A large, red industrial valve stands in a field of tall green grass. The valve has several horizontal and vertical connections. On the central body, the text 'K1313' and a large number '6' are visible. The background shows a clear sky, some trees, and a small building in the distance.

“...por sus OBRAS
los conoceréis”

Petroamazonas, del mito a la realidad.

INFORME PERICIAL DE LA PRÁCTICA OPERACIONAL DE PETROAMAZONAS EP

Coordinación:

Alexandra Almeida

Autores:

Eduardo D'Elía
Juan Felipe Harman

Colaboraron:

Wilson Suárez
Sabrina Portela
Adolfo Maldonado

Agradecemos a:

Consejo Provincial de Orellana
Red de Líderes Comunitarios Ángel Shingre
Pobladores de la Ribera del Napo
Y a todos aquellos compañeros y compañeras que con
sus aportes enriquecieron este documento.

Portada: Imagen del Pozo Carabobo N°6 el cual,
no estando operativo y dentro del área urbana,
carece de medidas de seguridad para evitar posibles
desastres por exceso de presión.

Fotos: Alexandra Almeida, Eduardo D'Elía, Juan
Felipe Harman, Adolfo Maldonado, Patricio Chávez

Septiembre de 2014
Quito - Ecuador

Versión digital disponible en:

www.accionecologica.org
www.oilwatch.org

Índice de contenido

1.- Equipo de trabajo y objetivos	3
2.- Antecedentes e Historia de Petroamazonas EP y manejo de los 3 campos visitados	4
3.- Componente técnico observado a Petroamazonas EP	10
4.- Componente social	26
5.- Contingencias-emergencias: Los límites tecnológicos en la industria petrolera, el caso Petroamazonas EP	35
6.- La complejidad ecosistémica del Yasuní: Más allá del 1 x 1000	40
7.- Valoración económica del proyecto: Restando y multiplicando	43
8.- Conclusiones	47
9.- Recomendación	49



1.- Equipo de trabajo y objetivos

LOS OBJETIVOS DE ÉSTE INFORME

SON:

- Calificar la práctica operacional de Petroamazonas.
- Estimar los costos de operación en una zona de las características del Yasuní.

EQUIPO DE TRABAJO

Eduardo D'Elía, argentino, de 51 años, Ingeniero Petrolero, Analista en petróleo y gas, Mágister en Evaluación de Impactos Ambientales y en Energías Renovables, es Asesor externo ambiental y Diseñador de sistemas energéticos alternativos. Docente de la Universidad Nacional de la Patagonia Austral (UNPA), del Instituto Superior de Enseñanza Técnica y Consultor Ambiental. Durante 20 años trabajó como ingeniero petrolero para Pérez Compac, Petrobras, Pan American Energy y Geopark. Ha realizado varias publicaciones sobre eficiencia energética, gestión ambiental y sobre derrames, como el ocurrido en 1974 por el barco petrolero Metula en costas argentino chilenas. Ha recibido numerosos premios por su labor tanto técnica como solidaria e investigativa.

Juan Felipe Harman, Colombiano, Ingeniero Civil de la Universidad del Meta, especialista en Industrias Extractivas y Desarrollo Sostenible y cursante de la Maestría en Medio Ambiente y Desarrollo de la Universidad Nacional de Colombia. Consultor y columnista en asuntos petroleros y de medio ambiente en organizaciones como Censat agua viva, Defensoría del Pueblo, Razón Pública e Indepaz. Miembro de la organización social Proyecto Gramalote que acompaña a comunidades afectadas por las industrias extractivas en la Orinoquia Colombiana.

2.- Antecedentes e Historia de Petroamazonas EP y manejo de los 3 campos visitados

ANTECEDENTES

La extracción de petróleo en el Ecuador tiene 47 años, en todo este tiempo se han aplicado varias políticas petroleras dependiendo de la tendencia de los gobiernos de turno. Se han aprobado varias leyes de Hidrocarburos. Han operado en el país un sin número de empresas entre transnacionales, la estatal ecuatoriana y estatales de otros países. Así mismo se han aplicado diferentes tipos de tecnologías para la explotación, todas ellas en su momento han sido catalogadas como “tecnologías de punta”.

Actualmente la empresa pública Petroamazonas EP es la encargada de la exploración y la explotación de petróleo en el país y es la empresa que operaría el bloque 43 donde se ubican los campos Ishpingo, Tambococho, Tiputini (ITT) dentro del Parque Nacional Yasuní.

Por este motivo organizamos un recorrido por 3 de los campos operados actualmente por Petroamazonas para hacer un análisis crítico de la capacidad tecnológica de esta empresa para una operación en una zona frágil como es el Yasuni.

El presente informe recoge los resultados de este recorrido, tanto con la información bibliográfica como con la obtenida en terreno.

HISTORIA DE PETROAMAZONAS EP

La historia de la empresa pública Petroamazonas EP inicia el 15 de mayo del año 2006 cuando el Estado ecuatoriano decide caducar el contrato que mantenía con la empresa estadounidense Occidental por haberla encontrado culpable de haber transferido el 40% de los derechos accionarios a la canadiense Encana sin la respectiva autorización del estado ecuatoriano. La Ley de Hidrocarburos en los Arts. 74 y 79, disponía expresamente, que en casos como en el que incurrió OXY, se procede de manera directa a la caducidad del contrato.

Los campos del bloque 15: Yanaquincha, Limoncocha, Indillana y Edén-Yuturi que eran operados por OXY, pasaron a poder de Petroproducción. Sin embargo la falta de dinero fue un factor preocupante para la estatal pues se requería de 30 millones de dólares mensuales para mantener la operación normal del bloque 15.

El 13 de junio del 2006 Petroecuador, a través del decreto 1546, constituyó una Unidad de administración y operación temporal para la operación del bloque 15, con su propio departamento legal, autonomía económica y administrativa, funcionaba con un gerente general y cuatro subgerencias: Operaciones, financiera, administrativa y de investigación y desarrollo. Los contratos los suscribía como si se tratara de una empresa independiente sin la supervisión de la Contraloría General ni de la Procuraduría General del Estado. El directorio estaba

integrado sólo por ecuatorianos¹.

Los ingresos económicos para la Unidad provenían de la Ley denominada Feiseh, adonde ingresaban los recursos del área y de donde salía el dinero para alimentar el capital de inversión y operación².

En diciembre del 2007 se decidió crear una nueva compañía de sociedad anónima para administrar y realizar la gestión en los campos pertenecientes al bloque 15. Las autoridades del área decidieron recuperar el nombre de la desaparecida filial temporal que participó en el proceso de transición de los bienes de Texaco a Petroecuador: Petróleos Amazónicos Sociedad Anónima, Petroamazonas S.A.³

La nueva sociedad anónima tenía como accionistas a Petroecuador y Petroproducción, se trataba de una empresa estatal de servicios, temporal hasta que se promulgue la Ley de Empresas Públicas. Estaba constituida únicamente con capital estatal y la idea era impedir que en su paquete accionario ingresen otros capitales⁴.

El 7 de abril del 2008, la empresa Petroamazonas Ecuador S.A., se constituyó mediante escritura pública y días después se formalizó la constitución una vez que fue inscrita en el Registro Mercantil del

cantón Quito. Esta nueva sociedad anónima se hizo cargo de los campos bajo la figura de un contrato de Servicios Específicos, según el Decreto Ejecutivo No. 1116, firmado por el presidente Rafael Correa⁵.

Petroamazonas empezó a operar el 12 de agosto como una compañía de servicios estatal con opción a operar otros campos del sector estatal para el Gobierno. El plazo del contrato para explotar el bloque 15 era por cinco años, hasta que se efectúe la transformación y el fortalecimiento de Petroecuador, principalmente que adquiera autonomía financiera para que se puedan fusionar las dos empresas.

De esta manera Petroamazonas pasó a administrar los campos del bloque 15 y el campo Pañacocha con reservas por 140 millones de barriles de crudo. Las autoridades, en esa época, veían también a esta empresa como la eventual operadora del campo Ishpingo-Tambococha-Tiputini (ITT)⁶.

A principios del año 2009, surgió un conflicto entre el Estado ecuatoriano y la petrolera francesa Perenco quien no pagó una deuda, equivalente a unos 327 millones de dólares, derivada de la aplicación de la Ley 42, que obligaba a las operadoras privadas a entregar al Estado el 50 por ciento de las ganancias extraordinarias obtenidas por la venta del crudo ecuatoriano, debido a su alto precio.

