

ENTRE ECOLOGISMO UTÓPICO Y NACIONALISMO PRAGMÁTICO: EL PROYECTO ISHPINGO, TAMBOCOCHA Y TIPUTINI (ITT) Y LA GOBERNANZA ENERGÉTICA EN EL ECUADOR

Guillaume Fontaine

Introducción

La región andina ocupa un lugar importante en los mercados internacionales de hidrocarburos, pues su producción es excedentaria, tanto en petróleo (para Venezuela y el Ecuador) como en gas natural (para Venezuela, Bolivia y el Perú). Puesto que el acceso a fuentes de energía económica es considerado como una prioridad en la lucha contra la pobreza y el mejoramiento de las condiciones de vida, la demanda regional irá creciendo también, pues una gran proporción de la población no tiene acceso a esos servicios (UNDP, 2000). Según la OCDE (Organización de Cooperación para el Desarrollo Económico), es necesario realizar inversiones masivas para adecuar la producción de energía e infraestructuras de transporte, como un objetivo prioritario para alcanzar la “gobernanza energética” (Willems y Pershing, 2002). Para alcanzar estas metas, el PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo) destaca la importancia de las alianzas estratégicas entre los sectores privado y público, a través de nuevos mecanismos que apoyen las políticas públicas, la lógica de mercado, los objetivos de desarrollo nacional y las inversiones directas privadas (UNDP, 2002).

Desde varios años, se abrió la perspectiva de una nueva “bonanza petrolera” en el Ecuador, como producto acumulado de los precios altos en los mercados mundiales y del volumen de crudo pesado que contienen los campos ITT (por Ishpingo, Tambococha y Tiputini), descubiertos en la década del noventa. El proyecto ITT consiste en la explotación de este yacimiento, en el sector nororiental del parque nacional Yasuní (Cf. Mapa 1). Por su magnitud y ubicación, no representa solo oportunidades de inversiones (como lo ha resaltado la industria petrolera), sino también fuertes amenazas al medio ambiente y la población amazónica, sobre las cuales alertó ya el movimiento ecologista.

En junio de 2007, el Presidente de la República, Rafael Correa, hizo pública una propuesta elaborada por el entonces Ministro de Energía y Minas, Alberto Acosta (luego electo en la Asamblea Constituyente como candidato nacional del partido de la mayoría presidencial, Alianza País), con el apoyo de la red de activismo ecologista Oilwatch. Esta propuesta “alternativa” consiste en conservar el crudo de ITT *in situ*, a cambio de un pago por servicios ambientales cobrado a la comunidad internacional. Inmediatamente, esta propuesta encontró una buena acogida, sin lugar a duda por la toma de conciencia al nivel

mundial de los efectos del cambio climático y la participación de hidrocarburos en la emisión de gases invernaderos.

En octubre de 2007, Rafael Correa hizo un segundo anuncio mediático, según el cual reformaría la ley de hidrocarburos para obligar a las empresas petroleras multinacionales a revertir el 99% de las ganancias extraordinarias realizadas desde 2003. En el mismo momento, se oficializó la intención del Estado ecuatoriano de reincorporarse a la OPEP (Organización de los Países Exportadores de Petróleo), que había dejado en 1992 para poder incrementar su producción, así como pedir asesoría a PDVSA para la renegociación de los contratos con las empresas privadas.

Estas decisiones pueden ser interpretadas como pasos importantes en la política nacionalista anunciada por Alianza País a lo largo de las campañas para las elecciones presidenciales de 2006 y de la Asamblea Constituyente en 2007. De hecho, la popularidad del partido presidencial y de su líder carismático los llevó a conseguir una fuerte mayoría de escaños en la Constituyente, con lo cual el ejecutivo dispone de un cómodo margen de acción para reformar la política sectorial. Este fenómeno es comparable con la popularidad de Hugo Chávez y Evo Morales, cuyo nacionalismo orienta la política energética en Venezuela y Bolivia y va de la mano con una diplomacia anti estadounidense y una oposición ideológica al neoliberalismo.

Intervienen además en un contexto regional de resurgimiento del nacionalismo, tras dos décadas de reformas neoliberales y de ajustes estructurales en América Latina. Por otro lado, los precios de hidrocarburos parecen orientarse hacia un incremento duradero, en particular debido a la creciente demanda asiática. Ello diferencia la coyuntura actual de aquella de los años setenta – cuando los dos choques petroleros fueron provocados por decisiones de los países productores de la OPEP – y significa que el financiamiento del gasto público podría ser garantizado a mediano plazo en el Ecuador como en otros países exportadores de petróleo y gas natural.

Desde luego surgen tres preguntas, que servirán de guía al presente texto: ¿En qué contexto se inscribe la política nacionalista petrolera que anuncia el gobierno actual? ¿Qué problemas tiene que resolver en torno al manejo de la renta petrolera? ¿Cómo se articula con el proyecto ITT?

La tesis que se desarrollará a continuación es que existe una tensión entre el pragmatismo nacionalista y la utopía del ecologismo radical, que deberá ser superada por el gobierno actual. Caso contrario, estos dos sectores presentes en el aparato estatal neutralizarán mutuamente su acción.

En una primera parte, contrastaremos los efectos positivos y negativos de las reformas implementadas en el sector petrolero desde la década del noventa. En una segunda parte, analizaremos las dificultades relacionadas con el cálculo y la distribución de la renta petrolera que resultaron de estas reformas. Finalmente explicaremos por qué la propuesta alternativa al proyecto ITT crea una tensión entre ecologismo y nacionalismo, en detrimento de una mejor eficacia de la gobernanza energética.

Las consecuencias de la “apertura ecuatoriana” para el sector petrolero

El nacionalismo del gobierno Correa se inscribe en una tradición política que fue siempre muy crítica con la apertura de la industria petrolera a los capitales privados, en particular extranjeros. En la actualidad, constituye una respuesta a los problemas dejados pendientes por la “apertura ecuatoriana” iniciada con la reforma a la ley de hidrocarburos de 1993.

Evolución de las inversiones extranjeras y del sector privado

Exportador neto de petróleo desde 1972, el Ecuador ocupa un rango intermedio en la geopolítica de los hidrocarburos en América Latina. Sus reservas de crudo convencional alcanzan actualmente 5.060 millones de barriles (OLADE 2005) y se ubican en el 4º rango regional, por cierto lejos detrás de Venezuela, Brasil y México. Sus exportaciones alcanzaron apenas 50,4 millones de barriles en 2004, principalmente a destinación de Estados Unidos (74,35%), Perú (11,65%) y Chile (6,16%) (DNH, 2007).

En cambio, la importancia de los ingresos procedentes del petróleo en la economía nacional es muy significativa. En efecto, en 2003, las exportaciones de crudo y derivados representaron un 43% en valor de todas las exportaciones; la renta y los ingresos por concepto de exportación de derivados representaron un 33% del presupuesto del Estado (Ministerio de Energía y Minas 2004). Además de ser la primera fuente de ingresos del país, constituyen también la principal fuente de financiamiento para el pago de la deuda externa, que representó un 39% del PIB, con 17.319 millones de dólares¹ en julio de 2007 (BCE 2007).

