

Dimensión productiva e inserción externa del sector petrolero ecuatoriano¹

Autores: *Juan Pablo Mateo Tomé*
Universidad Pontificia Comillas

Santiago García Álvarez
Universidad Central del Ecuador

Resumen

En este artículo se lleva a cabo un análisis del sector petrolero en la economía ecuatoriana en la última década. Esta actividad ha condicionado la estructura económica y su inserción externa, por lo que el estudio vincula ambos aspectos: la dimensión productiva y las relaciones externas del sector de extracción y refinación de petróleo, mostrando así uno de los fundamentos del carácter no desarrollado y la ubicación periférica y dependiente de Ecuador en el sistema económico mundial. En particular, se revelan los desequilibrios entre la extracción y la refinación en las dimensiones mencionadas, junto a la problemática relación de la empresa estatal Petroecuador con las compañías privadas.

¹ Este trabajo es producto del proyecto de investigación “*La explotación de los hidrocarburos y el fomento del desarrollo en América Latina: los casos de Bolivia, Brasil y Ecuador*” (CeALCI 05/10), que ha contado con la financiación de la Fundación Carolina, institución a la que agradecemos su apoyo, el cual hacemos extensible a la Universidad Pontificia Comillas, que facilitó una breve estancia en Quito en junio de 2011 a J.P. Mateo.

Palabras clave: Ecuador, petróleo, inserción externa, inversión extranjera directa.

Abstract

This paper presents an analysis of the oil sector in the Ecuadorian economy for the last decade. This activity has conditioned both its economic structure and its external insertion, so this study refers to both aspects: the productive dimension and the international relations of oil extraction and refining, showing one of the foundations of the undeveloped nature and peripheral and dependent location of Ecuador in the global economic system. In particular, it is revealed the imbalances between the extraction and refining in the mentioned dimensions, along with the problematic relationship of the state company Petroecuador with the private ones.

Key words: Ecuador, oil production, external insertion, foreign direct investment.

Recibido: 15.11.2011

Aceptado: 12.12.2011

I. Introducción

El objetivo de este artículo es analizar el sector petrolero en la economía ecuatoriana en la década de los 2000, época caracterizada por el inicio de la dolarización oficial y que se mantiene hasta la actualidad. El estudio se lleva a cabo desde la perspectiva de la producción y las relaciones comerciales con el exterior, en tanto la actividad hidrocarburífera ha moldeado la estructura productiva sectorial de Ecuador y su inserción externa. Se parte de la hipótesis de que las insuficiencias productivas de la actividad petrolera se reflejan en el reforzamiento de una inserción dependiente y subordinada de tipo extractivista.² Precisemos no obstante que es la existencia de yacimientos petrolíferos, y la consiguiente demanda externa de ellos, lo que ha conformado la estructura y dinámica de reproducción económica en el tiempo, agravando aún más ciertos desequilibrios propios de las sociedades de la “periferia”.

El sector del petróleo en Ecuador está conformado por las ramas 11 “Extracción de petróleo crudo, gas natural y actividades de servicios relacionadas” y 23 “Fabricación de productos de la refinación de petróleo”. La primera pertenece al sector primario, y su valor agregado bruto representa el 7-18 % del PIB, con un descenso hasta 2002 y un posterior aumento hasta el máximo de 2006, momento en el que vuelve a descender hasta el 12-14% en 2009-10. La rama 23 se encuadra en el sector manufacturero y tiene una participación ostensiblemente menor y a la vez decre-

² Como sucede en América latina, y en concreto en los países con gobiernos “progresistas” (Acosta, 2009b; Gudynas, 2009; Katz, 2011, etc.)

ciente. Si en la segunda mitad de los años noventa oscilaba entre el 2,8 y 3,5%, desde el año 2000, cuando alcanza el 4,6% del PIB, inicia una caída hasta el 1,47% en 2010, en un contexto de cierta caída en la participación de las ramas manufactureras en el producto total, las cuales, sin contar la de refinación (23), pasan de 13-14% del PIB en los noventa a 8-9% en 2003-10.³

La Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (Petroecuador) es la compañía del Estado ecuatoriano que se encarga de la explotación de los hidrocarburos. Fue creada en 1989 como un sistema de empresas asociadas (holding) conformada por una matriz y seis filiales que configuraba el denominado Sistema Petroecuador. Se reemplazaba así a la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), que funcionaba desde 1972 como una corporación pública que ejercía la propiedad del Estado y desarrollaba todas las actividades de la industria petrolera (Petroecuador, 2010). Petroecuador lleva a cabo actualmente la actividad petrolera de exploración y explotación; la industrialización del petróleo y el transporte y comercialización de los productos finales, procesos que realiza, respectivamente, mediante sus filiales, ahora subsidiarias a partir de la Ley de Empresa Pública de 2010 (disposición transitoria tercera): Petroproducción, Petroindustrial y Petrocomercial,⁴ y tiene a su cargo la administración y explotación del Sistema del Oleoducto Transecuatoriano (SOTE). La primera se encarga de la extracción de crudo en el oriente del país, la segunda lleva a cabo la refinación en las estaciones y la última transporta la gasolina, el diesel y el GLP (gas licuado de petróleo) por los poliductos a las estaciones de servicios para su comercialización.

Existen dos tipos de crudo en Ecuador. El de gravedad media, de unos 23-24^o API (*American Petroleum Institute*) y 1,5% de contenido de azufre, es el crudo Oriente, mientras que el crudo Napo es pesado, en torno a 18-19^o API y 2,2% de azufre, y se vende a unos 4-6 dólares menos por barril que el Oriente. Al ser de menor calidad que el establecido como referencia, el *West Texas Intermediate* (WTI), se cotiza en torno a un 10-25% por debajo, aunque esta penalización depende de varios factores.

La economía ecuatoriana muestra una gran dependencia del mercado externo, pues el índice de apertura (suma de exportaciones e importaciones respecto del PIB) es alto, superando el 50%, y entre 2003 y 2008 ha pasado del 53 al 75%, con un des-

³ Tomado del Banco Central del Ecuador (BCEc, 2011a), en dólares corrientes. Si utilizamos los dólares constantes, los datos varían sensiblemente: la rama 11 oscila en torno al 11-15% del PIB y la 23 pasa de 3-5% del PIB en 1990s a una caída en los 2000s desde el 4,59% en 2000 al 1,54% en 2010, pero manteniendo el resto de ramas de la industria manufacturera una aportación relativamente constante al PIB del 13% a lo largo de la década. Por tanto, se aprecia que la rama primaria posee oscilaciones superiores.

⁴ El Gobierno del Rafael Correa, mediante el Decreto Ejecutivo N° 315, publicado el 6 de abril de 2010, crea, la nueva Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador "EP Petroecuador", que reemplaza a la Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador, Petroecuador. Con la nueva estructura, cuenta con una empresa subsidiaria, Petroamazonas EP, y dos empresas de economía mixta en colaboración con la venezolana Pdvs, la Compañía de Economía Mixta Operaciones Río Napo y la Compañía Refinería del Pacífico, las cuales tienen como objetivo primordial prestar servicios de manera descentralizada en la actividad hidrocarburífera dentro del país (Petroecuador, 2010:114).

censo en el año siguiente. Las exportaciones oscilan bastante en torno a la tercera parte del PIB y una evolución similar, con máximos de 36-37% en 2000 y 2008 y un mínimo de 24% en 2002 (BCEc, 2011b). En sí mismo, que el peso de las relaciones comerciales con el exterior sea mayor o menor no constituye una evidencia del carácter desarrollado o atrasado de una economía, aunque se puede inferir una marcada vulnerabilidad por la volatilidad externa (VV.AA., 2009: 95). El aspecto decisivo radica, por el contrario, en el tipo de inserción externa, y en este caso Ecuador depende de la exportación de petróleo y derivados, que representan el 40-60% del total de ingresos por exportación, y de unos pocos productos tradicionales del sector primario sin un gran componente tecnológico, como plátanos fundamentalmente, junto a cacao, atún y pescado, y café (15-30%), y el resto, en torno al 25%, productos no tradicionales (BCEc, 2011b).⁵ Por tanto, Ecuador constituye una economía con un subdesarrollo productivo en gran medida dependiente de la extracción de recursos naturales, cuya exportación le permite apropiarse de una renta petrolera a partir de lo cual gira su proceso de acumulación de capital; o en otras palabras, se centra alrededor de la apropiación de la naturaleza (VV.AA., 2009: 106).

Este tipo de especialización basada en la explotación de recursos naturales por lo general no renovables tiene una fuerte crítica en el actual debate económico latinoamericano. Si bien pueden representar ingentes ingresos, y consecuentemente un soporte importante para el crecimiento económico, e incluso nuevos recursos para los programas sociales de lucha contra la pobreza; no constituye sin embargo la estrategia de desarrollo necesaria en la medida que refuerza la re-primarización de estas economías, con costos ambientales extremadamente altos,⁶ y tampoco el “goteo” (*trickle down*) de los nuevos ingresos llega a los amplios sectores sociales bajo la línea de la pobreza (Gudynas, 2009)

Una vez expuesto lo esencial de la estructura económica de Ecuador, a continuación en primer lugar se van a analizar los rasgos esenciales del ciclo productivo petrolero, tanto de crudo como el proceso de refinación, incluyendo brevemente el transporte y comercialización. En el segundo bloque del documento se abordan las relaciones comerciales con el exterior, destacando la composición de las exportaciones de crudo y las importaciones de derivados, lo que permite visualizar los desequilibrios económicos que posee el ámbito petrolero.

⁵ Téngase no obstante en cuenta que gran parte de los bienes exportados registrados como industrializados resultan ser en realidad del ámbito primario, tales como café elaborado, elaborados de cacao (sólo en los últimos años se ha empezado a exportar chocolate), y harina de pescado u otros productos del mar (VV.AA., 2009: 106).

