

SITUACION ECONOMICA DE ECOPETROL Y LA ADMINISTRACION DE LOS RECURSOS PETROLEROS DEL PAIS

Mediante la Ley 20 de 1969 y el Decreto 2310 de 1974, se le asignó a Ecopetrol la responsabilidad de administrar los recursos petroleros del país y se eliminó la concesión petrolera que regía hasta la fecha de expedición de dicho Decreto.

Así, nació el Contrato de Asociación donde el riesgo exploratorio era asumido en su totalidad por el Contratista y en caso de un descubrimiento económicamente explotable, en concepto de Ecopetrol, la participación era del 50% para Ecopetrol y 50% para la compañía asociada, con un régimen de regalías del 20% para todos los contratos y todos los niveles de producción.

Con el descubrimiento del Campo Caño Limón en 1983 y su puesta en producción en enero de 1986, el país recuperó su autosuficiencia en materia petrolera iniciándose una nueva etapa de la industria petrolera colombiana y transformando al país en exportador neto de petróleo crudo.

Bajo esta modalidad de contratación se descubrieron y están aún en explotación los grandes campos de Caño Limón, Cusiana, Cupiagua, Rubiales y Guando, entre otros.

Ecopetrol continuó con la administración de los recursos petroleros de la Nación hasta junio del 2002, cuando el gobierno nacional decidió, mediante el Decreto 1760 del dicho año, crear la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) con el objeto de asignarle *“la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación”*.

El Decreto 1760 de 2002 establece igualmente que ECOPETROL continuará con la responsabilidad de *“la exploración y explotación de las áreas vinculadas a todos los contratos celebrados hasta el 31 de diciembre de 2003, las que hasta la fecha estén siendo operadas directamente y las que le sean asignadas por la ANH”*, es decir que ECOPETROL mantendrá *“los derechos de producción en los campos que operaba y de los campos explotados en ejecución de los contratos celebrados por ECOPETROL como administrador de los hidrocarburos propiedad de la Nación y antes de la creación de la ANH.”*¹ A finales del año 2016 existían 43 socios de Ecopetrol en producción.²

VOLUMEN DE PRODUCCION DE LAS ASOCIADAS A ECOPETROL

Desde el inicio de la producción del Campo Caño Limón en 1985, Ecopetrol ha recibido considerables volúmenes de petróleo crudo de las compañías privadas que firmaron Contratos de Asociación con dicha empresa y descubrieron petróleo.

¹ Decreto 1760 de 2003, Artículo 54

² Reporte Integrado de Gestión Sostenible Ecopetrol S.A. 2016, Página 157

El ministro de Minas y Energía, así como los demás ministros y directores de departamentos administrativos, de acuerdo con el artículo 208 de la Constitución Política Nacional, deben presentar al Congreso de la República durante los primeros quince días de cada legislatura el informe de actividades desarrolladas en el año anterior.

En el Informe de Actividades del Ministerio de Minas y Energía, correspondiente al período comprendido entre el 21 de julio de 1999 y el 20 de julio de 2000, el Ministro de la época, Doctor Carlos Eduardo Caballero Argáez advierte al Honorable Congreso de la República que:

“El análisis histórico de la generación de ingresos de Ecopetrol y de las transferencias realizadas a la Nación (período 1987 – 1997) permite concluir que la Empresa no transfirió a la Nación la totalidad de los recursos generados por la explotación de las reservas. Parte de dichos recursos se destinó a solventar la operación directa de Ecopetrol.

Una parte de los recursos provenientes de la explotación de reservas de la Nación, por valor de 6.033 millones de dólares, se destinó a subsanar el déficit de caja de la operación directa.

Adicionalmente, el análisis de la evolución económica y financiera de Ecopetrol en los últimos 10 años (período 1987 – 1997) permite concluir que la Operación Asociada es la actividad que presenta la mayor generación de caja y por ende genera un mayor valor agregado para la compañía. La Operación Asociada generó recursos por un valor de 9.983 millones de dólares, mientras que la Operación Directa de Ecopetrol generó un valor negativo de 5.209 millones de dólares.”

