vigente normas anteriores a la creación de Perupetro SA.

4.3 Transparencia y divulgación de la Información

Perupetro SA publica en su portal web información relevante respecto al volumen de producción de hidrocarburos, importes percibidos por concepto de regalías, importes determinados por concepto de canon y sobre canon, así como por el Focam; información sobre pozos petroleros, contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, entre otros, lo que revela el compromiso de la gestión por mantener y aplicar los principios y políticas que sobre Transparencia y divulgación de información se ha establecido en el Código de Buen Gobierno Corporativo aprobado por el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – Fonafe, entidad que regula la gestión de Perupetro SA.

Sin embargo, se ha advertido que la forma de exposición y publicación de la información en el portal de Perupetro SA, no permite, en algunos casos, obtener acceso a dicha información de manera rápida, sencilla y amigable, que posibilite ser replicada por terceros.

5. COMENTARIOS DE LOS GESTORES

Mediante el documento GGRL-RRPH-GFTE-0859-2013 de 12 de diciembre de 2013, el gerente General (e) de Perupetro SA, Milton Rodríguez Cornejo, remite sus comentarios respecto al Informe Preliminar de la Auditoría Coordinada "Fiscalización de los Ingresos Públicos generados por las Actividades Hidrocarburíferas". Los comentarios sobre los temas en los que se mantienen divergencias o se han dispuesto acciones correctivas, se muestran a continuación:

Medición de hidrocarburos

- Respecto del Concurso Público n.º CP-0002-2013-PERUPETRO, para contratar el servicio de supervisión de la medición del volumen y

calidad de los hidrocarburos, que fue convocado nueve (9) días antes de concluir el contrato vigente; y que se postergó durante (6) meses por no sujetarse de manera estricta a las observaciones emitidas por el OSCE, señalan que para evitar futuros problemas con este tipo de proceso, se ha previsto que la planificación del mismo considere un mayor plazo para la etapa de estudio de posibilidades que ofrece el mercado. Asimismo, respecto del bajo número de proveedores que puedan brindar este servicio que hace encarecer el servicio, la empresa está planificando automatizarlo, de similar forma como se ejecuta en otros países.

Cálculo, pago y transferencias de las regalías

- Sobre las diferencias en los montos transferidos a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro (DGET) - MEF, por las regalías de hidrocarburos del año 2012, ascendente a SI. 2 975 231,13; y, del período enero a mayo 2013 por SI. 1 235 543,31; al deducir de las transferencias, importes utilizados para el pago del servicio de supervisión de la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos fiscalizados respecto de los contratos de Licencia, manifiestan que si bien actualmente, el 1.5% de participación es suficiente y permite contar con los recursos para la atención de sus gastos administrativos e inversiones, en el año 1998, dicha asignación no fue suficiente, habiéndose requerido al Fonafe la transferencia de recursos para atender las obligaciones de los contratos, y para sus gastos administrativos e inversiones.

Asimismo, reiteran que Perupetro SA deduce los gastos de fiscalización de las regalías, en cumplimiento del artículo 6o inciso g) de la Ley n.º 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, la cual establece que Perupetro SA debe entregar al Tesoro Público, los ingresos como consecuencia de los contratos, deduciendo los montos que deba pagar a los contratistas, así como los montos que deba pagar por los contratos; y el monto de los costos operativos que le corresponden conforme al presupuesto aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, presupuesto que incluye la deducción de los gastos de fiscalización; sin embargo, señalan que con la finalidad de evitar interpretaciones distintas con posterioridad, se solicitará opinión legal para evaluar la posibilidad de gestionar proyecto de norma que reitere la deducción del gasto de fiscalización de los saldos de los contratos.

- En cuanto a las diferencias detectadas en los montos transferidos por concepto de canon y sobrecanon petrolero, del orden de SI. 305 613,29 por el año 2012 y SI.122 831,59 por el período de enero a mayo 2013, a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público - MEF, al calcularse sobre la base del valor de producción menos los gastos de fiscalización, señalan que la deducción se ha realizado al amparo del Decreto Ley n.º 21678 y el Decreto Supremo n.º 177-81-EFC para el departamento de Loreto, el Decreto Supremo n.º 334-86-EFC para los departamentos de Piura y Tumbes y el Decreto Supremo n.º 206-2006-EF para el departamento de Ucayali; y que en dichas normas se establecieron que se deducen los gastos generales asociados a la producción.

Asimismo, conforme se ha señalado las normas que rigen el canon y sobrecanon petrolero son anteriores a la creación de Perupetro SA, por lo que al asumir la obligación del pago del canon petrolero en cumplimiento del artículo 6º de la Ley n.º 26221 - Ley Orgánica de Hidrocarburos, la empresa tuvo que adecuarse a la normatividad vigente en su oportunidad, la que establecía la deducción de los gastos de fiscalización de los ingresos de los contratos, tal como lo establece el artículo 6º en su literal g) numeral 1). Adicionalmente, y de acuerdo a lo establecido en el numeral 2) del mismo literal, Perupetro SA somete para aprobación del Ministerio de Energía y Minas su presupuesto (ahora Fonafe), en el cual se detalla los conceptos a deducirse para la determinación del canon, entre los que se encuentran los gastos de fiscalización, manteniéndose dicha deducción desde la creación de la empresa.