⁶ El estudio de Azqueta y Delacámara (2008: 61-62) señala que este modelo de especialización primario exportador ha tenido como consecuencia la desaparición casi total de uno de los ecosistemas mundiales más valiosos, por la transformación de los manglares en cultivos de camarones en la costa del Pacífico, la degradación de los ecosistemas acuáticos, graves daños en las islas Galápagos, etc. En cuanto a la actividad petrolera, existen efectos directos, como emisión de contaminantes atmosféricos, los vertidos accidentales, filtraciones en el suelo y en los sistemas hídricos, vertidos de agua contaminada al medio ambiente (el agua que trae el petróleo al extraerlo), y un largo etcétera.

II. Dimensión productiva

II.1 Producción de crudo

La producción petrolera de Ecuador se lleva a cabo principalmente en la región oriental del Amazonas, “el Oriente”, en los yacimientos de Sushufindi, Sacha, Libertador, Cononaco, Cuyabeno, Lago Agrio y Auca. Históricamente ha estado caracterizada por una marcada inestabilidad, de los iniciales 28,6 millones de barriles (mb) producidos en 1972, año en que toma cuerpo la andadura petrolera de este país,⁷ se llegó a 79 mb en 1979, el valor más alto de la década, y luego siguió incrementándose paulatinamente con ciertas oscilaciones. En la década de 2000 la producción muestra en general un estancamiento a excepción, fundamentalmente, del aumento registrado en 2004, del 25%, pasando de 153 a 192 mb. El máximo de producción se alcanza en 2006, con 195 mb gracias a la puesta en marcha del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), que permitía una mayor capacidad de transporte, y el incentivo que constituían los altos precios del petróleo (BCEc, 2007: 53).

Este aumento se debe al impulso del sector privado, y en concreto a Perenco, Occidental (ambas con incrementos superiores al 290%), Repsol YPF y AEC Ecuador, que representaron el 97% de dicho aumento, frente a la caída de la producción de Petroecuador (BCEc, *ibídem.*), que pasa de producir 85 mb en 2000 a sólo 49 millones en 2010, sin contar el Bloque 15. Precisamente, uno de los aspectos más notorios de las últimas décadas ha sido la creciente participación del sector privado. Durante el período 1972-92 la producción relativa de las compañías privadas fue absolutamente marginal, sin superar el 2% del total de la producción. Pero ya en 1995 la iniciativa privada representó el 19%, porcentaje que se irá incrementando de manera sostenida en el marco de las políticas neoliberales de los 90. Entre 2003 y 2007 las compañías privadas logran una participación superior al 50%, con un máximo de 63% en 2004-05, para iniciar un descenso después de 2006, debido en gran parte a la caducidad del contrato entre el Estado y la compañía Occidental, por lo que su producción, de 21,8 mb, junto a sus activos productivos, fue traspasada a la empresa estatal Petroamazonas.⁸ Esta empresa ha incrementado su aportación hasta

⁷ Aunque en realidad se puede afirmar que la era petrolera de Ecuador se inició con la perforación y explotación del pozo Lago Agrio # 1, ubicado en la Amazonía, a finales de 1967, y a cargo del Consorcio Texaco-Gulf.

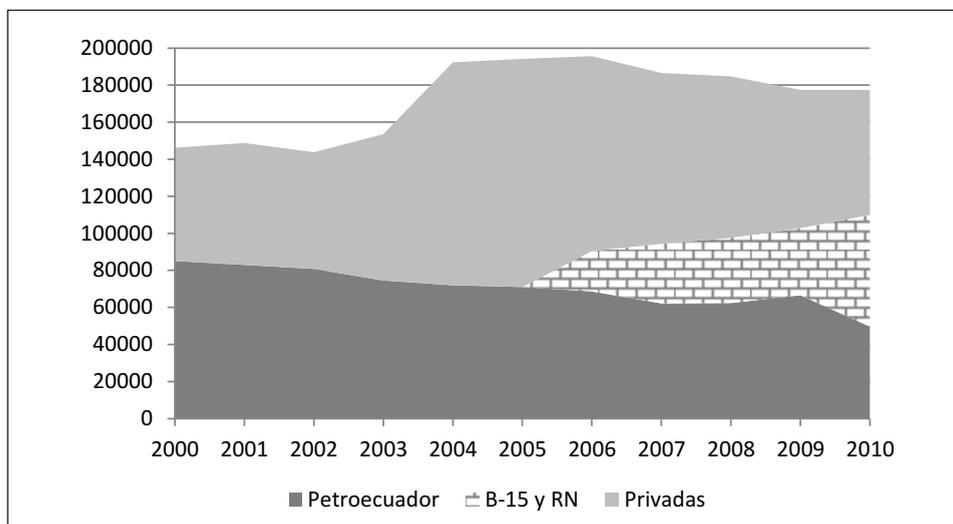
⁸ Filial de Petroecuador creada en abril del 2010, que subroga en su derechos y obligaciones a Petroamazonas S.A., con la misión de operar el Bloque 15 y los campos unificados Edén Yuturi y Limoncocha, que fueron revertidos al Estado como consecuencia de la declaratoria de caducidad del contrato de participación suscrito con la Empresa Occidental (OXY) por incumplimientos contractuales. Además, esta compañía recibió en agosto del 2010 las instalaciones de los bloques 7 y 21 dejados por la empresa francesa Perenco, luego de que abandonara las operaciones al ser embargada su producción por no querer cancelar valores relacionados con la aplicación de la Ley 2006-42. Cuando estaba a punto de finalizar el plazo del contrato, el ministro de Recursos Naturales No Renovables declaró la caducidad de los contratos de participación con Perenco y Burlington. Desde este momento Petroecuador también exportará el crudo Napo, de peor calidad que el Oriente. Señalemos que en diciembre de 2007 el Bloque 15 se convierte en Sociedad Anónima Estatal, con reglamento propio, por decisión de Petroecuador, que junto a Petroproducción serían los únicos accionistas.

los 60 mb en 2010, en ausencia de lo cual se hubiera producido una disminución progresiva de la producción bajo propiedad estatal (BCEc, 2007), y prevé extraer 20 mil barriles diarios más de crudo a partir de 2011, una vez que asuma plenamente las operaciones de Petrobras (una de las empresas que no renegoció su contrato con el Estado), en el bloque 18 y Palo Azul. En el último año, 2010, Petroecuador produce sólo el 45% del total en manos del Estado, al caer su producción un 25% en un año, y pasa a estar por debajo de Petroamazonas, lo que se explica por la insuficiente inversión por parte del Estado (BCEc, 2007).

En los años recientes, las principales compañías extranjeras por niveles de producción han sido Repsol YPF; Andes Petroleum; Occidental; Ecuador TLC; Perenco; AGIP Oil, junto la empresa estatal chilena SIPEC. En 2010 las dos primeras representaron casi la mitad de la producción total, 24,7 y 20,4% respectivamente, frente al 7-10% de las restantes. El cuadro productivo empresarial se completa con la presencia de empresas pequeñas encargadas de la explotación de los campos marginales. Por tipo de contrato, todavía en el 2010 unos dos tercios de la producción de crudo (67,8%) se realizaba bajo la modalidad de contratos de participación, seguida de la correspondiente a prestación de servicios (17,5%), y finalmente en campos marginales poco más del 10 (11,5%) y una parte mínima bajo servicios específicos (3,3%) (Petroecuador, 2011).⁹

Gráfica 1. Producción de crudo por sector institucional

Serie en miles de barriles anuales del sector público (Petroecuador, Bloque 15 y Río Napo (RN)) y las compañías privadas



Fuente: Banco Central del Ecuador (2011b)

⁹ Los campos marginales son aquellos que poseen crudo pesado, requieren de una tecnología cara o bien su producción no supera el 1% del total, y tienen características similares a los contratos de participación.

En consecuencia, la implementación de los diversos tipos de contratos desde la década de los noventa hasta la actualidad ha resultado, en definitiva, en la privatización de casi la mitad de la producción de crudo nacional. Por otra parte, con el advenimiento del gobierno de Rafael Correa en 2007 se inicia un proceso de reversión encaminado a una mayor producción estatal de petróleo, como parte de una política nacionalista a su vez dirigida a una mayor captura de la renta petrolera, aun con destacables elementos de continuismo con la época anterior.

II.2 Insuficiencias productivas

La dimensión productiva petrolífera acusa diversos problemas. En primer lugar, en relación a las reservas, Acosta (2011:48) señala que han alcanzado la cúpula de la campana de Hubbert,¹⁰ lo que significa que se ha explotado la mitad o más de las reservas existentes, por lo que tenderán a disminuir. Se puede afirmar que a futuro resta un cuarto de siglo de explotación petrolera en Ecuador, o menos si se implementa la iniciativa Yasuní-ITT (los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini), si bien no existen datos definitivos respecto de la cantidad y calidad de las reservas existentes.¹¹ Se estima que puedan ascender a los 900 millones de crudo pesado, de unos 14^o API (MEM, 2007:90; Yasuní, 2011), que posibilitarían una oferta de más de 100 mil barriles diarios durante 13 años. El problema es que la explotación de estas reservas afectaría al Parque Nacional Yasuní, declarado por la UNESCO en 1989 “Reserva de Biosfera de la Humanidad”. Por esta razón el gobierno ha declarado su intención de renunciar a la explotación de crudo, a cambio de lo cual reclama una compensación económica, aunque las amenazas que sufre son crecientes.¹² En vista de que cada vez se descubren menos yacimientos, son de menor tamaño, resultan más costosos y el crudo es más pesado (menos grados API) (Acosta, 2009a:63), y dadas las restricciones a la ampliación de la frontera petrolera hacia la Amazonía, se puede afirmar, como Villavicencio (2010:1-2), que “Ecuador se encuentra en el umbral de su modelo económico y energético, basado en la explotación de petróleo”.