El informe concluye que:

“Debido a la destrucción de valor ocasionada por la Operación Directa de la Empresa, durante los últimos 10 años, se hace evidente la necesidad de crear mecanismos que permitan medir el desempeño de Ecopetrol, contabilizar en forma adecuada las capitalizaciones que realice la Nación a la Empresa y medir la creación de valor para la nación.”³

Como consecuencia de lo anterior, el Gobierno Nacional emitió el Decreto 2154 de 1999 “con el fin de evaluar la gestión y los resultados que genera el ejercicio de la función del administrador de las reservas del Estado”⁴ y ordenando a Ecopetrol contabilizar trimestralmente el valor del aporte del Estado de las reservas de

³ Memorias al Congreso Nacional 1999 – 2000. Páginas 41 a 43

⁴ Considerandos del Decreto 2625 de 2000

hidrocarburos extraídas por Ecopetrol y presentar estados financieros independientes por áreas de negocios incluidas el área de exploración y producción Directa y el área de exploración y producción Asociada.

La aplicación de lo establecido en el Decreto 2154 para el primer semestre del año 2000 mostró para Ecopetrol un balance negativo por 1,4 billones de pesos.⁵ El periódico El Tiempo tituló el 29 de agosto de 2000 como “DECRETO SIN UTILIDAD” la aplicación del Decreto 2154 de 1999 ya que *“las utilidades operacionales de Ecopetrol no serían tan positivo si se aplicara el decreto 2154 de 1999”* al aumentar los costos por el petróleo extraído por el mismo Ecopetrol y sus Asociadas.⁶

La aplicación del Decreto 2154 de 1999 mostró lo que ya se había establecido en el informe del Ministro Caballero al Senado, la existencia de *“la destrucción de valor ya que el margen de caja generado por la Operación Directa no alcanza a cubrir todos los costos y gastos del negocio... De ese modo, se generaron pérdidas, que fueron absorbidas por los resultados de la Operación Asociada...”*⁷

Ante esta situación el Gobierno Nacional derogó el Decreto 2154 de 1999 por medio del Decreto 2625 del 18 de diciembre de 2000. Este Decreto establece una metodología para la valorización de las reservas sin que se ordene una contabilización separada de los resultados de las operaciones Directa y Asociada y al mismo tiempo señala que *“el patrimonio de Ecopetrol también estará integrado por el aporte del Estado representado en el valor de las reservas de hidrocarburos que sean extraídas por Ecopetrol, en forma directa o en asociación con terceros.”*⁸

El Decreto 2625 de 2000 fue derogado por el Decreto 727 de marzo 7 de 2007 estableciendo la reglamentación para desarrollar la metodología en el cálculo del valor de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la nación.

Como se puede deducir, de una norma para poder medir el desempeño de Ecopetrol, Decreto 2154, se transformó en un procedimiento para calcular el valor de las reservas de hidrocarburos de la nación, Decreto 727.

Colombia había perdido la autosuficiencia petrolera en 1974 y la recuperó doce años después con la puesta en producción del campo Caño Limón, que inició oficialmente la explotación de petróleo el primero de enero de 1986. Desde dicha fecha, Ecopetrol, como administrador de los recursos petroleros del País, ha venido recibiendo ingentes volúmenes de petróleo correspondientes al 50% de su participación en la producción de todos los campos descubiertos bajo los términos del contrato de Asociación y que han hecho viable la operación de la compañía estatal en los últimos 30 años.

⁵ En rojo empresas estatales. El Tiempo 27 de septiembre de 2000.

⁶ Decreto sin Utilidad. El Tiempo 29 de agosto de 2000

⁷ Memorias al Congreso Nacional 1999 – 2000. Páginas 42

⁸ Decreto 2625 de 2000, artículo 2o.