- Respecto a los reprocesos en la determinación de las cifras de las regalías provenientes del contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos en el Lote 8, explican que éstas se generaron por que no se había suscrito el contrato de transporte de hidrocarburos entre Petroperú SA y Pluspetrol Norte SA, y que si bien Perupetro SA puede sugerir al contratista que el mencionado contrato se suscriba con anticipación, ello depende de dichas empresas, por lo que Perupetro SA no interviene y no tiene posibilidad de cumplir.
- Sobre la actualización del Manual de Normas y Procedimientos: "Cálculo de importes a transferir al Tesoro, canon, Minem, Osinergmin y Perupetro SA", señalan que mediante memorando n.º RRRPH-086-2013, la gerencia General ha aprobado los procedimientos

siguientes. GFTE-013: Cálculo de importes a transferir al Tesoro Público, Minem, Osinergmin y Perupetro SA; y, GFTE-018: Cálculo de importes a transferir a las regiones – canon, sobrecanon y Focam.

- Con relación al proceso de selección para la revisión de los Estados de Cuenta del Factor “R”, estableciendo se revise el 100% de los ingresos reportados de forma mensual, sin considerar que más del 99% de los ingresos lo constituye el valor de la producción fiscalizada, en cuya determinación participa Perupetro SA y la revisión de los egresos que incluyen el valor de las regalías determinadas por Perupetro SA, que representan alrededor del 35% de la totalidad de los egresos, señalan que dicha revisión no solo involucra a la transacción, sino también a la revisión del correcto registro en el mes que corresponda y a la verificación del monto registrado; asimismo, señala la existencia una metodología para la revisión del Factor “R”. Debemos señalar que la gerencia General de Perupetro SA aprobó con memorando n.º SUPC-GFSA-1209-2013 los “Lineamientos para la revisión de los estados de cuenta del Factor “R””, los mismos que se basan sobre la determinación de la muestra sobre la base de las transacciones efectuadas en un periodo.

Asimismo, señalan que la metodología que contempla estos lineamientos sobre la base de las transacciones ejecutadas tiene un nivel de confiabilidad del 95% y un error de 5%. Por lo tanto, el concurso vigente no se basa sobre un universo de montos, sino también sobre un universo de transacciones.

Transparencia y divulgación de la información

- En relación a la información que difunde en su página web relacionada con la medición del volumen y calidad de hidrocarburos producidos, cálculo, recaudación y transferencia de las regalías, señala que no se publican los acuerdos de valorización donde se establecen los términos y condiciones adicionales a los contratos, relacionados con el cálculo de la regalía, porque los mismos poseen detalles que podrían ser utilizados por otros contratistas, y dejar sin poder de negociación a Perupetro SA para fijar precio al crudo producido.

6. BUENAS PRÁCTICAS IDENTIFICADAS

En el desarrollo de la acción de control, se identificaron algunas acciones dispuestas y ejecutadas por Perupetro SA para mejorar los controles de supervisión y fomentar la transparencia de sus operaciones, siempre alineadas con su misión y visión, dichas acciones se detallan a continuación:

- En relación al tema de mediciones del volumen de los hidrocarburos, en específico a la toma de muestras de hidrocarburos de los pozos para determinar las cromatografías, Perupetro SA ha informado que a partir de noviembre del 2013, viene participando en dicha actividad, precisando que su participación fue en la toma de muestra del pozo Pagoreni-1005 del Lote 56; acción que, según informan, se irá ampliando progresivamente, previa coordinación con el contratista.
- Respecto a los importes percibidos por regalías, Perupetro SA publica en su página web los importes percibidos por cada lote, en forma mensual, a través del "Reporte de regalías cobradas (\$)", e "Ingresos en dólares por contratos de Servicios y Licencia" por todo tipo de hidrocarburo; asimismo, en relación al canon y sobrecanon, también publican en su página web, los importes transferidos a la Dirección General de Endeudamiento y Tesoro Público (DGETP) - MEF por dichos conceptos, por cada una de las regiones beneficiadas.
- Sobre la transparencia de la información, en la página web de Perupetro SA, publican información relevante relacionada con la medición del volumen y calidad de hidrocarburos producidos, cálculo, recaudación y transferencia de las regalías, la misma que se encuentra actualizada en la mayoría de los casos.
- El Perú ha obtenido la certificación de "país cumplidor" en materia de transparencia en las industrias extractivas (minería e hidrocarburos) en febrero de 2012, otorgado por la Secretaría Internacional de la EITI.
- Asimismo en la página web de la EITI-Perú se publican todas las actas y documentos emitidos por la Comisión de Trabajo, que permiten acceder y obtener información relacionada con las regalías percibidas y los aportes por el canon y sobrecanon.

7. RECOMENDACIONES

La Contraloría General de la República, en uso de las atribuciones conferidas en el literal b) del artículo 15° de la Ley n.º 27785 – Ley Orgánica del Sistema Nacional de Control y de la Contraloría General de la República, y con el propósito de coadyuvar a la mejora de la gestión y eficacia en el desarrollo de sus procesos, formula las recomendaciones siguientes:

Medición de hidrocarburos

1. Se coordine con el operador del laboratorio del Lote 8, respecto a la necesidad e importancia de mantener los equipos e instrumentos de medición calibrados, conforme lo establecen las normas del sector de hidrocarburos; asimismo, se vigile el cumplimiento del “Programa de mantenimiento de tanques, calibración y certificación de materiales y equipos de laboratorio”, para obtener una mayor garantía y confiabilidad del proceso de medición de la calidad de los hidrocarburos. Respecto al compromiso del operador del laboratorio del Lote 8 de adquirir los muestreadores automáticos en reemplazo de los equipos inoperativos, se efectúe el seguimiento para su cumplimiento.
2. Defina las coordinaciones con el operador de los Lotes 88 y 56, que permita asegurar la participación de Perupetro SA, en la toma de muestra anual de los hidrocarburos de los pozos, para determinar la composición de fluidos.
3. Se apruebe un documento de gestión interno, donde se establezcan los plazos para la fase de programación y actos preparatorios de los procesos de selección, a fin de lograr una adecuada planificación que permita contar de manera oportuna con el servicio de supervisión de la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos; evitando dilaciones que generen exoneraciones.
4. Considerando la trascendencia e importancia de la calidad y conformidad de los equipos de medición, resulta necesario que Perupetro SA efectúe un análisis actualizado sobre la adecuación de los equipos a las normas internacionales y a la calidad de los hidrocarburos que se producen.

Cálculo, pago y transferencias de las regalías

5. Se informe al Ministerio de Economía y Finanzas y Ministerio de Energía y Minas, que se han efectuado deducciones a las regalías, por concepto del servicio de supervisión de la medición de hidrocarburos, que afectan el importe de los ingresos fiscales transferidos. Asimismo, se defina los fondos a utilizar para el pago de dicho servicio, considerando que no se transgreda la normativa vigente.
6. Se establezcan procedimientos internos que definan la metodología de determinación del canon y sobrecanon petrolero, contemplando las normas vigentes, debiendo prever que existen actividades que resultan aplicables para el contratista con contrato de Servicio, y no para los contratos de Licencia. Asimismo, se formule a través del sector Energía y Minas, una propuesta legislativa que amplíe la Ley n.º 29693 Ley que homologa el canon y sobrecanon, en lo que respecta a la metodología de determinación (base de cálculo y deducciones), a fin de guardar concordancia, coherencia y uniformidad en su aplicación.
7. Se realicen coordinaciones con el operador del Lote 8 para que gestione de manera oportuna el contrato por el servicio de transporte, a fin de evitar reprocesos en el cálculo de regalías; asimismo, se actualice el software SISUC (Sistema de Supervisión de Contratos), que permita visualizar las cifras históricas y modificaciones efectuadas relacionadas con los reportes del Factor "R".
8. Se simplifique la función revisora de los Estados de Cuenta del Factor "R", debiendo establecer parámetros para determinar las transacciones de ingresos y egresos que van a ser revisados, evitando duplicar labores que generan pérdidas de horas /hombre e irrogan mayores gastos a Perupetro SA.
9. Se incluyan en los manuales de procedimientos relacionados con las transferencias al Tesoro Público, los plazos de comunicación de dichas transferencias, que permitan mejorar la gestión y los controles internos respecto a la oportunidad de información y comunicación.
10. Considerando la transcendencia que tienen los componentes de la canasta para la determinación del valor de producción, y

consecuentemente el valor de la regalía, resulta necesario que se efectúe un análisis periódico de la representatividad de dichos componentes con relación al valor de los hidrocarburos que se producen en los diferentes Lotes.

Transparencia y divulgación de la información

Se elabore un Manual y/o Directiva donde establezcan procedimientos internos que constituyan políticas, principios y responsabilidades para la publicación de información en su página web; con la finalidad de fortalecer la transparencia de las actividades hidrocarburíferas, mostrando información de carácter relevante, actualizada y uniforme, de fácil entendimiento, accesible y amigable para el ciudadano y la comunidad en general. Asimismo, se realicen coordinaciones con la EITI-Perú para que Perupetro SA, participe en la revisión de la información que sobre el cálculo de regalías y participaciones, se divulgará de manera oficial.





 **Anexos** 

ANEXOS CAPÍTULO 1

Apéndice A – Matriz de Planeamiento

AUDITORÍA DE RENDIMIENTO EN EL CONTROL DE LA MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

Contextualización: La producción nacional de petróleo y gas natural involucra cuestiones políticas, especialmente el interés nacional relacionado al control de reservas y recursos naturales; económicas, considerando las implicaciones en los mercados de importación y exportación y en la competitividad de la economía brasileña; y tributarias, ya que impacta en los ingresos directos del Estado, en *royalties* y participaciones, como consecuencia del volumen producido.

Problema: considerando que es de gran relevancia para el País el control y la fiscalización de la producción nacional y petróleo y gas natural, ya que de ella resultan ingresos relevantes del Estado, se hace pertinente conocer y evaluar la forma como la ANP realiza el control (seguimiento y fiscalización) de la medición de la producción de petróleo y gas natural, contrastando los aspectos operacionales de la Agencia para la ejecución de esas actividades.

Informaciones Requeridas	Fuentes de Información	Procedimientos de Colecta de Datos e Informaciones	Procedimientos de Análisis de Datos e Informaciones	Limitaciones	Criterios	Qué va a permitir decir el análisis
1. ¿Las acciones de control (seguimiento) de la ANP (SDP/NFP) contribuyen significativamente para garantizar la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados en el Boletín Mensual de Producción?						
Número de BMPs cuyos datos sobre volumen de producción y quema sean divergentes en relación al PAP en porcentual por encima de los 15% definidos en la legislación.	Dirigentes, gestores y funcionarios de la ANP (SDP). Sigep.	Entrevistas. Solicitud de documentos. Consulta al Sigep.	Análisis documental. Análisis del Sigep en lo que concierne a los procedimientos relativos a los BMPs.		Contrato de Concesión.	1.1. Si hay un número significativo de BMPs conteniendo divergencias recurrentes por encima del nivel establecido en la legislación, lo que podría indicar fragilidades en la elaboración del PAP por el operador y/o en el análisis del PAP realizada por la SDP.