En segundo lugar, se constata una falta de inversión en el sector en relación a las labores de exploración y extracción de crudo, que hunde sus raíces en el giro neoli-

¹⁰ Se trata de un modelo elaborado por King Hubbert para poder anticipar la evolución decreciente de la explotación de un yacimiento petrolero, el cual crece rápidamente al principio, pero que tras alcanzar su cima se vuelve más costoso.

¹¹ La información está sujeta a los intereses económicos que prevalezcan. Según la OPEP (2010), en 2009 habría algo más de 6.500 millones de barriles de reservas, mientras que Acosta (2011) habla de 4.500 y el Ministerio (MRNNR, 2011) calcula 12,6 millones en 2008.

¹² Acosta (2011) señala que se ha modificado el mapa catastral y la compañía Petroriental, china pero de derecho privado, logró que su bloque 14 se amplíe por la parte superior de los bloques 16 y 31, hasta llegar al área del Tiputini, mientras que las actividades petroleras avanzan aceleradamente en el bloque 31, en manos de la estatal Petroamazonas; bloque que sería rentable solo si se explota el crudo del ITT, al que está pegado por el lado oriental.

beral en la década de los noventa. Ello ha traído consigo una serie de carencias:¹³ i) no se ha priorizado llevar a cabo actuaciones que permitan ralentizar la caída paulatina de la producción que afecta a todos los yacimientos ni incrementar la producción al mismo tiempo que se evita comprometer la vida útil de los campos; ii) no ha habido un plan adecuado para explorar e incorporar nuevas reservas en las áreas ya intervenidas y prolongar la vida útil de los reservorios; iii) se ha producido un recorte sistemático de la inversión en reacondicionamiento de pozos, mantenimiento de equipos, así como en perforación de desarrollo y exploración adicional; y iv) la falta de cuidado se refleja a su vez en el cierre de cientos de pozos por daños sufridos en las estructuras y equipos, mientras que no existe un programa de recuperación mejorada y de aplicación de nuevas tecnologías.

Dentro de las carencias en cuanto a inversión, hay que destacar el creciente protagonismo de las compañías privadas, responsables según Espinasa (2007: 23) del 90% de la inversión entre 1997 y 2007, y que ha permitido mantener el nivel de producción de crudo. Sin embargo, entre 2006 y 2009 las compañías privadas han reducido sus inversiones de 772 a 281 millones de dólares (Aráuz, 2010: 6), mientras que el grado de cumplimiento de Petroecuador respecto de los planes de inversión programados es reducido. La otra cara de la moneda de las importantes utilidades obtenidas por el sector privado es no obstante la deficiente financiación de Petroecuador para acometer los proyectos de inversión necesarios. En 1992 se suprimió la asignación del 10% de sus beneficios para nuevas inversiones, dejando el 90% al Banco Central para su distribución, decidiendo que entregara todos sus ingresos al Ministerio de Economía y Finanzas, el cual debería decidir los recursos que aportaba a la empresa en concepto de recuperación de costos y gastos.¹⁴ Aunque en teoría debería dedicarse el 40% de los recursos a inversiones en exploración y producción, en la práctica no se ha cumplido. Petroecuador ha competido con otros partícipes en la asignación de recursos, en perjuicio de la inversión y la necesaria mejora en la productividad de su actividad (véase Grupo Faro, 2009: 13), y no se le ha reconocido el total de sus costos, mientras que sí debe asumir los costos de importación de derivados a la vez que absorbe el pago de subsidios a los combustibles. La empresa estatal ha adolecido, pues, de un estrangulamiento económico deliberado, que ha impedido mejorar su capacidad productiva, y cuyo último propósito ha sido llevar a cabo su privatización.¹⁵

¹³ Seguimos a VV.AA. (2009: 24) y MEM (2007: 56-57).

¹⁴ Entre 1997 y 1999 Petroecuador debió pagar cantidades superiores a sus beneficios, por lo que tuvo pérdidas. Ya con la dolarización, en los 2000s recibió entre el 1 y el 2% de sus utilidades. En opinión de Aráuz (2009: 367) “esta reforma fue la que ocasionó el desfinanciamiento total de Petroecuador y es la causa principal de su deterioro.” Y añade que “la incautación de los ingresos de Petroecuador fue el golpe preciso para anular el ejercicio completo de la propiedad estatal y asegurar su deterioro empresarial a fin de privatizar más fácilmente nuestra industria petrolera.” (Ibid.: 374) Se ha de tener en cuenta que esta falta de recursos que ocasionan los gobiernos contradice el artículo 292 de la Constitución.

¹⁵ Señala al respecto el MEM (2007: 18), que entre 1994 y 2004 hubiera sido necesaria una inversión de 2.144 millones de dólares por parte de Petroproducción para así mantener el nivel de extracción de 330 mil barriles de petróleo diarios (bpd). Sin embargo, sólo le asignaron 220 millones de dólares procedentes del Fondo de Estabilización Petrolera, cuando le correspondían 1.300 millones.

La consecuencia obvia es la descapitalización sistemática de la empresa, lo que conduce a mantener una infraestructura de producción obsoleta, a incumplir, como señalamos, los programas de inversiones, provocando la casi permanente caída de las tasas de extracción de petróleo y de producción de derivados (MEM, 2007: 41). Esta insuficiente inversión en los principales campos explotados por Petroecuador tendrá implicaciones en el futuro por cuanto existe la posibilidad de que deje sin extraer una gran cantidad de barriles y no reciba divisas del exterior.¹⁶ A pesar no obstante de los problemas financieros y administrativos a los que se enfrenta sistemáticamente Petroecuador, hay que resaltar que esta empresa ha tenido costes de producción inferiores y una mayor capacidad productiva que las empresas transnacionales que operan en el país (MEM, 2007: 18).

Según el Plan Maestro de Petroecuador para el período 2009-2015, las inversiones estatales totales ascenderían a 18.217 millones de dólares durante este período, lo que supone un promedio de unos 3 mil millones de dólares por año. La construcción de estas obras financiadas por las inversiones estatales será asumida fundamentalmente, sin embargo, por empresas privadas, sobre todo internacionales. Algo parecido sucederá con los equipos y materiales que se demanden, que en su mayoría serán importados al no haberse desarrollado una industria petrolera nacional en los ya más de 40 años de actividad hidrocarburífera en el nororiente de la Amazonía ecuatoriana (Acosta, 2011: 3).

II.3 Inversión extranjera directa

Los flujos de IED muestran una gran inestabilidad año a año, y además no han sido significativos para la economía nacional, pues no han llegado al 5% del PIB, pero se concentran en gran medida en el sector de “Explotación de minas y canteras”.¹⁷ Durante el período de liberalización de 1990-2006, cerca de las tres cuartas partes de la IED correspondió a la explotación petrolífera (rama 11). La IED en minas y canteras, tras la grave crisis de 1999-2000, se recuperó a partir de 2001, especialmente en 2002 y 2004, como consecuencia de las expectativas alrededor de la construcción del nuevo Oleoducto de Crudos Pesados (OCP). Posteriormente, en lo que denominamos el período de soberanía energética (desde 2006) las inversiones se han mantenido por debajo de los niveles alcanzados en los años noventa y primera mitad de 2000s, aun con ciertas fluctuaciones, en parte por la implementación de las nuevas disposiciones regulatorias que intentaban capturar mayor renta petrolera para el Estado a través de la firma de nuevos contratos con las empresas petroleras privadas.

¹⁶ El MEM (2007) calculaba este coste en unos 226 millones de barriles hasta 2017, lo que generaría no ingresar 6.800 millones a lo largo de la década, asumiendo sólo un precio promedio de 30 dólares por barril.

¹⁷ Este sector consta de dos ramas, la mencionada rama 11 de la explotación petrolera y la de “Explotación de minas y canteras”, pero se puede afirmar con seguridad que prácticamente toda la IED del sector corresponde a la rama 11 que tomamos en cuenta en este análisis.

Tabla 1. Inversión extranjera directa

Datos en millones de dólares y porcentaje del total de IED

Años	Minas y canteras		Estados Unidos		España		Francia	
	Dólares	%	Dólares	%	Dólares	%	Dólares	%
2000	-58,73	-	-96,05	-	2,43	-	-	-
2001	216,91	40,28	176,06	81,17	1,96	0,90	-	-
2002	487,46	62,23	330,26	67,75	0,00	0,00	82,64	16,95
2003	148,55	17,04	-68,02	-	-0,19	-	68,89	46,37
2004	385,37	46,05	30,98	8,04	-0,03	-	14,51	3,77
2005	198,35	40,20	-182,13	-	-0,03	-	-0,76	-
2006	-116,62	-	-185,66	-	-0,03	-	-0,76	0,65
2007 1/	-102,80	-	12,00	-	72,78	-	49,95	-
2008 1/	244,20	24,28	5,72	2,34	45,81	18,76	-0,10	-
2009 1/	-6,41	-	0,68	-	36,16	-	-4,70	73,32
2010 1/	159,07	95,08	-1,29	-	30,32	19,06	-4,84	-

(1) Cifras sujetas a revisión

Fuente: Banco Central del Ecuador (2011b)

Este descenso, sobre todo bajo el gobierno de Rafael Correa, debe ser contextualizado en el marco de la política económica nacionalista de soberanía energética que se ha tratado implementar. En ella, la IED deja de ser una pieza clave en el proceso, ya que el Estado asume buena parte de la gestión mediante las empresas estatales, complementado por un fuerte proceso de endeudamiento público, especialmente a través de empréstitos provenientes de China.¹⁸ De hecho, la IED por países de origen en el sector de minas y canteras, tradicionalmente con un gran predominio de los capitales estadounidenses, en los últimos años ha disminuido hasta virtualmente desaparecer. Una tendencia muy diferente sucede con las inversiones españolas, pues pasan de ser prácticamente inexistentes en 2000 hasta llegar a representar el 19% del total en los años 2008 y 2009, seguramente vinculadas con las inversiones de Repsol-YPF. Paralelamente, la formación bruta de capital fijo ha experimentado un incremento sustancial en la década de 2000s, de ser inferior al 20% en los noventa a llegar al 25% del PIB en 2010, mientras que la inversión del sector público no finan-

¹⁸ Esta situación tiene varias aristas complejas en el contexto de la economía ecuatoriana. Si bien no parecería ser muy razonable el intercambiar IED por endeudamiento externo, la justificación de las autoridades ecuatorianas es que en el nuevo proceso se asegura una mayor renta petrolera a favor del Estado, mientras que en períodos anteriores la IED estuvo vinculada a una mayor captura de la renta petrolera a favor de las empresas transnacionales privadas. Toda esta situación se viabiliza con el impulso de los nuevos contratos de prestación de servicios con las empresas privadas que reemplazaron a los contratos de participación.

ciero ha pasado del 4,9% del PIB en 2005 al 12,8% en 2008 y 11,7% en 2010 (BCEc, 2011b). Es decir, el circuito de las inversiones de la política petrolera, en términos generales, descansa en las inversiones públicas y en el endeudamiento externo.

