

El contenido de esta obra es una contribución del autor al repositorio digital de la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador, por tanto el autor tiene exclusiva responsabilidad sobre el mismo y no necesariamente refleja los puntos de vista de la UASB.

Este trabajo se almacena bajo una licencia de distribución no exclusiva otorgada por el autor al repositorio, y con licencia [Creative Commons - Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas 3.0 Ecuador](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/ec/)



---

## **Análisis Comparativo de Ingresos Futuros del Estado para el Bloque ITT**

**Carlos Larrea**

**Noviembre, 2010**

## Introducción

Las dos opciones para el Estado frente a la confirmación de grandes reservas de crudo pesado en el campo ITT del Parque Nacional Yasuní han sido: a) Explotar el petróleo con un impacto ambiental, cultural y social lo más bajo posible, o b) Impulsar la Iniciativa Yasuní-ITT, que ha planteado mantener indefinidamente las reservas del bloque ITT bajo tierra, si se obtiene una contribución internacional para mitigar el cambio climático, preservar la biodiversidad, proteger a los pueblos indígenas no contactados que habitan el arque Yasuní, y promover la transición a un modelo de desarrollo más sustentable. La contribución internacional debe alcanzar al menos la mitad de los recursos que recibiría el Estado en caso de explotar el petróleo.

El Presidente Rafael Correa ha manifestado que la primera opción es mantener inexploradas las reservas, y que se procederá a la explotación únicamente si no se obtiene suficiente apoyo internacional para la Iniciativa Yasuní-ITT.

La comparación entre las dos alternativas requiere un enfoque interdisciplinario e integral, partiendo de la potencial contribución de cada una de ellas para alcanzar las metas de desarrollo humano y sustentable, establecidas en la Constitución de 2008. Este estudio puede realizarse empleando técnicas de análisis multicriterial, que permite comparar opciones incluyendo las dimensiones económica, social, ambiental, cultural y política.

Este artículo es un aporte inicial en esta dirección, y se limita al análisis comparativo de los ingresos futuros esperados por el Estado respecto a las reservas petroleras del bloque ITT, en el Parque Nacional Yasuní. El estudio de los ingresos fiscales es, a su vez, solamente una parte de la evaluación económica, que debe incluir los efectos económicos directos e indirectos de cada opción sobre la sociedad (generación de empleo, diversificación económica, nuevas ventajas competitivas, etc.) tomando también en cuenta sus externalidades.

Se comparan los ingresos fiscales futuros para dos alternativas: la explotación petrolera y la Iniciativa Yasuní-ITT, cuyo alto respaldo internacional, principalmente de países europeos, confirma su factibilidad económica.

Este estudio comparativo se basa en el cálculo del valor presente de los flujos futuros de recursos en las dos opciones, que se realiza empleando dos tasas de descuento en ambos casos. Se toma una tasa social de descuento del 6% anual, y complementariamente se estima también una tasa del 12% anual, valor mínimo empleado para actividades petroleras.

El análisis para la opción petrolera se basa en la evaluación de las reservas del campo ITT realizada por Beicip Franlab en 2004, y los estudios de prefactibilidad más recientes propuestos por Petroecuador en 2009 y por Petroamazonas en 2010. A partir de estos datos se han incluido algunos supuestos compartidos que se detallan en la presentación.

Los costos de producción, la magnitud de las reservas y el flujo esperado de crudo han sido estimados manteniendo la máxima compatibilidad posible con los estudios de Petroecuador y Petroamazonas. Se ha tomado información adicional de otras fuentes buscando los datos más confiables. Sin embargo, este estudio, que se ha elaborado en un tiempo muy corto, tiene un

carácter preliminar y se propone una comparación general entre las dos alternativas para el campo ITT. Los datos sobre la opción petrolera pueden incluir algunas estimaciones que deben ajustarse en el futuro, contando con una información disponible más detallada. En consecuencia, la información comparativa debe entenderse tomando principalmente su orden de magnitud, y no debe asumirse como un conjunto de cifras de alta precisión.

En el caso de la Iniciativa Yasuní-ITT se han evaluado cuatro escenarios futuros, con variantes referidas al total de contribuciones a recibirse, respecto al valor de 407 millones de toneladas de emisiones evitadas de CO<sub>2</sub>, y a su precio por tonelada.

### **La opción petrolera**

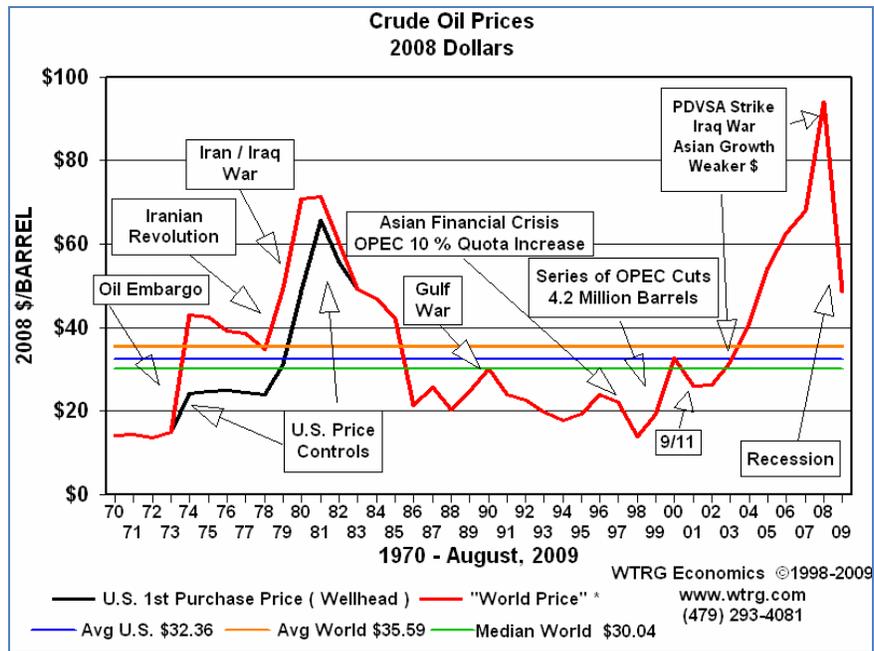
Según Beicip Franlab (2004) y Petroamazonas (2010) los yacimientos explotables del campo ITT alcanzan 412 millones de barriles de reservas probadas y 920 millones de barriles de reservas probables de crudo pesado (14.7 hasta 13.9° API). Debido a la necesidad de estabilizar la producción en 107.000 barriles diarios por 13 años para una planta recomendada de conversión de crudo, Beicip Franlab ha estimado el total de reservas recuperables en 846 millones de barriles. No se ha realizado prospección sísmica 3D, y por tanto la información disponible sobre la magnitud de las reservas está todavía incompleta.

El precio del petróleo ha mostrado una gran volatilidad en las últimas décadas (Gráfico 1). Sus proyecciones en el largo plazo son divergentes y poco confiables, fluctuando entre 65 y 130 dólares por barril en 2030.<sup>1</sup> De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, si se alcanza un acuerdo internacional para mantener la el calentamiento global bajo 2° c., como es previsible, la demanda mundial de petróleo se mantendrá en 2030 en los niveles actuales (Gráficos 2 y 3). De hecho, el cambio tecnológico, los altos precios recientes y la crisis internacional han conducido ya a una reducción del 10% de la demanda de petróleo en los países desarrollados a partir de 2005, y a su nivelación a nivel mundial en 84 millones de barriles diarios. El crecimiento de los mercados emergentes compensó la declinación de los países industrializados (Cuadro 1 y Gráfico 4).