Número de justificativas rechazadas por la SDP en virtud del número de BMPs cuyos datos sobre volumen de producción y quema sean divergentes en relación al PAP en porcentual por encima de los 15% definidos en la legislación.	Dirigentes, gestores y funcionarios de la ANP (SDP). Sigep.	Entrevistas. Solicitud de documentos. Consulta al Sigep.	Análisis del Sigep en lo que concierne a los procedimientos relativos a los BMPs.	Ley 9.479/1997, art. 44, VI. Reglamento Técnico del PD, ítem 1.2, apartado c (Decreto 90/2000). Reglamento Técnico del PAP, ítem 1.3 (Decreto 100/2000). Contrato de concesión.	1.2. Si hay un número significativo de justificativas rechazadas por la SDP, lo que podría indicar la no adhesión a las mejores prácticas de la industria del petróleo por el operador. 1.3. Si la SDP adopta medidas para corregir la eventual no adhesión a las mejores prácticas de la industria de petróleo por el operador.
--	--	--	---	--	---

Informaciones Requeridas	Fuentes de Información	Procedimientos de Colecta de Datos e Informaciones	Procedimientos de Análisis de Datos e Informaciones	Limitaciones	Criterios	Qué va a permitir decir el análisis
1. ¿Las acciones de control (seguimiento) de la ANP (SDP/NFP) contribuyen significativamente para garantizar la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados en el Boletín Mensual de Producción?						
Descripción del proceso de trabajo referente al análisis de los BMPs por el NFP.	Dirigentes, gestores y funcionarios de la ANP (NFP).	Entrevistas.	Análisis documental.		Buenas prácticas de control.	1.4. Si hay criterios de análisis del BMP que indiquen la necesidad de realización de fiscalización <i>in loco</i> .
Porcentual de campos que no hayan sido sometidos a fiscalización <i>in loco</i> .	Sigep.	Solicitud de documentos.	Análisis del Sigep y del SFP en lo que concierne a los procedimientos relativos a los BMPs.		Ley 9.478/1997, art. 8°, VII y XVII.	1.5. Si el análisis realizado por el NFP en los BMPs contribuye para validar la producción de petróleo y gas natural del País.
La periodicidad mínima de la fiscalización <i>in loco</i> por el NFP para fines de análisis de los BMPs.	SFP	Consulta al Sigep y al SFP.			Reglamento Interno de la ANP, art. 43, I e IV (Decreto ANP 69/2011).	
El tratamiento dado al BMP para el cual haya sido aplicado el estatus "con pendencias".						
Descripción del proceso de trabajo referente a la validación de la producción de petróleo y gas natural por medio del sistema de Fiscalización de la Producción (SFP).	Dirigentes, gestores y funcionarios de la ANP (NFP).	Entrevistas.	Análisis documental.		Buenas prácticas de control.	1.6. Si el SFP contribuye para validar la producción de petróleo y gas natural del País.
Cantidad de comunicados de fallas o problemas en los sistemas de medición.	SFP.	Solicitud de documentos.			Ley 9.478/1997, art. 8°, VII y XVII.	1.7. Si hubo aumento en la expectativa de control tras la implantación del SFP.
		Consulta al SFP.			Reglamento Interno de la ANP, art 43, I y IV (Decreto ANP 69/2011).	
					Reglamento Técnico de Medición de Petróleo y Gas Natural, ítem 10.1.3 (Decreto ANP/INMETRO 1/2000).	



	Principales resultados de las acciones de seguimiento (aplicación de penalidades y/o tratamiento de BMPs con estatus "con pendencias" y/o constatación de la necesidad de fiscalización <i>in loco</i>). Los criterios utilizados en el análisis de los BMPs y de los datos del SFP que resulten en fiscalización <i>in loco</i> . Cantidad de fiscalizaciones <i>in loco</i> que fueron motivadas por el análisis de los BMPs.	Dirigentes, gestores y funcionarios de la ANP (NFP).	Entrevistas. Solicitud de documentos.	Análisis documental.		Buenas prácticas de control. Ley 9.478/1997, art. 8°, VII y XVII. Reglamento Interno de la ANP, arts. 23, I y VI, y 43, I y IV (Decreto ANP 69/2011).	1.8. Si el seguimiento de los BMPs realizados por la SDP/NFP contribuyen para garantizar la confiabilidad de los volúmenes declarados por los operadores.
--	--	--	--	----------------------	--	---	---