Sin embargo, se va modificando la procedencia geográfica de la financiación, con un protagonismo creciente de los empréstitos provenientes de China.¹⁹ Responde a un replanteamiento de la política exterior de Ecuador, la cual pretende reducir la dependencia con el Norte, representado por el gobierno y las compañías estadounidenses, para favorecer el proceso de integración latinoamericana, posicionándose fundamentalmente con Brasil, Venezuela, Perú, Uruguay y otros, junto a la mencionada China. O en otras palabras, una sustitución de transnacionales norteamericanas por otras de la región o chinas, si bien, en cualquier caso, responde a uno de los mandatos constitucionales, que sitúa a la integración con los países latinoamericanos y del Caribe como uno de los objetivos estratégicos del Estado (art. 43).

II.4 Refinación de petróleo

El procesamiento y refinación del crudo es uno de los principales cuellos de botella de la industria hidrocarburífera del Ecuador. Existen tres refinerías principales: Esmeraldas, La Libertad y el Complejo Industrial Shushufindi (CIS), junto a dos refinerías localizadas en la región oriental y tres plantas destiladoras.

La Refinería Estatal de Esmeraldas, diseñada y construida entre 1975 y 1977, posee una capacidad para unos 110 mil bpd, tanto crudos livianos como pesados, proporcionando más de la mitad de los derivados que se consumen en el país. Muestra sin embargo una producción descendente, desde 102 mil bpd en 2000 a 80 mil en 2010 (BCEc, 2011b). Ha visto posponerse los planes de rehabilitación y reconversión, impidiendo así su ampliación, y sigue operando con importantes deficiencias, por lo que se encuentra prácticamente colapsado, como afirma el propio Ministerio de Energía y Minas (MEM, 2007: 62).²⁰ La Refinería de la Libertad²¹ tiene una capa-

¹⁹ Esta situación tiene varias aristas complejas en el contexto de la economía ecuatoriana. Si bien no parecería ser muy razonable el intercambiar IED por endeudamiento externo, la justificación de las autoridades ecuatorianas es que en el nuevo proceso se asegura una mayor renta petrolera a favor del Estado, mientras que en períodos anteriores la IED estuvo vinculada a una mayor captura de la renta petrolera a favor de las empresas transnacionales privadas. Toda esta situación se viabiliza con el impulso de los nuevos contratos de prestación de servicios con las empresas privadas que reemplazaron a los contratos de participación.

²⁰ El MEM (2007: 24) menciona que en 2006 experimentó 170 paralizaciones no programadas y emergentes de sus distintas unidades y sistemas; y más de 50 paralizaciones en 2010, con un alto coste para el Estado, mientras Petroindustrial había programado únicamente cuatro paradas técnicas para dicho año. Por ello este autor considera que se encuentra prácticamente colapsada (Ibid.:62). En febrero de 2007 la unidad de craqueo catalítico se paralizó, dejando de producir 450 toneladas diarias de GLP y 12 mil bpd de gasolina de alto octano. En abril y mayo del mismo año dos incendios en una unidad productora de nafta afectó a otras, como la unidad isomerizadora que produce 20 mil bpd de diesel premium, con los que se abastece al distrito metropolitano de Quito (Ibid.:62). Posteriormente veremos que Ecuador debe importar este producto, lo que constituye una de las implicaciones de estos problemas.

²¹ Es un rezago de la Refinería Anglo Ecuatorian Oilfields Ltda y la refinería de Repetrol (ex Gulf), ambas revertidas al Estado Ecuatoriano en 1989 y 1990, respectivamente.

cidad actual de procesamiento de 46 mil bpd. No ha recibido inversiones desde 1989 y su ciclo de vida útil ha sido ya sobrepasado, recibiendo varias denuncias por la contaminación que originan sus vertidos al mar en la zona de la Carioca. El CIS, ubicado en la Amazonía ecuatoriana, se compone de la Refinería Amazonas y la Planta de Gas de Shushufindi, que datan de 1987 y 1981 respectivamente, y tiene el objetivo de abastecer de diesel y gasolina a los programas de prospección y desarrollo de los campos petroleros del nororiente amazónico (BCEc, 2010: 7). La primera posee una capacidad de 20 mil bpd (Refinerías 1 y 2), y la segunda se construyó para aprovechar el gas natural asociado al crudo extraído en los campos y producir GLP y gasolina natural.

Los productos específicos provenientes de las refinerías son básicamente gasolinas, combustible mezcla (fuel oil 6) de exportación; fuel oil 4; gas licuado de petróleo (GLP) y jet fuel. Como se aprecia en la gráfica (X), la producción de derivados apenas se ha incrementado un 5% a lo largo de la década, por lo que se puede hablar de un virtual estancamiento.

Tabla 2. Producción nacional de derivados de petróleo

Datos en miles de barriles y porcentajes del total

Años	Total	Gasolinas	Diesel 1-2	Turbo fuel	Fuel oil	GLP	Otros
2000	58.940	26,09	21,47	18,30	23,89	4,78	5,47
2001	56.809	24,63	24,73	19,28	20,94	4,24	6,18
2002	58.769	21,93	21,30	19,32	18,28	3,51	15,67
2003	55.817	23,45	20,56	19,37	15,91	4,00	16,71
2004	59.714	21,90	20,85	17,26	16,77	3,66	19,57
2005	61.620	22,28	20,97	16,94	17,00	3,44	19,37
2006	62.902	23,73	19,60	15,60	18,74	3,36	18,97
2007	65.139	25,40	17,56	13,00	20,98	2,15	20,91
2008	67.553	25,59	16,97	13,12	19,79	3,07	21,47
2009	68.576	27,18	16,68	13,38	15,41	3,15	24,21
2010	61.886	28,56	13,25	14,39	15,26	3,22	25,31

Fuente: Banco Central del Ecuador (2011b)

La ausencia de un avance en el proceso de industrialización del hidrocarburo refleja y reproduce el carácter atrasado de la economía ecuatoriana, y determina el tipo de inserción externa. Se comprueba en una serie de carencias, atrasos y desequilibrios que exponemos a continuación.

II.5. Atrasos y desequilibrios en la industrialización petrolera

Al igual que el proceso de exploración y extracción, la industrialización del hidrocarburo adolece de diversos problemas, con el añadido de que esta fase es la que resulta más rentable económicamente, pues refleja el avance productivo de la nación y, como veremos, incide en los rasgos de una inserción primario exportadora de carácter dependiente. En síntesis, la capacidad instalada de refinación es insuficiente para suplir la creciente demanda de combustibles y derivados, lo que conduce a importar grandes cantidades de estos bienes.²² Si en 2000, desde una dimensión estrictamente cuantitativa, la producción de derivados, al margen del tipo, representaba el 123% del consumo interno, diez años después sólo equivale al 77%. Pero es que, cualitativamente, la producción interna difiere de la demanda de consumo doméstico, lo que conduce a los desequilibrios externos que se abordan posteriormente.²³

Esta insuficiencia viene acompañada además de un alto grado de ineficiencia (véase MEM, 2007). Las instalaciones no están preparadas para procesar crudo de 23 °API, más pesado que el nivel para el que fueron diseñadas, de 28 grados, existe un insuficiente nivel de inversiones en repuestos, descuido generalizado en mantenimiento preventivo y correctivo, deficiencias en la administración de la filial Petroindustrial y de las plantas, junto a la salida de personal capacitado y experimentado, e incorporación de personal sin compromiso con los objetivos empresariales. Posee además una exagerada dependencia de la refinería de Esmeraldas, donde se ha llevado a cabo entre el 58 y el 64% de la refinación total. A lo largo de la década, no obstante, ha descendido su participación en beneficio de la refinería Amazonas, que ha pasado del 9,2 al 12,7% del total, así como un sensible incremento relativo de la refinería Libertad (del 25 al 28%) (BCEc, 2011b).²⁴

La economía ecuatoriana muestra por otra parte un excesivo consumo de energía, producto del deterioro en la eficiencia energética. Respecto de su población, el consumo de energía por habitante medido en barriles equivalentes de petróleo²⁵ se ha incrementado un 27% entre 1990 y 2005, a un ritmo del 2,1% anual, nivel supe-

²² En lo que están muy interesados los intermediarios, y que puede ayudar a explicar que no se hayan construido más refinerías (Aráuz, 2009:362). Esta cuestión lo abordamos posteriormente.

²³ Se debe tener en cuenta que la producción de gasolina requiere de la importación de nafta de alto octanaje, y que existe una carencia en la oferta interna de diesel 2 y de GLP.

²⁴ Veamos como ejemplo lo que ocurre con el diesel. El normal tiene bastante azufre (0,7%), pero el premio sólo 0,05%, y la refinería Esmeraldas posee una unidad desulfuradora para producir este último y atender a dos tercios de la demanda interna del sector automotriz que lo utiliza. Pero la planta no tiene actividad continua ni a pleno rendimiento, por lo que no existe confianza en su oferta, lo que lleva a tener que importarlo (MEM, 2007: 64).