---

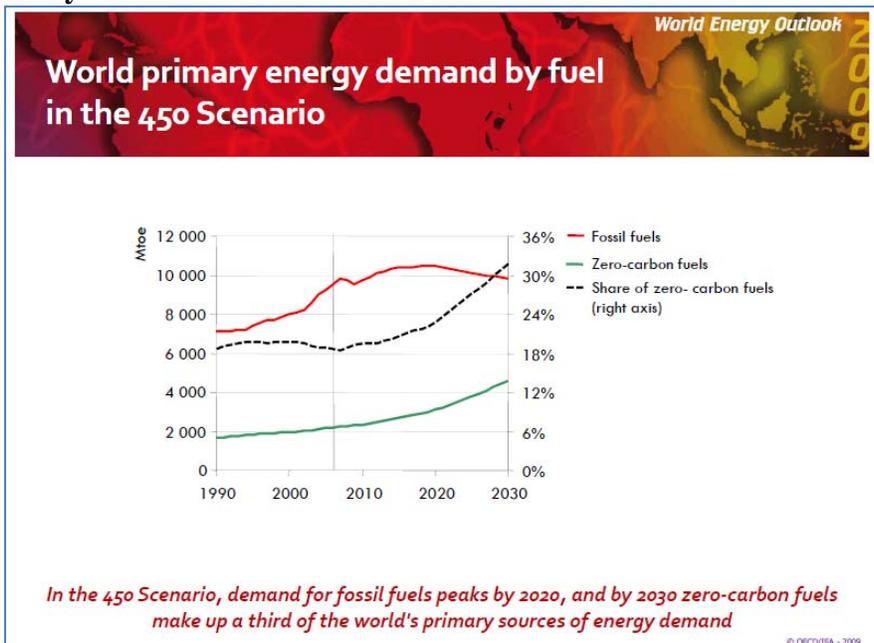
<sup>1</sup> Las proyecciones más recientes sobre precios fluctúan entre 65 y 130 dólares por barril en 2030. Estas proyecciones no incluyen la aplicación futura de reducciones globales de emisiones de CO<sub>2</sub> que se derivarían de un futuro acuerdo mundial Post-Kioto. Véase: Energy Information Administration. International Energy Outlook, 2008 y 2009.

**Gráfico 1**  
**Precios reales del petróleo: 1970-2010**



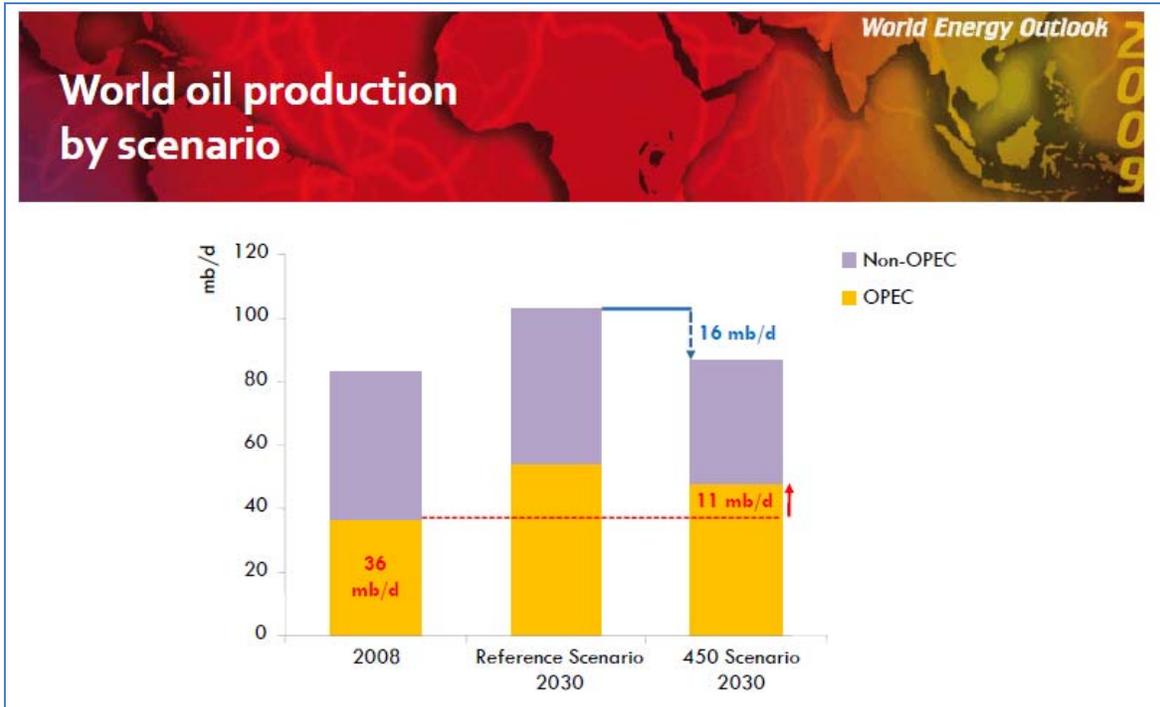
Fuente: [www.wtrg.com](http://www.wtrg.com), marzo 2010.

**Gráfico 2**  
**Proyecciones de la demanda de combustibles fósiles hasta 2030**



Fuente: IEA. World Energy Outlook, 2009.

**Gráfico 3**  
**Demanda mundial de petróleo en 2030 por escenarios**



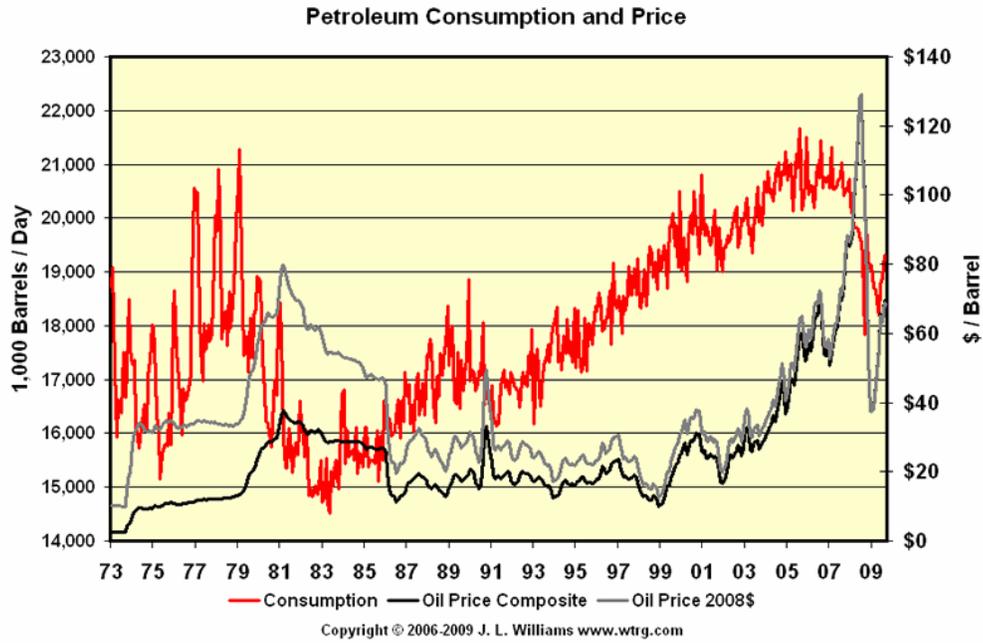
Fuente: IEA. World Energy Outlook, 2009.

**Cuadro 1**

Demanda de mundial de petróleo: 2005-2009 (millones de barriles diarios)						
Año y trimestre	EE UU	Resto OECD	China	Ex URSS	Otros	Total
2005	20.80	29.00	6.70	4.16	23.38	84.04
2006	20.69	28.80	7.26	4.27	24.18	85.20
2007	20.68	28.48	7.58	4.27	25.12	86.14
2008 I	20.04	28.89	7.94	4.23	25.72	86.82
2008 II	19.76	27.61	8.07	4.22	26.66	86.32
2008 III	18.90	27.75	7.78	4.47	26.39	85.28
2008 IV	19.30	27.97	7.54	4.48	25.32	84.60
2008 media	19.50	28.05	7.83	4.35	26.02	85.75
2009 I	18.84	27.53	7.62	4.09	25.31	83.38
2009 II	18.47	25.90	8.44	4.19	26.65	83.65
2009 III	18.62	26.24	8.33	4.24	26.79	84.22
Cambio 2005-2009-III (%)	-10.5	-9.5	24.4	1.9	14.6	0.2

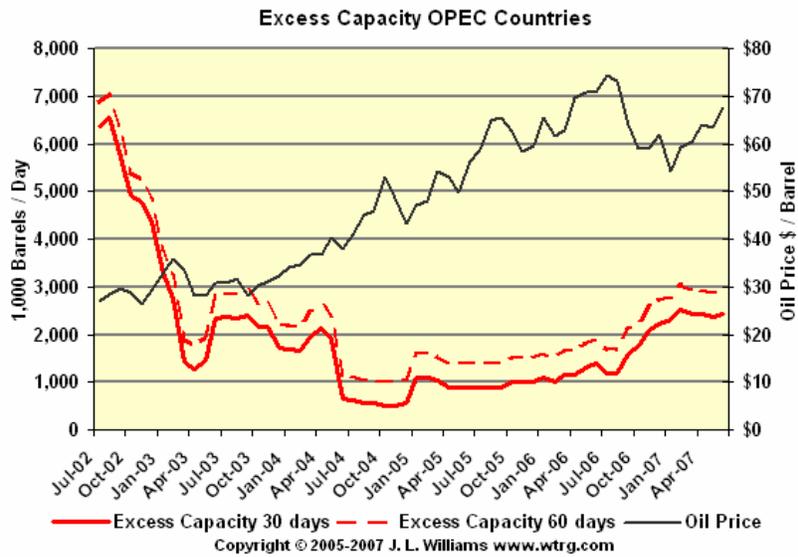
Fuente: Energy Information Administration, Marzo 2010.

