

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

Organización Latinoamericana y del Caribe de
Entidades Fiscalizadoras Superiores
Comité de Capacitación Regional



TRIBUNAL DE CUENTAS DE LA UNIÓN

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Foreign &
Commonwealth
Office

REPÚBLICA DE COLOMBIA
CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPUBLICA

CONTRALORA GENERAL

SANDRA MORELLI RICO

CONTRALOR DELEGADO PARA EL SECTOR MINAS Y ENERGÍA

LEONARDO ARBELÁEZ LAMUS

AUDITORES

FAIBER PACHÓN RODRÍGUEZ

GLADYS CANEVA VÁSQUEZ

YESID SUÁREZ GÓMEZ

EDILSON MARTÍNEZ HINESTROZA

JAVIER BAQUERO SÁNCHEZ

CARLOS ESPINOSA

BOGOTÁ, 2014

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

RECONOCIMIENTO

La Contraloría General de la República expresa su agradecimiento especialmente a la Organización de Entidades Fiscalizadoras Superiores OLACEFS, por coordinar esta iniciativa; al Tribunal de Cuentas de la Unión de Brasil TCU por liderar la auditoría coordinada; a *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* GIZ por apoyar y patrocinar el desarrollo de esta auditoría y a la Foreign & Commonwealth Office FCO en Colombia por apoyar en la capacitación técnica del equipo auditor.

RESUMEN

En Brasilia 2013 se reunió un grupo de Entidades Fiscalizadoras Superiores, bajo el liderazgo de TCU, con el fin de revisar bajo un esquema conjunto, el control a la producción de hidrocarburos. Se determinó la necesidad de verificar el manejo y la transparencia a los procesos de fiscalización y la conveniencia de obtener ópticas distintas a las que tradicionalmente se trabajan. El ejercicio dio como resultado una Auditoría Conjunta, cuyos resultados para el caso colombiano son presentados acá.

Dado su alto valor en el mercado internacional, la explotación de hidrocarburos representa una cuestión estratégica para los países poseedores de reservas. Por ese motivo, es de gran relevancia para dichos países, el control y la fiscalización de la producción de esos recursos, ya que implican impactos directos en la economía nacional y son continua fuente de interrogantes y dudas tanto en la ciudadanía como en instancias gubernamentales, que desconocen tanto el proceso como la fiabilidad de sus sistemas y reportes, volcando sobre las Entidades Fiscalizadoras Superiores las inquietudes que por su mandato deben atender y revisar.

La presente auditoría de rendimiento coordinada busca realizar, bajo la óptica de control externo, una evaluación de las actividades efectuadas por los órganos y entidades gubernamentales responsables por el control de las acciones 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 correspondiente, por cuanto el petróleo y el gas natural tienen una gran representatividad en la matriz energética y por eso mismo son elementos clave para el funcionamiento de la economía, y también porque es uno de los principales aportes que tienen los presupuestos de los entes territoriales donde se lleva a cabo la actividad petrolera.



LEONARDO ARBELÁEZ LAMUS

Aprobó: Leonardo Arbeláez Lamus
Elaboró: Carlos Espinosa Velásquez

SIGLAS

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

ASOCIADA: Compañía petrolera con participación económica en un campo pero que ha delegado la administración del mismo a una Operadora.

CGR: Contraloría General de la República

EFS: Entidades Fiscalizadoras Superiores

INTOSAI: International Organisation of Supreme Audit Institutions

KBPD: Miles de Barriles de Producción Diaria

MINMINAS: Ministerio de Minas y Energía

OLACEFS: Organización Latinoamericana y del Caribe de Entidades Fiscalizadoras Superiores

OPERADORA: Compañía petrolera a cargo de explotar y administrar un campo.

PPA: Participación por Precios Altos.