Teniendo en cuenta que ECOPETROL no presenta en sus informes de gestión anual los resultados de la operación propia y de la asignada como administrador de los recursos petroleros de propiedad de la Nación, contratos de asociación o socios de producción, tal como lo ordenaba el Decreto 2154 de 1999, se realizó una investigación de lo sucedido durante la bonanza petrolera de los últimos años utilizando la información pública contenida en los Reportes Integrados de Gestión ECOPETRO S.A.(RIGS), los Informes de Resultados del cuarto trimestre y anual de ECOPETROL, las estadísticas de la ANH y las presentaciones de ECOPETROL a los accionistas durante los años considerados desde 2010 al 2016.

En el Cuadro I y II se detallan los volúmenes de producción total de petróleo del país, la producción resultante de los contratos de exploración y producción firmados con la ANH, la producción de las operaciones propias de ECOPETROL y la producción de los socios de ECOPETROL. Asumiendo que toda la producción de los socios paga unas regalías del 20% como lo establece los Contratos de Asociación, ECOPETROL recibió de sus socios un volumen de 502.6 millones de barriles de petróleo en los últimos siete años, (2010 a 2016). Este volumen equivale al 30% de las reservas de petróleo del país reportadas al 31 de diciembre de 2016 que eran de 1.665 millones de barriles.

¿Cuánto le cuesta a Ecopetrol este petróleo de propiedad de la Nación?

En el mismo Cuadro I, se muestran los costos de producción y transporte disponibles en la información en los reportes de ECOPETROL y para responder este interrogante es necesario tener en cuenta que los costos de exploración o búsqueda de los yacimientos fueron, en su mayoría, asumidos por los contratistas y los costos de desarrollo que fueron cubiertos por los contratistas y Ecopetrol ya fueron recuperados, de esta forma el costo de este petróleo es el equivalente a los costos de operación, producción y transporte, y se detallan en el Cuadro I.

¿Qué hace Ecopetrol con este petróleo que recibe de las asociadas?

En los siete años analizados, las refinerías del país, Barranca y Cartagena, requirieron un promedio de 281.3 mil barriles por día. En el año 2016 las refinerías utilizaron 330 mil barriles por día. Por otra parte, el promedio de la producción de petróleo de propiedad de Ecopetrol para el mismo periodo fue 567.3 mil barriles por día sin incluir los volúmenes correspondientes a las regalías, es decir, que Ecopetrol siempre ha tenido un excedente para la exportación. Entonces podemos decir, que parte de esta producción se utiliza en las refinerías para producir los combustibles que el país necesita y parte se exporta a los mercados internacionales.

Ahora bien, la política de precios de los combustibles en Colombia establece que el productor debe recibir un valor de acuerdo a los precios del mercado internacional por consiguientes se puede asumir que todo el petróleo que Ecopetrol recibió de las asociadas se vendió al precio de la canasta de crudos del país.

¿Cuánto pudo haber obtenido Ecopetrol de la venta del crudo recibido de las Asociadas?

En el mismo Cuadro I se detallan los precios del petróleo del crudo Canasta Ecopetrol que alcanzó un precio tope de US \$102.60 por barril en el año 2012 y que para el año 2016 se cotizó a US \$35.70 por barril. Los ingresos brutos de Ecopetrol, para los siete años por este concepto totalizan 64.9 billones de pesos, mientras que las utilidades reportadas por Ecopetrol durante el mismo periodo fueron de 57.1 billones de pesos, mostrando una pérdida de 7.8 billones de pesos.

En la última línea del Cuadro II se reportan los volúmenes de crudo extraídos ilegalmente de los oleoductos del país observándose que para el año 2016 los robos pasaron de 646 barriles por día a 1.560 barriles por día es decir tuvo un aumento del 242% y con respecto al año 2010 el aumento fue de 423%. Las pérdidas durante el periodo analizado superan los 115 millones de dólares.

La Nación, todos los que constituimos el país, está subsidiando a Ecopetrol y no al contrario que Ecopetrol esté subsidiando a los colombianos con combustibles a un precio por debajo del precio de oportunidad para Ecopetrol si los vendiera en el mercado internacional.