**Gráfico 4**  
**Consumo de petróleo en EE.UU.**



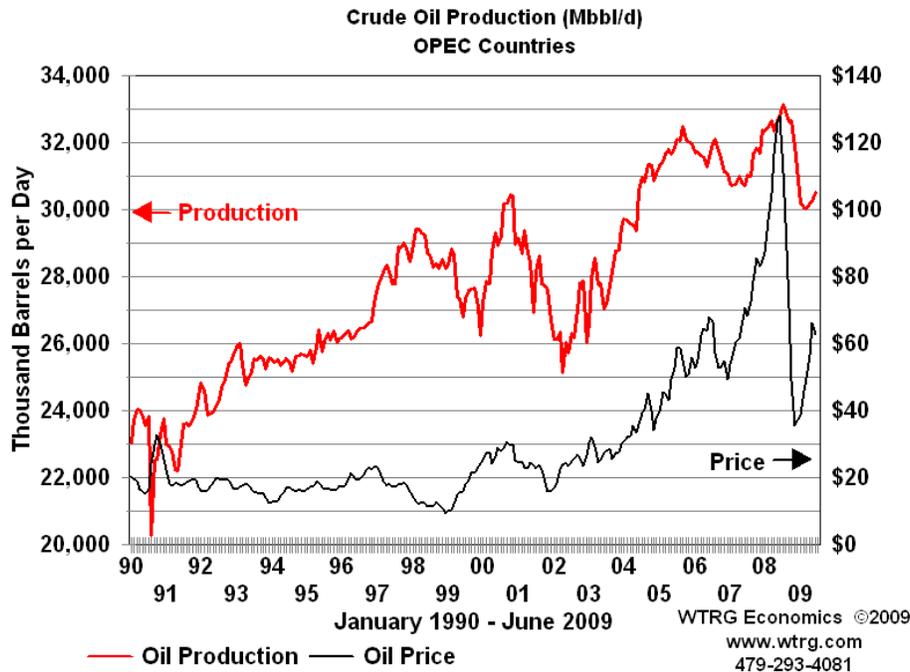
Fuente: [www.wtrg.com](http://www.wtrg.com), marzo 2010.

**Gráfico 5**  
**Capacidad extractiva no utilizada de países de OPEP**



Fuente: [www.wtrg.com](http://www.wtrg.com), marzo 2010.

**Gráfico 6**  
**Producción de Petróleo de la OPEP: 2002-2009**



Fuente: [www.wtrg.com](http://www.wtrg.com), marzo 2010.

Ante una demanda estacionaria desde 2005, los precios actuales del petróleo, de aproximadamente 80 dólares por barril, se han mantenido estables en el contexto de la actual crisis internacional, debido a una fuerte restricción de la oferta, ya que la OPEP mantiene actualmente una capacidad no utilizada de 3 millones de barriles por día (Gráficos 5 y 6).

La demanda futura de petróleo puede mantenerse estacionaria y posteriormente declinar, si se alcanza un acuerdo mundial sobre cambio climático, con metas de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de un 20 a 30% para 2020 y un 50 a 80% en 2050, que impulsarán un acelerado cambio tecnológico hacia el empleo de energías limpias (Anexo, Gráfico 1), como es altamente probable. En consecuencia, las perspectivas de precios altos del crudo para el período 2014-2038 pueden ser muy optimistas. Los precios elevados pueden mantenerse en períodos largos de tiempo únicamente si se producen severas restricciones futuras en la oferta.

De acuerdo a la teoría del pico de Hubbert, la oferta mundial de petróleo puede alcanzar su máximo en algún momento durante las próximas dos o tres décadas y posteriormente iniciar una declinación, que presionaría los precios hacia arriba. Este escenario, sin embargo, puede posponerse tanto por la creciente importancia de los crudos pesados y las areniscas bituminosas, como por la reducción de la demanda derivada del cambio tecnológico y los crecientes límites a las emisiones globales de CO<sub>2</sub>.

En síntesis, los precios futuros del petróleo son muy difíciles de predecir y se han mantenido volátiles. Sin embargo, los problemas futuros de oferta se pueden compensar por las presiones a la reducción de la demanda originadas en la mitigación del cambio climático, que posiblemente forzará a una reducción de emisiones muy significativa durante las próximas décadas.

Se han elaborado principalmente dos escenarios sobre los precios medios del crudo WTI en el período proyectado de explotación. Los principales resultados se presentan siguiendo el análisis de Petroamazonas, que proyecta un precio medio de 65 dólares por barril para el crudo TT de 14.7° API, aproximadamente equivalente a un precio del crudo marcador WTI de 80 dólares por barril, correspondientes al precio actual.

El segundo escenario, considerado optimista, asume un precio medio de 100 dólares por barril entre 2014 y 2038. Las simulaciones optimistas se han introducido para evaluar los impactos de precios altos futuros sobre los ingresos fiscales, acompañados por volúmenes de reservas substancialmente mayores a las actualmente probadas y probables.

Se han analizado dos alternativas sobre extracción petrolera, la primera basada en el estudio elaborado por Petroecuador en 2009, y la segunda tomada del reciente estudio de prefactibilidad de la explotación de los campos Tambococha y Tiputini por Petroamazonas. En cada uno de estos casos se ha elaborado también un escenario altamente optimista, que asume precios medios reales de 100 dólares por barril para todo el período de explotación, e incrementos substanciales de las reservas actualmente probadas y probables, de entre 25 % y 45 %.

**Petroecuador 2009.** Se ha partido de una distribución de la producción en el tiempo, empezando con una producción de 30.000 barriles diarios desde el tercer año de inversión para ascender a 107.000 b/d por 13 años, seguidos por la fase declinante, con un total producido de 846 millones de barriles. Esta estimación es superior a la planificada por Petroecuador (734 millones), y sigue las recomendaciones de Beicip Franlab (Gráfico 7).