TCU: Tribunal de Cuentas de la Unión (Brasil)

CONTENIDO

RESUMEN	3
SIGLAS	5
1. INTRODUCCIÓN.....	7
1.1 Objetivos y Alcance.....	7
1.2 Criterios	7
1.3 Metodología.....	7
2. VISIÓN GENERAL	8
2.1 Breve Resumen Normativo De Las Regalías	10
2.2 La Regalías en el sector Hidrocarburos y su importancia.	10
3. CONTROL A LA MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	15
3.1 Prima la medición estática sobre otras posibles formas de medición.....	16
3.2 La telemetría existente no puede ser observada en las agencias del gobierno involucradas.....	17
3.3 La fiscalización, cuando realizada por terceros, es pagada por la misma empresa operadora (productora).	19
3.4 Procedimientos de Conciliación no Estándares ni Holísticos	20
3.5 Visitas de MME y ANH tipo <i>Checklist</i>	22
3.6 Muestreos Manuales.....	24
3.7 Medición Volumétrica.....	25
3.8 No se conoce la incertidumbre agregada de la fiscalización en Colombia	26
4. CONTROL DEL CÁLCULO Y PAGO DE PARTICIPACIONES GUBERNAMENTALES	26
4.1 La fórmula utilizada para calcular el precio base de liquidación es incorrecta.....	27
4.2 Demoras en el empalme MinMinas y ANH	27
5. DIVULGACIÓN TRANSPARENTE ACCESIBLE Y AMIGABLE	28
5.1 La información de producción y pago de regalías no es completamente pública ..	29
5.2 No hay interfaz integradora de los datos	29
6. CONCLUSIÓN	30

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 y que son expresamente aceptadas en la normatividad colombiana (Resolución MinMinas 181495 de 2009) 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 sistemas utilizados por las entidades fiscalizadoras 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 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.

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.

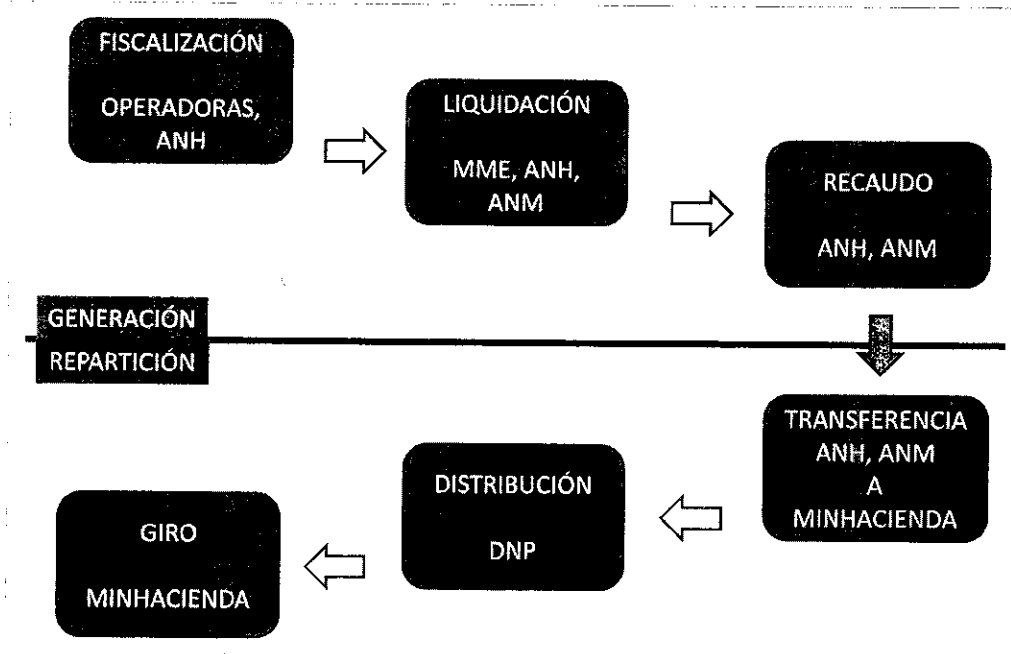
Estas regalías pueden ser entendidas como un ciclo en el cual ocurren 2 grandes procesos diferenciados: su generación y su repartición. En el primero, el hecho generador es específicamente la explotación o extracción del recurso no renovable, las generadas por hidrocarburos se recaudan normalmente en 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

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.