Ante la falta de una propuesta por parte de Perenco para saldar la deuda, el Estado ecuatoriano dispuso el embargo y posterior remate del crudo de la compañía hasta la recuperación total de la suma adeudada más los intereses.⁷

- 1 Ecuadorinmediato 19 junio 2006 Petroecuador constituye unidad administrativa del bloque 15 http://www.ecuadorinmediato.com/index.php?module=Noticias&func=news_user_view&id=36105&umt=petroecuador_constituye_unidad_administrativa_del_bloque_15
- 2 El Universo. Hoy se trata el futuro de Unidad bloque 15, 4 diciembre 2006. <http://www.eluniverso.com/2006/12/04/0001/9/AD272006F39946F9B4197B-16058DADEA.html>
- 3 El Universo 1 septiembre 2006 Petroamazonas revivirá para administrar bloque 15 <http://www.eluniverso.com/2006/09/01/0001/9/433B1A4495AF446A8BD7A5709E18E90A.htm>
- 4 Petroamazonas operará bloque 15, 19 diciembre 2007 http://www.lahora.com.ec/index.php/noticias/show/657289/-1/Petroamazonas_operar%C3%A1_bloque_15.html#.U0DSc89x0xA

- 5 Petroamazonas operará el bloque 15 dentro de 60 días, 27 de abril 2008 <http://ecuador-agriculturaindustria.blogspot.com/2012/04/petroamazonas-operara-el-bloque-15.html>
- 6 Ecuador Estatal Petroamazonas firma más contratos 06 agosto 2008 <http://www.enernews.com/nota/206749/ecuador-estatal-petroamazonas-firma-ms-contratos>
- 7 Soitu.es 18 de julio 2009 http://www.soitu.es/soitu/2009/07/18/info/1247873517_213300.html

En agosto del 2009, la estatal Petroecuador, a través de su filial Petroamazonas, asumió de manera preventiva la operación de los bloques 7 y 21, concesionados a Perenco y Burlington, hasta que se determine la figura legal a aplicarse en el caso de la salida de Perenco⁸.

Un año después el Ministro de Recursos Naturales No Renovables, Wilson Pástor, declaró la caducidad de los contratos de participación con las petroleras Perenco y Burlington, encargados de la operación de los bloques 7 y 21 y el campo unificado Coca Payamino por la causal de suspensión de las actividades de explotación por 30 días, sin causa justa⁹, contemplado en el numeral 4 del artículo 74 de la Ley de Hidrocarburos.

El Gobierno Nacional, a través del decreto 314 del 6 de abril del 2010, publicado en el Registro Oficial N°171 del 14 de abril del 2010, crea la Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos “PETROAMAZONAS EP”, como una persona jurídica de derecho público, con patrimonio registro propio, autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión; con domicilio principal en la ciudad de Quito, Distrito Metropolitano¹⁰.

Según el decreto, el principal objeto de PETROAMAZONAS EP es la gestión de las actividades asumidas por el Estado en el sector estratégico de los hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en las fases de exploración y explotación, observando las normas aplicables. Para el cumplimiento de este objeto la empresa podrá constituir filiales,

subsidiarias, unidades de negocio, o celebrar convenios de asociación, uniones transitorias, alianzas estratégicas, consorcios, empresas de coordinación u otras de naturaleza similar, con alcance nacional e internacional y, en general, celebrar todo acto o contrato permitido por las leyes ecuatorianas, que directa o indirectamente se relacionen con su objeto, con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas o privadas¹¹.

El 27 de Julio de 2010 mediante Registro Oficial No. 244, Suplemento, se publicó la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno. Uno de los objetivos de esta reforma era cambiar el modelo contractual para la firma de los contratos petroleros.

Basado en la reforma a la Ley de Hidrocarburos el gobierno, a finales del 2010, logró renegociar los contratos petroleros que mantenía con las empresas transnacionales modificando el modelo contractual de “participación” a “prestación de servicios”.

Varias empresas no llegaron a un acuerdo con el Estado ecuatoriano y abandonaron el país. Este es el caso de la empresa Petrobras, operadora del Bloque 18 y el Campo Unificado Palo Azul que producían 18.885 barriles de crudo por día y que en noviembre del 2010 pasó a manos de la empresa estatal Petroamazonas EP, después de recibir 163 millones de dólares por las inversiones amortizadas realizadas. Petroamazonas EP se comprometió a mantener la estabilidad de los 160 trabajadores de la anterior operadora¹².

Amparada en el Decreto Ejecutivo 1351-A, suscrito

8 El Universo. PetroEcuador asume operación de Perenco de manera temporal 18 agosto 2009 <http://www.eluniverso.com/2009/08/18/1/1356/petroecuador-asume-operacion-perenco-manera-temporal.html>

9 El Universo. Ecuador pone fin al contrato con petrolera Perenco 22 julio 2010 <http://www.eluniverso.com/2010/07/22/1/1356/ecuador-pone-fin-contrato-petrolera-perenco.html>

10 Decreto Ejecutivo N°314 del 6 de abril del 2010.

11 idem.

12 Petroamazonas asume operaciones de bloques, tras salida de Petrobras. Oil Production.net 25 de noviembre del 2010 http://www.oilproduction.net/cms/index.php?option=com_content&view=article&id=1550:petroamazonas-asume-operaciones-de-bloques-tras-salida-de-petrobras&catid=52:noticias-del-sector&Itemid=109

por el Presidente de la República, el 1 de noviembre de 2012, Petroamazonas EP asumió de manera oficial las operaciones de los campos Lago Agrio, Libertador, Shushufindi, Auca, Cuyabeno y de gas natural en el litoral ecuatoriano, que pertenecían a la Gerencia de Exploración y Producción de EP Petroecuador, dentro del proceso de fusión por absorción iniciado en enero de 2010, garantizando la estabilidad y la continuidad del personal de las áreas de exploración y producción que pasaron a Petroamazonas EP¹³.

El proceso de absorción empresarial apuntaba a mejorar la gestión estatal en el sector hidrocarburífero, incrementar la producción de crudo, reducir los costos operativos e implementar el modelo de gestión de Petroamazonas EP (PAM), que operaba, según el gobierno, con altos estándares empresariales de reconocimiento internacional.

En mayo del 2013 el Instituto Revenue Watch publicó un informe que evalúa el mal manejo de los recursos naturales y la corrupción, el mismo que indica que más del 80% de los principales países mineros y productores de gas y petróleo no cumplen con “estándares satisfactorios” en la administración de sus recursos naturales y sobre Ecuador, sostiene que “aún tienen vacíos en la gobernanza de sus recursos naturales”¹⁴.

En agosto del 2013, la estatal Petroamazonas EP anunció la contratación de empresas de servicio especializadas para aumentar el número de reservas de crudo recuperables en 14 de sus 65 campos. La intención es aumentar el factor de recobro de los

campos de Petroamazonas que actualmente está en el 34% y extraer más petróleo, sin necesidad de descubrir nuevas reservas.

Actualmente Petroamazonas es la única empresa estatal en el Ecuador que realiza las actividades de exploración y explotación de crudo, luego que asumiera los campos de Petroecuador¹⁵.

Petroamazonas EP (PAM EP) tiene al momento 65 campos en producción en las provincias de Orellana, Sucumbíos, Napo, Guayas y Santa Elena.

Sucumbíos

Cuyabeno: Bloques 58 y 59 en los campos Cuyabeno Sansahuari, Victor Hugo Ruales, Tipishca Huaico, Blanca y Vinita.

Shushufindi: Bloque 57, en los campos Shushufindi/Aguarico, Drago, Condorazo y Cobra.

Lago Agrio: Bloques 56 y 11 en los campos Lago Agrio, Guanta – Dureno, Parahuaco, Cristal, Rubí, Diamante y Mascarey.

Pacayacu: Campo Libertador, conformado por las estructuras de Secoya, Shushuqui, Shuara, Pacayacu, Pichincha y Carabobo.

Atacapi: Campo Atacapi (19p), que está ubicado en la parte norte de la cuenca oriente, al sureste del campo Lago Agrio.

Frontera norte: Campo Tetete (6p), en el campo Tapi (3p), en el campo Frontera (2p), al norte del campo Libertador.

Campo Arazá: (3p) al sur del campo Libertador.

Orellana/Sucumbíos

Indillana: Tiene 17 campos. Los campos Paka Norte, Paka Sur, Yanaquincha Este, Yanaquincha Oeste, Yanaquincha Norte, Indillana y Napo en la provincia de Orellana. Así como los campos Palmeras Norte, Palmeras Oeste, Tuich, Limoncocha, Pañayacu, Quinde, Concordia, Jivino y Laguna en la provincia de Sucumbíos. Y el campo Itaya, ubicado en las provincias de Sucumbíos y Orellana.

