

007
INFORME No.000-2011-BTG-FGE-DI

PARA: Dr. Fausto Valle Mancheno
DIRECTOR NACIONAL DE INVESTIGACIONES

COPIA A: Dr. Luis Macas
JEFE DE INVESTIGACIONES

DE: Ing. MBA Byron O. Torres G.

FECHA: Julio de 2011

ASUNTO: Informe de la investigación de la "NEGOCIACION DE LOS CONTRATOS PETROLEROS CON LAS COMPAÑIAS PRIVADAS"

Por medio del presente me permito poner en su conocimiento, el avance de las investigaciones realizadas con relación a la "NEGOCIACION DE LOS CONTRATOS PETROLEROS CON LAS COMPAÑIAS PRIVADAS".

I. ANTECEDENTES.

I.1. ORIGEN DE LA INVESTIGACIÓN.-

La denuncia realizada por El Señor Asambleísta José Cléver Jiménez, con Oficio Nro. 078-CJ-AN del 16 de febrero de 2011.

Por ser la denuncia del Señor Asambleísta José Cléver Jiménez muy extensa y de varios tópicos complejos se la dividió en siete subtemas, que se distribuyó en un equipo de trabajo para su análisis e investigación, como se muestra a continuación.

"CASO PETRO CLEVER"		
MATRIZ DE PLANIFICACIÓN		
Hipótesis	CASOS:	Responsable
I. Presuntas irregularidades en la Renegociación de los Contratos para la exploración y explotación del petróleo con compañías privadas	1.1 CASO NEGOCIACION CONTRATOS PETROELROS COMPAÑIAS PRIVADAS	Byron Torres
	1.2 PRORROGARON LOS CONTRATOS TRANSITORIOS POR DOS AÑOS, LOS MISMOS QUE TENÍAN VIGENCIA DE UNA AÑO	Renato García
	1.3 CASO PETROORIENTAL	Renato García
	1.4 CASO AGIP	Byron Torres
	1.5 CASO PETROBRAS	Valeria Hernández
	1.6 CASO EDC ECUADOR LTD.	Wilson García

	I.7 CASO PERENCO	Valeria Hernández
--	-------------------------	-------------------

I.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.-

I.2.1. Comprobar presuntas Irregularidades en la Negociación de los Contratos Petroleros con las Compañías Privadas, la indebida prorroga de los Contratos Transitorios por dos años, cuando estos tenían vigencia solo por un año y los Casos específicos con: PETRO-ORIENTAL, AGIP, PETROBRAS, EDC ECUADOR CÍA. LTDA. y PERENCO; en los cuales se ha generado pérdidas económicas al país.

I.2.2. Establecer responsabilidades de los Funcionarios de las Entidades Públicas y Privadas que pudieren estar involucrados en estos presuntos ilícitos.

I.2.3. En este informe se va a tratar específicamente sobre:

**CASO NEGOCIACION CONTRATOS PETROELROS COMPAÑÍAS PRIVADAS
y
CASO AGIP**

II. INVESTIGACIÓN REALIZADA.-

Análisis de toda la documentación disponible, tanto la enviada por El Señor Asambleísta José Cléver Jiménez como la información enviada por EP PETROECUADOR, por el Ministerio de Recursos No Renovables y la Superintendencia de Compañías, además información obtenida de las visitas realizadas tanto al Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, como a las distintas dependencias de la EP. PETROECUDOR.

II.1. INFORMACIÓN DE LA DENUNCIA.-

Enviada por El Señor Asambleísta José Cléver Jiménez:

La denuncia realizada con Oficio Nro. 078-CJ-AN del 16 de febrero de 2011,

Los adjuntos en archivos magnéticos de AGIP, ANDES PETROLEUM, ENAP SIPEC, PETRO-ORIENTAL, REPSOL en los cuales se encuentra los antecedentes (historia contractual), grupo negociador designado por la Secretaria de Hidrocarburos, procesos de negociación, base legal, negociación y acuerdos para la modificación contractual, acuerdos establecidos, conveniencia de la modificación contractual, recomendaciones, actas de negociación, registros de asistencia de las compañías que concurrieron a las rondas de negociación, Contrato Modificadorio a Contrato de Prestación de Servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos y Anexos.

II.2. INFORMACIÓN SOLICITADA.-

Con Oficio No. 1394 PGER-DGER-DFIN-CON-2011 de fecha 21 de abril del 2011 EP Petroecuador responde a nuestras pedido de información de costos de producción, realizado con Oficio No. 150-FGE-DI de fecha 25 de marzo del 2011.

Con Oficio No. 1266 PGER-PGEM-PEC-PFI-2011 de fecha 11 de mayo del 2011 EP Petroecuador responde a nuestras pedido de información, realizado con Oficio No. 150-FGE-DI de fecha 25 de marzo del 2011.

Con Oficio No. 1272 SH-SCH-ULG-2011 de fecha 11 de mayo del 2011 el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables responde a nuestras preguntas y pedido de información, realizado con Oficio No. 174-FGE-DI de fecha 29 de marzo del 2011.

Con Oficio No. 02142 PGER-EGER-OPE-PRD-2011 de fecha 20 de mayo del 2011 EP Petroecuador completa la información solicitada con Oficio No. 150-FGE-DI de fecha 25 de marzo del 2011.