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 1. 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.

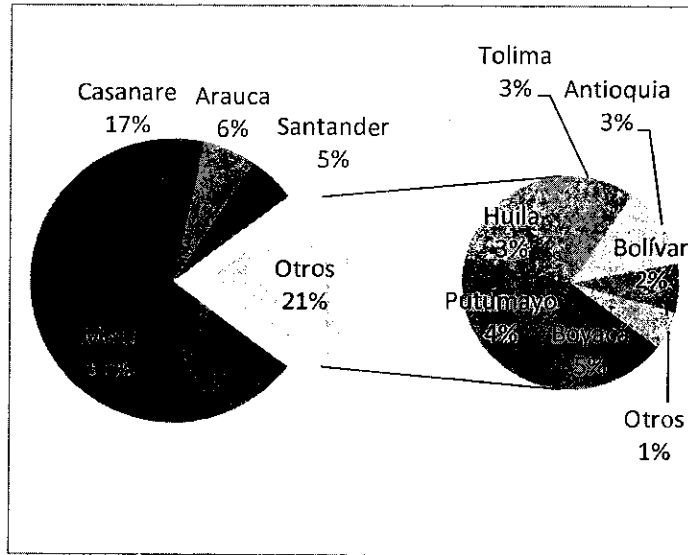
² El artículo 16 de la Ley 756 de 2002 estableció que: “Para explotación en campos ubicados en tierra firme y costa afuera hasta a una profundidad inferior o igual a mil (1.000) pies, se aplicará el ochenta por ciento (80%) de las regalías equivalentes para la explotación de crudo; para explotación en 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.

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 Figura 2.)

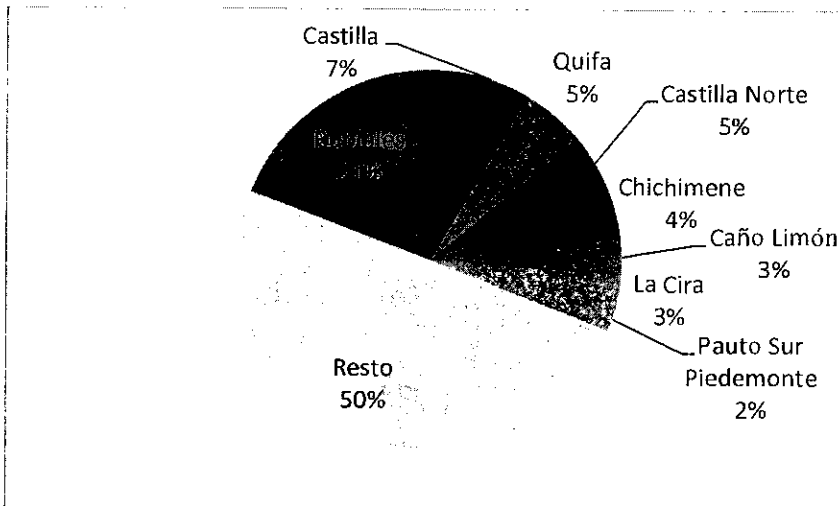
Tabla 1. Producción Fiscalizada Promedio de Crudo (Barriles Diarios)

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.