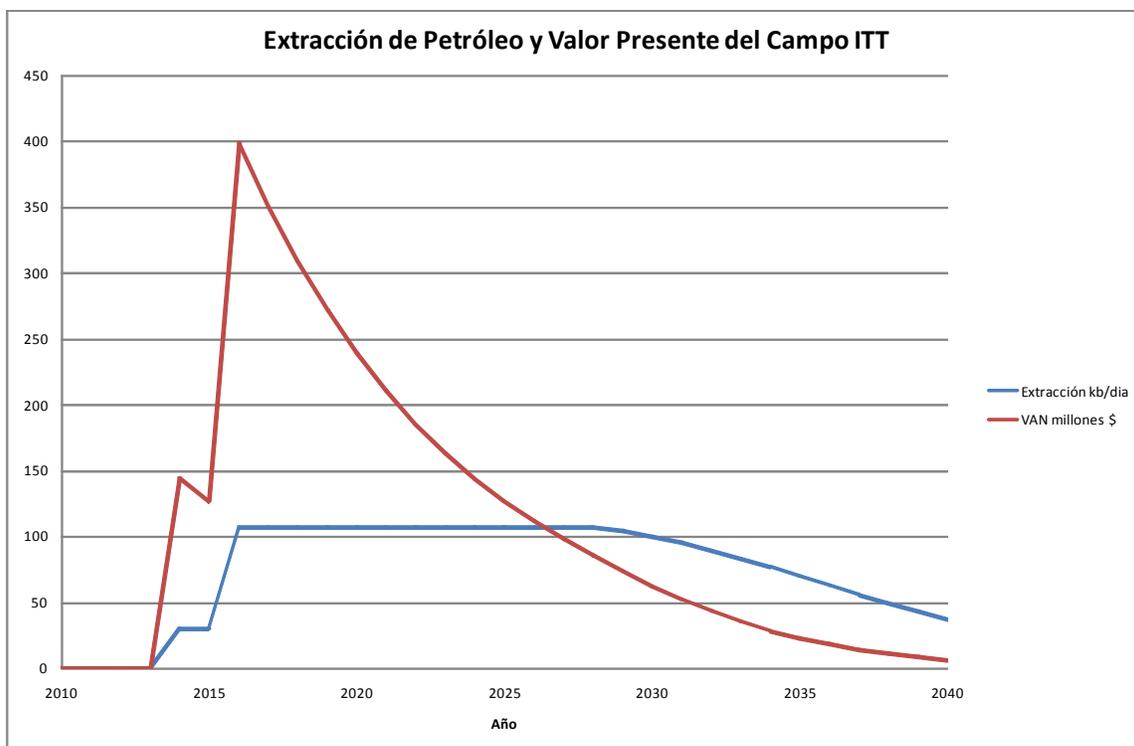
Por razones de compatibilidad con el estudio de prefactibilidad TT de Petroamazonas, se ha asumido en el escenario principal un precio promedio futuro de aproximadamente 80 dólares por barril WTI. Se ha asumido un costo operativo de producción de 12.32 dólares por barril y un costo de transporte de 2.80 dólares por barril, de acuerdo con Petroecuador (2009)<sup>2</sup>. Esta empresa prevé la construcción de una planta de conversión de crudo con capacidad para 55.000 b/d y una planta eléctrica de 90 MW. La inversión total de capital requiere de 3.500 millones de dólares, que sería asumida por una empresa petrolera en asociación. Petroecuador ha estimado un valor actual neto (VAN) de 3.855 millones de dólares para el Estado, con una tasa de descuento anual del 12%. Este valor corresponde a una recuperación total de 734 millones de barriles, inferior a la asumida en este estudio, de 846 millones.

En este análisis se ha estimado que el consumo de energía requerido por la planta de conversión de crudo y la generación eléctrica equivale al 15% de la producción total del campo ITT. La planta de conversión de crudo mejorará la densidad del petróleo a 18° API, facilitando su transporte posterior, y procesará los crudos de los pozos Ispingo sur y norte, de densidad más crítica. Tanto el análisis de Petroecuador como el de Petroamazonas plantean una tecnología de bajo impacto ambiental con operación helitransportada, sin apertura de carreteras y con control de la deforestación indirecta.

## Gráfico 7

---

<sup>2</sup> Petroproducción. *Proyecto ITT*, Presentación powerpoint. Abril 2009.



Nota: se ha tomado una tasa anual de descuento del 12%.

Fuentes: Beicip Franlab, Petroecuador.

El este estudio se asume una rentabilidad mínima para el socio petrolero, de tal forma que se recupere el capital invertido con una tasa de descuento del 20% anual. Esta tasa es común en estudios corporativos sobre rentabilidad, y ha sido estimada a partir de información específica sobre la rama petrolera y las inversiones en el Ecuador.<sup>3</sup> Este umbral se alcanza con una participación para el Estado del 47% en las utilidades, y las ganancias totales del Estado alcanzan un valor presente de 3.336 millones de dólares, con una tasa de descuento del 12%, y de 7.470 millones con una tasa anual de descuento del 6%. El primer valor es similar al estimado por Petroecuador con la misma tasa de descuento (3.855 millones). La diferencia entre las estimaciones, del 13.5%, posiblemente se origina en los porcentajes asumidos de participación estatal.

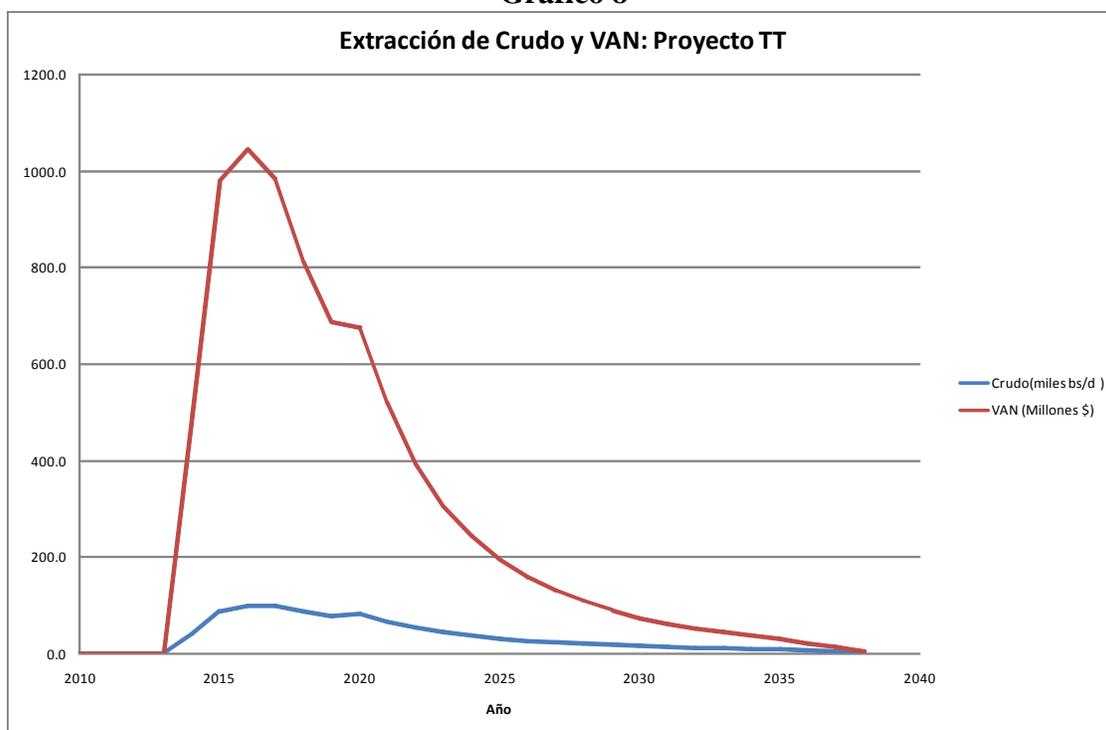
**Petroamazonas.** El reciente estudio de prefactibilidad de la explotación de los campos Tambococha y Tiputini (TT) de Petroamazonas se propone la extracción temprana de los campos mencionados, que tienen un crudo de mejor densidad, que no requiere la planta de conversión, la

<sup>3</sup> La tasa de descuento empleada tiene tres componentes. El primero es la tasa libre de riesgo a largo plazo, tomada del interés anual de los bonos de reserva federal de EE. UU. a 30 años plazo (Risk Free Rate, 4.71%). El segundo es el rendimiento medio adicional de bonos y acciones en el mercado de valores norteamericano (Equity Risk Premium, 5.65%), multiplicado por un coeficiente  $\beta$  propio de las variaciones históricas de rentabilidad de las inversiones petroleras (1.3), y el tercero es la tasa EMBI+ para el Ecuador, reportada para el mes de diciembre de 2009 por la Superintendencia de Bancos (Emerging Markets Bond Index Plus, 8.2%). La tasa obtenida aplicando esta fórmula alcanza 20.25% anual, y se ha redondeado al 20%, con criterio conservador. La fórmula aplicada es:  
 $TD = RFR + ERP(\beta) + EMBI_+$

inversión más costosa del proyecto Petroecuador. Los costos operativos y de transporte son menores que los de la opción anterior debido a la integración con la infraestructura instalada en el Bloque 15, y a que los dos campos son los más cercanos a las facilidades existentes.

El proyecto TT se propone explotar 365 millones de barriles, que suman el 79% de los 461 millones de barriles de reservas probadas y probables de los campos Tambococha y Tiputini. Estos a su vez alcanzan la mitad de las reservas totales del ITT. Petroamazonas estima un costo operativo de producción de 10 dólares por barril, y el costo de transporte de 1.46 dólares por barril. La inversión requerida para esta operación alcanza 951.5 millones de dólares. Petroamazonas asume que el VAN del proyecto, con una tasa de descuento del 12% anual, es de 6.328 millones de dólares. Como el Estado no dispone del capital requerido para la inversión se requiere una empresa petrolera asociada.

**Gráfico 8**



Fuente: Petroamazonas, 2010.