²⁵ El término energía primaria se refiere a la energía total que alimenta el sistema energético y comprende la energía utilizada en la generación de electricidad (hidroenergía, derivados de petróleo y gas natural), el petróleo y gas procesado en las refinerías y plantas de gas, las importaciones y cualquier forma de energía (biomasa) que es utilizada directamente por los consumidores finales sin experimentar ningún proceso de transformación.

rior al del PIB per cápita (1,3%), lo que supone, siguiendo al MEM (2007:11), una elasticidad promedio de 1,6, demasiado elevado máxime cuando en este período se ha incrementado el uso de GLP, que es más eficiente. Por otra parte, esta expansión en la utilización de energía ha sido paralela a una caída en el autoabastecimiento energético primario y final del país. De ser prácticamente autosuficiente en 1990, cuando se cubría en torno al 94-96% de las necesidades internas, 15 años después se llega a tener que importar hasta el 40% de la energía final (MEM, 2007: 16). Por tanto, nos encontramos con el hecho de que Ecuador debe exportar energía primaria para importar energía final. Otro de los problemas surge, siguiendo a Acosta (2009a: 62), del desequilibrio entre la estructura del parque térmico de generación de electricidad y la oferta interna de combustibles, ya que las centrales térmicas a vapor no están diseñadas de acuerdo a los rasgos del combustible existente. Una de las consecuencias del crecimiento del parque de centrales ha sido el incremento de las importaciones de diesel (BCEc, 2010:9).

Entre las razones del aumento del consumo de derivados, y por consiguiente de las importaciones, se encuentra la política de subsidios que lleva a cabo el gobierno, uno de los mayores en el conjunto del continente latinoamericano (Campodónico, 2009; Ríos, Garrón y Cisneros, 2007) y que según el MCPEC (2010: 10), supuso el 95,8% de los ingresos petroleros del Gobierno Central. Aunque el coste de estas importaciones es elevado, se mantienen precios finales sustancialmente reducidos que favorecen las técnicas intensivas en la utilización de combustibles, como en los casos del GLP y el diesel 2 en la industria, además dos de los principales rubros de importaciones.²⁶ De hecho, los sectores relativamente más beneficiados por estos subsidios, cuantificado por el porcentaje que los derivados del petróleo representan en el conjunto de sus insumos, son los del ámbito primario, secundario no transable y terciario de poco valor agregado; por orden, de acuerdo al estudio gubernamental del ministerio (véase MCPEC, 2010: 68): transporte, pesca, explotación de minas y canteras, refinación de petróleo, generación eléctrica, fabricación de productos minerales no metálicos, elaboración de azúcar, silvicultura, administración pública y defensa y extracción de petróleo. De esta forma se incentivan las técnicas intensivas en tales productos en detrimento de la promoción en el uso de energías alternativas y renovables disponibles (hidráulica, solar, eólica, geotermia, etc.), reproduciendo así una dependencia externa que analizamos en el bloque siguiente.²⁷

Con el propósito de paliar esta situación, se han suscrito desde 2007 diversos acuerdos de cooperación en materia energética con diversos países de la región, principalmente Venezuela. Debemos destacar los proyectos de exploración del Bloque 4 (Golfo de Guayaquil), el intercambio de crudos por derivados, la creación de

²⁶ Los subsidios no han incentivado el uso de otros combustibles como el fuel oil, cuya oferta nacional sí cubre la demanda, por lo que el informe del MCPEC (2010:21) recomienda corregirlo y fomentar aquel.

²⁷ Como bien apunta Acosta (2011), una de las tareas pendientes es transformar la matriz energética reduciendo la dependencia del petróleo y sus derivados.

la ya mencionada Empresa de Economía Mixta Río Napo para el incremento de la producción del Campo Sacha (mediante la prestación del servicio de perforación y complementación) y sobre todo la construcción de la Refinería del Pacífico, con la consiguiente creación de la compañía de economía mixta Refinería del Pacífico Eloy Alfaro (PDVSA-Petroecuador). Esta refinería debería contribuir a solucionar los problemas productivos, estimándose una capacidad de refino de unos 300 mil bpd, y debería estar lista para 2015. A diferencia de las otras, será una instalación de alta conversión, minimizando los desperdicios y aprovechando, en principio, todo el petróleo (RDP, 2011, MRNNR, 2011).

II.6 Transporte de crudo y comercialización

Las actividades de transporte fueron nacionalizadas en 1977. El SOTE, después de varias ampliaciones en 1985, 1992 y 2000, tiene una capacidad de transporte de 360 mil bpd para crudo de 23,7° API y 390 mil bpd utilizando químico reductor de fricción, con una longitud de 497,7 kms. Este oleoducto transporta el crudo Oriente hasta el puerto de exportación en Balao y los centros de almacenamiento en Lago Agrio, e integra también los poliductos para el transporte de los combustibles procesados en las refinerías.²⁸

No será sino hasta el gobierno de Gustavo Noboa (2000-2003) que se comience la apertura a la iniciativa privada.²⁹ Las empresas privadas, con el propósito de aumentar la producción, impulsaron la aprobación de las reformas y constituyeron la compañía OCP Ecuador SA, para de esta forma construir y operar el mencionado Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), de carácter privado, construcción que no está exenta de polémicas en torno a su legalidad, legitimidad y a los intereses a los que responde.³⁰

El OCP entró a operar en 2003, con una longitud de 488,5 kms y con capacidad para transportar 400 mil bpd. Desde su inicio esta infraestructura de transporte ha

²⁸ Debido al diferencial de calidad a favor del crudo extraído por Petroecuador respecto de las compañías privadas, la empresa estatal recibe una parte de la renta petrolera por el transporte de crudo que realizan aquellas, pues al mezclarse con el de Petroecuador, mejora su calidad, lo que debe compensarse económicamente.

²⁹ Remitimos al artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos, donde se reconoce que el transporte, refinación y comercialización de los hidrocarburos podrán ser realizados por las empresas privadas. Este giro fue justificado por el incremento de la producción de crudo por parte de las compañías privadas y la teórica incapacidad financiera de la empresa pública. Aráuz (2009: 337) opina que se acomodó la Ley para entregar el OCP a las compañías, pues se construyó sin la participación de Petroecuador durante el gobierno de Noboa, el cual tenía el propósito de garantizar que fuera entregado a las compañías petroleras privadas sin licitación, con lo que se eliminaba lo que señalaba el art. 19, que permitía seleccionar a la empresa que más beneficiara al país, y con todas las ventajas comerciales (Aráuz, 2009: 243-245).

³⁰ A este respecto Aráuz (2009: 304) expone algunos de los privilegios conferidos a las compañías en las tarifas del SOTE y la privatización del OCP, mientras que Acosta (2009a: 79) sostiene que “la construcción del OCP se realizó burlando las leyes, empleando la fuerza pública, corrompiendo a entidades públicas e incluso a ONG, mintiendo y engañando públicamente y, sobre todo, obligando a la población directamente afectada a que acepte las condiciones de las empresas petroleras, constructoras del ducto.”

sido subutilizada (Espinasa, 2007), no obstante lo cual ha permitido ampliar la capacidad de transporte, lo que ha contribuido al incremento de la producción. Actualmente, en los artículos 35 a 48 de la Ley de Hidrocarburos se vuelve a generalizar la participación del sector privado, igual que ocurre con la refinación, la industrialización (arts. 45-48) y la comercialización (arts. 49 a 53).

La comercialización nacional (venta al público) fue también privatizada, pero unos años antes, por el gobierno de Sixto Durán (1992-96) mediante la Ley 44.³¹ Asimismo, la de carácter internacional, tanto exportaciones de crudo como las importaciones de combustibles, se encuentra controlada por los intermediarios desde 1976. El amplio poder y capacidad de influencia de estos intermediarios les ha convertido en protagonistas de lo acontecido en la legislación de este sector, beneficiándose de las inversiones estatales. La consecuencia es que, en la medida que Petroecuador no trata directamente con los consumidores y productores de los combustibles, el Estado ingresa una menor cantidad de dinero. De hecho, la rentabilidad del crudo como materia prima se amplía sobre todo en la fase de comercialización de los productos refinados y de la petroquímica, donde las compañías obtienen el valor agregado que genera las mayores ganancias de la industria petrolera (Aráuz, 2009: 444).