Figura 2. Porcentaje de producción de crudo por campo

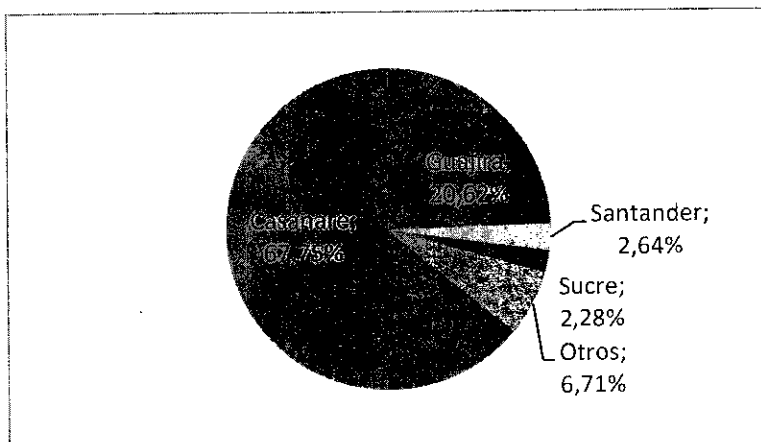


Fuente: MME

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 2. 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

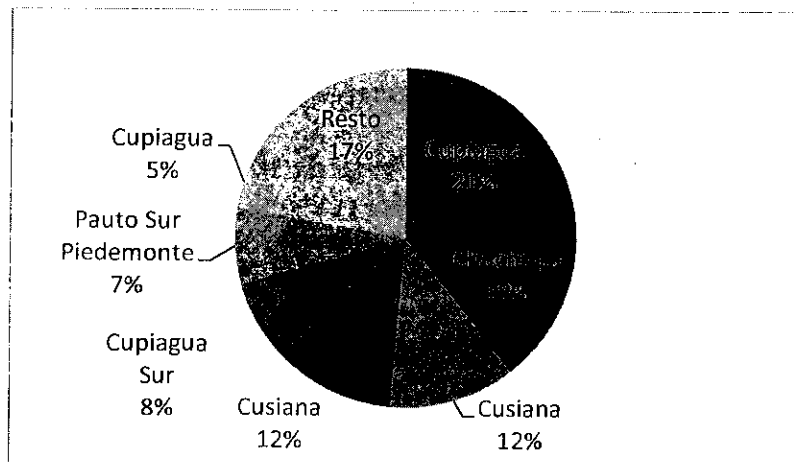


Fuente: MinMinas

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 Figura 3.)

Figura 3. Porcentaje de producción de gas por campo.



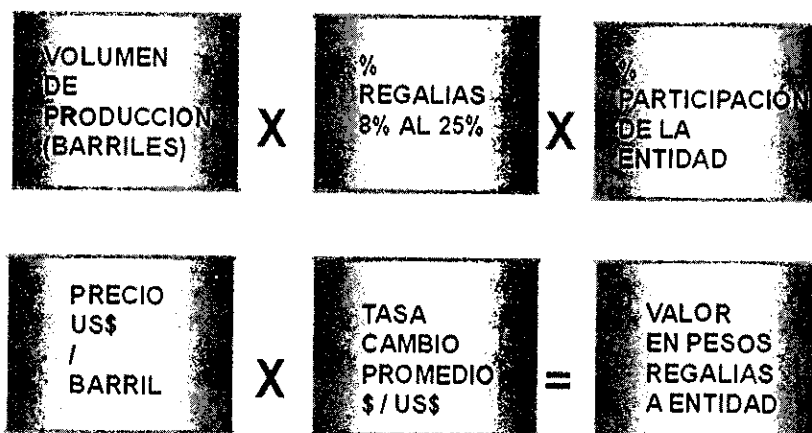
Fuente: MME. Cusiana se divide en Río Chitamera y Cusiana Norte, cada uno con 12%.

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 4. Valor de las Regalías

VALOR DE LAS REGALÍAS

EL VALOR DE LAS REGALIAS SE DETERMINA MULTIPLICANDO CINCO FACTORES



Fuente: CGR con datos de MinMinas y ANH.

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.

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.

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.

Tabla 3. 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.

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.

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 si 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.