Como en el caso de Petroecuador, se ha analizado la participación mínima que la empresa asociada aceptaría con una determinada rentabilidad. El socio puede recuperar su inversión con una tasa de descuento del 20% anual, con una participación del Estado del 78%. El VAN de las utilidades que recibiría el Estado es de 4.583 millones de dólares, con un descuento del 12% anual (Gráfico 8), o de 8.177 millones de dólares con una descuento del 6% anual.<sup>4</sup> Para evaluar las perspectivas de la explotación de los campos Ishpingo Sur y Norte, que contienen el 50% de las reservas del ITT a partir de la información de Petroamazonas, se ha

<sup>4</sup> Este resultado, calculado por este análisis, es similar al 78% del VAN estimado por Petroamazonas, que equivale a 4936 millones de dólares.

empleado el método previamente aplicado en los dos casos anteriores, analizando el capital requerido y la rentabilidad mínima con la que un socio externo al Estado podría participar en la operación. El capital requerido ha sido estimado en 2.549 millones, sustrayendo la inversión de 951 millones requerida por el proyecto TT de la inversión total ITT estimada en 3.500 millones por Petroecuador. Esta inversión incluye sobre todo la planta de conversión de crudos pesados, una planta eléctrica de alta potencia y la infraestructura de oleoductos y pozos. La información sugiere que se requieren tres plataformas adicionales, con aproximadamente 43 pozos en estructuras de racimo, y al menos 20 kilómetros adicionales de oleoductos y “derechos de vía”. El análisis realizado sugiere que la participación mínima del socio externo al Estado en este caso alcanza el 89%, para permitir la recuperación del capital con una tasa de descuento del 15% anual. Esta tasa es considerada baja o conservadora, tomando en cuenta el nivel de riesgo de la operación. Este riesgo incluye los precios futuros del petróleo, las características geológicas de la estructura, problemas conocidos como el corte de agua (proporción de agua de formación en los fluidos extraídos, que al ser muy elevada aumenta los costos y reduce la vida útil de los pozos), y otros riesgos propios de la actividad petrolera. Es recomendable en este caso asumir una tasa de descuento más realista, como la del 20%.

Tomando una participación del Estado del 11%, el VAN del proyecto Ishpingo para el Estado llega a 260 millones de dólares en las mismas condiciones de precios respecto a los del proyecto TT, e inclusive asumiendo rendimientos elevados en la planta de conversión de crudo. Si se asume una tasa de descuento del 20%, considerada común en la industria petrolera, el proyecto no es rentable para el socio externo.

Estos datos sugieren que la etapa Ishpingo solamente tendría rentabilidad futura para los dos socios si los precios reales del petróleo suben su promedio durante el período de ejecución (2013-2040). Con un precio WTI de 123 dólares por barril, la rentabilidad del proyecto para el Estado continúa siendo reducida, con un VAN de 464 millones y una participación del 11%. Se requiere un precio promedio del crudo de 132 dólares para obtener un VAN para el Estado de 921 millones, con una participación del 20%.

El conjunto de estos escenarios sugiere que el Proyecto Ishpingo, como segunda fase del proyecto TT, tiene un riesgo alto y una rentabilidad baja, y solamente podría ejecutarse con un nivel razonable de confianza si los precios promedios del petróleo alcanzan establemente niveles muy superiores a los 100 dólares por barril durante el período de explotación, comprendido entre 2014 y 2040.

### **Alternativa para mantener inexploradas las reservas con una contribución internacional**

La Iniciativa Yasuní-ITT se propone mantener indefinidamente inexploradas las reservas del campo ITT, si se obtiene una contribución internacional equivalente al menos a la mitad de los ingresos que obtendría el Estado en caso de explotar el petróleo. Los recursos obtenidos formarán un fondo de capital, a invertirse exclusivamente en proyectos públicos en fuentes renovables de energía (hidroeléctrica, geotérmica, eólica, solar) bajo la forma de acciones preferenciales con una rentabilidad anual fija. Los intereses se destinarán a la conservación del sistema nacional de áreas protegidas, reforestación, mejora de la eficiencia en el consumo energético, desarrollo social sustentable en las áreas del proyecto e investigación y desarrollo de ciencia y tecnología para los fines vinculados al proyecto.

En consecuencia, los recursos generados por la iniciativa pueden clasificarse bajo tres categorías:

- a) Capital a invertirse en energías renovables.
- b) Intereses a invertirse en los restantes objetivos de la Iniciativa.
- c) Ingresos adicionales provenientes de las emisiones reducidas o evitadas resultantes de los puntos anteriores, derivadas de mecanismos MDL, REDD u otros similares que pueden aparecer en un acuerdo internacional post-Kioto. Estos recursos provienen de deforestación evitada, reforestación y sustitución de plantas termo-eléctricas por generación renovable.

La negociación de los aportes internacionales ha logrado ofertas concretas que, aunque requieren de varios pasos adicionales para concretarse, como la conformación del fideicomiso internacional, pueden considerarse altamente factibles. Las contribuciones altamente probables se presentan en el Cuadro 2.

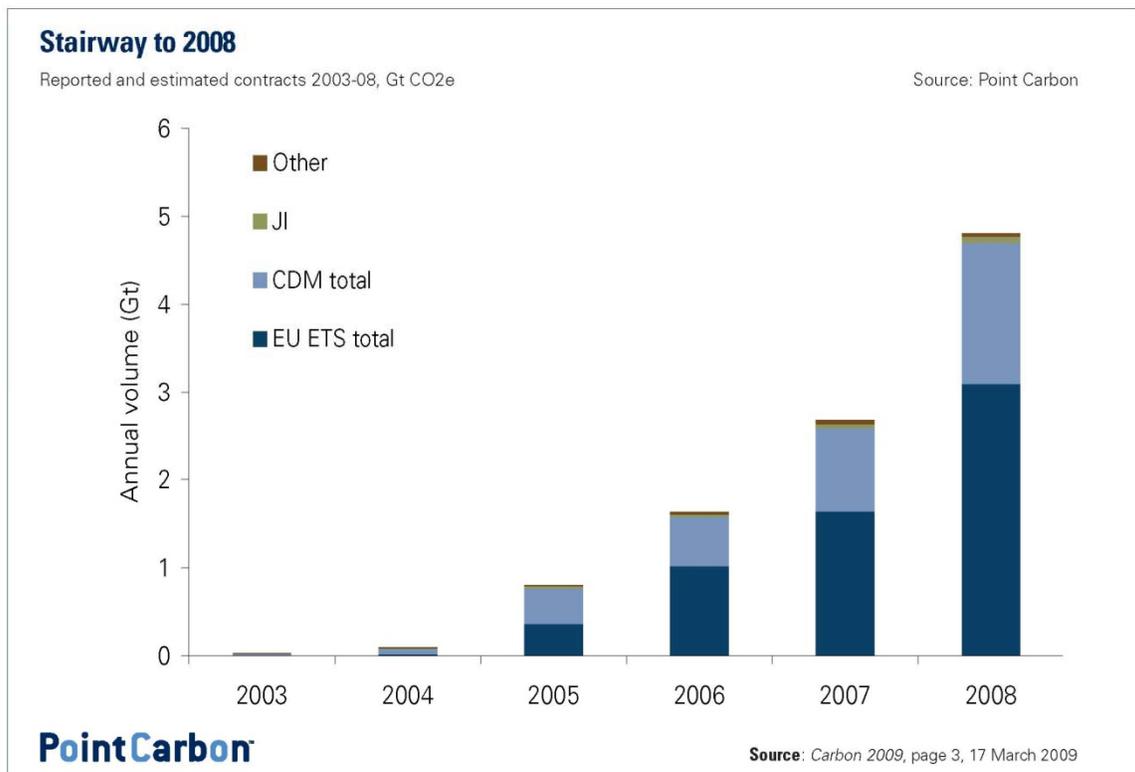
**Cuadro 2**  
**Contribuciones bilaterales gestionadas altamente probables: millones de dólares**

País	Contribución	
	Anual	Total 13 años
Alemania	71.5	929.5
Francia	35.0	455.3
Italia	29.0	377.3
España	18.5	240.8
Bélgica	6.1	79.4
Suecia	5.9	76.6
<b>Total</b>	<b>166.1</b>	<b>2158.9</b>

Las contribuciones, que pueden provenir de gobiernos, organismos internacionales, organizaciones no gubernamentales, empresas y ciudadanos de todo el mundo, serán contabilizadas tanto en su valor monetario como por su equivalente en toneladas evitadas de CO<sub>2</sub>. En el caso de Estados Unidos y Canadá los aportes pueden provenir también de la emisión de Certificados de Garantía Yasuní (CGY), que pueden ser reconocidos por los gobiernos o los estados de la unión o provincias canadienses con un valor equivalente a los Certificados de