13 Ministerio de Recursos Naturales no renovables 15 noviembre 2012 Petroamazonas EP asume la operación de ocho campos de EP Petroecuador <http://www.recursos-naturales.gob.ec/petroamazonas-ep-asume-la-operacion-de-ocho-campos-de-ep-petroecuador-y-de-la-produccion-de-gas-natural/>

14 El Universo 16 de mayo del 2013 Ecuador entre países con mal manejo de recursos <http://www.eluniverso.com/noticias/2013/05/15/nota/927456/portafolio>

15 El Comercio Petroamazonas busca inversión extranjera 2 agosto 2013 http://elcomercio.com/negocios/Petroamazonas-hidrocarburos-Ecuador-petroleo-inversionextranjera_0_967103351.html

Bloque 12: Tiene 7 campos productores: Edén Yuturi, Dumbique Norte, Tumali, Yanahurco, Dumbique Sur, Tangay y Pañacocha.

Orellana

Bloque 31: Tiene tres campos productores: Apaika, Nenke y Apaika Sur.

Oso – Yuralpa: bloques 7 y 21. El bloque 7 tiene los campos productores: Oso, Coca, Payamino, Gacela, Lobo, Jaguar y Mono. El bloque 21 el campo Yuralpa.

Bloque 18: en el cantón La Joya de los Sachas, campo Palo Azul (33p)

Santa Elena

Bloque 1: campo Pacoa.

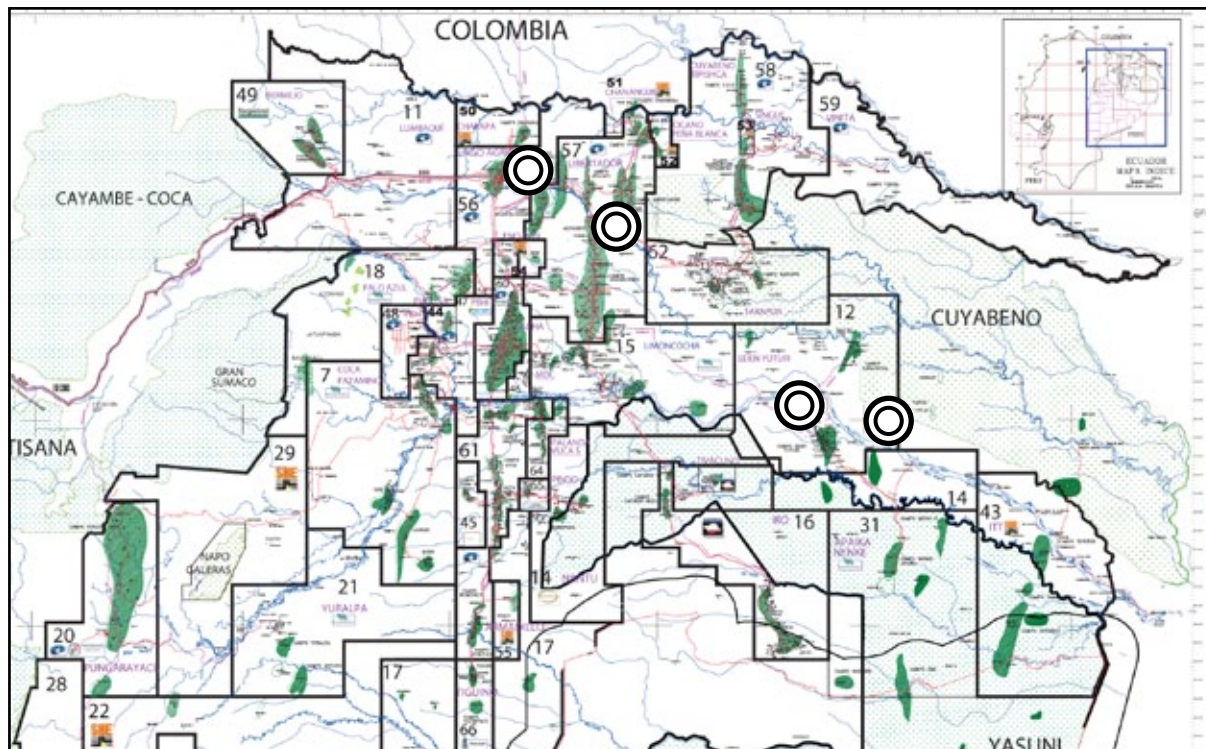
Guayas

Bloque 6: campo Amistad.

Fuente: <http://www.petroamazonas.gob.ec/operaciones/>

LUGARES VISITADOS DURANTE EL RECORRIDO

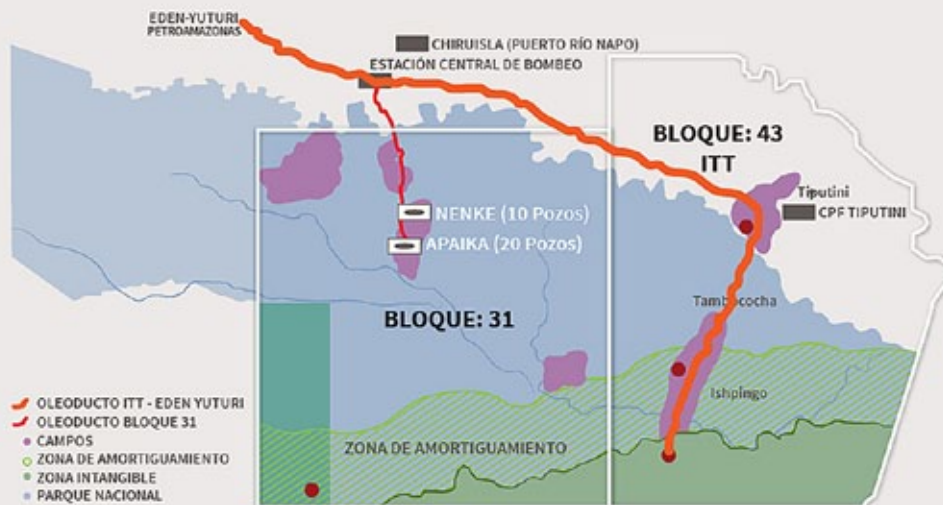
Campo Libertador: este es un campo abierto en los años 80 por la empresa estatal CEPE que luego se transformó en Petroecuador y actualmente opera la empresa pública Petroamazonas EP. Es importante recalcar que este campo está formado por 9 subcampos y nunca estuvo la empresa Texaco, hoy Chevron, sin embargo mantiene las mismas características de destrucción ambiental y afectación social que los campos operados por la transnacional. Se eligió este campo para el recorrido por tratarse de una operación antigua en donde, sin embargo, Petroamazonas EP continúa aplicando la misma tecnología que sus antecesoras.



Fuente: Segmento mapa de Secretaria de Hidrocarburos 2012

Mapa proyecto de explotación ITT - Bloque 31

ZONA DE APROVECHAMIENTO



Fuente: <http://www.planv.com.ec/investigacion/investigacion/impactos-la-minima-huella>

Campo Lago Agrio: Aunque no estaba previsto dentro del recorrido el campo Lago Agrio, asistimos a una reunión en el barrio “25 de febrero” donde la empresa Petroamazonas EP tiene la intención de perforar 8 nuevos pozos dentro del perímetro urbano de la ciudad lo cual violenta el Reglamento ambiental para actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

Bloque 12, Campo Edén Yuturi: este campo fue designado como campo unificado al bloque 15 y entregada su operación a la empresa Occidental. En mayo del 2006, después de la salida del país de Oxy, este campo pasó a manos de la Unidad administrativa del bloque 15 y después a manos de Petroamazonas EP. Se eligió para el recorrido este campo porque junto a los otros campos del bloque 15, vendría a ser la operación más antigua de Petroamazonas EP.

Bloque 31: Este bloque fue concesionado en la octava ronda de licitaciones en el año 1996 a la empresa argentina Pérez Companc, la cual realizó trabajos de explotación sísmica y perforación exploratoria de los pozos Nenke y Apaika. En el año 2002 Pérez Companc vendió su empresa de energía a Petrobras que se hizo cargo del bloque. Petrobras inició los trámites para obtener la licencia de operación en el bloque 31 que en un 80% se encuentra dentro del Parque Nacional Yasuni. En el año 2007 el Estado ecuatoriano otorgó la licencia ambiental para explotar el bloque 31, sin embargo un año después devuelve al Estado el bloque y únicamente mantuvo su operación en el bloque 18 hasta el año 2010 cuando salió definitivamente del país. Petroamazonas EP se hace cargo del bloque 31 a la salida de Petrobras. Se eligió este lugar por tratarse de una operación nueva de Petroamazonas y por encontrarse dentro del Parque Yasuní, junto al ITT, es decir que tiene similares características con el bloque 43.

3.- Componente técnico observado a Petroamazonas EP

La observación de las actividades industriales *in situ* permite conocer cuales son los Estándares de Calidad Ambiental de las empresas en sus actividades. Es razonable pensar que cuanto más profunda sea esa observación, más ajustado será uno en las conclusiones, pero no se estará muy alejado de la calificación cuando en una pequeña muestra varios aspectos críticos son encontrados.