Informaciones Requeridas	Fuentes de Información	Procedimientos de Colecta de Datos e Informaciones	Procedimientos de Análisis de Datos e Informaciones	Limitaciones	Criterios	Qué va a permitir decir el análisis
2. ¿Las acciones de fiscalización <i>in loco</i> , teniendo como objeto la medición de la producción, realizadas por la ANP (SDP/NFP) contribuyen significativamente para garantizar la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados en el Boletín Mensual de Producción?						
Procedimientos de planeamiento para elección de los campos que serán fiscalizados <i>in loco</i> por la SDP/ NFP en determinado período y según criterios predefinidos.	Dirigentes, gestores y funcionarios de la ANP (SDP y NFP).	Entrevistas. Solicitud de documentos.	Análisis documental.		<p>Necesidad de la existencia de planeamiento de fiscalizaciones de forma proactiva, conforme las buenas prácticas de control.</p> <p>Necesidad de que el planeamiento y la ejecución de las acciones de fiscalización sean desarrolladas de modo que generen expectativa de control en los diversos operadores, conforme las buenas prácticas de control.</p>	<p>2.1. Si las acciones de fiscalización <i>in loco</i> de la ANP se sujetan a un planeamiento que considere criterios objetivos para la elección de los campos.</p> <p>2.2. Cuáles son los criterios establecidos para la selección de los campos que serán fiscalizados <i>in loco</i>.</p> <p>2.3. Cuál es el universo abarcado por las acciones de fiscalización <i>in loco</i> realizadas por la ANP y cuál su periodicidad.</p> <p>2.4. Si las acciones de fiscalización <i>in loco</i> realizadas por la ANP son suficientes para generar expectativa de control en los operadores de los campos productores.</p>
Principales criterios utilizados para la realización de fiscalizaciones reactivas.	Dirigentes, gestores y funcionarios de la ANP (SDP y NFP).	Entrevistas. Solicitud de documentos.	Análisis documental.		<p>Necesidad de criterios objetivos y basados en análisis de riesgos que direccionen el foco de las acciones de fiscalización reactiva, conforme las buenas prácticas de control.</p>	<p>2.5. Oportunidad y tempestividad en la actuación del NFP cuando se identifiquen indicios de NCs.</p>

Informaciones Requeridas	Fuentes de Información	Procedimientos de Colecta de Datos e Informaciones	Procedimientos de Análisis de Datos e Informaciones	Limitaciones	Criterios	Qué va a permitir decir el análisis
2. ¿Las acciones de fiscalización <i>in loco</i> , teniendo como objeto la medición de la producción, realizadas por la ANP (SDP/NFP) contribuyen significativamente para garantizar la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados en el Boletín Mensual de Producción?						
Relación de los campos de petróleo y/o gas natural en producción (etapa de producción o TLD), cuyos sistemas de medición hayan sido fiscalizados <i>in loco</i> previamente.	Dirigentes, gestores y funcionarios de la ANP (SDP y NFP).	Entrevistas. Solicitud de documentos.	Análisis documental.		Reglamento Técnico de Medición de Petróleo y Gas Natural, ítem 5.2 (Decreto ANP/ INMETRO 1/2000).	2.9. Si todos los campos de petróleo y/o gas natural en producción (etapa de producción o TLD) tuvieron sus sistemas de medición fiscalizados <i>in loco</i> previamente. 2.10. Si hay tempestividad en la atención por el NFP de las solicitudes de fiscalizaciones <i>in loco</i> previas de los sistemas de medición.
Tiempo transcurrido entre la solicitud del operador y la realización de la fiscalización <i>in loco</i> por el NFP.						2.11. Si hay tempestividad en las deliberaciones de la ANP para apreciación de las solicitudes de autorizaciones para inicio de la producción.
Tiempo para deliberación sobre las solicitudes de autorización para inicio de producción.						
Principales resultados de las acciones de fiscalización <i>in loco</i> (corrección de NCs y/o aplicación de penalidades y/o recálculo de la producción) advenidos de NCs verificadas.	Dirigentes, gestores y funcionarios de la ANP (SDP y NFP).	Entrevistas. Solicitud de documentos.	Análisis documental.		Ley 9.478/1997, art. 8°, VII. Decreto ANP 234/2003. Decreto ANP 122/2008.	2.12. Si las acciones de fiscalización <i>in loco</i> de la ANP son eficaces en lo que concierne a la verificación, penalización y corrección de NCs, así como en lo que se refiere a la eventual necesidad de recálculo del volumen producido.



Resultados de los
indicadores de
desempeño asociados
a la fiscalización *in loco*
de la medición de la
producción.

Apéndice B – Matriz de Hallazgos

Auditoría de Rendimiento Fiscalización de la Medición de la Producción						
MATRIZ DE HALLAZGOS						
Contexto: La producción nacional de petróleo y gas natural involucra cuestiones políticas, especialmente el interés nacional relacionado al control de reservas y recursos naturales; económicas, considerando las implicaciones en los mercados de importación y exportación y en la competitividad de la economía brasileña; y tributarias, ya que impacta los ingresos directos del Estado, en <i>royalties</i> y participaciones especiales, resultantes del volumen producido.						
Problema: Considerando que es de gran relevancia para el País el control y la fiscalización de la producción nacional de petróleo y gas natural, pues de ella resultan ingresos relevantes del Estado, se hace pertinente conocer y evaluar la forma como la ANP realiza el control (seguimiento y fiscalización) de la medición de la producción de petróleo y gas natural, contrastando los aspectos operacionales de la Agencia para la ejecución de esas actividades.						
Criterio	Evidencias	Análisis	Causas	Efectos	Recomendaciones y determinaciones	Beneficios esperados
1. El Sistema de Fiscalización de la Producción (SFP) es un importante instrumento de seguimiento utilizado por la ANP para contrastar la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados en los EMPs pero necesita de la implementación de todas las funcionalidades previstas para alcanzar plenamente sus objetivos.	Memorando 137/2012/NFP-ANP en respuesta al Oficio de Requisición TCU 04-469/2012. Entrevistas.	Apenas el Módulo Registro se encuentra plenamente implementado. El Módulo Análisis fue desarrollado parcialmente.	No desarrollo del Módulo Análisis por la empresa contratada con motivo del fin de la vigencia del contrato. Morosidad del proceso de contratación de las actividades necesarias a la finalización del proyecto SFP, especialmente con motivo de limitaciones presupuestarias.	Imposibilidad de validar individualmente y de forma automatizada los BMPs. Perjuicio en la eficiencia del planeamiento y ejecución de las fiscalizaciones <i>in loco</i> .	Recomendar a la ANP que adopte las providencias necesarias a la implementación célere de todas las funcionalidades previstas para el SFP, en especial aquellas destinadas a tomar posible la validación individualizada de los BMPs, contribuyendo para la garantía de la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados por los concesionarios.	Mayor garantía de confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados en los BMPs. Aumento de la eficiencia del planeamiento y ejecución de las fiscalizaciones <i>in loco</i> .
Ley 9.478/1997, art. 8º, VII y XVII.		El SFP recibe solamente los datos de los CVs de los sistemas de medición fiscal. Para la validación automática del BMP por el SFP sería necesario también el recibimiento de los datos de los CVs de los sistemas de medición de apropiación.				
Reglamento Interno de la ANP, aprobado por el Decreto ANP 69/2011, art. 43, IV.		Las actividades de las fiscalizaciones <i>in loco</i> actualmente incluyen una serie de verificaciones, tales como certificados de calibración y análisis de laboratorio, los cuales podrían realizarse remotamente en caso de que el SFP estuviera completamente implementado.				