Con Oficio No. SC-SG-DRS-Q—2011-3602 11016 de fecha 25 de abril del 2011 La Superintendencia de Compañías responde a nuestro pedido de información, realizado con Oficio No. 185-FGE-DI de fecha 6 de abril del 2011.

Todos los documentos antes indicados tienen adjunto un CD con archivos magnéticos de la información solicitada.

II.3. INFORMACIÓN DE LA PRENSA.-

EL COMERCIO. 30-Nov-2010. Redacción Negocios - Las petroleras, obligadas a invertir. Declaraciones del Ministro Wilson Pastor Morris.

EL HOY. 13-Dic-2010. Pástor desmenuza la tarifa de contratos renegociados Aclaraciones del Ministro Wilson Pastor.

EL HOY. 3-Dic-2010. 'Renegociación beneficia a petroleras extranjeras' Denuncias de Henry Llanes y Fernando Villavicencio.

III. ANALISIS DE LA INFORMACION

El Señor Asambleísta José Cléver Jiménez, en la pág. 3 de su denuncia dice:

"Nadie con dominio de sus sentidos se dejará sorprender de que tarifas por servicios de 35 y 41 dólares por barril, en campos maduros, con insignificantes inversiones para exploración, sin auditorías ambientales, ni valoración de pasivos, constituya un triunfo para el país. Todas las tarifas son superiores a los ya inflados costos de producción que mantenían las compañías, tarifas que superan en un 700% los costos de producción de las empresas públicas..." el remarcado es mío.

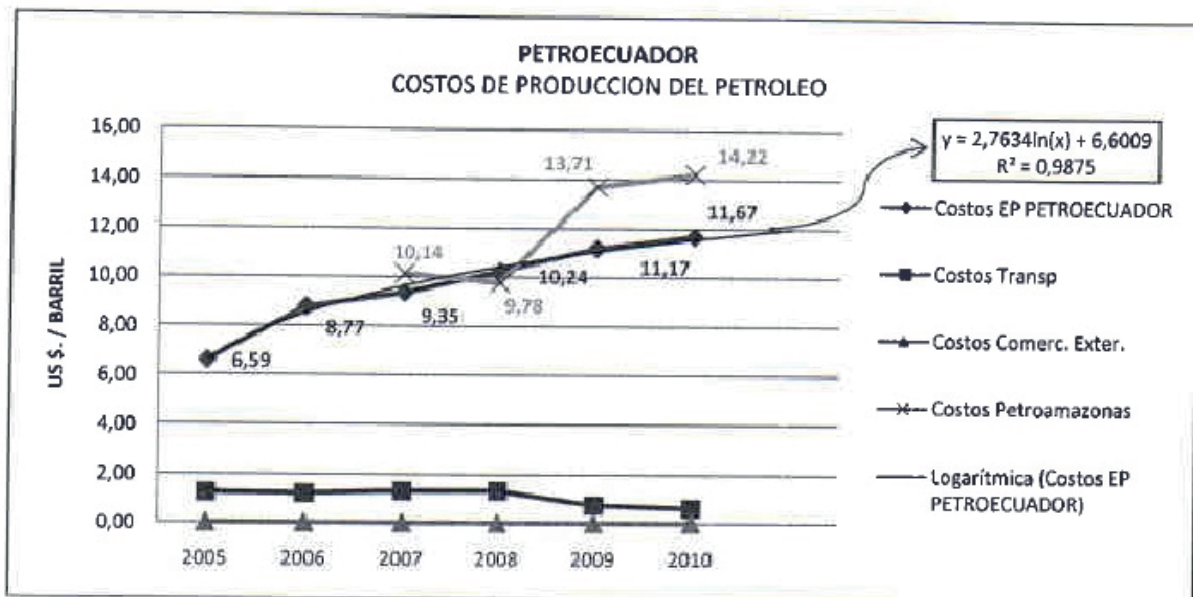
III.1. tarifas altas

El Señor Ministro Pastor en declaraciones a la prensa¹ dice:

"tuvimos que analizar los costos operativos con cada empresa. Tomamos para ello los estándares de Petroamazonas: cuánto cuesta el agua, la energía, y cuánto cuesta todo..."

De la información que facilitó la EP PETROECUADOR se tiene que:

¹ EL COMERCIO – NEGOCIOS. Martes, 30 Nov. 2010



- ✓ Los costos de producción de EP PETROECUADOR son más bajos que los costos de PETROAMAZONAS.
- ✓ El desarrollo de los costos de producción de EP PETROECUADOR en el tiempo obedecen a una lógica matemática (ecuación logarítmica).
- ✓ EP PETROECUADOR es más eficiente en el uso de los recursos que PETROAMAZONAS.
- ✓ Si la EP PETROECUADOR es una empresa ineficiente con relación a las empresas privadas internacionales; para determinar el componente de los costos de producción en las tarifas a considerar en los Contratos Petroleros Modificatorios, deberían ser menores a los de EP PETROECUADOR.

Sin embargo las tarifas con las que se firmó los Contratos Modificatorios de Prestación de Servicios tienen montos muy altos en la mayoría de los casos, como se muestra en el cuadro siguiente.