Es así como se ha podido calificar a las actividades que Petroamazonas realiza en los Campos Libertador, Edén Yuturi y Bloque 31, y por extrapolación¹⁶ a toda la operación actual y futura en Ecuador.

Los Estándares de Calidad Ambiental en las Actividades Industriales son acciones que permiten controlar los impactos ambientales a niveles permisibles de contaminantes en el aire, agua, suelo o cualquier otro recurso necesario para la vida en forma directa o indirecta.

Los contaminantes pueden estar constituidos de cualquier materia o energía, cuya naturaleza, ubicación, o concentración en el aire, agua o suelo produce o puede producir efectos no deseados de la salud humana o a los límites de la utilidad del recurso para el uso presente o futuro.

Esta cuestión se refiere a todo producto químico

inorgánico u orgánico en forma gaseosa, líquida o sólida o incluso microorganismos vivos o virus. Estos pueden estar presentes en la solución, en forma de suspensiones coloidales, absorbidos en fase sólida, o como fases separadas.

La energía incluye el ruido, las radiaciones electromagnéticas, y el calor. Los niveles se pueden especificar como un medio espacio temporal o como un valor máximo, ya que una dosis absorbida durante períodos determinados o una exposición de una sola vez grande a veces tienen el mismo efecto.

El establecer normas¹⁷ o leyes sobre este aspecto es un complejo proceso de toma de decisiones que implican la consideración de cuestiones socio-económicas, jurídicas y científicas. Estos problemas pueden ser locales, regionales, nacionales o de ámbito global. Las normas establecidas para proteger la salud humana y seguridad son los patrones primarios. Una gran parte de las actividades públicas y privadas del medio ambiente están relacionados con la configuración de estándares de calidad ambiental para asegurar el cumplimiento de estas normas de calidad.

Independientemente de las leyes y normativas, que obligan y comprometen, la empresa, desde sus más altas estructuras de decisión, debe tener una Cultura Organizacional Sustentable. Esta consiste

16 El **método de extrapolación** es un método científico lógico que consiste en suponer que el curso de los acontecimientos continuará en el futuro, convirtiéndose en las reglas que se utilizarán para llegar a una nueva conclusión. Es decir, se afirma a ciencia cierta que existen unos axiomas y éstos son extrapolables a la nueva situación.

17 Entiéndase por **Norma** a la opción de cumplimiento voluntario. Más específicamente, una norma es una regla o directriz para las actividades, diseñada con el fin de conseguir un grado óptimo de orden en el contexto en que se encuentre. **Ley** es una normativa de cumplimiento obligatorio.

en concebir y generar una cultura organizacional compartida, basada en los valores que viabilizan el clima de solidaridad, equidad, cohesión y respeto necesario para que la empresa pueda cumplir una responsabilidad social para el desarrollo sustentable a través del comportamiento proactivo de todos los integrantes, reconociendo “el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y el buen vivir”¹⁸.

La ausencia de esta Cultura Organizacional Sustentable es lo observado en los campos visitados, en donde parecen mezclarse la desprotección del trabajador, del medioambiente y la desprotección de los bienes muebles como una cuestión indivisa en la operación¹⁹.

OBSERVACIONES

EJEMPLO N° 1:

CAMPO LIBERTADOR: OPERADO INICIALMENTE POR PETROECUADOR

Un tanque de almacenamiento de petróleo de aproximadamente 320 bls (50 m³), se encuentra circunscrito por un muro (o pretil) construido de suelo absorbente. Hay evidencia de la instalación de una antigua geomembrana, hoy totalmente deteriorada por el uso. Con ella se pretendía impermeabilizar el suelo y las paredes a fin de servir de contención de posibles pérdidas o derrames.

¹⁸ Art 14, “Constitución del Ecuador”

¹⁹ Basado en la exposición de uno de los referentes de seguridad industrial de Petroamazonas. Barrio 25 de Febrero, Lago Agrio, 17-mar-2014.



Lugar: Pozo Atacapi 2 (Dureno)

Aunque el interior y el muro se encontrasen impermeabilizados con la geomembrana, el volumen que puede contener es significativamente inferior al volumen de petróleo almacenado en el tanque.

Una cañería de conexión del tanque, utilizada aparentemente para cargas o descargas de crudo, se encuentra protegida ante pérdidas con un recipiente notoriamente manchado con hidrocarburos. Los interiores de los recintos de contención deben estar libres de cualquier elemento que le produzca la disminución de su capacidad volumétrica. Esta situación viola claramente normas nacionales y de otros países más protectores.

Legislación Ecuatoriana

Decreto Ejecutivo 1215/2001

ART. 25.- Manejo y almacenamiento de crudo y/o combustibles.-

Para el manejo y almacenamiento de combustibles y petróleo se cumplirá con lo siguiente:

b) Los tanques, grupos de tanques o recipientes para crudo y sus derivados así como para

combustibles se regirán para su construcción con la norma API 650, API 12F, API 12D, UL 58, UL 1746, UL 142 o equivalentes, donde sean aplicables; deberán mantenerse herméticamente cerrados, a nivel del suelo y estar aislados mediante un material impermeable para evitar filtraciones y contaminación del ambiente, y rodeados de un cubeto técnicamente diseñado para el efecto, con un volumen igual o mayor al 110% del tanque mayor;

c) Los tanques o recipientes para combustibles deben cumplir con todas las especificaciones técnicas y de seguridad industrial del Sistema PETROECUADOR, para evitar evaporación excesiva, contaminación, explosión o derrame de combustible. Principalmente se cumplirá la norma NFPA-30 o equivalente;

ART. 71.– Tanques de almacenamiento.

Para los tanques de almacenamiento del petróleo y sus derivados, además de lo establecido en el artículo 25, se deberán observar las siguientes disposiciones:

a) Tanques verticales API y tanque subterráneos UL:

a.1) El área para tanques verticales API **deberá estar provista de cunetas y sumideros** interiores que permitan el fácil drenaje, cuyo flujo deberá controlarse con una válvula ubicada en el exterior del recinto, que permita la **rápida evacuación de las aguas lluvias o hidrocarburos que se derramen en una emergencia**, y deberá estar conectado a un sistema de tanques separadores.

a.2) Entre cada grupo de tanques verticales API deberá existir una separación mínima igual al $\frac{1}{4}$ de la suma de sus diámetros, a fin de guardar la debida seguridad.

a.3) Los tanques de almacenamiento deberán contar con un **sistema de detección de fugas** para prevenir la **contaminación del subsuelo**. Se realizarán **inspecciones periódicas** a los tanques de almacenamiento, construcción de diques y cubetos de contención para prevenir y controlar fugas del producto y **evitar la contaminación del subsuelo**, observando normas API o equivalentes.

Legislación Colombiana

Decreto 0283/1990 por el cual se reglamenta el almacenamiento, manejo, transporte, distribución de combustibles líquidos derivados del Petróleo y el transporte por carrotanques de Petróleo Crudo.

C. Muros de retención.

Artículo 20. Todo tanque o grupo de tanques que contengan productos de petróleo, deberán estar rodeados por un muro de retención impermeabilizado. Este deberá construirse en concreto, tierra apisonada e impermeabilizada u otro material adecuado. La altura mínima de dicho muro será de sesenta (60) cms. y la máxima será de dos (2) metros. Estos muros podrán protegerse con grama o pastos de poco crecimiento.

Artículo 21. Si un recinto rodeado por un muro de retención contiene un solo tanque, su capacidad neta será por lo menos igual a la capacidad del tanque y se calculará, como si tal tanque no existiera. Esto último, teniendo en cuenta que en caso de máximo derrame del tanque, quedará en éste un nivel líquido igual a la altura del muro de retención,

Si el recinto de retención contiene dos o más tanques, su capacidad neta será por lo menos igual a la del tanque de mayor capacidad dentro

del recinto, más el diez por ciento (10%) de la capacidad de los otros tanques.

Artículo 22. El recinto o deberá estar provisto de cunetas y sumideros interiores que permitan el fácil drenaje, cuyo flujo deberá controlarse con una válvula o brazo basculante ubicado en el exterior del recinto, que permita la rápida evacuación de las aguas lluvias o combustibles que se derramen en una emergencia.

Legislación Argentina

Decreto N° 10.877/1960 reglamentario de Ley 13.660. Seguridad de las instalaciones de elaboración, transformación y almacenamiento de combustibles sólidos, minerales, líquidos y gaseosos.

Artículo 329. — Los endicamientos de los recintos para la contención de los derrames, tendrán una capacidad igual al volumen útil del tanque más un 10%.

Cuando se trate de un agrupamiento de tanques, el volumen total del recinto será igual al volumen útil del tanque de mayor capacidad más el 50% de la capacidad total de almacenamiento de los tanques restantes.