Proyecto SFP: <ul style="list-style-type: none">• BMP do SFP x BMP declarado;• Instrumento de Fiscalización (perfeccionamiento del planeamiento, procesamiento de comunicados de fallas o problemas en los sistemas de medición, certificados de calibración, análisis de laboratorio, configuraciones de los CVs, etc)	Esto posibilitaría la realización de fiscalizaciones <i>in loco</i> focalizadas en tópicos específicos de los sistemas de medición, con mejor aprovechamiento de recursos humanos y presupuestarios.	El SFP no procesa las comunicaciones de fallas o problemas en los sistemas de medición.	El proceso de trabajo relativo a los análisis de fallas o problemas de comunicaciones en los sistemas de medición es costoso en los aspectos operacionales y de demanda de recursos humanos.	Complejidad y morosidad en la ejecución del proceso de recalcu de los BMPs.	Conferir mayor agilidad al proceso de trabajo relativo a los análisis de las comunicaciones de fallas o problemas en los sistemas de medición. Simplificar el proceso de trabajo de recalcu de los BMPs.
Reglamento Técnico de Medición de Petróleo y Gas Natural, ítem 10.1.3. (Decreto ANP/INMETRO 1/2000).	Memorando 261/2012/SDP en respuesta al Oficio de Requisición TCU 02-469/2012.	Las fiscalizaciones <i>in loco</i> , dependiendo de las NCs verificadas, pueden proporcionar la necesidad de recalcu de los BMPs del campo fiscalizado referentes a determinado período. El proceso de trabajo de recalcu de esos BMPs, actualmente, es bastante complejo, ya que los datos e informaciones relativos a los sistemas de medición de apropiación deben obtenerse y procesados de forma no automatizada para realizar el cálculo de los reales volúmenes producidos en el campo.	O número de comunicado de fallas o problemas en los sistemas de medición aumento significativamente tras la implementación del SFP.	Aumento de la expectativa de control.	

Criterio	Evidencias	Análisis	Causas	Efectos	Recomendaciones y determinaciones	Beneficios esperados
2. El NFP no realiza seguimiento sistemático de los BMPs como instrumento para garantizar a confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados.	Reglamento Interno de la ANP, aprobado por el Decreto ANP 69/2011, art. 43, IV.	El SFP posibilita la validación, de forma limitada y no automatizada, de los datos de producción declarados en los BMPs.	No implementación de todas las funcionalidades del SFP.	Deficiencia en la garantía de confiabilidad de los volúmenes declarados en los BMPs.	Recomendar a la ANP que adopte las providencias necesarias a la implementación célere de todas las funcionalidades previstas para el SFP, en especial aquellas destinadas a hacer posible la validación individualizada de los BMPs, contribuyendo a la garantía de la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados por los concesionarios.	Mayor garantía de la confiabilidad de los volúmenes de petróleo y gas natural producidos y reportados en los BMPs.
	Memorando 137/2012/ NFP-ANP en respuesta al Oficio de Requisición TCU 04-469/2012.					
	Manual de Procedimientos de la SDP/NFP referente al BMP, de 2009.	Sin embargo, no hay proceso de trabajo regular y sistemático del NFP relativo a la actividad de validación.				
	Entrevistas.					