Asimismo, las actividades petroleras han marcado la vida social y política del país desde casi cuatro décadas, en particular para la Región Amazónica Ecuatoriana (RAE). En esta región, se concentran la exploración y explotación con 32 bloques en actividad, además de los campos explotados por el consorcio Texaco-CEPE/Petroecuador hasta 1992, luego por Petroecuador (Cf. Mapa 2). Desde luego, no es de extrañar que ahí se hayan multiplicado los conflictos ambientales, relacionados con la política petrolera. Estos

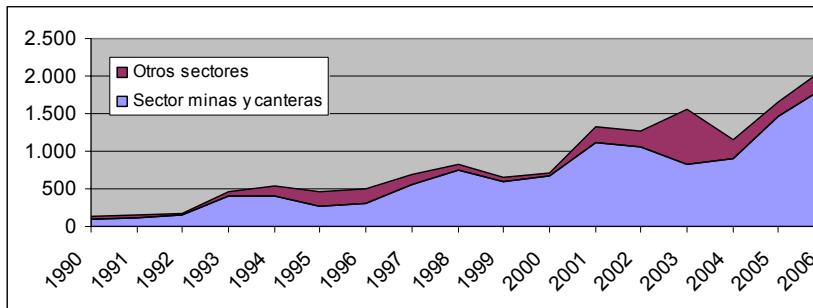
¹ Esta deuda se compone de una deuda pública de 10.383 millones de dólares (23,4% del PIB) y una deuda privada de 6.936 millones de dólares. El PIB estaba estimado en 44.400 millones de dólares al 31 de julio de 2007 (BCE, ibíd.).

conflictos incidieron en la gobernanza energética de manera positiva, en el sentido de un mayor respeto a los derechos económicos, sociales y culturales (Fontaine, 2007).

Después de su salida de la OPEP en 1992, el Ecuador abrió su sector petrolero mediante una serie de reformas a la ley de hidrocarburos, creando condiciones favorables para la inversión extranjera, en particular al reducir las exigencias del Estado en cuanto a su participación en la producción (Fontaine y Narváez, 2005). Luego se abrieron dos rondas de licitaciones de bloques petrolíferos concentrados en la RAE (en 1994 y 1997) y se construyó el oleoducto de crudos pesados (OCP), el segundo del país. Esta obra, concluida en 2003, fue ejecutada por un consorcio privado liderado por Techint (Argentina), e integrado por AGIP (Italia), Kerr-McGee y Occidental (Estados Unidos) y Repsol-YPF (España).

Como consecuencia de esta apertura, las inversiones extranjeras directas (IED) en exploración, producción y transporte de petróleo se incrementaron notablemente. El monto anual de las inversiones subió de 126 millones a 1.555 millones de dólares entre 1990 y 2003, año de la inauguración del OCP. En 2006, este monto alcanzó el récord histórico de 2.087 millones de dólares, de los cuales las actividades mineras y petroleras captaron el 88%. Las IDE del sector “minas y canteras” representan el 80,2% del total, en el conjunto de este período, con niveles de participación superiores al 90% entre 1998 y 2000 y sin pasar debajo del 53% (como en 2003). (Cf. Gráfico 1 a).

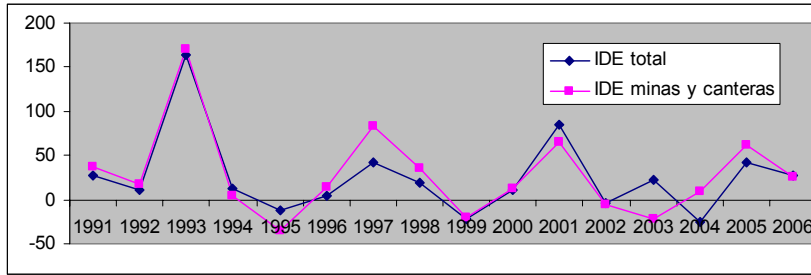
Gráfico 1 a. Evolución de las inversiones extranjeras directas (millones de dólares)



Elaboración del autor. Fuente: BCE (2007 b).

De manera significativa, los años de fuerte variación de estas inversiones coinciden con las grandes reformas de apertura del sector petrolero. Así es como, se puede observar los mayores incrementos anuales en 1993 (+163,5%), 2001 (+84,7%) y en menor medida 1997 (+41,5%). Esta tendencia es en general más marcada para las IED del sector “minas y canteras”, pues se observan variaciones anuales de +171% en 1997, +84% en 1997 y +61% en 2005. (Cf. Gráfico 1 b).

Gráfico 1 b. Variación anual de las inversiones extranjeras directas (%)



Elaboración del autor. Fuente: BCE (2007 b).

Durante el período 2002-2006, la IED procedieron principalmente de Canadá (28%), Estados Unidos (20%) y Europa (19%). Es de subrayar que los países de la Comunidad Andina (incluso Venezuela) ocupan una posición marginal, incluso detrás de Brasil (respectivamente con el 1% y el 5%).

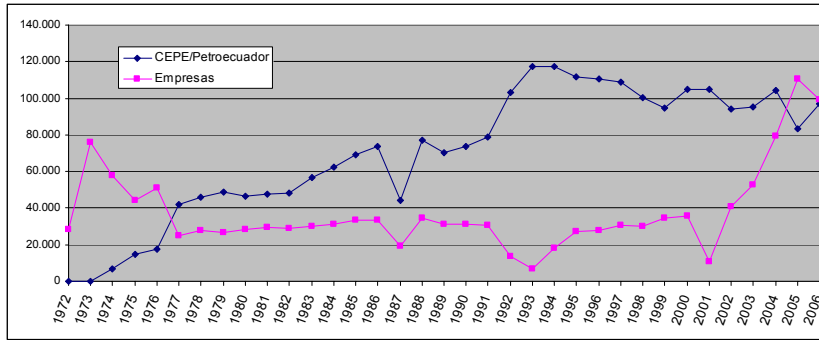
No cabe duda de que la apertura de la década del noventa coadyuvó a desarrollar el sector petrolero ecuatoriano, en particular gracias al incremento de las inversiones extranjeras directas. Sin embargo, esta política tuvo consecuencias negativas para la industria nacional, como lo veremos a continuación.

El ocaso de la participación estatal en la producción

En 2004, Petroecuador produjo el 35,3% del crudo fiscalizado, delante de Occidental (20,6%), AEC Ecuador (11,7%), Repsol-YPF (9,6%), Agip (6,1%) y Perenco (4,9%). Sin embargo, desde 1993, la participación del sector público en el volumen de crudo fiscalizado disminuyó constantemente, hasta ubicarse alrededor del 57% (sumando la producción propia y compartida de Petroecuador). El año 2001 constituye una excepción, puesto que subió repentinamente al 90,7%, debido al efecto de anticipación de la inauguración del OCP, por las empresas miembros del consorcio OCP S. A.