Artículo 331. — Todo recinto tendrá sus endicamientos protegidos de la acción de las aguas y del efecto de los vientos y en lugar visible se mantendrá un señalamientos que destaque la cota mínima que debe mantener el endicamiento en el coronamiento, con referencia al interior del recinto en el que se encuentran contenidos los tanques de que se trata.

Artículo 332. — El proveer a los tanques de sistemas de refrigeración para disminuir las

pérdidas por evaporación durante la época de elevadas temperaturas no reducirá las exigencias en cuanto a distanciamientos y endicamientos.

Artículo 334. — Donde por la topografía del terreno un eventual derrame de producto incendiado (sobre ebullición) que supere los muros de contención pueda hacer peligrar el resto de las instalaciones, se deberán prever muros complementarios que encaucen dicho derrame hacia un lugar convenientemente elegido para el ataque del fuego.

EJEMPLO N° 2:

CAMPO LIBERTADOR: OPERADO INICIALMENTE POR PETROECUADOR

Se observó en un predio lindero a barrios habitados dentro de Pacayacu, la existencia de una armadura de surgencia (Árbol de navidad) sin que este tenga las más mínimas condiciones de seguridad para la población circundante.



Pozo Carabobo-6: Pacayacu

La armadura en cuestión, denominada KBB-6 (Carabobo-6), está preparada para una presión de trabajo del orden de las 1500 psi. Sin embargo le han colocado tapas soldadas construidas artesanalmente y sin ningún estándar de acople ya que las tapas instaladas no cuentan con las molduras interiores que garantizan el cierre hermético, no tienen el espesor necesario para soportar la presión de diseño de la armadura y además solo se le han colocado 4 bulones de ajuste, cuando claramente puede verse que son 8.

No se pudo observar ningún cartel que indique los peligros a los que se está exponiendo quien se acerque a dicha armadura de surgencia ni está delimitada la instalación para evitar que los niños/as del barrio jueguen sobre la misma.

Por último la población desconoce las medidas de protección que debe tomar para salvaguardar su salud ante una pérdida de gas o petróleo de la armadura, ni tampoco a quien deben alertar para informar de una contingencia de esas características.

EJEMPLO N° 3:



Estación Secoya - Campo Secoya

CAMPO LIBERTADOR: OPERADO INICIALMENTE POR PETROECUADOR

Los drenajes, purgas y pérdidas de fluidos de producción, como petróleo o agua de formación, son dirigidos a piscinas visiblemente sin impermeabilización o a pequeñas cámaras de concreto. Estos sitios de acopio cuentan con cañerías que evitan el rebalse, dirigiendo estos fluidos altamente contaminados, directo a la selva circundante.



Drenajes en pozo Atacapi 2 (Dureno)

Los fluidos con alto contenido en hidrocarburos son dirigidos a los cursos de agua dulce impactándolos irreversiblemente y parte de los mismos son absorbidos por el suelo contaminando las fuentes de agua dulce subterráneas.

Las aguas asociadas a los hidrocarburos, no solo están contaminadas con ellos, sino que contienen metales pesados y sales de alto impacto para los seres vivos.

Los hidrocarburos por si solos contienen elementos, como los policíclicos, de comprobado efecto cancerígenos. Pero al estar dispersos en aguas dulces de consumo humano muchos de ellos toman contacto con cloro producto de los procesos de potabilización de las aguas de consumo, por lo que los efectos cancerígenos se potencian al transformarse en organoclorados.

Los sistemas que fueron observados no cumplen con la normativa ecuatoriana y mucho menos con la argentina que tiene normas más proteccionistas para la población. No se entiende cómo en una zona de tan alta pluviosidad como la amazónica de Ecuador, se siguen utilizando piscinas no como prevención de accidentes, sino como sistema normal de operación, y lo permite la ley.

Legislación Ecuatoriana

Decreto 1215/ 2001Capítulo III

ART. 29.- Manejo y tratamiento de descargas líquidas.- Toda instalación, incluyendo centros de distribución, sean nuevos o remodelados, así como las plataformas off-shore, deberán contar con un sistema convenientemente segregado de drenaje, de forma que se realice un tratamiento específico por separado de aguas lluvias y de escorrentías, aguas grises y negras y efluentes residuales para garantizar su adecuada disposición. Deberán disponer de separadores agua-aceite o separadores API ubicados estratégicamente y **piscinas de recolección**, para **contener y tratar cualquier derrame** así como para tratar las aguas contaminadas que salen de los servicios de lavado, lubricación y cambio de aceites, y **evitar la contaminación del ambiente**. En las plataformas off-shore, el sistema de drenaje de cubierta contará en cada piso con válvulas que permitirán controlar

eventuales derrames en la cubierta y evitar que estos se descarguen al ambiente. Se deberá dar mantenimiento permanente a los canales de drenaje y separadores.

a) Desechos líquidos industriales, aguas de producción, descargas líquidas y aguas de formación.- Toda estación de producción y demás instalaciones industriales dispondrán de un **sistema de tratamiento de fluidos resultantes de los procesos**.

No se descargará el agua de formación a cuerpos de agua mientras no cumpla con los límites permisibles constantes en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento;

b) Disposición.- Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, **que deba ser descargado** al entorno, **deberá cumplir** antes de la descarga con los **límites permisibles** establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

Los desechos líquidos, las aguas de producción y las aguas de formación deberán ser tratadas y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido en el literal c) de este mismo artículo, siempre que se cuente con el estudio de la formación receptora aprobado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con la Subsecretaría de Protección Ambiental del mismo Ministerio.

Si estos fluidos se dispusieren en otra forma que no sea a cuerpos de agua ni mediante inyección, en el Plan de Manejo Ambiental se establecerán los métodos, alternativas y técnicas que se utilizarán para su disposición con indicación de su justificación técnica y ambiental; los parámetros a cumplir serán los aprobados en el Plan de Manejo Ambiental.

Legislación Argentina

Decreto 2656/99 Anexo 7 - Capítulo VII. Normas ambientales para el manejo de los desechos fluidos de perforación y terminación.

Artículo 30º) PAUTAS: En la apertura de piletas de lodos y residuos de perforación y terminación, deberán seguirse las siguientes pautas ambientales:

El operador deberá constatar previamente que no existe agua subterránea dulce en el subsuelo. Se considera agua dulce aquella agua subterránea cuyos contenidos en sales totales no supere los 3.000 ppm o que su conductividad específica no sea mayor de 4.000 micromhos por centímetro.

Las piletas de lodo y residuos deberán ser revestidas con láminas polietileno.

Al término de la perforación, y una vez infiltrado o evaporado el líquido residual, se deberá enterrar el cutting, restos de cemento, bentonita y demás residuos de perforación y terminación.

Artículo 31º) MANEJO DE DESECHOS ESPECIALES.PAUTAS: En el manejo de desechos especiales se deberán seguir las siguientes pautas ambientales:

En áreas donde por razones técnicas sea requerido el lodo a base de petróleo en la totalidad o gran parte de la operación, se deberá contar como adicional a la represa de desechos, con un tanque metálico a instalar en el recinto de los tanques de combustible y ensayo para contener los excedentes no contaminados.

En áreas donde el lodo a base de petróleo es de uso circunstancial o sólo para una fracción del intervalo a perforar, (Ej: capas de sal hasta haber sido atravesadas y protegidas por una entubación),

se deberá contar con una pileta metálica destinada a volcar el cutting y los excedentes.

En la operación con represas o piletas impermeabilizadas con láminas de polietileno, se deberán extremar los recaudos para no romper la lámina con herramientas y protegerla debidamente en los bordos donde se tenga que accionar o transitar.

Los excedentes líquidos no reciclables, tanto en los lodos como de los fluidos de terminación que están precedentemente encuadrados como desechos peligrosos, se dispondrán por inyección o confinados ya sea en estratos superficiales permeables secos y aislados por capas impermeables, o inyectados en estratos profundos estériles que se encuentren en el espacio anular de la entubación intermedia y por debajo del zapato de la cañería de seguridad o superficie.

Normas ambientales para el manejo de los fluidos especiales de terminación o hidrocarburos

Artículo 35º) PAUTAS: En el manejo de los fluidos especiales de terminación o hidrocarburos, deberán seguirse las siguientes pautas ambientales:

- Fluidos con base de petróleo o destilados:
- En el caso de utilizar fluidos con base de petróleo o destilados, este deberá ser reciclado o mezclado con el petróleo de producción para ser procesado en planta de tratamiento. Queda prohibido su vertido en la superficie o confinamiento en pozos o piletas de tierra.

Capítulo III

Normas ambientales para baterías colectoras y de medición.