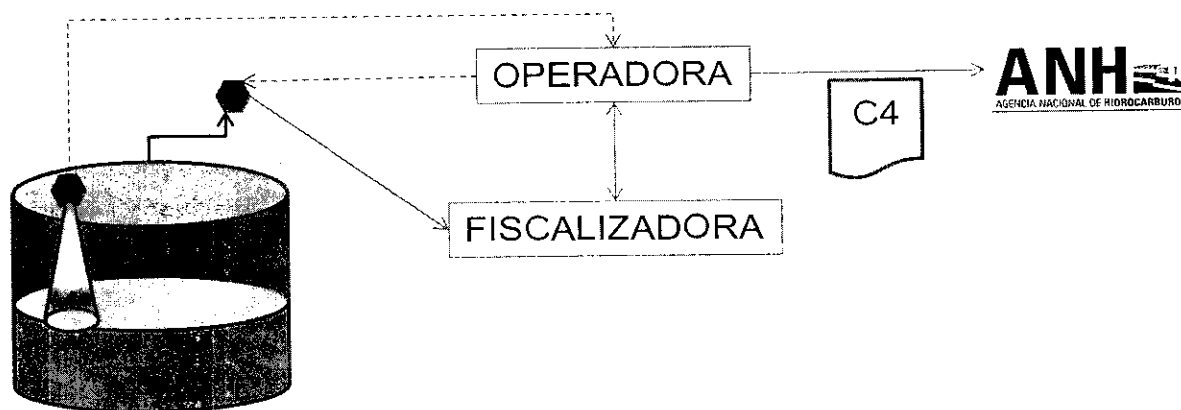
El beneficio esperado de tal implementación sería el aseguramiento de la calidad del dato de producción y por lo tanto de la razonabilidad, integridad y fidedignidad del dato.

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.

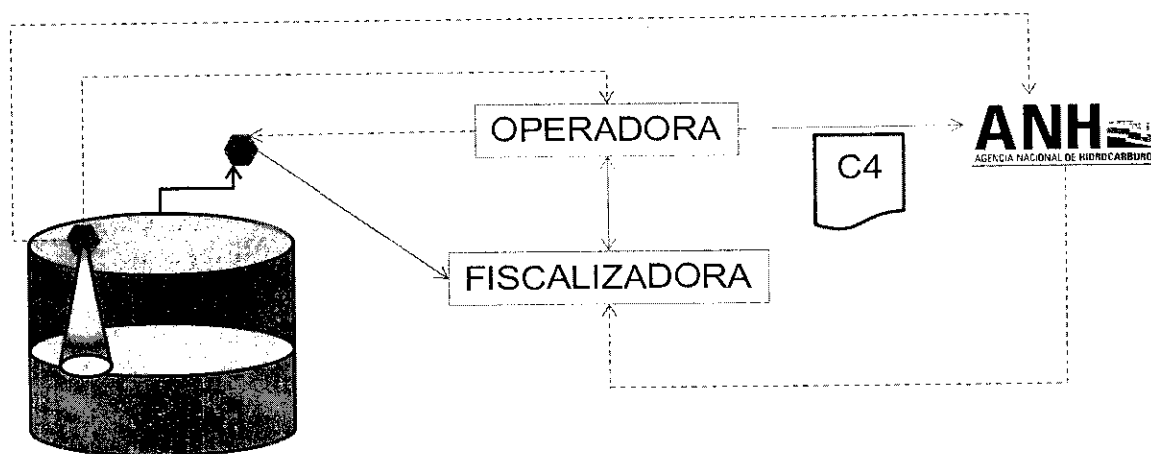
Como no hay exigencia de la ANH o MinMinas para este tipo de implementación, se desaprovecha esta oportunidad. La CGR entiende que, por ahora, la telemetría no puede constituirse en sustitución de la medición estática pues no está diseñada para fiscalizar; sin embargo si puede usarse como indicativo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

Figura 5. 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 6. 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

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.

tome el dato volumétrico para provecho tanto de la Operadora como del Gobierno, tal y como ocurre por ejemplo en los contratos de asociación.