CONTRATOS PETROLEROS CON LAS COMPAÑÍAS PRIVADAS			
COMPañÍA	TARIFA US\$. / BARRIL	DELIMITACION AREA CONTRATO	EN ADICION
AGIP OIL ECUADOR B.V.	35	Bloque # 10	OGLAN & JIMBIQUITI
ANDES PETROLEUM	35	TARAPOA	
ENAP SIPEC	16,72	MDC	
ENAP SIPEC	20,77	PARAISO BIGUNO HUACHITO	
PETRO-ORIENTAL	41	BLOQUE # 17	
PETRO-ORIENTAL	41	BLOQUE # 14	
REPSOL	35,95	BLOQUE # 16	
REPSOL	27,25	TIVACUNO	
PETROBELL	29,6	TIGUINO	
PACIFFPETROL	58	ANCON	
CONSORCIO PEGASO	21,1	PUMA	
PETROLEOS SUDAMERICANOS	31,9	PALANDA	
PETROLEOS SUDAMERICANOS	28,5	PINDO	
TECPECUADOR	24	BERMEJO	

Es importante aclarar que la Tarifa mostrada en el cuadro es para **Campos en Producción**, estableciéndose otra **Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada** que es mayor; estipuladas en el Contrato Modificadorio de Prestación de Servicios, numerales 4.3.87 y 4.3.88 que establecen:

"Tarifa para Campos en Producción: Es el valor que se paga a la Contratista en Dólares, por cada Barril de Petróleo crudo neto, o unidad de hidrocarburo correspondiente, producido y entregado por la Contratista en el Centro de Fiscalización y Entrega y se paga a la Contratista de acuerdo a lo establecido en la cláusula decimo quinta."

"Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada: Es el valor que se pagará a la Contratista en Dólares, por cada Barril de Petróleo crudo neto, o unidad de hidrocarburo correspondiente, acordada por las Partes para la ejecución de un Plan de Desarrollo a fin de impulsar el descubrimiento de nuevas reservas o la implementación de nuevas técnicas para la recuperación mejorada de las reservas existentes y se paga a la Contratista de acuerdo a lo establecido en la cláusula decima quinta." El resaltado es mío.

III.2. La amortización en la fijación de las tarifas

Como se dijo en líneas anteriores, en este informe se va a analizar el contrato de AGIP OIL ECUADOR B.V.

En la cláusula décimo quinta, numerales 15.3 del y 15.4 del Contrato Modificadorio, dice:

"Tarifa para Campos en Producción: Las Partes acuerdan que la Contratista tendrá derecho al pago de una tarifa para los Campos en Producción de US\$ 35,00 (treinta y cinco Dólares) por cada barril neto, unidad de hidrocarburo, producido y entregado al Estado en el centro de Fiscalización y Entrega. Esta Tarifa para Campos en Producción toma en cuenta un estimado de la amortización de las Inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que toma en consideración el riesgo incurrido."

"Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada: Para la ejecución de un Plan de Desarrollo, como resultado de un Plan de Actividades Adicionales, se fijará por acuerdo de las Partes una Tarifa para Campos Nuevos o por Producción Incremental fruto de Recuperación Mejorada por cada Barril neto, unidad de hidrocarburo, proveniente de producciones Incrementales Adicionales y entregado al Estado en el Centro de Fiscalización y Entrega, de conformidad con la cláusula decimo segunda..." el remarcado es mío.

En el Informe Final de Negociación del Grupo de Negociación de la Secretaría de Hidrocarburos con la Cía. AGIP ECUADOR OIL B.V., en el numeral 3.3; literal "b" referente a la Fijación de la Tarifa, dice:

"hasta el mes de octubre de 2010 y a lo largo de varias reuniones de trabajo con el equipo económico del Grupo Negociador, AGIP entregó la información requerida, la misma que fue discutida y analizada pormenorizadamente de forma conjunta. Sobre la base de esta información las partes iniciaron la negociación de una tarifa que tome en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones requeridas para el Proyecto en el Plan de Actividades, así como los costos y gastos, y una utilidad razonable del 15% para las nuevas inversiones de producción y de hasta 25% para las actividades exploratorias que tome en consideración el riesgo incurrido para el proyecto."^{SIC} el remarcado es mío.

El Señor Ministro Pastor en declaraciones a la prensa² dice:

"...pasamos al plan de actividades en el que obtuvimos mejoras sustanciales. En la tarifa sacamos un promedio ponderado de USD 32,79 por compañía. De ese monto, USD 8 son de inversión. Los USD