Por lo demás, esta tendencia se aceleró de manera dramática en 2003, cuando el OCP empezó a funcionar, de tal manera que la producción estatal se volvió minoritaria por primera vez en 2005. (Cf. Gráfico 2). Mientras el volumen producido por Petroecuador se mantenía alrededor de 100 millones desde 1999 (tras haber alcanzado un récord de 117 millones de barriles en 1993-1994), el volumen producido por el sector privado subió de menos de 40 millones a 80 millones de barriles entre 1999 y 2004. En 2005, el sector privado superó la barra simbólica de los 100 millones (110,6 millones según la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH), adscrita al Ministerio de Energía y Minas), mientras la producción propia y compartida de Petroecuador sumaba 83,5 millones de barriles.

Gráfico 2. Evolución de la producción estatal y privada de crudo fiscalizado (miles de barriles)



Elaboración del autor. Fuente: Petroecuador, 2002, 2003 y 2005; DNH, 2007.

Esta evolución podría revertirse tras la declaración de caducidad del contrato de Occidental por el Ministro de Energía, el 15 de mayo 2006. Esta empresa, que realizaba un 20% de la producción anual en el Ecuador, vendió un 40% de sus activos en el bloque 15 y los campos de gestión unificada Limoncocha y El Edén-Yuturi, a City Investing (holding de Encan), tras un acuerdo firmado en 2000. Al hacerlo sin contar con la autorización previa del Ministerio de Energía y Minas, violó la ley de hidrocarburos. Una vez declarada la caducidad de su contrato con el Estado, tuvo que devolver la totalidad de sus activos en el bloque 15 y los campos El Edén-Yuturi y Limoncocha.

El gobierno de Alfredo Palacio creó entonces una Comisión de política y control, integrada por los Ministros de Energía, de Economía, de Defensa, del Ambiente y de Relaciones exteriores. Las operaciones pasaron bajo la responsabilidad de una Unidad de administración y operación temporal, adscrita a Petroproducción, aunque con cierta autonomía administrativa y financiera. Los ingresos fueron depositados en un fideicomiso, el FEISEH (Fondo ecuatoriano de inversión en los sectores energético e hidrocarburífero). Vale resaltar que, pese a las dificultades que presentó la transición entre los equipos administrativos y técnicos de Occidental y Petroecuador, la producción del bloque 15 se mantuvo a un nivel similar al del año anterior: alcanzó 36,6 millones de barriles, contra 37,8 millones (es decir un decrecimiento del 2,1%)².

En síntesis, la “apertura ecuatoriana” iniciada a principios de la década del noventa tuvo dos tipos de consecuencias para el sector petrolero. Fue un incentivo fuerte para incrementar las IED necesarias a la exploración y explotación de nuevos bloques petrolíferos. Sin embargo, aquello se acompañó de una privatización creciente de la producción, hasta que el Estado se volviera minoritario en víspera de la elección de Rafael Correa. El reequilibraje de la participación estatal en el sector petrolero constituye entonces

² Calculado a partir de los datos de producción de petróleo de crudo en campo (DNH, 2007).

un reto para la gobernanza energética, además de los retos relacionados con el manejo de la renta petrolera, como veremos a continuación.

La renta petrolera como problema de gobernanza energética

La renta petrolera constituye un problema de gobernanza energética en el Ecuador, por dos razones principales. Por un lado, el método de cálculo deriva de los tipos de contratos entre el Estado y las empresas privadas, que benefician al sector privado en el contexto actual de altos precios mundiales. Por el otro, el método de distribución deriva de reformas normativas sucesivas, que generan cierta falta de transparencia y de rendición de cuentas.

Problemas relacionados con el cálculo de la renta petrolera

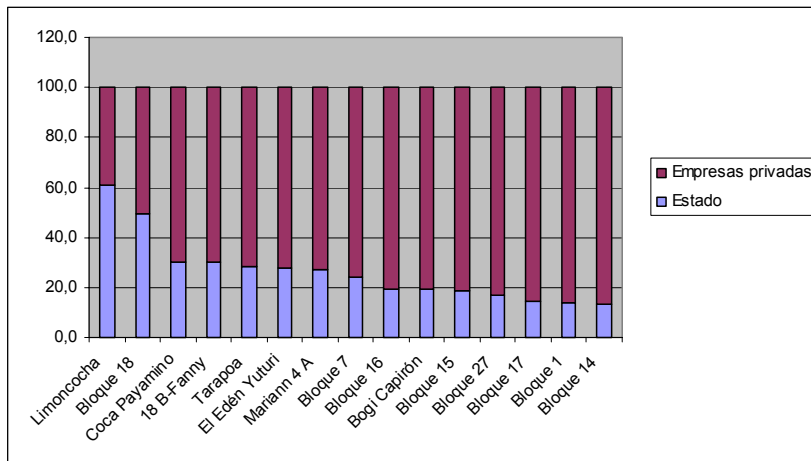
En el Ecuador, la renta petrolera³ se compone principalmente de los ingresos generados por Petroecuador, las regalías (o participación de la producción devengada al Estado en los contratos con empresas privadas), que varían en función de los tipos de contratos, y el impuesto a la renta (el 25% de las ganancias). En la actualidad, cuatro modelos de contratos son vigentes en el Ecuador, lo cual resulta de las múltiples reformas legales realizadas desde 1982.

Los contratos de participación constituyen la figura jurídica más común en el Ecuador (16 contratos vigentes en 2006) y suman el 80,4% de la producción realizada en asociación con Petroecuador⁴. Ahora bien, a pesar de constituir una parte sustancial de la base sobre la cual se calcula la renta petrolera en el Ecuador, estos contratos tan solo aportan con el 27,2% de la producción al Estado. La mayor participación del Estado se encuentra en la explotación del campo Limoncocha (61%) y del bloque 18 (49,3%). Un segundo grupo de contratos traen al Estado del 20% al 30% de la producción fiscalizada (Coca Payamino, 18B-Fanny, Tarapoa, El Edén-Yuturi, Mariann y bloque 7). El tercer grupo aporta con menos del 20% (bloques 1, 14, 15, 16, 17, 27 y campo Bogi Capirón). (Cf. Gráfico 3).

³ El Banco Mundial define la renta petrolera como “la suma de todos los ingresos percibidos por el Estado por concepto de la actividad petrolera extractiva que se realiza en el país [con la exclusión de] los impuestos y ganancias obtenidas en las actividades de refinación y comercialización del petróleo y de sus derivados” (ESMAP, 2005: 61). Esta renta incluye las regalías, el impuesto a la renta, las patentes y los pagos particulares a cada país.

⁴ Según esta modalidad, la empresa asociada asume los costos de explotación y percibe, en cambio, una parte de la producción en caso de comercialización de las reservas descubiertas. La participación del Estado en las ganancias depende de las variables L1 (calculada en función de la curva base de declinación) y L2 (inferior a 15.000 b/d), donde: $X_1 = \text{Producción} \leq L1$; $X_2 = L1 < \text{Producción} \leq L2$; $X_3 = \text{Producción} > L2$. Existen además dos variantes de este tipo de contratos. La primera interesa aquellos llamados “convenios de explotación unificada”, en los cuales L1 es determinada en función de un volumen fijo de producción. Una segunda variante – el llamado “convenio operacional de explotación unificada” – fue aplicada al yacimiento común Hollín-Palo Azul, con Ecuador TLC. En este caso la producción de crudo asignada al Estado se calcula en función de las reservas probadas y del precio por barril. En todo caso, la participación del Estado es inversamente proporcional al volumen de producción: mientras más importante el volumen, más bajo es el porcentaje de la renta percibido por el Estado.