Criterio	Evidencias	Análisis	Causas	Efectos	Recomendaciones y determinaciones	Beneficios esperados
3.1 Las fiscalizaciones <i>in loco</i> realizadas por el NFP no están sujetas a un plan de fiscalización periódico previamente elaborado.						
3.2 Las incidencias y los criterios que proporcionan la realización de las fiscalizaciones <i>in loco</i> no están definidos detalladamente y posibilitan que instalaciones no sean fiscalizadas durante un período extenso.						
Ley 9.478/1997, art. 8º, VII y XVII. Reglamento Interno de la ANP, aprobado por el Decreto ANP 69/2011, art. 43, I. Expectativa de control.	Memorando 137/2012/NFP/ANP en respuesta al Oficio de Requisición TCU 04-469/2012. Entrevistas.	No existe proceso de trabajo relativo a la elaboración de planes de fiscalización para la realización de fiscalizaciones proactivas.	Inexistencia de norma, manual u otro documento que establezca directrices y reglamente la elaboración de planes periódicos de fiscalización proactiva por el NFP. Inexistencia de plan periódico de fiscalización. Inexistencia de norma, manual u otro documento que reglamente las incidencias y criterios que posibilitan la realización de las fiscalizaciones <i>in loco</i> por el NFP.	Impacto negativo en el planeamiento de las actividades del NFP.	Recomendar a la ANP que formalice en norma, manual u otro documento: el establecimiento de directrices y la reglamentación para la elaboración y ejecución de planes periódicos de fiscalización por el NFP, de modo que se garantice la expectativa de control a todos los operadores; la reglamentación detallada de las incidencias y criterios que posibilitan la realización de fiscalizaciones <i>in loco</i> por el NFP, de modo que los fiscales uniformen su aplicación.	Perfeccionamiento del proceso de planeamiento de las actividades del NFP.
		En el período de 2009/2010, las fiscalizaciones realizadas priorizan los campos que pagan PE, pero desde entonces no fueron elaborados otros planes de fiscalización periódicos.				
		Incidencias y criterios para la realización de fiscalizaciones <i>in loco</i> :				
		Instalaciones con alta producción; Instalaciones con período extenso sin inspección; Instalaciones con cantidad excesiva de notificaciones de falla de medición; Instalaciones con pendencia de verificación de corrección de NCs señaladas en inspección anterior; Instalaciones con divergencias de informaciones de volúmenes entre el SFP y el BMP; Instalaciones nuevas o con nuevos puntos de medición; Instalaciones con solicitud de desactivación de punto de medición.				

	<p>Los criterios para selección de los campos que serán fiscalizados utilizan expresiones de significado impreciso, tales como "alta producción", "período extenso", "cantidad excesiva". Así, poseen, de hecho, naturaleza de directrices y no de criterios.</p>	<p>Los criterios para selección de los campos posibilitan que las instalaciones no sean fiscalizadas durante un período extenso, desde que no se encasillen como de alta producción ni presenten las incidencias que posibilitan fiscalizaciones obligatorias y relativas. De hecho, considerándose las informaciones prestadas por el NFP, se verifica que hay 225 campos que no fueron inspeccionados desde 2009, o sea, hace por lo menos 2 años, y, de estos, 51 no fueron fiscalizados desde 2007, o sea, hace por lo menos 4 años. Además, se verifica la existencia de 14 campos marítimos que no fueron inspeccionados por lo menos desde 01/01/2007.</p>	<p>Baja expectativa de control en los operadores de instalaciones con período extenso sin fiscalización.</p> <p>Puede ocurrir falta de uniformidad en la aplicación de los criterios por los fiscales en el proceso de definición de los campos que serán fiscalizados.</p> <p>Inestabilidad del procedimiento de análisis en el seguimiento de los campos, por causa de la falta de formalización y detalle de la definición de las incidencias y criterios.</p>	<p>Aumento de la expectativa de control.</p> <p>Mayor uniformidad en la aplicación de los criterios por los fiscales en el proceso de definición de los campos que serán fiscalizados.</p> <p>Consolidación del procedimiento de análisis en el seguimiento de los campos por los fiscales del NFP.</p>

Criterio	Evidencias	Análisis	Causas	Efectos	Recomendaciones y determinaciones	Beneficios esperados
4. No hay plazo establecido para la actuación del NFP en la atención a las solicitudes de inspecciones previas de los sistemas de medición.						
Reglamento Técnico de Medición de Petróleo y Gas Natural, ítem 5.2 (Decreto ANP/INMETRO 1/2000) Principio de igualdad.	Memorando 253/2012/SDP-ANP y Memorando 132/2012/NFP-ANP en respuesta al Oficio de Requisición TCU 01-469/2012. Entrevistas.	Elevada dispersión del plazo de atención a las solicitudes de los operadores para la realización de inspecciones previas en los sistemas de medición.	Inexistencia de norma, manual u otro documento que establezca plazo para atención de inspecciones previas de los sistemas de medición.	Morosidad en la atención de solicitudes de los operadores para la realización de inspecciones previas en los sistemas de medición.	Recomendar a la ANP que establezca en norma, plazo para la atención de solicitudes de los operadores para la realización de inspección previa de los sistemas de medición, con la finalidad de conferir mayor previsibilidad a la atención de solicitudes de los operadores y evitar eventual retraso indebido, por parte de la ANP, del inicio de la producción regular de TLDs y la consecuente pérdida financiera para el operador y para el estado.	Conferir mayor celeridad y previsibilidad a la atención de solicitudes de los operadores para la realización de inspecciones previas en los sistemas de medición.
		La realización de las inspecciones previas no obedece a la orden cronológica de las respectivas solicitudes.		Posibilidad de retraso del inicio de la producción regular y de la realización de TLDs, ocasionando pérdida financiera, tanto para el operador como para el Estado.		Evitar eventual retraso indebido por parte de la ANP, del inicio de la producción regular y de la realización de TLDs y la consecuente pérdida financiera para el operador y para el estado.

ANEXO CAPÍTULO 2

Cuadro 2: Criterios para la Distribución de *Royalties*.