Artículo 38º) PAUTAS: En baterías colectoras y de medición deberán seguirse las siguientes pautas ambientales:

Las baterías colectoras y de medición deberán ser ubicadas en los centros intermedios de operación que fueran seleccionados acorde a la topografía del terreno procurándose reducir la superficie de los terrenos afectados por los caminos de acceso y tendido de cañerías de conducción.

Los diseños de las baterías, deben permitir el control y medición de los hidrocarburos líquidos gaseosos y el agua producida para su tratamiento.

Cuando las bajas producciones no justifiquen la conveniencia económico-operativa de colocar detectores de agua y sedimentos para el caso de los líquidos producidos y sea necesario separar el agua libre en el control de cada pozo, la batería deberá tener una pileta recolectora de agua salada, debidamente impermeabilizada. Esta pileta deberá estar cerrada y tener una succión de fondo conectada al sistema de bombeo al oleoducto. Se podrán utilizar otros tipos de medición, como la toma de muestras y análisis en laboratorio en vez de utilizar los separadores de los detectores de agua y sedimentos.

Caso Texaco en Ecuador²⁰

III. LA REALIDAD ACERCA DEL MANEJO DE DESECHOS DE TEXACO EN ECUADOR

En 1964 Texaco empezó sus operaciones de E&P en el área concesionada. La compañía realizó sus operaciones en Ecuador de un modo que antes utilizó

rutinariamente para petróleo y almacenamiento de desechos, aunque para ese momento dichas piscinas ya habían sido completamente prohibidas (Texas), o al menos prohibidas en los lugares donde el contenido de estas podría contaminar el agua dulce o el agua subterránea (Louisiana y California). Estas piscinas antiguas eran directamente excavadas en la tierra; no contaban con separadores o barreras y no eran cubiertas ni cerradas. Estas piscinas fueron utilizadas para almacenar fluidos de perforación durante las operaciones de perforación, para el petróleo crudo producido en la prueba inicial de cada pozo, y para los derivados de éste en cada estación de transferencia.

Texaco perforó aproximadamente 340 pozos en el área de concesión, y cada pozo poseía aproximadamente dos o cinco piscinas de tierra que fueron usadas para almacenar el lodo de la perforación, el petróleo crudo y sus derivados necesitados para el mantenimiento del pozo. Estas piscinas precarias también fueron utilizadas en 18 estaciones de producción, en donde fueron utilizadas para tratar el agua de producción, que es el primordial desperdicio producido tras el proceso de separación de agua y petróleo, que comúnmente contiene niveles peligrosos de metales pesados tóxicos (algunos de estos cancerígenos) y petróleo en emulsión, así como sales y sólidos disueltos. Texaco dirigía el agua producida tras la primera separación petróleo-agua a las piscinas y entonces la vertía directamente en el suelo y en aguas superficiales. En total, aproximadamente 800 – 1000 de estas precarias piscinas fueron construidas por Texaco en el área de concesión. Estas piscinas abiertas sin recubrimiento y sin barreras, se derramaron en aguas superficiales y el suelo, filtrándose en el suelo circundante y agua subterránea.

²⁰ Análisis Crítico del Caso Texaco: Sumisión 2 - El manejo de desechos de Texaco en Ecuador fue ilegal y violó los estándares de la industria -Bill Powers, P.E. Mark Quarles, P.G. - 05 de abril de 2006

EJEMPLO N° 4:

CAMPO LIBERTADOR: OPERADO INICIALMENTE POR PETROECUADOR Y EDÉN YUTURI: OPERADO INICIALMENTE POR OCCIDENTAL



Se observaron una gran cantidad de mecheros quemando gas rico a la atmósfera y desde luego recursos energéticos no renovables.

Mecheros en varias locaciones operadas por Petroamazonas.

Una antorcha de estas características, quema en una hora lo que un hogar con una familia tipo haría (en Ecuador) en 6 meses.

La decisión del gobierno ecuatoriano de explotar el Yayuní-ITT es la necesidad de energéticos, sin embargo cientos de antorchas queman día a día recursos energéticos en una práctica prohibida en otros países.

Legislación Argentina

Resolución 236/93 - Modificada por Resolución N° 143/98

Que el aventamiento de gas natural constituye una **práctica irracional**, provocando el desaprovechamiento de recursos energéticos no renovables y dañando el medio ambiente.

Que las perspectivas en materia de producción de petróleo, las nuevas utilidades del gas natural y su consecuente mayor valor económico, justifican el dictado de normas reglamentarias tendientes a lograr el mejor aprovechamiento y conservación del recurso y al mismo tiempo preservar el medio ambiente.

Legislación Peruana

Decreto 048/ 2009-EM

El venteo de gas natural queda prohibido en todas las actividades de hidrocarburos y constituye una infracción sancionable por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin).

Se exceptúa de la prohibición el venteo inevitable en casos de contingencia o de emergencia, así como el venteo operativo calificados como tales por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas, previo informe de Osinermin.

EJEMPLO N° 5

EDÉN YUTURI: OPERADO INICIALMENTE POR OCCIDENTAL

En la comunidad Kichwa de El Edén, en el campo Edén-Yuturi, se observaron los distintos puntos



de aprovisionamiento de agua potable que los habitantes hacen uso. No se observaron a simple vista contaminación en la provisión de pozos profundos, en tanto que en las bombas manuales el agua salía con un notable color obscuro y olor característico del agua de formación asociada al petróleo. No se pudieron hacer análisis, y los damnificados manifestaron que nunca se realizaron.

Dentro del campo Edén-Yuturi se observaron pérdidas de cañerías subterráneas y aéreas de fluidos no identificados que se dirigían directamente al pequeño río donde personas de la comunidad se abastece de peces para consumo.

EJEMPLO 6

EDÉNYUTURI: OPERADO INICIALMENTE POR OCCIDENTAL



Dentro del campo El Eden-Yuturi, son comunes las manchas por pérdidas de combustible en los caminos y sitios de instalación de motobombas con una precaria impermeabilización, a pesar de estar instalados a las orillas de un río.

Legislación Ecuatoriana²¹

ART. 25.- Manejo y almacenamiento de crudo y/o combustibles.- Para el manejo y almacenamiento de combustibles y petróleo se cumplirá con lo siguiente:

²¹ Decreto 1215/2001 Capítulo III

c) Los tanques o recipientes para combustibles deben cumplir con todas las especificaciones técnicas y de seguridad industrial del Sistema PETROECUADOR, **para evitar** evaporación excesiva, contaminación, explosión o derrame de combustible. Principalmente se cumplirá la norma NFPA-30 o equivalente;

Los incumplimientos observados y especialmente los legales, son considerados por las agencias certificadoras ISO y OHSAS como Incumplimientos Grado A. Estos incumplimientos pueden costarle la suspensión o quitarle la certificación, al menos hasta que el grave incumplimiento sea subsanado.

Algunos incumplimientos a las normas pueden observarse en el siguiente resumen:

Legislación Argentina²²

Capítulo III: Normas ambientales para baterías colectoras y de medición.

Artículo 38°) Las bombas del sistema de bombeo de líquidos deberán estar dentro de un recinto con piso impermeabilizado que abarque todas las bases y su colector de derrames conectado al sistema de drenaje de la batería que le permita captar cualquier derrame que se produzca en su operación y/o sus reparaciones.

EJEMPLO N° 7

PETROAMAZONAS EN SU PAGINA WEB DICE DE SI MISMA²³:

*Petroamazonas EP está avalada con la certificación de **gestión de calidad ISO 9001, certificación ambiental ISO 14001 y de seguridad industrial y salud ocupacional OHSAS 18001**, así como con el aval de la guía de **responsabilidad social ISO 26000**.*

ISO 26001:2010 de Responsabilidad Social Empresaria.

- Asistir o ayudar a las organizaciones a establecer, implementar, mantener y mejorar los marcos o estructuras de RS.
- Apoyar a las organizaciones a demostrar su RS mediante una buena respuesta y un efectivo cumplimiento de compromisos de todos los accionistas y grupos de interés, incluyendo a los gestores, a quienes quizás recalcará su confianza y satisfacción; facilitar la comunicación confiable de los compromisos y actividades relacionadas a RS.
- Promover y potenciar una máxima transparencia. El estándar será una herramienta para el desarrollo de la sustentabilidad de las organizaciones mientras se respetan variadas condiciones relacionadas a leyes de aguas, costumbre y cultura, ambiente psicológico y económico.
- Hacer también un ligero análisis de la factibilidad de la actividad, refiriéndose a los asuntos que pueden afectar la viabilidad de la actividad y que requieren de consideraciones adicionales por parte de ISO.