El principal destino del crudo producido es la exportación, como veremos en la segunda parte del documento. Considerando el que se destina al consumo doméstico, en forma de insumo, destaca el que recibe el sector del refino, que utiliza el 85% del mismo. Además de la refinación, el sector de extracción de crudo lo utiliza ya que quema una pequeña parte de la producción en las bombas de transporte del crudo por el SOTE, junto al sector de generación eléctrica, que incluye la generación eléctrica en los campos petroleros que también usan una pequeña parte del crudo extraído. En 2007, estos sectores representan 7,7% y 7,5% del total de consumo intermedio de crudo (MCPEC, 2010: 65).³²

III. Dimensión externa

La actividad petrolera ha condicionado en gran medida la inserción externa de la economía ecuatoriana. Esta dependencia y la volatilidad que la caracteriza explican la cambiante configuración de la balanza de pagos. Ecuador ha tenido capacidad de financiación hasta que entre 2001 y 2004 surge un saldo negativo de la balanza por cuenta corriente (BCC), que llegó a ser del 5,1% del PIB en 2002, y

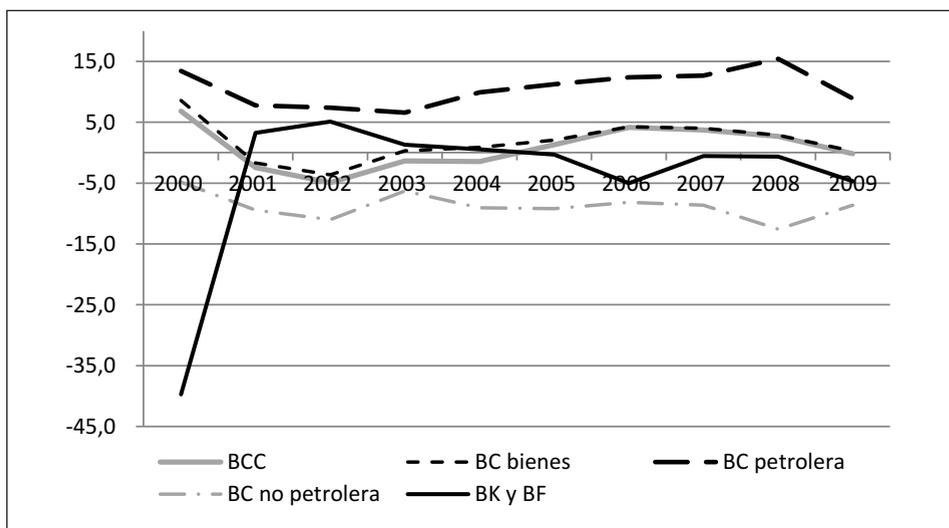
³¹ En el artículo 70 se establece que “además de Petroecuador, cualquier persona natural o jurídica domiciliada o establecida en el país podrá importar o exportar hidrocarburos sujetándose a los requisitos técnicos, normas de calidad y control que fije el Ministerio del ramo.” Sobre esta cuestión, remitimos a Aráuz (2009: 35).

³² Desde la perspectiva del consumo intermedio total de cada sector, el petróleo crudo representó, en 2007, el 16,4% del consumo de insumos del sector Refinación de petróleo, 2,7% de Extracción de petróleo y 2,0% de Generación eléctrica (MCPEC, 2010: 67-68).

otra vez capacidad de financiación en 2005-08, si bien en 2009 vuelve a ser ligeramente negativa la BCC. El saldo de la balanza comercial (BC) ha sido positiva con la excepción de 2001-02 debido a los excedentes del sector petrolero, que en 2000 y 2005-08 han superado el 10% del PIB, y siempre por encima del 5%, mientras que la BC del ámbito no petrolero resulta estructuralmente deficitaria. La balanza de servicios es negativa, en torno al 2,5-3%, así como la de rentas, aun con un progresivo descenso desde 8,6 a 2,7% del PIB producto de la inversión extranjera directa, de cartera y “otras”, pero con un saldo positivo de transferencias corrientes por remesas de emigrantes del 5-8% del PIB. En la balanza de capital (BK) y financiera (BF), de signo contrario a la BCC, destaca el gran volumen de salidas en 2000, que se corresponden con flujos de cartera en concepto de títulos de deuda, y en general se tiene una recepción neta de IED y salidas de inversión de cartera y préstamos (BCEc, 2011b).

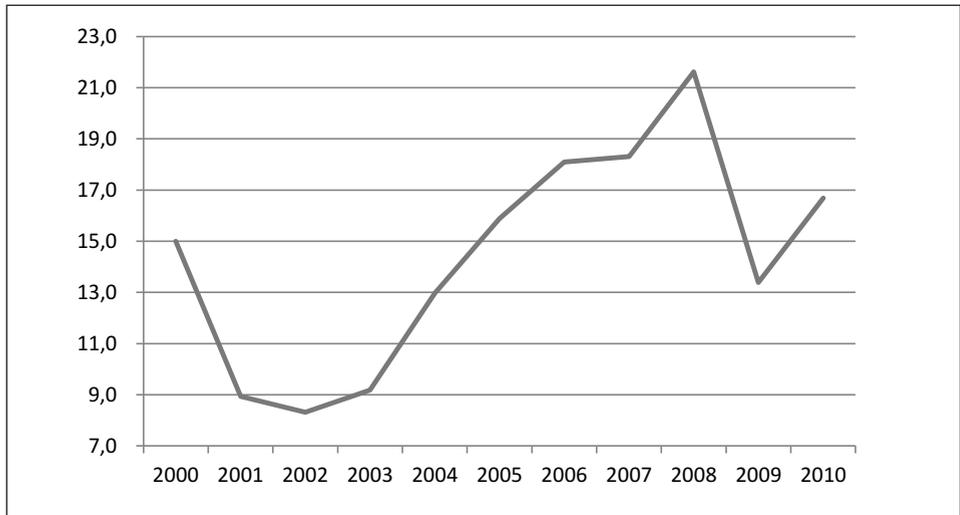
Gráfica 2. La balanza de pagos en Ecuador (2000-2009)

Saldos en porcentaje del PIB de la balanza por cuenta corriente (BCC), comercial (BC) petrolera y no petrolera y balanza de capital (BK) y financiera (BF)



Fuente: Banco Central del Ecuador (2011b)

Gráfica 3. Porcentaje del PIB que representan las exportaciones petroleras (crudo y derivados)



Fuente: Banco Central del Ecuador (2011b)

Como se aprecia en la gráfica 3, es la exportación petrolera la actividad que proporciona los excedentes necesarios para el equilibrio de la balanza de pagos a partir de su incidencia en la BC y, por extensión, la BCC. En otras palabras, define las condiciones de inserción externa de Ecuador. Así, las exportaciones petroleras de crudo y derivados representan un porcentaje considerable del PIB, pero sujeto a importantes fluctuaciones. Descienden del 15 al 8,3% entre 2000 y 2002, y tras un breve alza en 2003 inician una expansión que culmina en 2008, cuando equivalen al 21,5% del PIB, descendiendo después.

III.1 Exportaciones de crudo

La estructura de las exportaciones petroleras se basa fundamentalmente en el crudo, pues representa en torno al 90% de las correspondientes al sector, mientras que las de productos derivados son marginales. En relación a las exportaciones totales, las de crudo descendieron del 50 al 40% del valor total hasta 2003, momento a partir del cual, al calor del alza del precio del barril, que pasa de 19 dólares por barril (\$/b) de promedio a 82 entre 2001 y 2008, han llegado a representar en 2008 el 63%, para caer en 2009 al 50% con la crisis económica mundial (BCEc, 2011b).

Con algunas variaciones, el porcentaje de barriles exportados respecto del total producido se ha mantenido en niveles similares en las dos últimas décadas, entre 62 y 64%, aunque cae a 60% en 1999-2003 y se incrementa desde 2004 hasta 67-69%.

Dado el aumento en la producción de crudo, se observa por tanto un aumento del 44% en el número de barriles exportados entre 2000 y 2010. Sin embargo, este cambio se produce casi exclusivamente entre 2003 y 2004, cuando la cifra aumenta en un 40%, desde 92 hasta 129 mil barriles. En 2006 se llega al máximo de 136 mil barriles exportados, que no se supera desde entonces.

Tabla 3. Exportaciones de petróleo crudo por sectores institucionales

Años	Petroecuador			Compañías Privadas			Total Petróleo Crudo		
	Volumen Miles barriles	Valor Mill. \$	Precio \$/barril	Volumen Miles barriles	Valor Mill. \$	Precio \$/barril	Volumen Miles barriles	Valor Mill. \$	Precio \$/barril
2000	43.085	1.074	24,92	43.112	1.070	24,82	86.197	2.144	24,87
2001	47.379	900	18,99	42.529	823	19,34	89.907	1.722	19,16
2002	43.728	965	22,06	40.535	874	21,57	84.263	1.839	21,82
2003	43.038	1.130	26,26	49.404	1.242	25,15	92.442	2.372	25,66
2004	50.420	1.622	32,17	78.989	2.277	28,82	129.409	3.899	30,13
2005	53.697	2.300	42,84	77.898	3.097	39,75	131.595	5.397	41,01
2006	71.965	3.730	51,84	64.669	3.204	49,54	136.634	6.934	50,75
2007	66.607	4.012	60,17	57.491	3.417	59,43	124.098	7.428	59,86
2008	77.480	6.461	83,3	49.871	4.105	82,3	127.351	10.566	82,9
2009	83.470	4.460	53,4	36.088	1.824	50,5	119.558	6.284	52,5
2010	93.241	6.729	72,1	30.905	2.200	71,2	124.146	8.929	71,9

Fuente: Banco Central del Ecuador (2011b)

Si en la primera mitad de la década de 2000s las exportaciones se repartían a partes iguales entre Petroecuador y las compañías privadas, en barriles y dólares recibidos, desde 2004 la empresa estatal ha visto incrementarse su participación en las exportaciones, hasta llegar al 75%. A lo largo del decenio, Petroecuador ha exportado un 116% más de barriles, mientras que las compañías privadas han experimentado una caída del 28%, y a precios muy similares, con una muy leve diferencia a favor de Petroecuador.

III.2 Comercio externo de productos derivados

Como señalamos, las consecuencias de las insuficiencias y desequilibrios de la esfera productiva se manifiestan en la inserción externa en forma de una desmesurada dependencia de las importaciones de derivados de petróleo, lo que supone una extraordinaria carga presupuestaria que, en última instancia, contribuye en definitiva a revelar la posición de Ecuador en la estructura económica mundial.