Gráfico 3. Participación del Estado en la producción bajo contratos de participación en 2005



Elaboración del autor. Fuente: Petroecuador, 2005.

Tras el derrocamiento del Presidente Lucio Gutiérrez, en abril de 2006, su sucesor, Alfredo Palacio, consiguió introducir un cambio de mayor trascendencia, a través de una objeción parcial al proyecto de reforma de ley discutido entonces por en el Congreso.⁵ En efecto, se introdujo una cláusula a los contratos de participación que contempla la participación del Estado en un 50% de las ganancias marginales, si el precio del barril superara el precio de referencia a la firma del contrato. Es este artículo que Rafael Correa pretendió modificar en octubre 2007, para elevar al 99% la participación del Estado en estas ganancias.⁶

El Estado volvió así a beneficiarse de la tendencia al alza de los precios desde 2003, tanto como las empresas privadas. Las empresas multinacionales habían negociado sus contratos en base a un precio referencial de 15 dólares por barril (USD / b.); pero los precios del crudo Oriente y del crudo Napo superaron 30 USD / b. en enero 2005 y subieron hasta alcanzar respectivamente 65 USD / b. y 55 USD / b. en julio de 2006. Luego, tras una reducción paulatina, se mantuvieron en un promedio de 51 USD / b. para el Oriente y 45 USD / b. para el Napo en el primer semestre de 2007. (BCE, 2007 c).

Las medidas del gobierno Palacio constituyen antecedentes importantes en la reforma de los contratos, junto con las reformas al régimen de manejo de la renta.

Problemas vinculados con la distribución de la renta

Entre 1998 y 2003, en el Ecuador, los ingresos por concepto de renta petrolera se incrementaron de 925,2 millones a 2.050,2 millones de dólares, alcanzando un promedio anual de 1.457,9 millones de dólares. En comparación, la renta petrolera anual alcanzó un

⁵ Artículo 2 de la Ley 42-2006 reformativa a la Ley de hidrocarburos, publicada en el Registro Oficial, 357 (25/04/2006),

⁶ A través de la reforma al Reglamento Sustitutivo para la aplicación de la Ley 42-2006, publicado en el Registro Oficial, 312 (13/07/2006).

promedio de 1.104,5 millones de dólares en Colombia, 235,2 millones de dólares en Bolivia y 226,5 millones de dólares en el Perú. (ESMAP, 2005: 65). La renta petrolera unitaria alcanzó 10,13 UDS / b., es decir un promedio del 51% de cada barril exportado al precio de mercado internacional en ese período. En comparación, la renta unitaria alcanzó 3,9 UDS / b. en Colombia (21,1% por barril). Esta diferencia se explica por los costos de producción relativamente bajos en el Ecuador, en particular porque la principal empresa del país, Petroecuador, no invirtió lo correspondiente a la amortización de sus activos, por restricciones presupuestarias (ESMAP, *Ibíd.*: 63).

Hasta un período reciente, la participación del gobierno central en la renta era mayoritaria: en el período 1998-2003, se ubicó entre el 69,3% y el 97,9%. El resto se repartía entre unos organismos partícipes (como las Fuerzas armadas, el Instituto de ecodesarrollo de la región amazónica ecuatoriana (Ecorae) y las Universidades), los organismos seccionales (Consejos provinciales y municipales) y el Fondo de estabilización petrolera (FEP). Esta repartición se hace conforme a preasignaciones establecidas por las leyes 10, 40, 122 y sus respectivas modificaciones. Ha sido criticado por su falta de transparencia y la confusión en los criterios de asignación, que resultan más de acuerdos negociados en el transcurso de los años que de una gestión planificada de la renta petrolera (ESMAP, *Ibíd.*: XX).

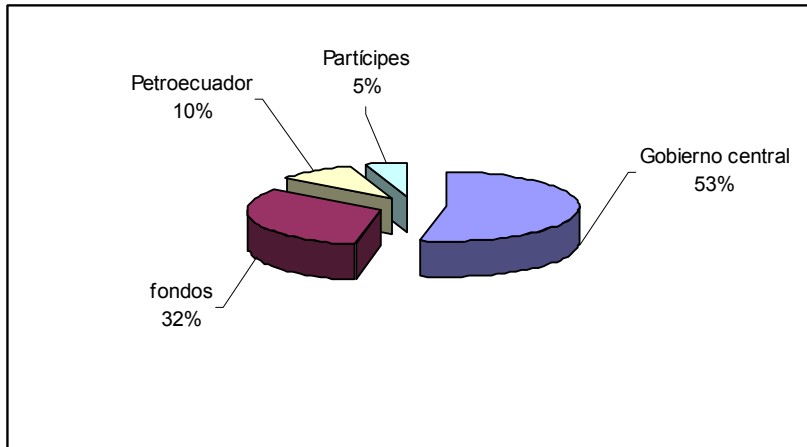
Otro problema surgió a raíz de la creación del FEIREP (Fondo de estabilización, inversión social y productiva y reducción del endeudamiento), en 2003, con los ingresos del Estado provenientes del OCP. En un contexto de alza rápida del precio del crudo Oriente en los mercados internacionales, este fondo alcanzó reunir 1.078 millones de dólares en menos de tres años. Sin embargo, fue deslegitimado por la falta de transparencia en su manejo y por servir principalmente a financiar el pago anticipado de la deuda externa pública, lo cual estimuló la especulación sobre los “bonos globales” (Falconí y Ponce, 2005). Su liquidación, en julio 2005⁷, fue en gran parte el resultado de la actividad desplegada por Rafael Correa, como Ministro de Finanzas en el gobierno Palacio.

En 2006, el nivel de la renta se incrementó sustancialmente, pasando de 2.587 millones a 4.283 millones de dólares, en parte debido a la devolución de los activos de Occidental al Estado. Una tercera parte fue destinada al presupuesto del Estado, mientras que el resto se repartía entre Petroecuador (14%), unos 20 partícipes (7%) y tres fondos (46%). (Cf. Gráfico 4). Estos últimos se dividen entre el FEISEH (Fondo ecuatoriano de inversión en los sectores energético e hidrocarburífero), creado para administrar los ingresos

⁷ Mediante la Ley orgánica reformativa a la Ley orgánica de responsabilidad, estabilización y transparencia fiscal.

del bloque 15 y sus campos unificados, la CEREPS (Cuenta especial de reactivación productiva y social), que reemplazó el FEIREP, y el FEP.

Gráfico 4. Repartición de la renta petrolera en 2006



Elaboración del autor. Fuente: BCE (2007 d).

En resumen, los altos precios en los mercados internacionales de petróleo, junto con la devolución de los activos de Occidental al Estado ecuatoriano coadyuvaron al elevado nivel de renta percibido en 2005-2006. Este efecto acumulado será ampliado por el efecto de la reforma a la Ley de hidrocarburos, en torno a las ganancias extraordinarias realizadas desde 2003 por el sector privado. Pero el mayor reto para la gobernanza energética consiste en modernizar técnica y administrativamente a Petroecuador, como veremos a continuación.