² EL COMERCIO – NEGOCIOS. Martes, 30 Nov. 2010

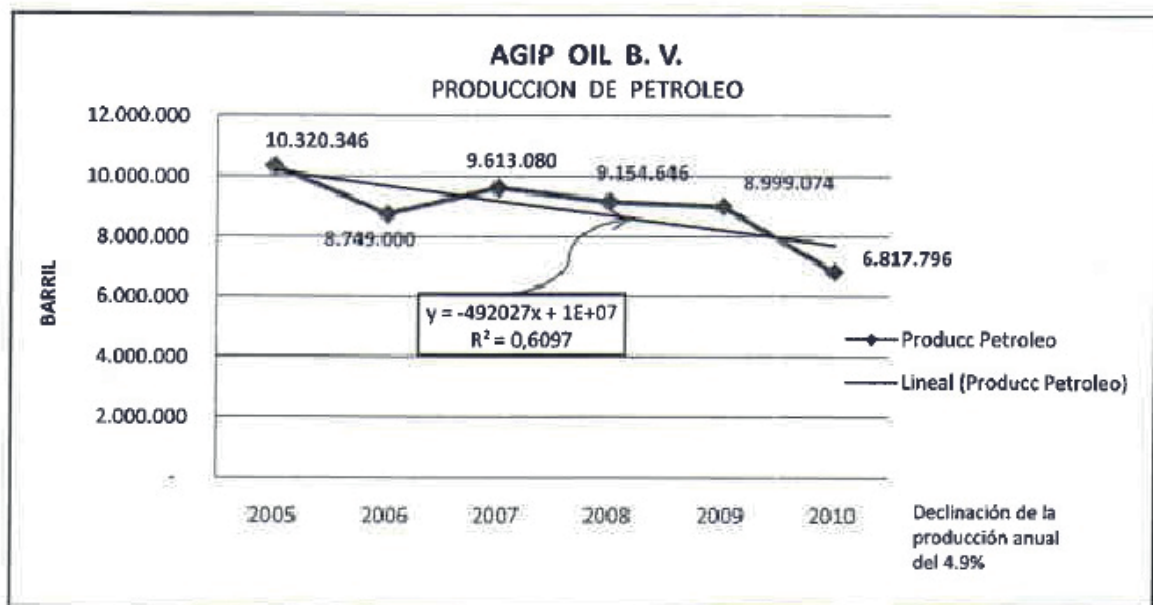
963 millones de inversión en campos en producción significan USD 8 por cada barril. Ello hay que restar de la tarifa que recibían ahora sin inversión..."

CONTRATOS PETROLEROS CON LAS COMPAÑIAS PRIVADAS							
COMPAÑIA	VIGENCIA		AÑOS	TARIFA US\$/ BARRIL	DELIMITACION AREA CONTRATO	EN ADICION	PRODUCCION
	Desde	Hasta					ANUAL 2010
							BARRILES
AGIP OIL ECUADOR B.V.	29-dic-2010	31-dic-2025	15,0	35	Bloque # 10	OGLAN & JIMBQUITI	6.817.796
ANDES PETROLEUM	29-dic-2010	31-dic-2025	15,0	35	TARAPOTA		13.703.688
ENAP SIPEC	15-dic-2010	31-dic-2025	15,0	16,72	MDC		4.076.837
ENAP SIPEC	15-dic-2010	31-dic-2025	15,0	20,77	PARAISO BISUNO HUACHITO		590.281
PETRO-ORIENTAL	29-dic-2010	29-dic-2018	8,0	41	BLOQUE # 17		3.063.771
PETRO-ORIENTAL	23-dic-2010	21-jul-2018	7,5	41	BLOQUE # 14		7.016.790
REPSOL	29-dic-2010	31-dic-2018	8,0	35,35	BLOQUE # 16		14.017.113
REPSOL	22-feb-2011	31-dic-2019	7,9	27,25	TIVACUNO		1.747.878
PETROBELL	22-feb-2011	31-mar-2016	5,1	29,6	TIGUINO		1.697.094
FACTPETROL	22-feb-2011	27-may-2016	5,7	58	ANCON		427.835
CONSORCIO PEGASO	1-feb-2011	27-mar-2028	17,2	21,1	PUMA		357.920
PETROLEOS SUDAMERICANOS	22-feb-2010	30-jul-2019	9,4	31,9	PALANDA		605.554
PETROLEOS SUDAMERICANOS	22-feb-2010	30-jul-2019	9,4	28,5	PINDO		2.372.577
TECFECUADOR	17-feb-2011	30-jul-2019	8,5	34	BERVALO		1.607.840
		PROMEDIO PONDERADO		37,78			54.471.740

Bajo estas condiciones US\$ 8.54 se paga por amortización a la Cía. AGIP por las inversiones consideradas en el Plan de Actividades que se estipula en la Cláusula Décimo Primera del Contrato Modificatorio de Prestación de Servicios.

El Plan de Actividades propuesto por AGIP y aceptado por el Grupo de Negociación, considera un monto total de inversión de **US\$ 89.974.000** y con un alcance de tres años a partir del 2011. Ver Anexo I.

Es necesario establecer cuál va a ser la producción de AGIP para los años 2012 y 2013; sin producción incremental por campos nuevos o recuperación mejorada; se analiza el histórico de producción desde el 2005, como se muestra en el grafico siguiente:



La producción de AGIP en el año 2010 cae atípicamente debido a las nuevas políticas del gobierno en temas de los hidrocarburos, las empresas privadas invirtieron lo menos posible, inclusive restringieron los gastos para mantener la

producción; razón por la cual se va a considerar la misma producción del 2010 para los años 2011, 2012 y 2013.

Siendo así, AGIP va a producir:

$$6.817.796 \div 12 = 568.150 \text{ Barriles de petróleo crudo promedio al mes}$$

Como AGIP recibe US\$ 8.54 por concepto de amortización por cada barril producido, entonces recibe mensualmente US\$ 4.851.538. Entonces en los tres años recibe un total de **US\$ 165.319.808** considerados a Valor Actual, calculados a una tasa de interés pasiva³ del 3,6%, como costo de oportunidad.