Ecopetrol debería contabilizar financieramente las Operaciones Asociadas separada de las Operaciones Directas de la Empresa, en esta forma se podría medir la creación de valor para la Nación de sus recursos de hidrocarburos y tener una medida del desempeño de Ecopetrol. Por otra parte, se le debe exigir al Gobierno un mayor control sobre el apoderamiento de crudo de los oleoductos del país.

CUADRO I

INGRESOS DE ECOPETROL POR OPERACIONES ASOCIADAS

	AÑO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Fuente o Referencia
PRODUCCION PAIS (Miles de Barriles por día)									
ANH	A	86	108	118	157	184	185	163	Inf. 2010 a 2014: RIGS ECP 2014, Pág. 111. 2015-2016 ANH
Ecopetrol + Asociadas	B	700	807	826	853	806	821	722	Producción Total País menos Producción ANH (C-A)
Total País	C	786	915	944	1010	990	1006	885	Inf. 2010 a 2014: Reporte Integrado ECP 2014, Pág. 111
PRODUCCION ECP (Miles de Barriles por día)									
Operación Directa	D	248	290	317	328	324	353	393	Inf. 2010 a 2012: RIGS ECP 2014 Pág. 110. 2012-2016 RIGS ECP 2016 Pág. 150
Propiedad Ecopetrol	E	482	569	591	613	580	586	552	Inf. 2010 a 2012: RIGS ECP 2014 Pág. 111. 2012-2016 RIGS ECP 2016 Pág. 11
Crudo recibido de las Asociadas y Contratistas	F	234	279	274	285	256	233	159	Producción propiedad de ECP menos producción directa. (E-D)
Crudo recibido de Asoc. y Contr. Despues de regalías	F1	187.2	223.2	219.2	228	204.8	186.4	127.2	Se asumen que todas las asociadas pagan regalías del 20%. Contrato de Asociación
Volumen de crudo recibido por año (Millones Bb)	G	68.328	81.468	80.2272	83.22	74.752	68.036	46.5552	Volumen total recibido por Ecopetrol en el año en millones de barriles
INGRESO A ECP POR CRUDO ASOCIADAS								502.5864	
Precio del Petróleo - Canasta ECP (US\$/Bb)	H	72.00	99.10	102.60	99.00	86.00	43.80	35.70	2010-2012: ECP Investor Presentation, March 2013 2013-2014: ECP Presentación Inversionistas Agosto 2015 2015-2016: ECP Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2016 Pág. 173
Ingresos totales a ECP (MUS\$)/Año	I	4,920	8,073	8,231	8,239	6,429	2,980	1,662	Volumen total por precio canasta. (G*H)
COSTOS (US\$/Bb)									
Costos de Producción (Levate)	J	7.99	11.53	11.53	11.53	11.30	7.39	6.49	2010: ECP. Resultados Financieros y Operacionales. Marzo 1/2011. Pág.27 2011-2012: ECP Investor Presentation, March 2013, Pág.69 2013: Estimado del año. 2012. 2014:ECP Presentación Inversionista, Ago. 2015. 2015-2016: Informe ECP 4Q2016 y acumulado 2016. Página 25
Costos de Transporte	K	5.28	4.92	5.28	6.54	7.80	3.37	3.31	2010: ECP. Resultados Financieros y Operacionales. Marzo 1/2011. Pág.27 2011: ECP Resultados 4 trimestre 2011 - 2012: El más alto 2013-2014: ECP, Presentación para Inversionistas Oct. 2014 Pág.30 2015-2016: Informe ECP 4Q2016 y acumulado 2016. Página 27
Costos Producción + Transporte	L	13.27	16.45	16.81	18.07	19.10	10.76	9.80	Costo en dólares por barril. (J+K)
COSTO TOTAL (Por crudo de Asociadas -MUS\$)	M	907	1,340	1,349	1,504	1,428	732	456	Gastos de Operación y transporte por año. (G*L)
INGRESO NETO (MUS\$)									
INGRESO A ECP POR CRUDO ASOCIADAS (MUS\$)	N	4,013	6,733	6,883	6,735	5,001	2,248	1,206	Ingresos netos en millones de dolares por año. (I-M)
Tasa de Cambio promedio año (Col\$/US\$)	O	1897.89	1848.17	1798.23	1868.9	2000.68	2746.47	3053.42	Banco de la República. Tasa de cambio promedio anual, serie histórica. 1.2.3
INGRESO A ECP POR CRUDO ASOCIADAS (Billones Col\$)	P	7.6160	12.4443	12.3767	12.5870	10.0052	6.1738	3.6818	Ingresos netos de ECP, por crudo de las asociadas en pesos
Utilidades reportadas por ECP (Billones Col\$)	Q	8.1470	15.4520	14.7790	13.3500	7.8100	-3.9800	1.5600	Utilidades netas de ECOPETROL reportadas en sus informes financieros y del "Reporte Integrado de Gestión Sostenible" 2015 y 2016
Diferencia (Billones de Pesos)		0.5310	3.0077	2.4023	0.7630	(2.1952)	(10.1538)	(2.1218)	Esta diferencia correspondería a las utilidades operativas de ECP