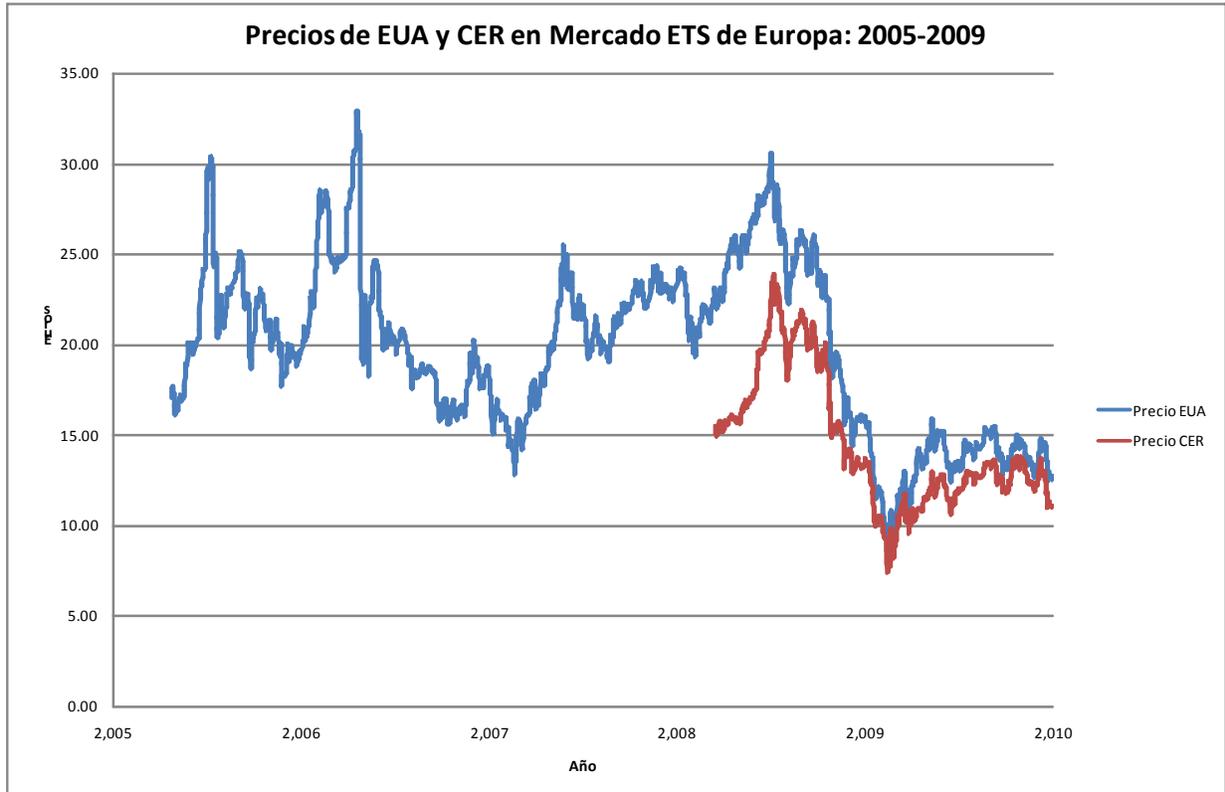
Emisiones Reducidas (CER), pero formando parte del máximo permitido de emisiones de cada año en cada país, estado o provincia, si se constituye un mercado de permisos de emisión similar al europeo. El precio de referencia de cada contribución será el de los CER del mercado ETS de carbono en Europa. La iniciativa aspira a recibir contribuciones hasta totalizar las 407 millones de toneladas de emisiones evitadas. Los Gráficos 9 y 10 presentan el volumen y los precios del mercado europeo ETS. Los volúmenes han mantenido un crecimiento exponencial hasta 2008, y presumiblemente mantendrán su crecimiento con un nuevo tratado global de reducción de emisiones con metas más restrictivas que las actuales. Los precios muestran inestabilidad, con valores comprendidos entre 15 y 30 euros por tonelada antes de la crisis internacional, y valores posteriores cercanos a los 13 euros por tonelada.

**Gráfico 9**  
**Volumen de Transacciones del Mercado Europeo de Carbono: 2003-2008**



El valor presente de la Iniciativa depende principalmente tanto del precio futuro de los CER en el mercado europeo ETS como del monto total de toneladas de emisiones evitadas de dióxido de carbono que se puedan colocar a cambio de las contribuciones.

Gráfico 10



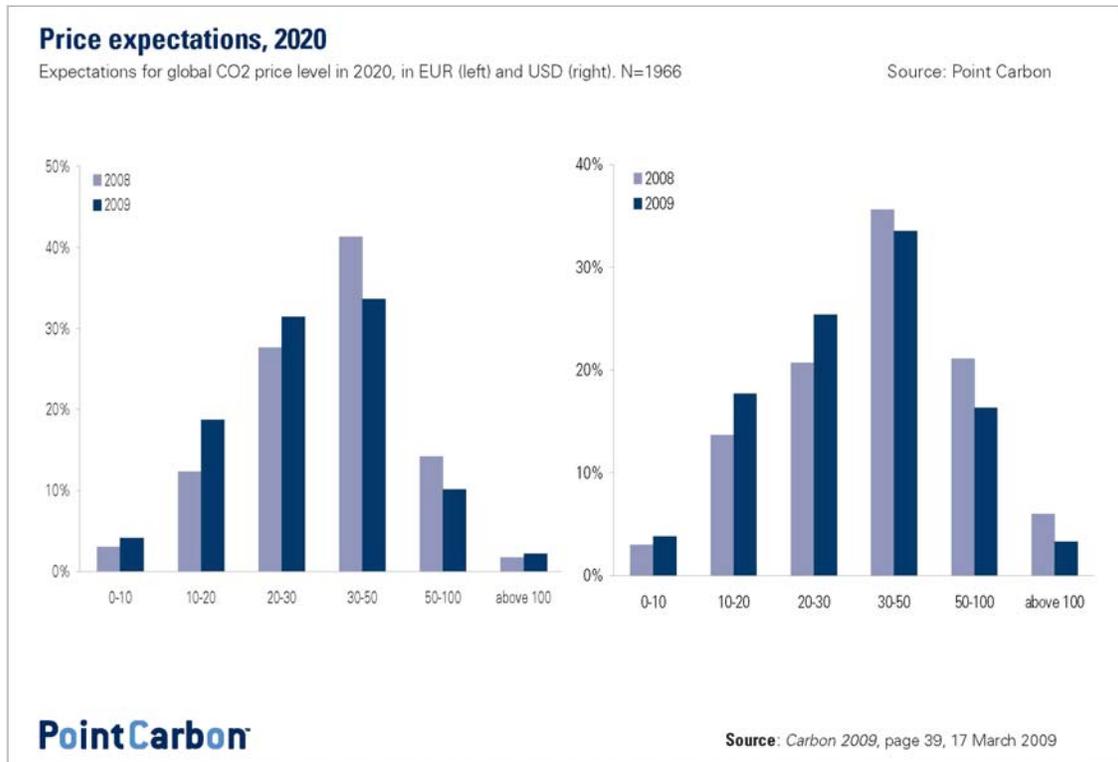
Fuente: European Climate Exchange. [www.ecx.eu](http://www.ecx.eu)

Se han elaborado cuatro escenarios principales. **El escenario A**, pesimista, asume que los precios medios de los CER se mantendrán en su valor de 17.66 dólares por tonelada (mayo 25, 2009) considerado bajo, y que se colocará únicamente el 80 % de las 407 millones de toneladas evitadas de CO<sub>2</sub> en 13 años, de tal forma que las contribuciones iniciales serán menores y que el primer año no se obtengan más aportes que los presentados en el Cuadro 1. Bajo estas hipótesis, el VAN de la Iniciativa alcanza un total de 4.147 millones de dólares, con una tasa de descuento del 12% anual, y 9.078 millones con una tasa del 6% anual. En ambos casos se han incluido el capital, los intereses y los beneficios indirectos del círculo virtuoso.

El **Escenario B**, moderadamente pesimista, asume un precio bajo de los CER, como en el caso A, pero con el 100% de la colocación de las 407 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, con una distribución uniforme de estas colocaciones a lo largo de los 13 años. En este caso, el VAN total de la Iniciativa llega a 5.674 millones con el 12% de descuento y 11.532 millones con el 6%.