Por otro lado, en concordancia con el Plan de Actividades planteado por AGIP en el Contrato de Prestación de Servicios, el flujo de caja de las inversiones consideradas, nos da como resultado que:

INVERSION AGIP EN PLAN DE ACTIVIDADES				89.974.000	US\$
PLAZO				3 AÑOS	
TASA DE INTERES PASIVA *				3,6% ANUAL	
AÑOS	INVERSION ANUAL	FACTOR VALOR ACTUAL	INVERSION VALOR ACTUAL		
	US\$		US\$		
0		1	0		
1	74.141.000	0,97	71.564.672		
2	10.833.000	0,93	10.093.208		
3	5.000.000	0,90	4.496.657		
			86.154.547		

AGIP ha invertido US\$ 86'154.547 a valor Actual en los tres primeros años.

Entonces, en los tres primeros años se les paga a la Cía. AGIP en exceso por amortización la suma de:

$$165.319.808 - 86.154.547 = 79.165.260 \text{ US\$}$$

Tómese en cuenta que AGIP tiene un contrato hasta el 31 de diciembre del 2023 (13 años).

También hay que considerar que el Plan de Actividades y las Inversiones arrancan en enero del 2011; sin embargo el Estado inicia al mismo tiempo los pagos de amortización de la inversión con US\$ 4.851.538 mensuales, por inversiones que aun no se realizan.

Hay otra novedad, si el Estado amortiza las inversiones del Plan de Actividades, AGIP no debería depreciar anualmente en su contabilidad los Activos tangibles en sus gastos, ni depreciar los intangibles relacionados con el Plan de Actividades, porque estaría beneficiándose por partida doble en perjuicio del Estado Ecuatoriano.

III.3. Costos y gastos en la fijación de las tarifas para Campos en producción

En el Informe Final del Grupo de Negociación de la Secretaría de Hidrocarburos con la Cía. AGIP ECUADOR OIL B.V., en el numeral 3.3; literal "b" referente a la Fijación de la Tarifa, dice:

³ BANCO CENTRAL DEL ECUADOR – Boletines de tasas de interés. Operaciones del 2 al 8 de junio del 2011.

"hasta el mes de octubre de 2010 y a lo largo de varias reuniones de trabajo con el equipo económico del Grupo Negociador, AGIP entregó la información requerida, la misma que fue discutida y analizada pormenorizadamente de forma conjunta. Sobre la base de esta información las partes iniciaron la **negociación de una tarifa** que tome en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones requeridas para el Proyecto en el Plan de Actividades, así como **los costos y gastos, y una utilidad razonable del 15% para las nuevas inversiones de producción** y de hasta 25% para las actividades exploratorias que tome en consideración el riesgo incurrido para el proyecto." ^{SIC} el remarcado es mío.

Como no está definido en ninguna parte del Contrato Modificatorio de Prestación de Servicios, anexos, ni documentos adjuntos la forma matemática como se calculó la Tarifa, se solicitó al Señor Ministro de Recursos Naturales No Renovables explique y documente el tema.

En Oficio No. 1266-SH-SCH-ULG-2011, dice:

"Las tarifas de todos los contratos de prestación de servicios se determinaron mediante la fórmula de cálculo que se detalla a continuación. Esta fórmula tiene tres componentes:

1. **Tarifa de la curva base:** es la determinación de la tarifa tomando en consideración la llamada **curva base sin nuevas inversiones.**

$$TAR_{base} = \frac{C_{t,base} \times (1 + UT_{base}) + Amort}{Q_{t,base}}$$

UT_{base} = Utilidad (%) pagada sobre los costos operativos base $C_{t,base}$

$Amort$ = Amortización de las inversiones realizadas" el remarcado es mío.

Si $Q_{t,base}$ es igual a un barril dentro de la curva base de producción, entonces $C_{t,base}$ sería el costo unitario operativo de un barril dentro de la curva base, despejando:

$$C_{t,base\ unit} = 23.01$$

A la compañía AGIP se le paga US\$ 23,01 por costos operativos por cada barril, dentro de la curva base de producción, cuando EP PETROECUADOR tiene costos operativos por barril de US\$ 11,67; y se entrega la operación de ciertos Campos a las Compañías Privadas por ser más eficientes.

Para comparar en los mismos términos, a los US\$ 11,67 de EP PETROECUADOR le aplicamos el 36,25% por concepto de participación laboral e impuesto a la renta y tenemos un valor de US\$ 15,9 que sigue siendo menor que US\$ 23,01.

El porcentaje por impuestos y participación laboral están en concordancia con las declaraciones del Señor Ministro Pastor a la prensa⁴:

"Al respecto, Pastor sostuvo que la tarifa fija durante toda la vida del contrato se determina en base a tres conjuntos de factores: La amortización de las inversiones realizadas, la amortización de las nuevas inversiones, impuestos y rentabilidad.

Así, las empresas que renegociaron, en conjunto, deben amortizar \$2 488 millones, **cancelar el 36,25% de la utilidad bruta por concepto de participación laboral e impuesto a la renta** y obtener una tasa de utilidad neta del 15% sobre las inversiones nuevas, precisó." El remarcado es mío.

Además no es una tarifa fija durante toda la vida del contrato, ya que esta tarifa está ajustada por un factor por inflación de costos operativos, como se establece en los numerales 15.5.1 y 15.5.2; Cláusula Décima Quinta del Contrato Modificatorio de Prestación de Servicios de AGIP y de todos los contratos celebrados con las Compañías Privadas.

