

Petróleo: la producción directa de Ecopetrol es el 59% del total

El 58,2% de la extracción de crudo de la petrolera en el territorio nacional recae solo en tres campos: Rubiales, Castilla y Chichimene.



Del total de crudo que produce **Ecopetrol** en el primer trimestre, solo 605.100 bpd son de su reporte (directa e indirecta).

Por: PORTAFOLIO | MAYO 23 DE 2019 - 10:29 AM

Por el número de barriles se conoce la operación petrolera, señala un viejo pero vigente adagio en la industria hidrocarbúrfica para denominar si una empresa es pequeña, mediana o grande en este sector de la economía.

Esta frase cae como anillo al dedo para la operación de la petrolera Ecopetrol, la cual si bien tiene a su haber más del 70% de la actividad del sector en el país, lo cierto es que solo le corresponde el 59% en producción directa.

Así se refleja en la más reciente Información Financiera y Operativa (no auditada) de la petrolera colombiana al cierre de su ejercicio económico del primer trimestre (enero - marzo) del presente año, al que tuvo acceso Portafolio.

(Lex: **Ecopetrol** incrementó sus exportaciones de petróleo a EE. UU.)

Una vez **Ecopetrol** dio a conocer a la luz pública los resultados financieros el pasado lunes 6 de mayo, el informe resultó más que las utilidades, **el promedio de producción diaria de hidrocarburos el cual fue de 728.000 barriles.**

“La producción del Grupo **Ecopetrol** se ubica cerca del rango alto de la meta establecida para 2019. Este resultado refleja la respuesta positiva de los yacimientos con recibo primario y secundario, el desarrollo de mercados de gas, y la eficaz ejecución del plan de inversiones”, señaló en ese momento el presidente de la petrolera, Felipe Bayán Fardo.

Recalcó que en los tres primeros meses del año se finalizaron 158 pozos de desarrollo y se tuvieron, en promedio, 41 taladros en operación, 13 más que los utilizados en el mismo período del año pasado.

(Lex: **Ecopetrol** alista ampliación en el complejo de Reficar)

OPERACIÓN IN-DIRECTA

Sin embargo, en los datos contenidos en el citado reporte de resultados, del total de crudo que indica la petrolera colombiana que bombeó en el primer trimestre (728.000 barriles promedio día, bpd), solo 605.100 bpd son de su resorte (directa o indirecta), es decir, a través de terceros suma la producción en todos sus campos.

Es el caso de Hocol (filial de **Ecopetrol**), cuya extracción en el primer trimestre (2019) fue de 29.700 bpd, y también de la empresa Equilon (participación asociada con Repsol) cuyo bombeo fue de 13.300 bpd, con Savia (filial en Perú) con 4.800 bpd, y **Ecopetrol** América (filial en los EE. UU.) con la que produjo 15.000 bpd.

(Lex: **Ecopetrol** realizará obras por impuestos por valor de \$121.105 millones)

Pero lo que más llama la atención de esta información es la relacionada con la producción directa de hidrocarburos en el territorio nacional, ya que según los registros operacionales del citado, **solo 526.500 bpd (59%) se bombearon en el país entre enero y marzo del presente año.**

Es decir que, a través de socios operadores (actividad indirecta) en el territorio nacional para este periodo, **Ecopetrol** reportó una producción de 138.600 bpd, que representa el 26,3% de la actividad.

Gracias a esta fórmula, su partner Chevron produjo en los campos de La Guajira (Chuchupa y Ballena), 19.590 bpd; y en el campo Caño Limón (Arauca) con Oxy, 25.800 bpd.

De igual manera, en Piedemonte con Equilon (**Ecopetrol** 50% y Repsol 50%), 31.800 bpd; en Quifa con Frontera, 19.300 bpd; en Nare con Mansarovar, 11.200 bpd; y otros (pequeños contratos con petroleras operadoras), 31.400 bpd.

CON EL TOTAL NACIONAL

La citada cifra de producción de hidrocarburos directa de **Ecopetrol** en el territorio nacional (59%) que representa 526.500 bpd, se toma con base en el promedio diario de bombeo a nivel país para el primer trimestre que fue de 892.103 bpd.

Así las cosas, la diferencia, que son 365.603 bpd, corresponde a la producción que desarrollan otras empresas petroleras y Ecopetrol, pero no como operadora, y que representa el 41% del total del bombeo nacional.

Otro de los datos a resaltar que se desprende de la Información Financiera y Operativa del primer trimestre del presente año, es que el desarrollo de la producción de la petrolera colombiana recae solo en tres campos, y que prácticamente es el 58,2% de su base directa para la extracción de crudo.