El **Escenario C**, considerado realista, asume una colocación del 100% de las toneladas evitadas de CO<sub>2</sub>, y un precio equivalente al promedio 2005-2009, de 22.07 dólares por tonelada. Bajo estos supuestos, el VAN total llega a 6.940 millones de dólares con el 12 % de descuento, y 14.020 millones con el 6%. Los precios de los EUA y CER entre 2005 y 2009 se presentan en el Gráfico 10.

**Gráfico 11**  
**Expectativas de precios de permisos de emisión en 2020**



Las expectativas futuras de precios por tonelada de dióxido de carbono en el mercado europeo son altas, como se puede observar en el Gráfico 11, que muestra su valores para 2020, de acuerdo a una encuesta entre 1966 informantes calificados realizada por Point Carbon. Los precios futuros esperados medios se encuentran entre 30 y 50 dólares, marcadamente superiores a los empleados en los tres escenarios analizados.

**El escenario D**, moderadamente optimista, supone tanto una colocación del 100% de las emisiones evitadas como un precio medio futuro por tonelada de carbono reducida de 32.99 dólares, equivalente al promedio de las expectativas de 1.966 informantes calificados consultados por Point Carbon. En estas condiciones, el VAN total alcanza 10.077 millones con el 12 % de descuento, y 20.179 millones al 6%.

**Cuadro 3**  
**Valor presente de los ingresos potenciales para el Estado**

Explotación petrolera	TT Petroamazonas		ITT Petroecuador		TT Petroamazonas 2		ITT Petroecuador 2	
Reservas a explotarse: 10^6 brs.	365		846		462		1225	
Tasa de descuento	6%	12%	6%	12%	6%	12%	6%	12%
Precio WTI	80		80		100		100	
Utilidades totales por barril	53.54		46.65		73.54		63.648	
Participación del Estado	0.78		0.47		0.88		0.72	
VAN de Ingresos del Estado	8177	4583	7470	3336	16030	8984	22448	9920
Ingreso futuro del Estado total	15256		18558		29905		56173	
<b>Iniciativa Yasuní-ITT</b>	<b>Escenario A</b>		<b>Escenario B</b>		<b>Escenario C</b>		<b>Escenario D</b>	
Tasa de descuento	6%	12%	6%	12%	6%	12%	6%	12%
Toneladas CO2 compensadas	325.6		407		407		407	
Precio/ TM CO2 CER	17.66		17.66		22.07		32.99	
VAN capital	3585	2275	4787	3285	5982	4105	8942	6137
VAN Intereses	3662	1164	4914	1681	6141	2101	9179	3140
VAN Círculo virtuoso	1831	708	1831	708	1897	734	2058	800
VAN total	9078	4147	11532	5674	14020	6940	20179	10077
Subtotal VAN capital e interés	7247	3439	9701	4966	12123	6206	18121	9277
Ingreso capital total	5756		7188		8982		13427	
Ingreso intereses total 50 años	17320		22138		27666		41355	
Ingreso indirecto total	5717		5717		5907		6379	
Ingreso futuro total	28793		35042		42556		61161	

**Cuadro 4**  
**VAN en el corto y mediano plazo**  
**(tasa de descuento de 12% anual)**

	Petroamazonas	Iniciativa: Escenarios
	s	C
Hasta 2014	380	2324
Hasta 2018	2886	4153

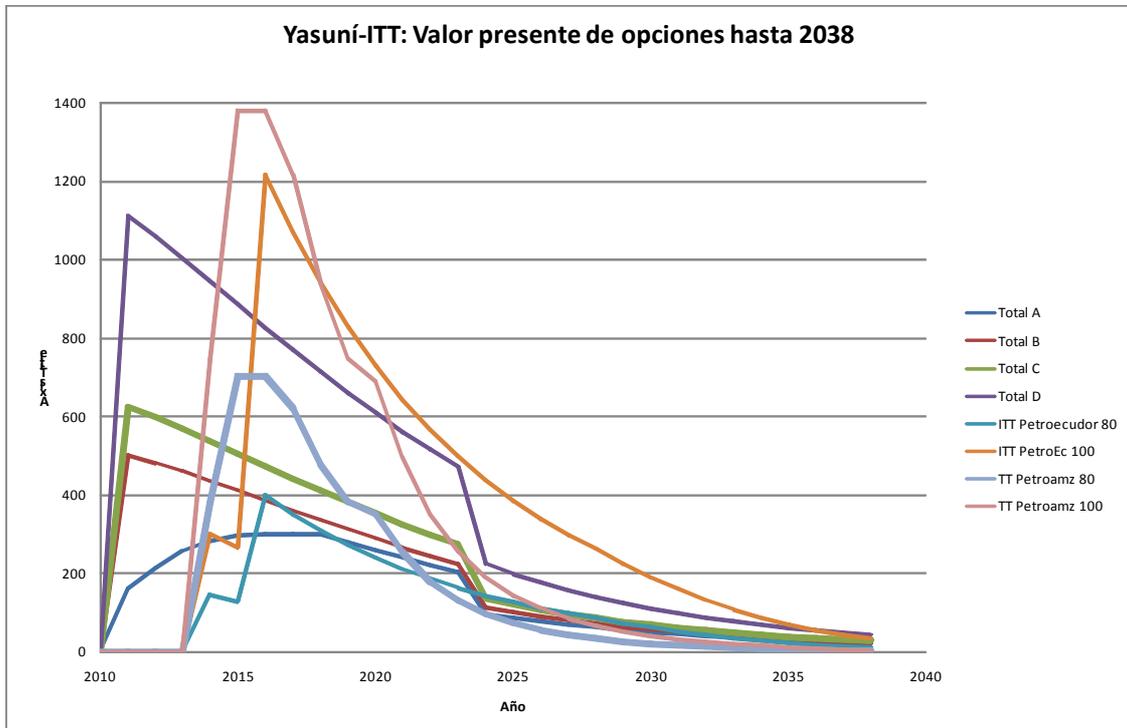
El Cuadro 3 contiene un análisis comparativo de las dos alternativas, desagregadas en cada caso de acuerdo a los escenarios analizados. Como se puede observar, en general, los ingresos totales del Estado provenientes de la iniciativa son mayores a los correspondientes a la extracción petrolera. Las ventajas de la Iniciativa sobre las alternativas de extracción petrolera se verifican tanto con las dos tasas de descuento utilizadas, como al comparar los flujos no descontados. Si se toma, por ejemplo, el escenario C de la Iniciativa, comparado con la opción petrolera más favorable a precios de 80 dólares por barril, el VAN de la iniciativa, de 6.940 dólares, supera en un 51% al valor correspondiente de la extracción TT de Petroamazonas.<sup>5</sup>

Debe añadirse que en el corto y mediano plazos, las diferencias a favor de la Iniciativa son aún mayores, debido al tiempo requerido para la maduración de las inversiones en el caso del petróleo, de tres años para el inicio de la producción y cinco años para alcanzar el valor máximo. El Cuadro 4 detalla el valor presente para el Estado de las dos alternativas hasta 2014 y 2018. Los recursos para el Estado serán superiores hasta 2014 en 6 veces, y hasta 2018 en 1.44 veces.

**Comparación de flujos.** La comparación de los flujos descontados futuros a lo largo del tiempo complementa el análisis general realizado. Sus resultados se presentan en el Gráfico 12. En general, las ventajas de la Iniciativa sobre las opciones extractivas son más definidas tanto al comienzo como al final del período de estudio (2010-2038). Durante los primeros años, la Iniciativa genera recursos substancialmente mayores, debido al largo tiempo de maduración de la inversión petrolera (entre tres y cinco años). Durante la etapa de máxima capacidad extractiva, los flujos petroleros alcanzan valores comparativamente altos. Sin embargo, la plataforma de máxima extracción es de solamente dos años en el proyecto TT Petroamazonas, y de 13 años en el caso ITT Petroecuador. Posteriormente la declinación de los volúmenes a extraerse reduce las ventajas de la opción petrolera, mientras en el caso de la Iniciativa tanto los flujos de intereses como los beneficios indirectos se mantienen a mejores niveles.