Minería	Proporción hasta el 5%: criterios de la Ley 7.990/89 y el Decreto 1/1991	Proporción por encima de 5%: criterios de la Ley 9.478/97, el Decreto 2.705/98 y la Ordenanza ANP 29/2001
Cálculo	Por pozo	Por campo
Tierra	<ul style="list-style-type: none">• 70% a los Estados productores;• 20% a los municipios productores;• 10% a los municipios en los que se ubican las instalaciones marítimas o terrestres de carga o descarga de óleo bruto y/o gas natural;	<ul style="list-style-type: none">• 52,5% a los Estados productores;• 15% a los municipios productores;• 7,5% a los municipios afectados por las operaciones de carga y descarga;<ul style="list-style-type: none">» 40% Municipio en el que se ubica la instalación de carga y descarga (Ordenanza ANP 29/2001);» 60% Municipios pertenecientes al área de influencia de la instalación (Ordenanza ANP 29/2001)• 25% al Ministerio de Ciencia y Tecnología.
Plataforma Continental	<ul style="list-style-type: none">• 30% a los Estados y el Distrito Federal;• 10% a los Municipios en los que se ubican las instalaciones marítimas o terrestres de carga y descarga;• 30% a los municipios limítrofes y sus respectivas áreas geoeconómicas;<ul style="list-style-type: none">» 60% Municipio limítrofe + área de producción principal (cociente directo de la población de cada uno) mínimo de 1/3 da la cuota para el municipio concentrador de las instalaciones – Decreto 1/1991;» 10% Municipios del área de producción secundaria (cociente directo de la población) – Decreto 1/1991;» 30% Municipios limítrofes al área de producción principal (cociente directo de la población), excluyendo los municipios integrantes del área de producción secundaria.• 20% al Ministerio de la Marina• 10% fondo para la distribución entre Estados y municipios.<ul style="list-style-type: none">» 20% a los Estados;» 80% a los Municipios.	<ul style="list-style-type: none">• 22,5% a los Estados productores limítrofes;• 22,5% a los municipios productores limítrofes;• 15% al Ministerio de la Marina;• 7,5% a los municipios afectados por las operaciones de carga y descarga;<ul style="list-style-type: none">» 40% Municipio en el que se ubica la instalación de carga y descarga (Ordenanza ANP 29/2001);» 60% Municipios pertenecientes al área de influencia de la instalación (Ordenanza ANP 29/2001).• 7,5% Fondo Especial;• 25% al Ministerio de Ciencia y Tecnología

Glosario

Sistemas	Recopilación coordinada y lógica de un grupo de equipos, maquinaria, materiales independientes y servicios asociados que forman un conjunto estrechamente relacionado y que funcionan como una estructura organizada para realizar funciones específicas. Corresponde, por ejemplo, a la plataforma o el buque cisterna o de apoyo <i>offshore</i> como un todo.
Grado API	Escala hidrométrica que mide la densidad relativa de los productos petrolíferos líquidos desarrollada por el American Petroleum Institute (API) y el National Bureau of Standards. Cuanto más denso sea el petróleo, menor es su grado API (° API).
Hidrocarburos	Mezcla de compuestos orgánicos que son parte económicamente significativa del material que sale del pozo productor; 2. Compuesto que consiste solamente de carbono e hidrógeno; 3. Principales componentes de los combustibles fósiles como el petróleo, carbón y gas natural => Los hidrocarburos pueden todavía contener cloro, oxígeno, nitrógeno y otros átomos. Se producen en forma de gases, líquidos y sólidos.
Cuotas gubernamentales	Los pagos a realizar por los concesionarios relacionados con actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural como se discute en los artículos 45-51 de la Ley 9.478/1997. Incluyen el bono por firmar, los <i>royalties</i> , las cuotas especiales y el pago por la ocupación o retención de áreas.
Royalties	Remuneraciones financieras a pagar por los concesionarios relacionadas con la explotación y producción de petróleo o gas natural, con pago mensual para cada campo a partir del mes en el que se produce la fecha de inicio de la producción respectiva, quedando prohibidas las deducciones.
Cuotas especiales	Remuneraciones financieras extraordinarias a pagar por los concesionarios de la explotación y producción de petróleo o gas natural, en los casos de un gran volumen de producción o de rentabilidad, de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto 2.705/1998, a pagar para cada campo en un área concedida determinada, a partir del trimestre en el que se produce la fecha de inicio de su producción respectiva.

Responsabilidade pelo Conteúdo

Secretaria de Controle Externo da Previdência,
do Trabalho e da Assistência Social
Secretaria de Apoio à Gestão do Controle Externo

Responsabilidade Editorial

Secretaria-Geral da Presidência
Secretaria de Comunicação
Núcleo de Criação e Editoração

Projeto gráfico, Diagramação e Capa

Núcleo de Criação e Editoração

Endereço

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO
Secretaria-Geral de Controle Externo
SAFS Quadra 4 Lote 1
Edifício Anexo I Sala 431
70.042-900 Brasília - DF
(61) 3316 7322
Fax (61) 3316 7535
segecex@tcu.gov.br

Ouvidoria

0800 644 1500
ouvidoria@tcu.gov.br

Impresso pela Sesap/Segedam

Fotos

Págs. 10, 56 e 85 [Photl.com]
Pág. 25 - Nick Cowie [freeimages.com]
Pág. 34 - Zeusmedia [freeimages.com]
Pág. 42 - Krishnan Gopakumar [freeimages.com]



Negócio

Controle externo da Administração Pública e da gestão dos recursos públicos federais

Missão

Controlar a Administração Pública para contribuir com seu aperfeiçoamento em benefício da sociedade

Visão

Ser reconhecido como instituição de excelência no controle e no aperfeiçoamento da Administração Pública