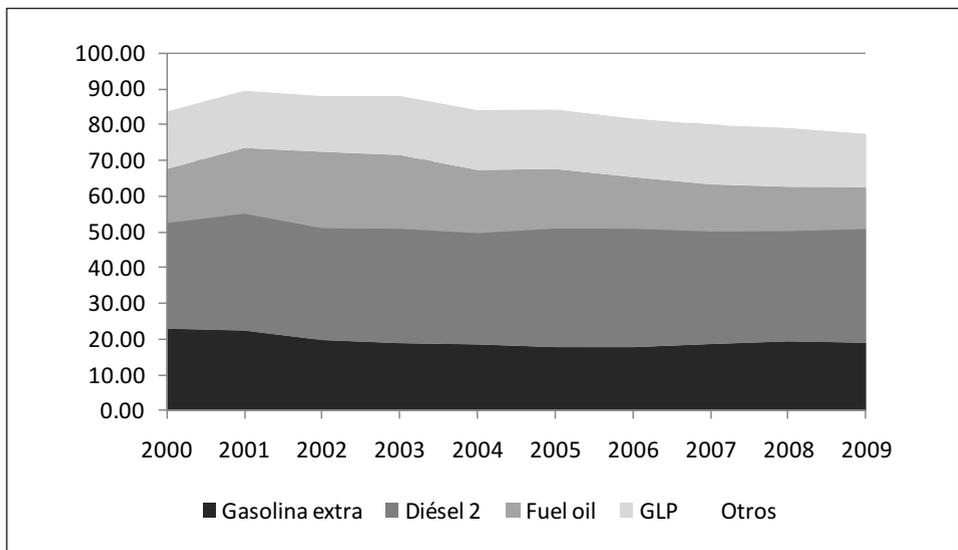
En términos de cantidad de derivados (barriles), el consumo de derivados no ha cesado de aumentar en la última década en presencia de un estancamiento de la producción interna, registrando un incremento acumulado del 66%. Las exportaciones han caído un 34%, lo que ha implicado un extraordinario alza de las importacio-

nes, las cuales han experimentado un alza del 391%. En consecuencia, la oferta interna de derivados se ha incrementado un 56% entre 2000 y 2010, desde 67,9 a 106,1 millones de barriles, de la cual se importa casi la mitad, el 41% (BCEc, 2011b).

El consumo interno de derivados se concentra en cuatro productos, por orden de importancia, diesel 2, gasolina extra, GLP y fuel oil, que concentran en torno al 80% de la demanda interna, aunque con un creciente papel del resto, que pasa de 10,4% en 2000 a 22,6% en 2009. Alrededor de un tercio del consumo es de diesel 2, entre el 18 y el 22% corresponde a la gasolina extra, con tendencia descendente, y entre 10-15% para el fuel oil y el GLP, el primero viendo reducirse su participación y el segundo manteniéndola constante.

Gráfica 4. Composición del consumo interno de productos derivados de petróleo

Series en porcentaje del total



Fuente: Banco Central del Ecuador (2011b)

La composición de las importaciones de derivados se muestra en la tabla X. Ecuador importa fundamentalmente tres productos derivados: GLP, nafta de alto octano y diesel para abastecer el consumo interno, aunque en los últimos años han adquirido cierto protagonismo el diesel premium, cutter stock y los diluyentes. Se ha producido asimismo un cambio en la composición por el descenso de la participación del GLP, que de representar la mitad de estas importaciones en 2000 actualmente se

reduce a la cuarta parte, aunque entre 2000 y 2010 se multiplica por dos el volumen de barriles. El diesel oil y el nafta de alto octano ven aumentarse en gran medida su participación en las importaciones, superando en ambos casos al GLP en 2010. Ya mencionamos que las ineficiencias internas colaboraban en la necesidad de importar diesel Premium, y en cuanto a las adquisiciones de cutter stock, sirven como diluyente para la producción de combustible mezcla (fuel oil), que luego se exporta, mientras que la dependencia de las importaciones de GLP muestra asimismo los desequilibrios internos de la economía ecuatoriana. Por una parte, la utilización de intermediarios privados por parte de Ecuador para el comercio externo supone una carga presupuestaria para la nación en beneficio de estos contratistas, que han utilizado su influencia para frenar el avance en la industrialización del hidrocarburo, así como para evitar incluir al GLP en los convenios de intercambio de crudo por derivados con empresas estatales, como la venezolana Petróleos de Venezuela S.A. (Pdvsa). Y una de las líneas de negocio más importantes es la importación (y almacenamiento) de GLP, con un importante lucro para Trafigura y Furnnes Wity.³³

Tabla 4. Composición de las importaciones de derivados

Años	Miles de barriles					Porcentajes			
	GLP	Diesel oil	Nafta	Otros	Total	GLP	Diesel oil	Nafta	Otros
2000	4.714	2.833	1.634	31	9.212	51,2	30,8	17,7	0,3
2001	5.512	3.672	2.897	684	12.765	43,2	28,8	22,7	5,4
2002	6.220	4.210	4.138	39	14.606	42,6	28,8	28,3	0,3
2003	6.475	5.839	4.764	232	17.311	37,4	33,7	27,5	1,3
2004	7.159	5.540	4.649	-	17.348	41,3	31,9	26,8	-
2005	8.013	8.123	6.038	1	22.175	36,1	36,6	27,2	0,0
2006	8.432	10.178	6.175	1.366	26.151	32,2	38,9	23,6	5,2
2007	9.700	9.981	7.845	4.143	31.669	30,6	31,5	24,8	13,1
2008	9.289	9.868	7.706	5.148	32.011	29,0	30,8	24,1	16,1
2009	9.127	13.005	9.377	3.006	34.515	26,4	37,7	27,2	8,7
2010	9.407	19.453	12.144	-	41.004	22,9	47,4	29,6	0,0

Notas: GLP: gas licuado de petróleo; Nafta es de alto octano.

Fuente: Banco Central del Ecuador (2011b)

Las exportaciones de productos refinados del petróleo son mucho más limitadas que las importaciones, oscilando entre 12 y 15 millones de barriles al año, con pocas variaciones en la década de 2000. Sólo tiene alguna relevancia el fuel oil 6, combustible mezcla que produce la refinería de Esmeraldas, y que representa en torno al

³³ Actualmente el gobierno de R. Correa está construyendo planta de almacenamiento de GLP de Monteverde, que tendrá una capacidad de 60 mil toneladas de GLP, lo que permitiría abastecer a todo el país, evitando así que pagar por el almacenamiento flotante en el buque de Trafigura (véase Villavicencio, 2009:39-41).

85% del total, unos 10-13 millones de barriles anuales, junto al nafta de bajo octano o nafta base, el cual, si entre 2000 y 2008 se exportaban entre 1,2 y 2,5 millones, muestra una tendencia a la baja que lleva a que en 2010 sólo se hayan vendido al exterior 551 mil barriles. En total, el número de barriles permanece constante, aun con oscilaciones a la baja, entre 2000 y 2008, pero en los dos últimos años se produce el volumen de ventas descende un tercio, pasando de 15,4 a 10,2 millones de barriles exportados.

Además de las insuficiencias cuantitativas, reflejadas en una capacidad de refinación imposibilitada para satisfacer las necesidades internas, existe un desequilibrio cualitativo entre la oferta interna de derivados del petróleo y su demanda, sobre lo cual no se ha llevado intento alguno de adecuar la estructura de la oferta ni a la demanda interna ni a las características del crudo nacional. Según Acosta (MEM, 2007: 19), por falta de voluntad política, previsión, o bien incluso por los intereses creados alrededor del negocio de importación de derivados. Junto a la insuficiencia cuantitativa, hay que tener en cuenta que constituyen casi exclusivamente derivados pesados, no productos petroquímicos (VV.AA., 2010: 106), lo que refleja el atraso productivo interno.

Este conjunto de insuficiencias y desequilibrios del sector petrolero ecuatoriano se resume en la tabla y gráfica 5. Considerando la actividad de Petroecuador, desde 2000 se verifica un constante aumento del desembolso en las importaciones de derivados respecto del conjunto de ingresos por exportaciones tanto de crudo como de derivados. Si en 2000 se gastaba en importaciones casi la cuarta parte de lo que se ingresaba en concepto de ventas al exterior, en 2005 se llega al 53%, aunque posteriormente se reduce parcialmente, descendiendo en 2008, con el máximo de las exportaciones de crudo, hasta el 37%, y siendo en 2010 equivalente al 43% de los ingresos por exportaciones petroleras. A la creciente demanda de productos derivados se le une un amplio diferencial de precios: el coste del barril de derivados importado es sustancialmente superior al precio del barril exportado, de crudo o derivados. Así, el promedio de la década es de 60 \$/b importado frente a 44 y 38 de crudo y derivados exportados, respectivamente. Sucede que el precio promedio de los derivados exportados es incluso inferior al del crudo, debido a que los combustibles que vende al exterior son generalmente residuos, resultado de las insuficiencias productivas internas (Grupo Faro, 2009).

Tabla 5. Importaciones de derivados frente a exportaciones petroleras de crudo y derivados

Datos en millones de dólares y dólares por barril

Años	Importaciones		Exportaciones petroleras				
	Mill. \$	\$/b	Totales Mill. \$	Crudo		Derivados	
				Mill. \$	\$/b	Mill. \$	\$/b
2000	318	35,30	1.372	1.074	24,92	298	18,85
2001	345	29,07	1.077	900	18,99	177	12,33
2002	432	29,68	1.180	965	22,06	215	16,22
2003	636	37,26	1.362	1.130	26,26	232	19,97
2004	829	47,77	1.956	1.622	32,17	334	25,18
2005	1.474	66,50	2.771	2.300	42,83	471	36,77
2006	1.952	75,26	4.330	3.730	51,84	600	44,06
2007	2.435	83,02	4.858	4.012	60,23	846	55,81
2008	2.878	103,30	7.606	6.461	83,39	1.145	74,30
2009	2.239	69,58	5.135	4.460	53,43	675	54,73
2010	3.586	87,45	7.442	6.729	72,17	713	69,47

Notas: Mill. \$: millones de dólares; \$/b: dólares por barril

Fuente: Banco Central del Ecuador (2011a, 2011b)

Gráfica 5. Importaciones de derivados en porcentaje de las exportaciones petroleras totales de Petroecuador (crudo y derivados)



Fuente: Banco Central del Ecuador (2011a, 2011b)

En definitiva, la oferta de productos derivados se incrementa a partir de una creciente dependencia de las importaciones, debido a una demanda ascendente de consumo interno, dejando para las exportaciones cantidades reducidas y de menor valor monetario. Por tanto, aunque Ecuador es un exportador neto de energía, su estructura económica está doblemente vinculada al mercado externo de forma subordinada. Estos desequilibrios evidencian la necesidad de construir la refinería Eloy Alfaro o refinería del Pacífico en Manabí, acometer definitivamente la remodelación de la refinería de Esmeraldas, junto a la construcción de las plantas proyectadas de generación de hidroelectricidad, lo que permitiría reducir la demanda de importación de derivados (VV.AA., 2009: 21).