Incidencia del nacionalismo y el ecologismo en la gobernanza energética

Las reformas de la década del noventa tuvieron efectos negativos para la empresa estatal, que podrían superarse con la modernización administrativa y financiera de esta última. Para ello, el proyecto ITT constituye una oportunidad histórica. Sin embargo, este proyecto suscitó la oposición frontal de un sector importante de la sociedad civil, al origen de una propuesta de moratoria respaldada por el poder ejecutivo.

La crisis de Petroecuador

Muchos observadores coinciden en que Petroecuador padece la ausencia de una política pública coherente con las necesidades económicas y sociales internas, y las modalidades tecnológicas y financieras actuales del sector petrolero (Fontaine, 2006). Según ellos, la modernización de Petroecuador pasa por su fortalecimiento en el sentido de una mayor adaptación a las condiciones actuales de los mercados internacionales y de una estrategia de largo plazo. Existe en particular un amplio consenso en torno a la necesidad de reducir la ingerencia de los partidos políticos en la gestión de esta empresa y acabar con

los frecuentes cambios en el directorio y la alternancia de los Presidentes – en promedio una vez por año desde 1989.

Algunos consideran que esta modernización pasa por una separación radical del Estado, gracias a la creación de un organismo autónomo de control y regulación – una superintendencia – como fue el caso en la reforma bancaria de 1998-2001. Otros insisten por lo contrario en que se preserve el estatuto de empresa pública a toda costa y que la exploración y explotación de los campos de Petroecuador sea estimulada mediante alianzas estratégicas con empresas públicas de otros países, como PDVSA o Petrobras. Al fin y al cabo, aunque la modernización no implica necesariamente su privatización, para superar la crisis que atraviesa, Petroecuador debería funcionar en las mismas condiciones fiscales y administrativas que una empresa privada, mientras conservando el estatuto de empresa pública.

No obstante, las reformas llevadas a cabo en los últimos quince años quitaron a la mayor empresa del país toda autonomía financiera y política. En efecto, con la ley 44 de 1993, las ganancias de la empresa nacional (calculadas a partir de los ingresos brutos tras deducción de las regalías y de los gastos operativos de la empresa y sus filiales) fueron integralmente entregados al Banco Central para pagar la deuda pública externa. También, se incrementó el control del Estado en el funcionamiento de Petroecuador, al asignar al Ministerio de Finanzas el 10% del valor de la producción, hasta entonces depositados en un Fondo de inversión petrolera.

Ahora bien, hemos visto que este control desembocó en una inflación de la renta unitaria, por falta de inversiones productivas. De tal manera que, por compensar el déficit del presupuesto del Estado, la asignación de las ganancias al Ministerio de Finanzas afectó las inversiones en el ámbito de la exploración y el mantenimiento de infraestructuras. Como consecuencia de ello, la producción de los seis principales campos operados por Petroecuador entró en fase de ocaso tras un máximo de 95.000 millones de barriles en 1993 (Reyes, 2006)⁸. Peor aún, no se han realizado descubrimientos mayores a 100 millones de barriles en las dos últimas décadas, a excepción de los campos Libertador e ITT, hallados por Petroecuador (Echeverría, 2006: 117).

Con el afán de frenar esta tendencia, en un contexto de precios bajos, se crearon los contratos de alianza estratégica y de alianza operativas⁹, lo cual conllevó una privatización parcial de los activos de la empresa estatal. Sin embargo, el contexto de precios altos permite revertir esta política mediante la nacionalización del sector petrolero. Ahora bien,

⁸ Se trata de Shushufindi-Aguarico, Sacha, Libertador, Auca, Cononaco y Lago Agrio, que suman el 78,25% de las reservas primarias originales del país.

⁹ Respectivamente por el decreto 799 de 2000 y un acuerdo entre los Ministerios de Energía y de Finanzas en 2001.

una política petrolera nacionalista se apoya ante todo en una empresa estatal fuerte y dinámica, como lo muestran los casos de PEMEX, PDVSA y Petrobras en América Latina. Este es también el sentido de la política externa de Hugo Chávez (desde la reforma a la ley venezolana de hidrocarburos de 2000), que consiste en ayudar a otros gobiernos latinoamericanos a fortalecer, reestructurar o volver a crear empresas nacionales que habían sido privatizadas total o parcialmente en América Latina.

En resumen, la política petrolera del Estado no podrá reformarse sin la participación de Petroecuador. Al respecto, la perspectiva del proyecto ITT constituye una oportunidad histórica para el financiamiento de su modernización administrativa y técnica, pese a la oposición del movimiento ecologista.

El proyecto ITT

La primera fase de exploración de lo que hoy se conoce como el proyecto ITT inició en 1983 y culminó con la perforación del pozo Ishpingo 1. Según los estudios realizados por Beicip Franlab (Francia) en 1995 y 2003-2004, las reservas probadas se ubican en 412 millones pero las reservas posibles alcanzan 920 millones de barriles (18,2% de las reservas convencionales del país).¹⁰ Los tres campos se ubican en un perímetro de 200 km² (40 km de largo por 5 km de ancho), a 174 km de la refinería Shushufindi, pasando por el centro de facilidades y procesamiento de El Edén-Yuturi (bloque 15).

Por ser un crudo de alta densidad y viscosidad (de 13,8° a 15,4° API), el petróleo de estos campos debe recibir un procesamiento antes de ser transportado hasta la costa del Pacífico. Al respecto, existen actualmente tres posibilidades: mezclarlo con crudo semipesado en Lago Agrio para elevarlo a 21° API, luego transportado por el OCP; procesarlo en la refinería de Shushufindi (que tendría que ser adaptada) para elevarlo a 28° API, luego transportado por el SOTE; adecuar el SOTE para transportar crudo pesado. En función de la opción escogida, el costo de inversiones fue evaluado entre 1.200 y 2.360 millones de dólares. A ello se añaden las inversiones de desarrollo y producción (unos 1.667 millones de dólares) y el costo de transporte.¹¹

Con base en un escenario de inversión total de 4.000 millones de dólares (incluyendo las inversiones de desarrollo y producción así como los costos de industrialización), a medianos de 2007 se estimó que la venta del petróleo no refinado dejaría una utilidad neta de un 48,2 %. A eso se añaden ingresos indirectos por impuestos sobre ganancias (un 16,4%) y participación laboral (un 11,3%).¹² Entre tanto (en marzo de 2007), Sinopec, Petrobras y Enap firmaron un memorando de entendimiento con Petroecuador, en el cual se

¹⁰ Petroecuador (s.f.) “Project Tiputini (ITT). Overview”, Quito: mimeo.

¹¹ Petroecuador (s.f.), Ibídem.

¹² Mauro Dávila, Grupo ITT, comunicación personal.

comprometieron a presentar (en 90 días) una “propuesta conceptual conjunta” para la confirmación de reservas y el desarrollo de los campos ITT.