⁴ EL HOY. Lunes, 13 Dic. 2010

III.4. Curva base para la liquidación mensual de las tarifas para Campos en producción

En el Contrato Modificatorio de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación del petróleo crudo, Cláusula Décima Quinta, referente a PAGO A LA CONTRATISTA, numeral 15.8, dice:

"Forma de pago.- La Contratista emitirá mensualmente y por los servicios prestados en el mes inmediato anterior una factura en Dólares equivalente al Pago a la Contratista, conforme a la formula precedente." el remarcado es mío.

Para pagar a AGIP se requiere la **curva base de producción mensual** y en ninguna parte del Contrato, anexos ni documentos habilitantes consta la definición, ni determinación de esta curva base.

En Oficio No. 1266-SH-SCH-ULG-2011, el Señor Ministro Pástor dice:

"En todos los contratos la SH determinó la curva base de las empresas y la tarifa en todos los casos, la base incremental como la promedio son tarifas promedio durante la vida del contrato. Esto es para campos en producción sin inversiones de recuperación mejorada y sin inversión de exploración, esta es la llamada tarifa 1 en el contrato." el remarcado es mío.

Si la Secretaría de Hidrocarburos determinó la curva base de las empresas, debió hacerla constar como parte constitutiva del Contrato Modificatorio, ya que es un parámetro importante para liquidar los pagos mensuales a las Contratistas para cualquier tarifa; al no estar definido en el Contrato pasa a ser un parámetro a discreción y conveniencia de las partes, en el caso de AGIP durante 13 años.

III.5. Contratación de la Consultora Hogan & Hartson – elaborar Modelo de Contrato Modificatorio

En la denuncia del Señor Asambleísta José Cléver Jiménez, en la pág. 12 expone:

"Para graficar la irresponsabilidad y ligereza de procedimientos, sepa usted y adjunto la información, que este gobierno que funge de nacionalista, revolucionario y que impulsa el talento ecuatoriano, recién en marzo de 2010, dos años después, contrató por 600 mil dólares a la consultora norteamericana (imperialista) Hogan & Hartson la elaboración de un modelo de contrato, ese producto ha desaparecido de los archivos del Ministerio de Recursos Naturales. Acaso no existen decenas de valiosos abogados ecuatorianos que trabajan en el Ministerio y en Petroecuador."

En respuesta a esta inquietud, el Señor Ministro Pástor en Oficio No. 1266-SH-SCH-ULG-2011, responde:

"De conformidad con los registros que constan en el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables, la versión del Contrato Modificatorio se entregó dentro de las obligaciones asumidas por la consultora Hogan & Hartson en el contrato No. 51 de fecha 16 de abril de 2010, que incluía servicios de asesoría de expertos, horas de trabajo y otras actividades y por todos los cuales se pagó US\$ 375.000 netos. Se adjunta el modelo de contrato solicitado."

El Modelo de Contrato de Prestación de Servicios elaborado por Hogan & Hartson y el asesoramiento son la base para los errores cometidos y expuesto en este análisis.

III.6. Entrega del Campo OGLAN y LUMBIQUITI a la Compañía AGIP sin licitación

El Señor Asambleísta José Cléver Jiménez, en la pág. 12 de su denuncia, expone:

"...Además, el régimen vulnerando su propia Ley y el objeto del contrato, entrega adicionalmente a AGIP, sin licitación, el campo Oglan (Bloque 42) y el campo Lumbiquiti (Bloque 23), en el caso del primero con reservas probadas descubiertas por Petroecuador. Los términos del nuevo contrato se definieron pese a que informes del Ministerio de Recursos Naturales y Petroecuador, advertían de inequidades económicas registradas en más de una década de vigencia del contrato..."

El Señor Ministro Pástor en declaraciones a la prensa⁵, dice:

"El tema de OGLAN se decidió mucho antes. Se le dio a SINOPEC un plazo para que presente un plan de actividades para desarrollar el campo y una tarifa. Estuvo la empresa china seis meses alargando el trabajo y no presentaron un plan.

En ese momento pasó a la compañía AGIP por una razón muy lógica. Tenía las mejores facilidades de producción para desarrollar el campo y a los menores costos porque su oleoducto de transporte de crudo pasa muy cerca del campo

¿Pero otra empresa podía entrar allí y pagaba un peaje en el oleoducto de AGIP- ENI?

Pero salían más caros los costos de producción porque AGIP le hubiera cobrado a otra compañía USD 3 por el transporte que después le cobraba al Estado. La inversión de la planta para separar el agua del crudo que tiene AGIP-ENI asciende a USD 300 millones, es muy costosa. Era lógico que ellos optimicen el costo al hacerse cargo del campo. Además, AGIP-ENI tiene la tecnología para sacar el crudo de OGLAN que tiene 7° API."

Se solicitó a la Superintendencia de Compañías proporcione información sobre la Cía. AGIP OIL ECUADOR B.V., en particular de la nómina actual de accionistas para verificar si es empresa estatal o subsidiaria del Estado Italiano, la respuesta fue la siguiente:

"Por último, las empresas PETROORIENTAL S.A., AGIP OIL ECUADOR B.V., CAYMAN INTERNATIONAL EXPLORATION COMPANY S.A., ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD., REPSOL YPF ECUADOR S.A. y EDC ECUADOR LTD son de nacionalidad francesa, holandesa, panameña, bermudas, española y estadounidense, respectivamente, y por ser sucursales de compañías extranjeras, esta institución carece de las nominas de sus accionistas, pues dichos datos deben mantenerse obligatoriamente en el órgano de control del país donde funcionan las compañías matrices y desde luego en los establecimientos de comercio de las sucursales creadas en el Ecuador." el remarcado es mío.