Estos son Rubiales con 120.500 bpd (22%), Castilla con 115.800 bpd (22%) y Chichimene con 69.900 bpd (13,3%). Los tres le reportaron a **Ecopetrol** 306.200 bpd, **es decir 320.390 bpd menos del total de la producción nacional bombeado directamente (526.500 bpd).**

Al indagar con voceros de **Ecopetrol** sobre las cifras de la producción directa de petrolera en el territorio nacional, dejaron en claro que precisamente esta ha sido una de las áreas con mejores resultados, si se tiene en cuenta que la cifra, hace diez años, era de menos del 50%.

“La producción directa a marzo subió 6,9%, de 492.000 bpd a 526.000 bpd. Además, los mejores campos del país que son Rubiales, Castilla y Chichimene, operados directamente por Ecopetrol, subieron en producción un 5,3%, 6% y 5,2%, respectivamente. Las áreas en La Guajira han caído por su declinación natural”, señaló uno de los voceros consultados.

Y recalzó que los 728.000 bpd están cerca de la meta del año (2019) que es de 730.000 bpd.

Alfonso López Suárez

Redacción Portafolio

RELACIONADOS

Economía **Un barril sin fondo**
Última actualización - mayo 23 de 2019 - 10:29 p.m.

RECOMENDADOS

ECONOMÍA
Dólar se desploma y ajusta su peor día del año

INTERNACIONAL
Petróleo WTI cae con fuerza por aumento de inventarios

ECONOMÍA
Al ubicarse la flota de petroleros en Colombia y la economía del país

REPORTAR ERRORES
IMPRIMIR

TE PUEDE GUSTAR

Ever-Lite
Shoos Black (1144), estrenan línea de zapatos. Hasta el 50% de...

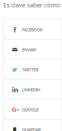
Adidas Performance
lleva 50,6% OFF

La manera más sencilla de alinear su retro sólido
Apnea Publicaciones

Siga bajando
PARA ENCONTRAR MÁS CONTENIDO

Un barril sin fondo

Es clave saber cómo funcionará el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo después del 2020.



Al cierre de 2018, el déficit del Fondo de Estabilización ascendió a \$14,6 billones y al finalizar este año, la cifra podría llegar a los \$19 billones.

Por: PORTAFOLIO | MAYO 23 DE 2019 - 10:29 AM

El Plan Nacional de Desarrollo (PND) estipula que el pasivo del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FPEC) se extinguirá en diciembre 31 de 2019. **Al cierre de 2018, esta obligación ascendía aproximadamente a 14,6 billones y, al finalizar este año, la cifra podría llegar a los 19 billones de pesos, valor similar al Conpes aprobado para el proyecto Metro de Bogotá.** Por lo anterior, analizamos esta decisión a la luz de la evolución histórica del FPEC y consideramos que se debe establecer un marco normativo claro, amplio y con nuevas fuentes de fondeo, que evite eventuales desfinanciamientos.

La historia del FPEC

Con el PND 2006-2010 (Ley 1151 de 2007) nace el FPEC. Su administración es asignada al **Ministerio** de Hacienda y su objetivo es atenuar el impacto de las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo sobre el precio de los combustibles en el país. El Decreto 4839 de 2008 reglamentó su funcionamiento y estableció, dentro de sus fuentes de recursos, diferencias por cuenta de un precio interno del combustible por encima del internacional. Es precisamente este elemento el que le da carácter de fondo a este mecanismo: acumular (desacumular) recursos cuando los precios de los combustibles en el país son mayores (menores) a los externos.

(Lex: ¿Por qué un IVA más bajo para la gasolina no beneficia a su bolsillo?)

Desde un punto de vista operativo, la norma estableció que el Ministerio de Minas calcula el valor del diferencial entre los precios internos y externos y que, mediante resolución, determine el importe en pesos (posición neta) que deberán cruzar el FPEC y los productores e importadores de combustibles. Así, se establece el diferencial de precios como una resta entre el ingreso al Productor (P) y un Precio de Paridad Internacional (PI), y al multiplicarlo por el volumen vendido de combustibles se liquida la Posición Neta. En el caso de que el PPI sea inferior al IP los combustibles se transferirán al FPEC los recursos establecidos en la PN. Si el PPI es mayor al IP, será el FPEC el que reconozca una cuenta por pagar a **Ecopetrol** y/o **Reficar**. El cálculo de la compensación, pese a algunos ajustes en términos de forma, se mantiene hasta hoy.