Respondiendo a las preocupaciones de un sector importante de la sociedad civil y a la presión del movimiento ecologista (especialmente de su sector radical), el Ministro de Energía presentó una opción alternativa al proyecto ITT en junio 2007, que consiste en declarar un moratorio de un año sobre las actividades en estos campos. Fue aceptada por el Presidente Correa, que reportó a junio de 2008 la decisión de dar inicio a la siguiente fase del proyecto ITT (por lo cual se requiere un volumen importante de IED). Desde luego, el gobierno inició una ronda de negociaciones para levantar fondos, mediante mecanismos de compensación procedentes de varias fuentes: canje y condonación de la deuda externa (con el Club de París, el BID y el Banco Mundial), donaciones de gobierno a gobierno, contribuciones voluntarias de la sociedad, aportes de ONG y redes internacionales de defensa y colocación en el mercado internacional de “certificados de crudo no explotado”.¹³

Existe cierta indeterminación, en cuanto al costo por lucro cesante que significa esta opción para el Estado. Inicialmente, se contempló la creación de un “fondo de compensación del ITT”, de un monto de 1.050 millones de dólares, cuyo rendimiento podría compensar “al menos” la mitad de los ingresos netos no percibidos por el Estado.¹⁴ Luego se mencionó la cifra de 1.750 millones de dólares, calculada a partir de una evaluación del valor presente neto del ITT a 3.500 millones de dólares.¹⁵ En otro lugar, se habló de un aporte de la comunidad internacional de 4.600 millones de dólares para compensar el sacrificio consentido por el Ecuador.¹⁶

El propósito de este texto no da cabida a un análisis del modelo económico que sustenta esta propuesta, ni de los presupuestos ideológicos de los autores y revisores del documento técnico¹⁷ en el cual ella se fundamenta. Sin embargo hay que subrayar que la propuesta se basa en una serie de premisas no demostrables (o no averiguables en la realidad, es decir utópicas).

En primer lugar, el cálculo para definir el monto del fondo de compensación parte de una estimación de las ganancias esperadas del proyecto ITT, vale decir de un ejercicio

¹³ Alberto Acosta (05/06/2007), “Mantener el crudo en tierra. Un desafío para el Ecuador y el mundo”, Quito, mimeo.

¹⁴ Carlos Larrea (s.f.), “¿Petróleo o Conservación en el Yasuní?”, Quito, mimeo.

¹⁵ Alberto Acosta (05/06/2007), Op. Cit.

¹⁶ Rafael Correa (24/09/2007), “Discurso del Señor Presidente de la República del Ecuador, Economista Rafael Correa. Diálogo de alto nivel sobre cambio climático del 62º período de sesiones de la Asamblea General de las Naciones Unidas”, Nueva York, mimeo.

¹⁷ Oilwatch (12/04/2007), “Proyecto ITT. Opción 1: Conservación de crudo en el subsuelo”, Quito, mimeo.

teórico. En efecto, hasta la fecha, no se ha determinado el monto de las inversiones, puesto que existen tres escenarios de industrialización muy distintos, como hemos visto y varía en función de factores como el tipo de contrato, el costo del transporte y los precios de materias primas (no solo del petróleo, sino también del acero).

Tampoco se puede predecir el precio de venta del crudo extraído más allá de tres o cuatro años. Sin embargo, considerando la evolución de los cuatro últimos años, los ingresos brutos podrían ser mucho más elevados que los que preveen los autores de la propuesta alternativa al proyecto ITT. Por último, esta propuesta ni siquiera contempla las posibles ganancias generadas por la venta de derivados. Ahora bien, en esta perspectiva, en agosto de 2007, Rafael Correa firmó con Hugo Chávez un memorando de entendimiento para construir un complejo de refinación en Jaramijó (Manabí), destinado a procesar crudo pesado.

En segundo lugar, esta propuesta pretende contribuir a la lucha contra el cambio climático por dos medios: por un lado, mediante el secuestro de carbono; por el otro, al retirar del mercado el volumen de crudo conservado *in situ*. Ahora bien, hemos visto que el proyecto se ubica en un área de 200 km², lo cual es marginal, comparado con la superficie de la RAE (120.000 km²) o aún con aquella del parque Yasuní (10.000 km²). Ello significa que el pago por servicio ambiental que justificaría la captación de carbono en este sector no es significativo. Sin embargo existe, al parecer, una intención no explícita de parte de los autores de conservar todos los yacimientos de crudo ubicados en el área (en los bloques 14, 15, 16, 17 y 31). Si se tratara de solicitar a la comunidad internacional compensar las ganancias generadas por estos bloques, la base del cálculo para determinar el monto compensatorio se modificaría sustancialmente.

Por otro lado, la idea de reducir las emisiones de gases invernaderos mediante el retiro de todas las reservas de ITT de la oferta mundial de energía primaria, parte simplemente de un contrasentido. Como bien se sabe, el mercado mundial de energía (que se compone en un 90% de hidrocarburos) es orientado por la demanda. Ello significa que, si un país importador no puede satisfacer su demanda de abastecimiento en un lugar, busca un proveedor alternativo en el resto del mundo. En el caso del Ecuador, esta medida llevaría a ceder paso a Venezuela, que dispone de reservas muy superiores, para abastecer los mercados chino y brasileño (aunque por razones técnicas Venezuela no tenga en la actualidad la capacidad de incrementar su volumen de exportaciones). Peor aún, el declivo de las reservas primarias llevarían rápidamente al Ecuador a perder su participación en los tres principales mercados de destino de sus exportación (Estados Unidos, Perú y Chile).

En tercer lugar, los autores de la propuesta piden a la comunidad internacional financiar una moratoria indefinida al proyecto ITT, pero existen pocas garantías de que este

compromiso se cumpla. En efecto, en las cuatro últimas décadas, la gobernanza ambiental en el Ecuador siempre fue supeditada a las prioridades energéticas, lo cual desembocó en el colapso del modelo de conservación en el parque Yasuní (creado en 1979). Además, la inestabilidad institucional y política que afecta el país desde la transición democrática del ochenta crea una situación de crisis gobernabilidad y deja dudas en cuanto a la continuidad de las políticas públicas. (Fontaine y Narváez, 2007).

Es más, estos autores no justifican por qué la comunidad internacional debería pagar por una compensación por el sacrificio consentido por el Ecuador [sic.], si el Estado no es capaz de financiar la conservación de la biodiversidad en el sistema nacional de áreas protegidas y en el parque Yasuní. En efecto, entre 34 áreas protegidas, el parque nacional Yasuní es aquella que dispone del equipo técnico más reducido y con la menor inversión en gastos corrientes, en relación con la superficie del parque (81.833 has / técnico y 9 centavos de dólar / ha). En 2004, la línea base de gastos corrientes apenas representó 88.130 USD, cuando se estiman las necesidades financieras anuales (gastos corrientes e inversión anualizada) entre 348.434 USD (escenario básico) y 699.681 USD (escenario integral). (Ministerio del Ambiente 2005: 48, 51 y 58).

En conclusión, la opción alternativa al proyecto ITT no debe ser analizada como una opción económica o técnica. Se trata de una opción política, que contrapone de manera irreductible el ecologismo utópico con una política petrolera nacionalista. Desde luego genera una tensión interna a la política del Estado, que no coadyuva a la gobernanza energética eficiente.