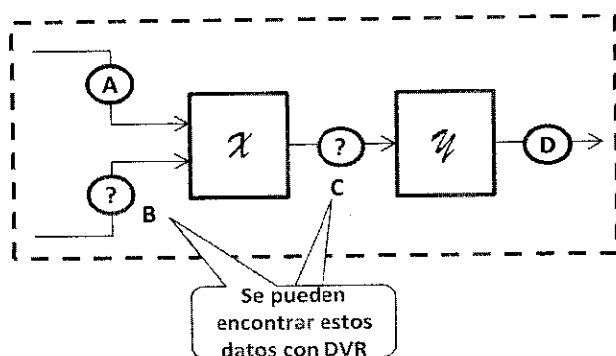
Implementar un esquema de fiscalización que sea independiente de la empresa operadora; esto se podría lograr bien sea haciendo que la función recaiga sobre un tercero pagado por el Gobierno ó directamente ejecutado por este. Dado que la Ley de Regalías 1530 contempla rubros para fiscalización, podría 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 7. Sistema DVR

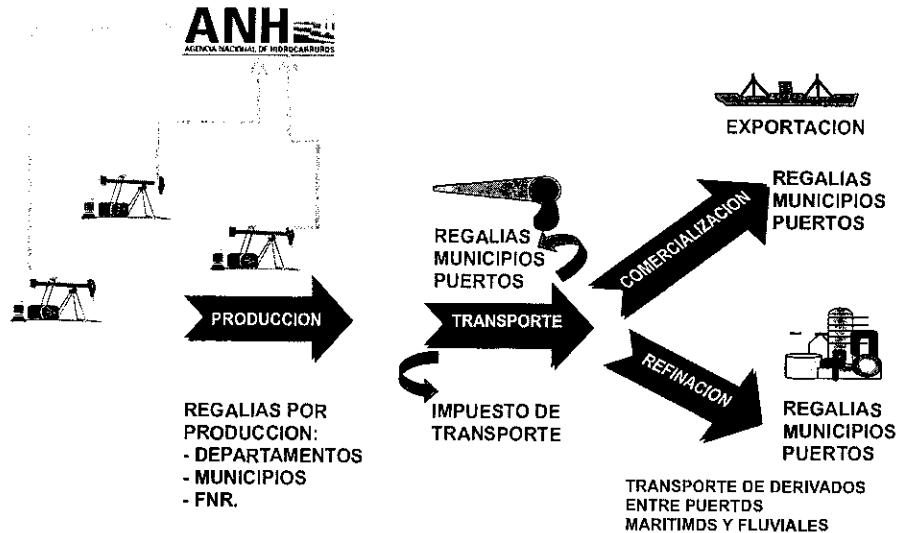


Esta técnica se basa en la descripción del sistema como una serie de variables de medición y ecuaciones y es aplicado a la fiscalización en países como Inglaterra. Tiene como beneficio el uso de los datos de todo el sistema de producción y transporte para establecer puntos de medición "virtual". En la 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 8. 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.