IV. Conclusiones

Como hemos visto a lo largo de este trabajo, las actividades petroleras marcan con gran fuerza el tipo de especialización productiva y de inserción externa de la economía ecuatoriana, en tanto y en cuanto el petróleo representa una parte importante del PIB, de las exportaciones e importaciones y de los niveles de recepción de IED. Todo ello hace que Ecuador fundamente su presente y ciertamente su futuro inmediato en el extractivismo de un recurso natural no renovable cuyas repercusiones se expresan en la perpetuación de condiciones de alta vulnerabilidad y dependencia externa, además de los costos ambientales y sociales inherentes a este tipo de actividades.

El análisis de la estructura productiva del sector petrolero y su inserción externa ha mostrado un leve aumento de la producción de crudo en la década de 2000s del 21%, circunscrita a 2003-04, y una demanda que ha girado hacia el mercado externo en detrimento del interno. Las exportaciones de crudo han aumentado un 42% mientras que el consumo de las refinerías ha caído un 14%, soslayando la variación de existencias, por lo que se vende al exterior el 69% de lo extraído. En lo que se refiere a los productos derivados, la oferta ha crecido un 56%, pero mientras la producción interna apenas ha aumentado un 5%, la externa (importaciones) ha llegado hasta el 391% de incremento, representando en 2010 el 41% de la oferta total. Frente a lo que ocurre en el caso del crudo, la demanda interna ha crecido algo más, un 66%, pero las exportaciones han descendido un 34%, lo que da lugar a una demanda compuesta en sus tres cuartas partes por el consumo doméstico y menos de la décima parte por exportaciones, con un aumento de las existencias hasta el 14%. En consecuencia, el sector petrolero se ha integrado crecientemente a lo largo del período analizado en la economía mundial tanto en los crudos como los derivados. Sin embargo, se ha profundizado la inserción de carácter dependiente y subordinada, pues se acrecientan las exportaciones de crudo y las importaciones de derivados, con implicaciones decisivas en términos de volatilidad y redistribución regresiva del ingreso y perpetuación de relaciones sectoriales insostenibles a largo plazo.

Toda esta lógica reproductiva del capital en el Ecuador no debería ser visto como una cuestión absoluta e inamovible, sino bajo una visión que tiene sus matices, sus avances y retrocesos. Así, desde 2007, con el advenimiento del Gobierno de Rafael Correa, se apuesta a una política de “soberanía energética”, la cual obviamente adolece de varias limitaciones, pero intenta aprovechar y capturar una mayor renta petrolera para el Estado, cuando en épocas de liberalización neoliberal la renta se quedaba en casi tres cuartas partes en manos de las empresas privadas petroleras, además de nuevas inversiones públicas para la construcción de centrales hidroeléctricas cuyos impactos esperados implicarían una menor dependencia de la energía termoeléctrica y la construcción prevista de una de las refinerías más grandes de Sudamérica. Pero esencialmente, Ecuador reproduce el denominado por Gudynas como “neo-extractivismo progresista”, en el cual Ecuador reproduce las condiciones de su inserción subordinada a las necesidades de acumulación global.

Bajo este nuevo extractivismo se mantiene un estilo de desarrollo basado en la apropiación de la Naturaleza, que alimenta un entramado productivo escasamente diversificado y muy dependiente de una inserción internacional como proveedores de materias primas, y que si bien el Estado juega un papel más activo, y logra una mayor legitimación por medio de la redistribución de algunos de los excedentes generados por ese extractivismo, de todos modos se repiten los impactos sociales y ambientales negativos. (Gudynas, 2009)

La economía de Ecuador muestra un exceso de consumo energético. La disponibilidad de crudo, la política de subsidios y el giro hacia el neoliberalismo, con las políticas de estabilización monetaria (la adopción del dólar) y la apertura comercial, han impulsado las ramas de servicios y transportes (aumento del número de vehículos) en detrimento de la industria y la agricultura (MEM, 2007). Uno de los desafíos para el futuro para la intervención estatal radica en reducir esta demanda interna y dirigirla hacia los rubros más apropiados de tipo productivo.

Bibliografía

- ACOSTA, A. (2009a), *La maldición de la abundancia*, Quito: Ediciones Abya-Yala.
- ACOSTA, A. (2009b), “Los gobiernos progresistas no han puesto en tela de juicio la validez del modelo extractivista”, *Observatorio Petrolero Sur*, 12 de septiembre.
- ACOSTA, A. (2011), “Ecuador: Unas reformas con muy poca reforma”, *Ecuador Debate*, 82: 45-60.
- ARÁUZ, L.A. (2009), *Derecho petrolero ecuatoriano*, Quito: Petroecuador.
- ARÁUZ, L.A. (2010), “Aspectos económicos del nuevo modelo de contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos”, documento no publicado.

- AZQUETA, D. y G. DELACÁMARA (2008), “El costo ecológico de la extracción de petróleo: una simulación”, *Revista de la CEPAL*, 54 (abril): 59-73.
- BANCO CENTRAL DEL ECUADOR (BCEc) (2007), *Memoria anual del Banco Central del Ecuador*, Quito.
- ___ (2010), *Subsidios a los combustibles*, noviembre, Quito.
- ___ (2011a), *Estadísticas económicas. Boletines estadísticos. Información económica mensual*. <http://www.bce.fin.ec/contenido.php?CNT=ARB0000368>
- ___ (2011b), *Estadísticas económicas. Boletines estadísticos. Boletín anuario*. <http://www.bce.fin.ec/frame.php?CNT=ARB0000841>
- PROGRAMA DE ASISTENCIA A LA GESTIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA (ESMAP) (2005), “Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”, Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento/BANCO MUNDIAL, Washington D.C., agosto.
- CAMPODÓNICO, H. (2009), “Gestión de la industria petrolera en período de altos precios del petróleo en países seleccionados de América Latina”, Serie Recursos naturales e infraestructura 147, LC/L.3162-P, Santiago de Chile, CEPAL, diciembre,
- EL UNIVERSO (2011), “En 4 años, la importación de diésel 2 aumentó en un 94,9%”, en internet: <http://www.eluniverso.com/2011/02/22/1/1356/4-anos-importacion-diesel-2-aumento-un-949.html>
- ESPINASA, R. (2007), “Causas de la baja productividad del sector petrolero y cómo superarlas: el caso de Ecuador”, *Serie de notas Económicas y Sectoriales RE3-07-004*, Banco Interamericano de Desarrollo, mayo.
- GRUPO FARO (2009), “El origen y destino de los ingresos petroleros”, La Lupa Fiscal, Informe 1, febrero.
- GUDYNAS, E. (2009), “Diez tesis urgentes sobre el nuevo extractivismo. Contextos y demandas bajo el progresismo sudamericano actual”, en Varios autores, *Extractivismo, política y sociedad*, Quito: CAAP y CLAES: 187-225.
- KATZ, C. (2011). “The singularities of Latin America”, en L. Panitch, G. Albo y V. Chibber, *Socialist register 2012. The crisis and the left*, Londres: The Merlin Press: 200-216.
- MINISTERIO COORDINADOR DE LA PRODUCCIÓN, EMPLEO Y COMPETITIVIDAD (MCPEC) (2010), *Informe final del estudio: Los Subsidios Energéticos en el Ecuador*, septiembre.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM) (2007), *Agenda energética 2007-2011. Hacia un sistema energético sustentable*, junio.
- MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES (MRNNR) (2011a). Cooperación Ecuador – Venezuela. En internet: http://www.mrnnr.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=852&Itemid=119&lang=es

- MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES (MRNNR) (2011a), *OPEP Estadísticas. Reservas probadas de crudo mundiales*.
http://www.mrnnr.gob.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=191%3Areservas-probadas-de-crudo-mundiales&catid=57%3Acifras-estadisticas-&Itemid=67&lang=es
- ORGANIZACIÓN DE PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO (OPEP) (2010), *Annual Statistical Bulletin 2009*.
<http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/2009/FileZ/Main.htm>
- PETROECUADOR (2010), El petróleo en el Ecuador, en internet:
<http://www.eppetroecuador.ec/Internet1/Biblioteca/index.htm>
- PETROECUADOR (2011), *Biblioteca* (información estadística).
<http://www.eppetroecuador.ec/Internet1/Biblioteca/index.htm>
- REFINERÍA DEL PACÍFICO ELOY ALFARO (RDP) (2011), Pagina web.
<http://www.rdp.ec>
- RÍOS, Á.; GARRÓN, M. y P. CISNEROS (2007), “Focalización de los subsidios a los combustibles en América Latina y el Caribe. Análisis y propuesta”, Quito: OLADE.
- VARIOS AUTORES (VVAA) (2010), *Análisis de Coyuntura 2009. Una lectura de los principales componentes económicos, políticos y sociales de Ecuador durante el año 2009*, Quito: FES ILDIS-FLACSO.
- VARIOS AUTORES (VVAA) (2009), *Análisis de Coyuntura Económica 2008*, Quito: ILDIS-FLACSO.
- YASUNÍ-ITT (2011), “Reservas petroleras del campo Yasuní-ITT y las emisiones evitadas de CO₂”.
<http://yasuni-itt.gob.ec/%C2%BFque-es-la-iniciativa-yasuni-itt/una-propuestarevolucionaria/mantener-las-reservas-de-petroleo-bajo-tierra/reservas-petroleras-delcampo-yasuni-itt/>