Conclusión

La reforma anunciada a los contratos con las empresas petroleras multinacionales persigue reequilibrar la repartición de la renta entre el Estado y el sector privado, como fue el caso en la década del cincuenta, siguiendo el ejemplo de Venezuela y los países de la OPEP. A corto plazo, ello permitiría garantizar un mayor nivel de ingresos para financiar gastos públicos, sin abrir nuevos campos o bloques petrolíferos a licitación. Al respecto, la devolución de los activos de Occidental en el bloque 15 y los campos Limoncocha y El Edén-Yuturi conllevó un incremento repentino del volumen de crudo producido por Petroecuador, logrando a revertir una tendencia de dos décadas. Esta medida aceleró a su vez el incremento de la renta petrolera estatal generado por el efecto acumulado del mayor volumen transportado por el OCP y de los precios altos desde 2003.

Sin embargo, ni la una ni la otra medida garantizan un nivel de inversiones suficiente para financiar la modernización sectorial – especialmente de la empresa nacional

Petroecuador – y la reconstitución de las reservas probadas. Tampoco una política nacionalista garantiza en sí una mejor utilización de la renta petrolera, aunque constituye un instrumento poderoso para construir un sistema de gobernanza energética eficiente, especialmente en tiempos de precios altos y de abundancia relativa de reservas probadas.

Al respecto, la perspectiva del proyecto ITT constituye en la actualidad, la mejor oportunidad para el Estado ecuatoriano de modernizar el sector, financiar el gasto público sin incrementar la deuda externa y preparar la “era postpetrolera”, que debería intervenir en dos o tres décadas. La complejidad y la magnitud de este proyecto hacen que su planificación y desarrollo no pueden ser reducidos a meros problemas de política petrolera. En efecto, considerando la ubicación de los tres campos, la importancia de las reservas probadas y el tipo de crudo que recelan, su explotación generaría impactos sociales y ambientales particularmente negativos si no fuese integrada en el marco de la gobernanza energética.

La propuesta alternativa al proyecto ITT responde a una lógica de acción activista, mas no a una lógica de acción del Estado. En efecto, puede justificarse desde la perspectiva del movimiento ecologista (especialmente en su expresión radical), que busca ejercer incidencia política y obligar al Estado y a los actores del mercado a tomar medidas que garanticen los derechos económicos, sociales y culturales. Pero de ninguna manera se justifica desde la perspectiva del sistema institucional, si no ha sido debatida al nivel nacional, para incorporarse a una reforma general del sistema de gobernanza energética.

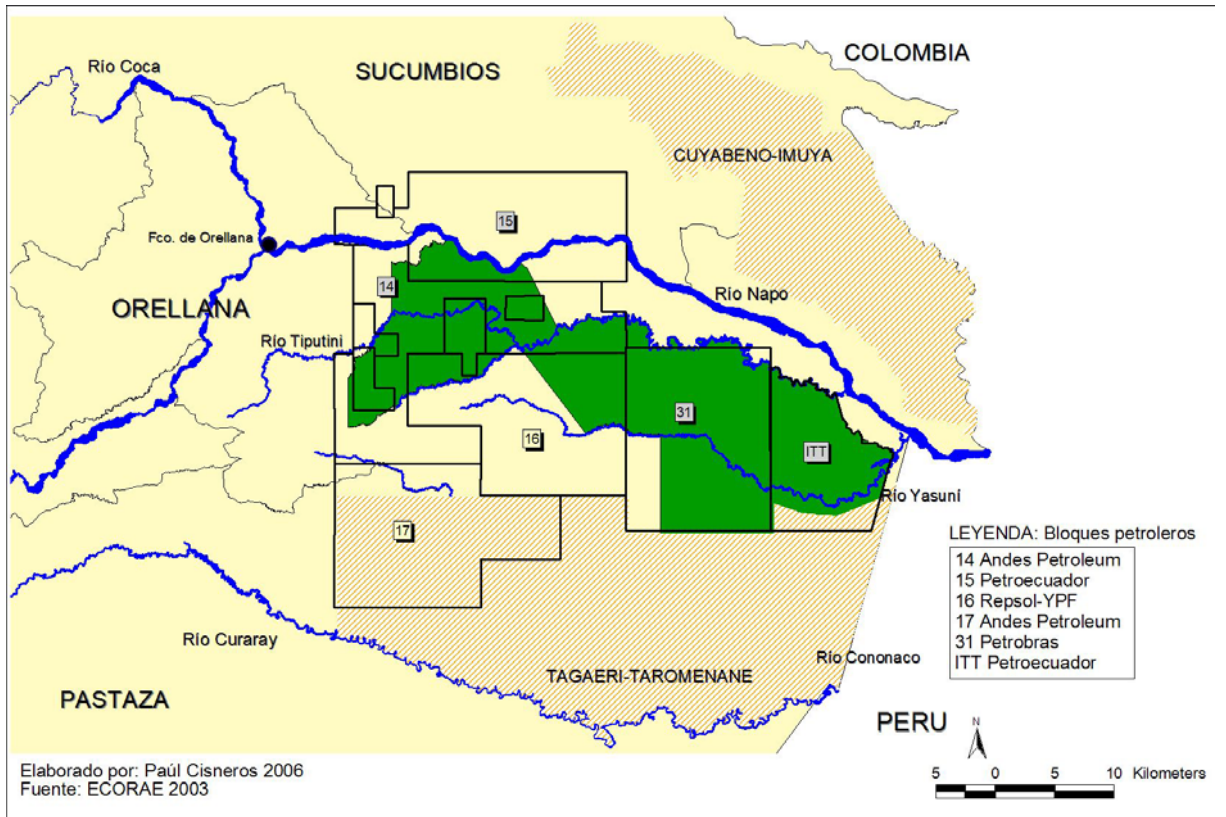
Al oponer una contra utopía (la no explotación petrolera) a la utopía desarrollista (la explotación sin discriminación), esta propuesta busca polarizar el debate en torno a la sustentabilidad y la racionalización de las actividades petroleras en el Ecuador. Ahora bien, el ecologismo no puede ser reducido a su dimensión militante o radical. Si bien es cierto el “ecologismo utópico” tiene una función imprescindible para generar debates públicos en torno a las opciones del modelo de desarrollo imperante – incluso mediante los conflictos ambientales – no se lo puede confundir con la diversidad de posiciones y estrategias que caracteriza al “ecologismo pragmático”, que se preocupa por hacer de la sustentabilidad una realidad.