Ahora bien, en 2013, la Corte Constitucional (CC) declaró inconstitucional que el FPEC se fundeara mediante diferencial de precios (Sentencia C-621 de 2013). **Esto, porque para la CC se configura una “contribución parafiscal” al partir de la premisa que el usuario no puede decidir si quiere, o no, pagar ese importe, por lo que se debe soportar su funcionamiento a través de una Ley y no de un Acto Administrativo, como se tramitó inicialmente.**

(Lex: Alivio de \$1,9 billones al fondo de precios de los combustibles)

Esta decisión obligó al legislador a excluir el diferencial de precios del conjunto de recursos del FPEC y estableció su fondeo mediante rendimientos financieros, créditos del Tesoro Nacional y Presupuesto General de la Nación (PGN). Es decir, se configuró un instrumento que difiere de la naturaleza misma de un fondo y se asemeja más a un subsidio común—el FPEC no recaudaba por diferencial de precios, pero sí transfería por ese concepto—.

En la Reforma Tributaria de 2014 (Ley 1739 de 2014), el Gobierno revivió esta figura. Sin embargo, nuevos y distintos vicios de forma llevaron a la CC en 2015 a declarar una vez más la inconstitucionalidad de esta (Sentencias C-726 y C-744 de 2015) y, con ello, a extender la inconstitucionalidad financiera del FPEC. **En 2016, a través de la denominada Reforma Tributaria Estructural (Ley 1819 de 2016), se creó el diferencial de precios como contribución parafiscal.** El Decreto 1451 de 2018 reglamentó el mecanismo de funcionamiento del FPEC y señaló que los recursos del mismo podrán provenir de: rendimientos financieros, créditos del Tesoro Nacional, recursos del PGN, contribución parafiscal del combustible (diferencial de precios) y de bonos u otros títulos de deuda pública.

(Lex: Impuestos a la gasolina, ACPM y carbono subieron desde febrero)

En términos generales, es evidente la dificultad normativa por la que ha atravesado el FPEC, lo que se traduce que entre 2013 y 2017 su fuente de financiación fuera específicamente deuda. Por lo tanto, la posibilidad de aprovechar la caída internacional de los precios del crudo entre 2014 y 2016, para acumular recursos al FPEC, se esfumó y significó un crecimiento inusitado de obligaciones por pagar al **Ministerio** de Hacienda.

LA MALA HORA

Al cierre de 2018, se acumulan Posiciones Netas liquidadas del FPEC por 8,8 billones de bonos emitidos por la Nación, 1,8 billones de sus intereses causados y 3,9 billones de Posiciones Netas sin liquidar del año corriente, para un total de 14,6 billones de pesos. **De extenderse el ciclo de precios altos del petróleo, la Posición Neta en 2019 a favor de productores e importadores podría crecer al mismo ritmo que en 2018.** Por lo anterior, urge que el **Ministerio** de Hacienda informe cómo funcionará el Fondo después de 2020, cuando la Nación haya asumido solidariamente todos sus compromisos, de acuerdo a la instrucción del PND vigente. No tiene mucho sentido que el FPEC continúe operando de la misma manera como lo viene haciendo—más allá que hoy en día ya existe un marco legal y normativo claro—, conforme los resultados en un par de años probablemente sean los mismos.

Si bien el Artículo 34 del PND autoriza al **Ministerio** de Hacienda para que realice las coberturas financieras que considere necesarias para establecer el precio interno de los combustibles—usando como subyacente el precio de petróleo y/o del dólar—, es necesario avanzar en su reglamentación tácita.

Lo anterior supone una necesaria pedagogía para que el país comprenda los beneficios de este tipo de estrategias de gestión de riesgos financieros y de mercado, en un contexto de alta volatilidad de los precios internacionales. Así mismo, se debe aprender de los errores del pasado y proveer un marco normativo y legal claro, que blinde al FPEC y evite que la Nación vuelva a ser su válvula de escape, máxime cuando se reconoce la función social de estabilizar los precios.

Cristhian Cruz Moreno

Especialista Investigaciones Económicas - Corficolombiana

RELACIONADOS

EMPRESAS **Petróleo: la producción directa de Ecopetrol es el 59% del total**
Última actualización - mayo 23 de 2019 - 10:29 p.m.

RECOMENDADOS

ECONOMÍA
Dólar se desploma y ajusta su peor día del año

INTERNACIONAL
Petróleo WTI cae con fuerza por aumento de inventarios

ECONOMÍA
Al ubicarse la flota de petroleros en Colombia y la economía del país

REPORTAR ERRORES
IMPRIMIR

TE PUEDE GUSTAR

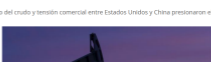
Conoce el plus para liquidar áreas estruendos
Estruendos de Arendt

Vuelos a precios bajo desde Colombia
Expeditores

Más personas agradas con bikini con esta app en lugar de clases...
Rogard

Petróleo se desploma y ajusta su peor día del año

Aumentos del inventario del crudo y tensión comercial entre Estados Unidos y China presionaron el precio hacia abajo.



Lo más leído

1. Comerciantes rechazan negociar con celulares Huawei

2. Precio del dólar no toca techo y se acerca a su máximo histórico