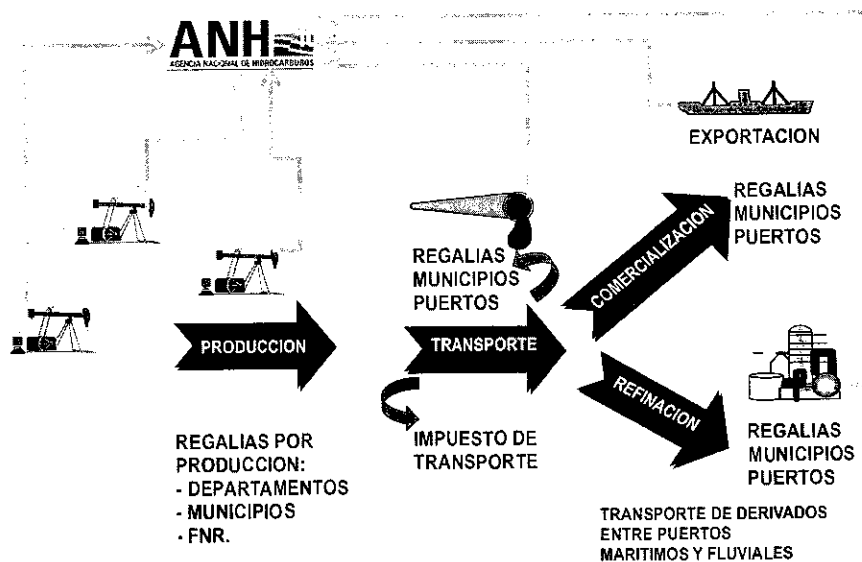
La causa más evidente para esta situación es que cada empresa tiene su propio sistema de conciliación de datos y al parecer no ha surgido la necesidad de tener un estándar en la materia ni de compartir información por fuera de cada unidad de negocio, como se muestra en la Figura 8.

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 9. 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.

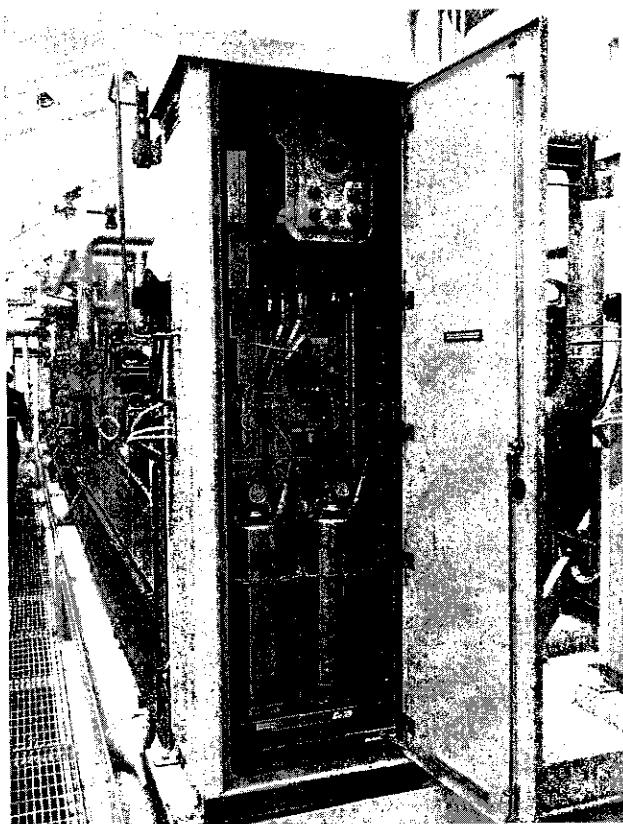
Con lo anterior se espera como beneficio la obtención de datos robustos, íntegros y fidedignos además de facilitar el rastreo de problemas y un mayor control por parte de las autoridades.

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 10. 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

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)*

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 11. Fórmula como aparece en el Decreto 545 de 1989

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

La fórmula de acuerdo a la Resolución 82104 de 1994 es:

$$PRC = (PF-CT1) (V1/VT) + (PX-CT2) (V2/VT)$$

Aunque no se considera que haya efectos directos pues el software de cálculo al parecer si está correcto; al estar mal formulada en la legislación puede ser objeto de alguna acción legal en detrimento del Estado. Por otra parte es importante destacar que hallar la fórmula de cálculo no es tarea fácil y no aparece en el cuerpo de normas que tiene el Ministerio de Minas y Energía.

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

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.

de la ANH, han ocurrido demoras para asumir la función y esto redundará en falta de certeza sobre roles y el poder auditar el sistema correctamente 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.

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.

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.