Bibliografía citada

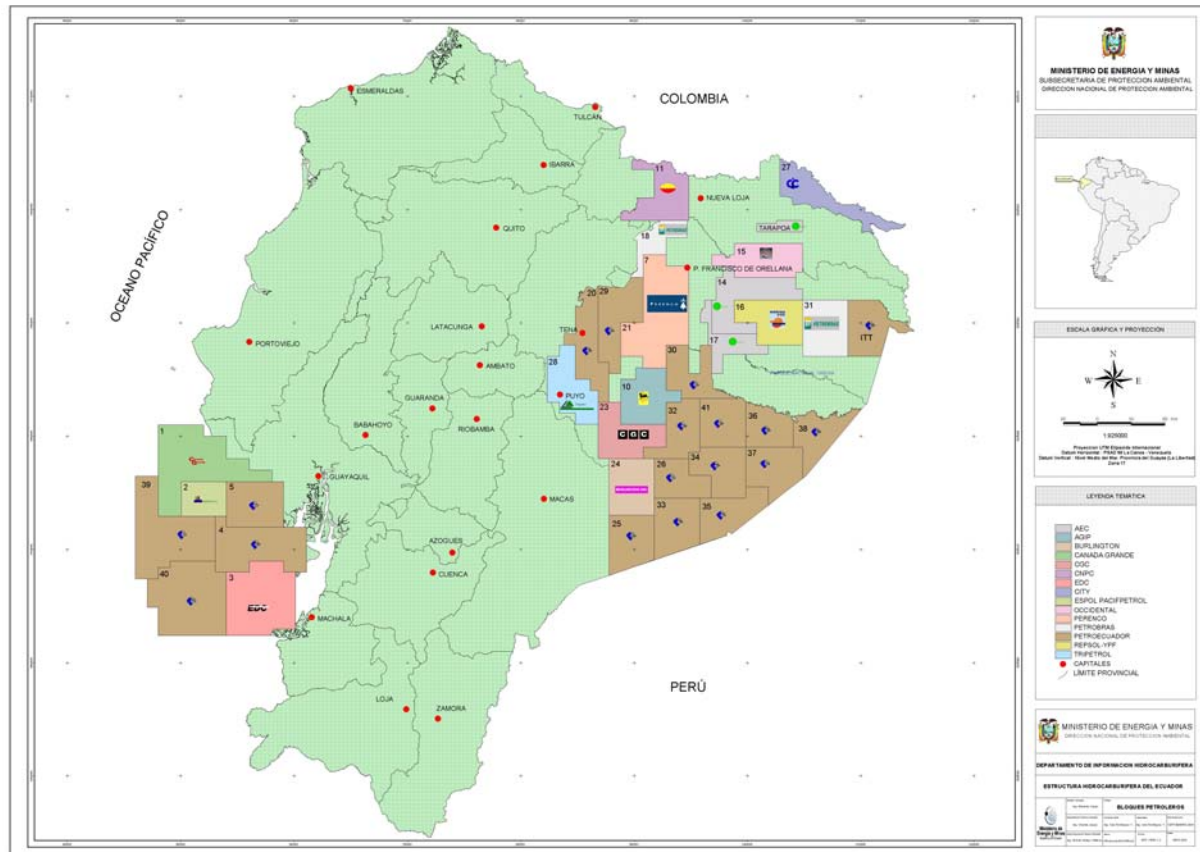
- Araúz Luis Alberto (2004), “Contratación petrolera ecuatoriana 1972-2003”, in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador. T2. Las apuestas*, Quito, FLACSO, pp. 57-65.
- BCE (Banco Central del Ecuador) (2007 a), Boletín de estadísticas mensuales, 1867.
- BCE (Banco Central del Ecuador) (2007 b), Boletín trimestral de la balanza de pagos del Ecuador, 18.
- BCE (Banco Central del Ecuador) (2007 c), “Cifras del sector petrolero ecuatoriano”, varios números.

- BCE (Banco Central del Ecuador) (2007 d), "Análisis del sector petrolero. IV trimestre 2006. No 2", Quito, BCE/Dirección General de Estudios.
- Campodónico Humberto (1996), *El Ajuste petrolero, Políticas empresariales en América latina de cara al 2000*, Lima, Desco, 356 p.
- Campodónico Humberto (2004), Reformas e inversión en la industria de hidrocarburos de América Latina, Santiago de Chile, CEPAL, 115 p.
- DNH (Dirección Nacional de Hidrocarburos) (2007), *Estadística hidrocarburífera 2006*, Quito, Ministerio de Minas y Petróleo.
- ESMAP (Programa de asistencia a la gestión del sector de energía) (2005), *Estudio comparativo sobre la distribución de la renta petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú*, Washington D. C., Banque Mondiale.
- Falconí Fander, Ponce Juan (2005), "¿Influyen los precios del petróleo en el alza de los Global 12? Una reflexión de coyuntura sobre el endeudamiento externo ecuatoriano", *Íconos*, 23: 9-15.
- Fontaine Guillaume (2007), "Verde y negro: ecologismo y conflictos por petróleo en el Ecuador", in G. Fontaine, G. van Vliet y R. Pasquis (Coord.), *Políticas ambientales y gobernabilidad en América Latina*, Quito, FLACSO, CIRAD, IDDRI, 223-256.
- Fontaine Guillaume (Ed.) (2006), *Petróleo y desarrollo sostenible en el Ecuador. T3. Las ganancias y pérdidas*, Quito, FLACSO, ILDIS, Petrobras.
- Fontaine Guillaume, Narváez Iván (2005) "Problèmes de la gouvernance énergétique en Équateur", *Problèmes d'Amérique Latine*, 57-58 : 177-197.
- Fontaine Guillaume, Narváez Iván (2007), "Problemas de la gobernanza ambiental en el Ecuador", in G. Fontaine, I. Narváez (Coord.), *Yasuní en el siglo XXI: el Estado y la conservación de la Amazonía*, Quito, FLACSO-IFEA-Abya Yala-Petrobras-CEDA-WCS, 13-32.
- Llanes Suárez Henry (2006), *Oxy. Contratos petroleros. Inequidad en la distribución de la producción*, Quito, H. Llanés, 2006.
- Ministerio de Energía y Minas (2004), "Sector energético ecuatoriano", Quito: República del Ecuador.
- Ministerio del Ambiente (2005), *Análisis de las necesidades de financiamiento del sistema de áreas protegidas del Ecuador*, Quito, BID-MAE.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2005), "Informe estadístico 2004", Quito: OLADE.
- Petroecuador (2002), "Informe estadístico de la actividad hidrocarburífera del país. Estadística de la industria petrolera 1972-2001", Quito, Unidad de planificación corporativa, CD-Rom.
- Petroecuador (2003), "Informe estadístico 2002", Quito, Petroecuador / Unidad de planificación corporativa.
- Petroecuador (2005), "Informe estadístico 2004", Quito, Petroecuador / Unidad de planificación corporativa, 164 p.
- Reyes Fernando (2006), "La recuperación mejorada de petróleo: una alternativa productiva y de sustentabilidad ecosistémica", in G. Fontaine (Ed.), *Petróleo y Desarrollo sostenible en el Ecuador. T3. Las ganancias y pérdidas*, Quito, FLACSO, ILDIS, Petrobras, pp. 123-136.
- UNDP (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo) (2000), *World Assessment Energy. Energy and the challenge of sustainability*, New York, UNDP.
- UNDP (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo) (2002), "Roundtable on Energy for Sustainable Development: Partnerships for Action", Brusela, UNDP.
- Willems S., Pershing J. (2002), "Climate-relevant Policy Assessment. Recent Work in OECD, IEA, NEA and ECMT", OECD-IEA Information Paper.

Mapa 1. Ubicación del proyecto ITT.



Mapa 2. Catastro petrolero del Ecuador.



Fuente : Ministerio de Energía y Minas, Dirección Nacional de Protección Ambiental (2004).