La información general de AGIP OIL ECUADOR B.V. obtenida de la WEB de la Superintendencia de Compañías es:

Expediente:	86185	RUC:	1791401492001	Fecha de Constitución:	06/05/1998
Plazo Social:	31/12/2999	Tipo de Compañía:	SUCURSAL EXTRANJERA	Nacionalidad:	HOLANDA
Oficina de Control:	QUITO	Situación Legal:	ACTIVA	Correo Electrónico:	
Provincia:	PICHINCHA	Cantón:	QUITO	Ciudad:	QUITO
Calle:	DIEGO DE ALMAGRO	Número:	N32-48	Intersección:	EDUARDO WHIMPER
Piso:	3	Edificio:	IBM	Barrio:	BATAN ALTO
Teléfono:	2501502	Fax:	2500742		
Capital Suscrito:	2,000.00	Capital Autorizado:		Valor x Accion:	0.04
CIU:	30610.00	Objeto Social:	DESARROLLO DE ACTIVIDADES INDUSTRIALES Y REALIZAR ACTOS DE COMERCIO EN EL TERRENO DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS Y GASEOSOS		

No está claro que AGIP OIL ECUADOR B.V. sea una empresa estatal o subsidiaria del Estado Italiano.

La Ley de Hidrocarburos vigente, establece:

⁵ EL COMERCIO – NEGOCIOS. Martes, 30-Nov.-2010.

Art. 1.- Los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional, incluyendo las zonas cubiertas por las aguas del mar territorial, **pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado.**
Y su explotación se ceñirá a los lineamientos del desarrollo sustentable y de la protección y conservación del medio ambiente."

Art. 1-A.- En todas las actividades de hidrocarburos, prohíbense prácticas o regulaciones que impidan o distorsionen la libre competencia, por parte del sector privado o público. Prohíbense también prácticas o acciones que pretendan el desabastecimiento deliberado del mercado interno de hidrocarburos."

Art. 2.- El Estado explorará y explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior en forma directa a través de las Empresas Públicas de Hidrocarburos. De manera excepcional podrá delegar el ejercicio de estas actividades a **empresas nacionales o extranjeras**, de probada experiencia y capacidad técnica y económica, para lo cual la Secretaría de Hidrocarburos podrá celebrar contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana. También se podrá constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el País." el remarcado es mío.

Art. 19.- La adjudicación de los contratos a los que se refieren los artículos 1, 2 y 3 de esta Ley la efectuará el Ministerio Sectorial mediante licitación, con excepción de los que se realicen con empresas estatales o subsidiarias de estas, con países que integran la comunidad internacional, con empresas mixtas en las cuales el Estado tenga mayoría accionaria y los de obras o servicios específicos. Para las adjudicaciones, el Ministerio Sectorial conformará un Comité de Licitaciones que se integrará y funcionará de conformidad con el Reglamento."

De hecho, las etapas de exploración y explotación del petróleo crudo las hará el Estado de forma directa, a través de la EP PETROECUADOR y de manera excepcional se puede delegar el ejercicio de estas actividades a empresas nacionales o extranjeras; cuando sea beneficioso para el país mediante una Licitación Pública, de la cual salga la mejor opción para el país.

III.7. Responsables de la Negociación de los Contratos Modificatorios de Prestación de Servicios

El Señor Ministro Pástor, en declaraciones a la prensa⁶ dice:

"No. Uno de los temas que a mí me hizo perder 12 libras de peso en tres meses fue que el presidente (Rafael Correa) me dio absolutamente toda la responsabilidad.

Todas las decisiones estaban en mis manos. A tal punto que yo hablé al más alto nivel con él y le dije en un momento dado: 'Tengo dificultades en tomar una decisión.'

Me respondió: 'Ese es tu problema'. Verdaderamente. Y las compañías se dieron cuenta de ello, a tal punto que les tenía día y noche tratándome de presionar por cualquier cosa."

"En la parte económica y técnica no intervino nadie más que cuatro personas, a las que agradezco, por cierto. Son Andrés Donoso en la parte jurídica; Patricio Machado, en la parte económica; Ramiro Cazar en la parte técnica; y Miguel Naranjo en la parte de coordinación de todas las negociaciones. Y yo estuve coordinando todo el tiempo. Pero fue ese grupo y nadie más quien estuvo en las negociaciones del día a día."

Además son corresponsables, la compañía Consultora Hogan & Hartson, la Compañía AGIP OIL ECUADOR B.V., el Señor Federico Arisi Rota que firma el contrato como testigo de honor y los Miembros del Comité de Licitación Hidrocarburífera.

⁶ EL COMERCIO – NEGOCIOS. Martes, 30-Nov-2010.