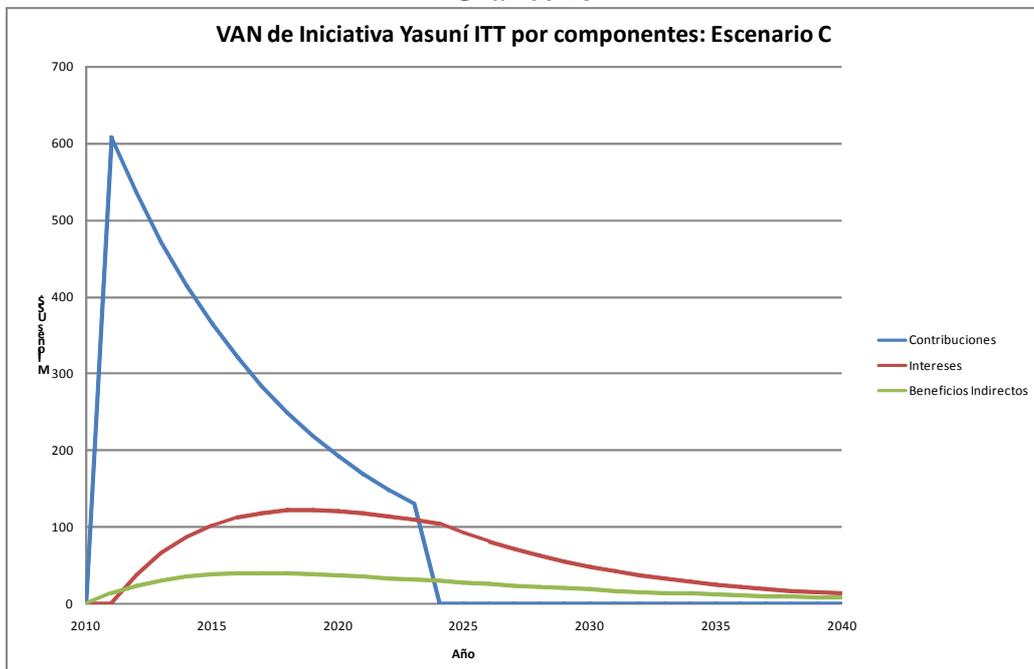
<sup>5</sup> Se ha tomado en ambos casos una tasa de descuento del 12% anual.

**Gráfico 12**



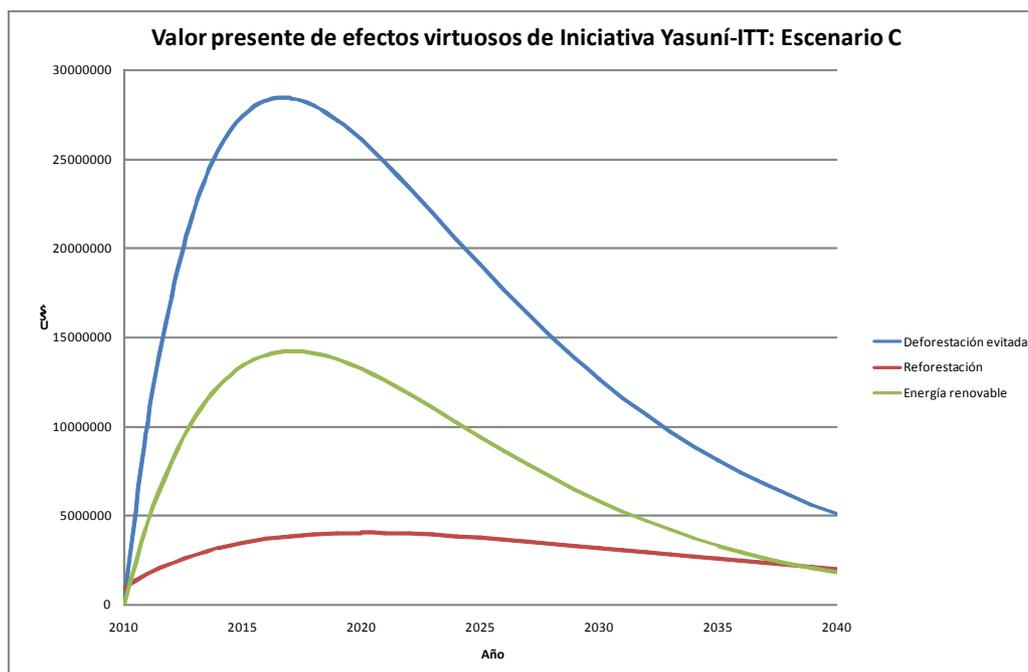
Nota: se ha tomado una tasa de descuento del 12% anual.

**Gráfico 13**



Nota: se ha tomado una tasa de descuento del 12% anual.

**Gráfico 14**



Nota: se ha tomado una tasa de descuento del 12% anual.

## Conclusiones

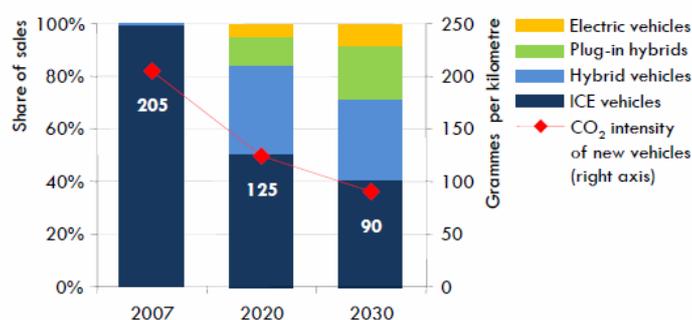
El Presidente Correa ha planteado como primera prioridad para el país la promoción de la Iniciativa Yasuní-ITT sobre la opción de explotar el petróleo en el campo ITT, siempre que el sacrificio económico para el Estado será menor o igual al 50% de las utilidades que se obtendrían en caso de explotación petrolera.

La promoción de la Iniciativa ha confirmado un sólido respaldo internacional, principalmente en Alemania, España, Bélgica y otros países europeos, que la convierte en una opción con viabilidad financiera, económica y política.

Este estudio realiza una comparación de los recursos que obtendría el Estado en las dos alternativas: promover la Iniciativa manteniendo indefinidamente inexploradas las reservas, o explorar el crudo del campo ITT. A partir de la información actualizada sobre ambas opciones, se concluye que las posibilidades de obtener una contribución internacional por no explotar el petróleo, valorada a partir de las emisiones evitadas de 407 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, no solamente no representaría un sacrificio fiscal para el país, sino que inclusive permitiría al Estado obtener recursos mayores que los que se originarían en el caso de la explotación petrolera.

Las ventajas de la aplicación de la Iniciativa como política de Estado en otras dimensiones económicas, sociales, ambientales y políticas son claras. De esta manera se alcanzan la preservación adecuada de la megadiversidad del Parque Yasuní, considerada el área de mayor riqueza biológica en el mundo, y las restantes áreas protegidas del país; se protege a los pueblos indígenas no contactados; se abre un nuevo mecanismo internacionalmente replicable para mitigación del cambio climático en países megadiversos con reservas de combustibles fósiles ubicadas en lugares ecológicamente sensibles; y se fortalece una transición continua de una economía predominantemente extractiva y poco sustentable hacia un desarrollo equitativo y más armonioso con la naturaleza.

**Anexo**  
**Gráfico 1**  
**Cambio tecnológico proyectado para 2030 en producción de vehículos**



*Improvements to the internal combustion engine & the uptake of next-generation vehicles & biofuels lead to a 56% reduction in new-car emission intensity by 2030*

© OECD/IEA - 2009

Fuente: IEA. World Energy Outlook, 2009.

**Cuadro 1**

**Reservas del Campo ITT**

Campo	Yacimiento	API	POES (MMBoe)			Reservas		
			1P	2P	3P	1P	2P	3P
Ishpingo Sur	B.Tena M1	15.4	971	1232	1414	81	195	339
	M2-U	13.9	842	931	1000	64	104	145
Ishpingo Norte	B.Tena M1	14.8	489	653	819	39	93	164
	M2-U	14	312	419	497	44	68	86
Tambococha-Tiputini	B.Tena M1	14.2	1913	2350	2679	184	461	796
	M2-U	14.2	0	1	0	0	0	0
<b>Total</b>			<b>4527</b>	<b>5586</b>	<b>6409</b>	<b>412</b>	<b>921</b>	<b>1530</b>

Fuente: Petroamazonas, 2010. Prefactibilidad Desarrollo Campos Tiputini-Tambococha, Desarrollo Bloque 31. CD-ROM. Base: Beicip-Franlab, 2004.