22 Decreto 2659/1999 - Anexo VII - Normas y procedimientos que regulan la protección ambiental durante las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos

23 <http://www.petroamazonas.gov.ec/perforacion-2/>

ISO 14001:2004 de Gestión Ambiental

Punto 4.3: Planificación

4.3.2 Requisitos legales y otros requisitos.

La organización debe establecer, implementar y mantener uno o varios procedimientos para:

a) identificar y tener acceso a los requisitos legales aplicables y otros requisitos que la organización suscriba relacionados con sus aspectos ambientales; y

b) determinar como se aplican estos requisitos a sus aspectos ambientales.

La organización debe asegurarse de que estos requisitos legales aplicables y otros requisitos que la organización suscriba se tengan en cuenta en el **establecimiento, implementación y mantenimiento de su sistema de gestión ambiental.**”

Punto 4.5: Verificación.

4.5.2 Evaluación del cumplimiento legal.

4.5.2.1 En coherencia con su compromiso de cumplimiento, la organización debe establecer, implementar y mantener uno o varios procedimientos para evaluar periódicamente el cumplimiento de los requisitos legales aplicables.

La organización debe mantener los registros de los resultados de las evaluaciones periódicas.

4.5.2.2 La organización debe evaluar el cumplimiento con otros requisitos que suscriba. La organización puede combinar esta evaluación con la evaluación de cumplimiento legal mencionada en el apartado 4.5.2.1, o establecer uno o varios procedimientos separado

ISO 9001:2008 de Gestión de Calidad

- La norma ISO 9001:2008 requiere que la organización **identifique y controle los requisitos legales y reglamentarios aplicables a sus productos (incluyendo servicios)**. Es opción de la organización cómo hacer esto dentro de su Sistema de Gestión de Calidad.

- Durante el desarrollo de la ISO 9001:2008, se han considerado las disposiciones de la Norma ISO 14001:2004 para aumentar la compatibilidad de las dos normas en beneficio de la comunidad de usuarios.

- **7.2.1:** Determinación de los requisitos relacionados con el producto. La organización debe determinar:

- **c) Los requisitos legales y reglamentarios relacionados con el producto (o servicio).**

- Según la tabla de correspondencia entre las normas ISO 9001:2008 e ISO 14001:2004, incluida en el anexo A, el equivalente del punto 4.3.2 de la ISO 14001 es el punto 7.2.1 y el 5.2 de la ISO 9001.

- Por la filosofía de la propia ISO es evidente que no bastará con la determinación puntual de los requisitos legales, sino que el sistema deberá ser mantenido, o en términos de legislación, actualizado.

- **En el punto 4.1:** Requisitos generales, la norma nos dice que **“La organización debe establecer, documentar, implementar y mantener un sistema de gestión de la calidad de acuerdo con los requisitos de esta norma internacional. Por tanto, el sistema establecido para determinar los requisitos legales deberá permitir una actualización constante.”**

EJEMPLO N° 8

El petróleo que se encuentra en el subsuelo es independiente de la topografía, clima y características de la superficie, por lo que perforar pozos petroleros requiere muchas dificultades para ubicar el taladro. Este es el caso de buena parte de Ecuador, donde en su superficie selvática deben instalarse las plataformas de perforación.

Para ello se recurre a la perforación de pozos inclinados que permiten que en una misma plataforma se puedan tener varias bocas de pozos.



Tal es el caso de la Plataforma "A" de del Campo Edén-Yuturi con 32 pozos perforados en una misma plataforma.

En el caso del parque Yasuní-ITT, Petroamazonas anunció que pretende la perforación de pozos no solo inclinados, sino dirigidos. Las técnicas de dirección de pozos son altamente riesgosas, ya que a pesar de las nuevas tecnologías del mercado, existe una posibilidad latente de comunicar formaciones de hidrocarburos con formaciones de agua dulce.

De existir estas comunicaciones, se producen **daños irreversibles y de magnitudes catastróficas**, ya que inmensas formaciones de agua dulce quedarán definitivamente inutilizadas para el consumo de los seres vivos.

Lo **más grave de estas circunstancias** es que las manifestaciones de un desastre ambiental en formaciones profundas, pueden ocurrir ya sea durante la perforación, a los pocos meses de haberla realizado o **varios años después** de haber culminado

la perforación, en donde los **responsables técnicos y políticos** del hecho **ya no estarán** para responder sobre su actos.

EJEMPLO N° 9

Una de las discusiones que surge sobre la intención de explotar hidrocarburos en el Yasuní-ITT, es la relación de superficies afectadas con respecto a la superficie total de parque. **No existe una relación directa** con la magnitud de los **impactos relacionados** con la **superficie destinada a la operación**.

Un ejemplo de ello se tiene de manera permanente en las zonas donde existen poliductos. Si bien la superficie que demanda una cañería es muy pequeña, el impacto que puede ocasionar ante una rotura puede ser de miles de kilómetros cuadrados. Esto se magnifica si se cuenta con cursos de agua que sirvan de vector de transporte.



Pudimos observar en el Campo Libertador un accidente de un camión transportando combustible diésel, que afortunadamente no dañó los poliductos en donde impactó, pero su carga se distribuyó por numerosas hectáreas ayudado por las corrientías.

En resumen

- No se requirió una inspección muy prolongada o en detalle para llegar a conclusiones que el lector habrá notado a lo largo de los ejemplos vistos en las operaciones de Petroamazonas EP.
- Petroamazonas EP, no solo no está en condiciones legales de operar en Ecuador como lo está haciendo, sino que tampoco lo puede hacer en otros países, como son los ejemplos de Perú, Argentina o Colombia.
- Estos bajos estándares ambientales de operación, dejan al descubierto una grave falla sistémica en las estructuras de la empresa que no podrán revertirse en el corto o mediano plazo. Modificar fallas del sistema en las altas estructuras de una empresa requiere mucho tiempo y perseverancia. Esto significa cambiar la mentalidad operativa actual por otra mucho más sustentable, en donde la protección al medio ambiente y la calidad de vida de los grupos de interés²⁴ (Stakeholders) no sea afectada por su operación.
- Como se dijo anteriormente, los impactos ambientales irreversibles se manifiestan sobre los seres vivos mucho tiempo después de producidos. Por lo que las empresas, los responsables técnicos y políticos de una operación altamente riesgosa ya no estarán para responder a la justicia.
- Podría verse como desprecio el hecho de que las instalaciones no publiciten debidamente el posible riesgo que representan, que no tengan medidas protectoras adecuadas y que no se haya

dado información a la población de lo que hay que hacer en caso de un accidente. En ninguna de las instalaciones visitadas encontramos la información adecuada a la población, como si su ignorancia fuera parte de una confusa estrategia de minimizar los impactos, cuando en el fondo esto genera una mayor vulnerabilidad de la población.

- La intención del Estado Ecuatoriano de operar dentro del parque Yasuni-ITT con una empresa como Petroamazonas EP, es una decisión por demás aventurada. Principalmente por dos razones que se pueden resumir en:

- La empresa, con estos estándares de calidad ambiental e incumplimientos legales, no está en condiciones de operar en ningún sitio del territorio ecuatoriano. Hoy, Petroamazonas EP, se encuentra operando con altos riesgos ambientales, sociales, legales y económicos.
- La alta sensibilidad del Parque Yasuni-ITT hace que, independientemente de los estándares y cumplimientos legales, se corra un gravísimo riesgo de consecuencias impredecibles y de daños irreversibles, si se desea explotar hidrocarburos en la región.

²⁴ Stakeholders: El término agrupa a trabajadores, organizaciones sociales, accionistas y proveedores, entre muchos otros actores clave que se ven afectados por las decisiones de una empresa. Generar confianza con estos es fundamental para el desarrollo de una organización.

SIMULACIÓN DE POSIBLES AFECTACIONES EN EL BLOQUE 31 Y 43 POR LA EXPLOTACIÓN PETROLERA

Fase de Sísmica 3D

En la primera fase se realiza la sísmica 3D sobre el menos toda la extensión de los yacimientos encontrados (información del mpap de yacimientos de PetroEcuador). Ello implica la apertura de trochas y la detonación de explotación con un fuerte impacto por ruido y por afectación a las fuentes de agua. La extensión de la sísmica 3D es de más de 70.000 hectáreas solo en la primera fase del Bloque 31 (datos de la Evaluación de Impacto Ambiental del Bloque 31).

Las vías de apoyo a las actividades hidrocarburíferas pueden representar una facilidad para cazadores y madereros ilegales, que llegan a atener una penetración desde la vía hasta 10 kilómetros. por estas vías y líneas de flujo, cosidarando que deberían ser controladas, se puede estimar de forma moderada un radio de afectación de 3 km. En el mapa hemos decidido de poner el radio de afectación de 500m como propuesto en el EIA de Petrobras (2003).

Fase de Exploración y

Explotación

El proyecto del ITT especifica 3 plataformas en Tiputini y Tambococha y 4 más en Ishpingo para la extracción y reinserción de agua de formación. Se considera un radio de 1 km de afectación integral al ecosistema a partir de los datos del peritaje del juicio contra Chevron-Texaco.