II.3. CONCLUSIONES.-

1. La negociación de los Contratos Modificatorios de Prestación de Servicios para la exploración y explotación de petróleo crudo, con las Compañías Privadas tiene tarifas altas con relación a los costos de producción de EP PETROECUADOR.
2. Al considerar US\$ 8,54 en la tarifa de pago mensual, para amortizar las inversiones consideradas en el Plan de Actividades de AGIP, para campos en producción, se está perjudicando al estado en US\$ 79.165.260 en los primeros tres años, hay que considerar que el contrato es por trece años.
3. Los costos y gastos de producción de US\$ 23,01 considerados para la Compañía AGIP son más altos que los que se tiene en la EP PETROECUADOR que son de US\$ 15,9 por cada barril; si la producción anual de petróleo de AGIP es de 6.817.796 barriles se tiene un perjuicio anual de US\$ 48.474.530 aproximadamente.
4. No se adjuntó un parámetro tan importante en este tipo de contratos, como es la curva base de producción mensual para liquidar los pagos, tanto para campos en producción, como para producción incremental, quedando a discreción de las partes.
5. La entrega del Campo OGLAN y LUMBIQUITI debió hacerse a través de una licitación Pública.
6. Los responsables de la negociación de los Contratos Petroleros son:
Sr. Wilson Marcelo Pastor Morris Ministro de Recursos Naturales No Renovables
Sr. Aníbal Ramiro Cazar Ayala Secretario General de Hidrocarburos Grupo Negociador
Eco. Miguel Leonardo Naranjo Saa Asesor Ministerial (apoyo) Grupo Negociador
Abg. Gustavo Andrés Donoso Fabara Coordinador General Jurídico Grupo Negociador
Ing. Patricio Estaban Machado Tapia Asesor Ministerial Grupo Negociador
Sr. Sandro Gruttadauria Apoderado General de AGIP OIL ECUADOR B.V.
Ing. Carlos Eugenio Pareja Yannuzzelli Presidente del Comité de Licitación Hidrocarburífera
Ing. Jorge David Glas Espinel Miembro del Comité de Licitación Hidrocarburífera
Dr. Marcelo Patricio Reyes López Miembro del Comité de Licitación Hidrocarburífera
Representante Legal de Hogan & Hartson en el Ecuador.

II.4. RECOMENDACION.-

Por lo expuesto recomiendo se abra la respectiva indagación previa por presunto delito de PECULADO en contra de las personas señaladas en el acápite III.7, del presente estudio.

Particular que comunico a usted para los fines pertinentes de ley.

Atentamente,

Realizado por:

Ing. MBA Byron Torres G.
JEFE DPTAL 1 - INVESTIGADOR

ANEXO I

Plan de Actividades de AGIP OIL ECUADOR B.V.

AGIP OIL ECUADOR S.V.
PLAN DE ACTIVIDADES

Anexo I

ACTIVIDADES	Inversión Comprometida Miles de dólares			
	2011	2012	2013	TOTAL
1 Perforación y recompletación de Pozos	42.963			42.963
Villano 16	21.743			
Villano 21	19.191			
Desactivación Pozos	2.229			
2 Compra e instalación de generador variable 8.2 MW. Nota: MUEB 7.3 emitido en 2010				
3 Mejoras en manejo fluido de agua para lograr 230 K20770	1.407	4.189		11.867
3.1 Estudios e Ingeniería para expansión de plataforma Villano A	4.080	1.220		
3.2 Instalación de separador, tanque 10.000 bbls, sistema inyector y sistema inyección de	2.427	2.909		
Subtotal Inversiones	66.671	4.580	-	62.780
4 Cable CPF - Villano A de Transmisión eléctrica y compra generador de 8.2 MW	24.809	2.375	6.000	34.779
4.1 Cable CPF - Villano A de Transmisión eléctrica y compra generador de 8.2 MW	14.800			
4.2 Compra e instalación de generador 8.2 MW		1.075	5.000	
5 Instalación bombas para lograr 230 K20770	2.146	1.808		4.548
5.1 Instalación bombas de inyección	1.845			
5.2 Instalación bombas de despacho YA - CPF	1.208	1.000		
6 Construcción nuevos edificios, oficinas y bodega en Villano	1.648			1.648
6.1 Bloque de habitaciones en Villano A	600			
6.2 Diques para bodegas y oficinas en Villano A	700			
7 Mejoras en seguridad de la planta: Sistema contra incendios de Villano y CPF. Alambres eléctricos planta de poder CPF. Revestimiento piscina de	2.879	2.875		5.464
7.1 Instalación puente grúa sobre facilidades Villano A.	934			
7.2 Ampliación de sistemas contra incendios en Villano A y CPF.	1.674	2.875		
7.3 Revestimiento de piscina de agua dulce y obras civiles menores en Villano A	761			
7.4 Alambres eléctricos y sistema de ventilación en planta de generación CPF.	480			
Subtotal Inversiones	34.679	6.653	6.000	38.224
TOTAL INVERSIONES	74.141	10.633	6.000	81.974

NOTAS:

- Estudios e Ingeniería para la expansión de la plataforma Villano A. Estudio de Impacto Ambiental, Adquisición de terreno y sistemas de manejo ambiental.
- Cable de 34.5 KV a instalarse en una distancia de 44 Kilómetros. Se instalarán 3 torres por lo que la longitud total alcanza 132 kilómetros.
- Instalación de bombas para inyección de agua en Villano A, para incrementar la capacidad actual de manejo de fluido a 230 K20770. Instalación de dos bombas de despacho de fluido en Villano A.
- Se construirán en Villano A. Un bloque de 8 habitaciones simples con área cubierta de 794 M2 en dos plantas, un dormitorio para trabajadores con capacidad de 20 personas y una área cubierta de 72 M2. Se construirá un galpón para bodega y oficinas de atención, sustitución y reparación. En un área total de 150 M2.

[Handwritten signatures and initials]