CUADRO II

PRODUCCION Y DISPOSICION DEL PETROLEO COLOMBIANO

(Miles de barriles por día = KBPD)

AÑO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Fuente o Referencia
Producción crudo País Total	A	786	915	944	1010	990	885	Inf. 2010 a 2014: RIGS ECP 2014, Pág. 111. 2015-2016 ANH
Producción crudo País Contratos ANH	B	86	108	118	157	184	163	Inf. 2010-2012: Estadísticas ANH, Pág WEB. 2013-2015: MME Informe anual. 2016: Estimado
Producción Crudo propiedad de Ecopetrol	C	482	569	591	613	580	552	Inf. 2010 a 2012: RIGS ECP 2014 Pág. 111. 2012-2016 RIGS ECP 2016 Pág. 11
Producción crudo operación directa Ecopetrol	D	248	290	317	328	324	393	Inf. 2010 a 2012: RIGS ECP 2014 Pág. 110. 2012-2016 RIGS ECP 2016 Pág. 150
Producción crudo Ecopetrol+socios	E	700	807	826	853	806	722	Producción total país - Producción ANH (A-B)
Exportaciones de crudo por ECP	F	311	414	445	456	463	435	Informes Resultados Ecopetrol 4Q para los años considerados
Crudo recibido por ECP de socios	G	234	279	274	285	256	159	Producción propiedad de ECP menos producción directa ECP = (C-D)
Recibido por ECP de socios después de regalías (20%)	H	187.2	223.2	219.2	228	204.8	127.2	Se asumen que todas las asociadas pagan regalías del 20%. Contrato de Asociación
Volumen total por año recibido de socios (KBb)	I	68,328.0	81,468.0	80,227.2	83,220.0	74,752.0	46,555.2	Volumen total recibido por Ecopetrol en el año en miles de barriles
Crudo utilizado en Refinerías	J	293	303	294	280	237	330	Inf. 2010 a 2012: RIGS ECP 2014 Pág. 9. 2012-2016 RIGS ECP 2016 Pág. 11
Crudo regalías + Compras locales (ANH+3os)	K	174	189	201	187	180	159	Informes Resultados Ecopetrol 4Q para los años considerados
Importaciones de crudo	L	0	0	0	0	0	60	Informes Resultados Ecopetrol 4Q para los años considerados
Ventas crudo localmente	M	3	5	13	34	23	14	Informes Resultados Ecopetrol 4Q para los años considerados
Apoderamiento - Crudo robado de los oleoductos	N	0.369	0.419	0.413	0.518	0.835	1.56	Inf. 2012 a 2015: Reporte Integrado (RI) ECP 2014 Pág. 122. 2016: EL TIEMPO, Feb. 16 de 2017
Precio del Petróleo - Canasta ECP (US\$/Bb)	O	72.00	99.10	102.60	99.00	86.00	35.70	Cuadro I
Valor del crudo robado (millones dólares)	P	9.70	15.16	15.47	18.72	26.21	20.33	N*O*365