Las aguas en riesgo son todas aquellas que están aguas abajo de los oleoductos

y plataformas, en un área que drena hacia el este y con numerosas áreas de bosques inundables. La simulación ha sido realizada a partir de la topografía raster y el catastro de bosques inundables del Ecuador. Se trata de un ecosistema muy frágil con unas características que complican de forma extrema tareas de restauración de la naturaleza tras un derrame. Los riesgos de derrame se prolongan durante las fases de exploración y explotación.

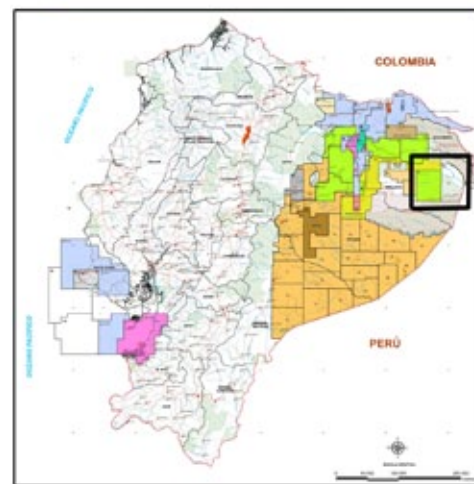
El Parque Nacional Yasuní

Se trata de un área especialmente frágil por la presencia de Pueblos Indígenas en Aislamiento Voluntario. Se representa la Zona Intangible oficial junto con un área de 10 kilómetros de amortiguamiento.

Fruto de esta simulación para el debate se estarían afectando en los dos bloques 145.870 hectáreas, de las cuales 119.057 hectáreas se encontrarían dentro del Parque Nacional Yasuní. A partir de cálculos moderados se puede apreciar la enorme afectación territorial que supone la explotación de petróleo en un área tan sensible como un parque natural amazónico con presencia de pueblos ocultos.

La estimación no ha tenido en cuenta el acuífero de Tiyuyacu o la más que probable afectación por la llegada de colonos al área. Ello sumaría más hectáreas de afectación total.

El proyecto de explotación de los bloques 31 y 43 incluyen dos oleoductos acompañados de su correspondientes vías, hasta dos estaciones de tratamiento, llamadas Facilidades Centrales de Producción (CPF)



Mapa de Bloques Petroleros de la Secretaría de Hidrocarburos y situación de los Bloques 43 y 31

que queman el gas y separan las aguas de formación y el crudo. Se considera de forma moderada un impacto de 5 kilómetros de radio de contaminación por las emisiones de la combustión, con un área algo menor de contaminación por ruido tomando como referencia el radio de afectación de las estaciones del Campo Libertador.

A ello habría que sumar un radio de 2 kilómetros por la emisión continua de ruido por los motores de extracción y otros trabajos en las plataformas (PetroBras - ruido de plataforma en Edén).

4.- Componente social

Así como se visibilizaron importantes carencias en la forma de operación de Petroamazonas EP, fueron numerosas las irregularidades observadas en el componente social.

BARRIO 25 DE FEBRERO (LAGO AGRIO-SUCUMBÍOS)

En la plataforma del pozo Lago Agrio 39, dentro del campo petrolero Lago Agrio, y ubicada en el barrio '25 de febrero', en la ciudad de Lago Agrio, provincia de Sucumbíos, se han dado numerosas irregularidades²⁵.

El barrio 25 de febrero, se ubica en la parte sur de la ciudad de Lago Agrio, en él viven en la actualidad 100 familias, aunque son 270 los socios. Dentro del barrio se encuentran tres pozos petroleros, el LA 9, el LA 39 y el LA 45.

- El Pozo 9, perforado por la empresa Texaco, tiene una piscina de desechos de crudo tapada desde donde se encuentra brotando el petróleo. Este pozo fue reactivado hace unos años porque llegó a producir 10 bpd y actualmente llega a los 100 bpd.
- El pozo 39, perforado por Petroecuador, tenía una piscina de desechos de crudo que la retiraron durante los trabajos de ampliación de la plataforma.

- El pozo 45, perforado por la empresa estatal Petroecuador, también cuenta con una piscina de desechos actualmente tapada.

Los 3 pozos están actualmente en funcionamiento y según los habitantes del barrio les han traído muchos problemas tanto ambientales como a la salud de las familias. Frecuentemente se observa crudo en los esteros. Afirman que cuando abrieron la carretera apareció un sitio donde brotaba el crudo formando una poza. Trabajadores de la empresa petrolera retiran el crudo de esa poza con "bacum" (tanquero) desde hace 3 años. Hay una casa construida encima de la piscina de desechos de crudo tapada con tierra. Los moradores afirman que en estos momentos se encuentra una niña con diagnóstico de leucemia y algunos casos de discapacidad. Además se registra afecciones a la piel, alergias, problemas respiratorios.

Es en esta ubicación, claramente urbana, donde con motivo de nuevas perforaciones Petroamazonas EP decide la ampliación de una de las plataformas petroleras, la del pozo Lago Agrio 39.

La empresa pública Petroamazonas EP, operadora del Área Lago Agrio desde enero del 2013, basada en la Licencia Ambiental que el Ministerio del Ambiente le otorgó a Petroproducción el 17 de marzo del 2010 para la fase de desarrollo y producción de los campos Lago Agrio y Guanta, inició el 7 de junio del 2013 las gestiones correspondientes para que el Ministerio del Ambiente analice y apruebe la "Reevaluación del Diagnóstico y Plan de Manejo Ambiental del Área Lago Agrio" para la Ampliación de las plataformas Lago Agrio 39 (perforación de 8 pozos), Lago Agrio 31 (perforación de 8 pozos), Guanta 11 (perforación de 3 pozos), Guanta 45D (perforación de 3 pozos), Guanta 8 (perforación de 3 pozos), Guanta 12 (perforación de 8 pozos) y Habilitación del Área Centralizada para

25 Suárez, W.; Almeida, A. Y Merino, L. Informe de las inspecciones realizadas a la plataforma del pozo Lago Agrio 39 ubicado en la ciudad de Lago Agrio, 17 de enero y 6 de febrero del 2014.

la Disposición de Lodos y Ripios de perforación del Área Lago Agrio dentro de la fase de Desarrollo y Producción. La subsecretaría de Calidad Ambiental del Ministerio del Ambiente otorgó, en noviembre del 2013, la licencia ambiental a Petroamazonas EP, para el proyecto Reevaluación del Diagnóstico y Plan de Manejo Ambiental del Área Lago Agrio, bloques 56 y 57 y la ampliación de las plataformas antes indicadas.

Este proceso se ha caracterizado por una serie de irregularidades legales y violaciones a los derechos de la población del barrio y a la Constitución de la República²⁶.

- El proceso iniciado por la empresa Petroamazonas EP con la intención de perforar 8 nuevos pozos en el barrio 25 de febrero **no respetó el derecho de los moradores a ser previamente consultados como lo estipula el artículo 398 de la Constitución.**

- Según la Resolución 848 del Ministerio del Ambiente, basados en el Decreto 1040 publicado en el registro oficial No 332 del 8 de mayo del 2008, se realizó el Proceso de Participación social para el proyecto Reevaluación del diagnóstico ambiental y Plan de manejo ambiental del área Lago Agrio bloques 56 y 57. Concretamente se realizó un taller informativo de presentación pública con fecha 24 de mayo del 2013 en la casa comunal del barrio 25 de febrero en el campo Lago Agrio.

- La Constitución de la República, en el artículo 398 dice que “Toda decisión o autorización estatal que pueda afectar al ambiente deberá ser consultada a la comunidad a la cual se informará amplia y oportunamente. ...” Las empresas petroleras

para cumplir con esta disposición de la Constitución, usualmente, como en este caso, utilizan el decreto 1040 que contiene un reglamento de participación social, no de consulta y que fue aprobado en mayo del 2008, antes de que entre en vigencia la Constitución actual (octubre 2008), por lo tanto, el proceso realizado en el Barrio 25 de febrero viola el derecho constitucional de la comunidad a ser consultada.

- La empresa Petroamazonas EP ocultó información al Comité del Barrio 25 de Febrero pues propuso la firma de un convenio cuyo objeto era la compensación social por la ejecución del proyecto “Ampliación de la plataforma del pozo Lago Agrio 39” sin informar que la intención era perforar nuevos pozos en esa plataforma.

- Un mes después del taller informativo de presentación pública, el 30 de junio del 2013, Petroamazonas EP y el Comité del barrio firman un preacuerdo en el que se fijaron los rubros de compensación social para el desarrollo del proyecto “Ampliación de la plataforma del pozo Lago Agrio 39” además se acordó firmar un convenio.

- El Convenio de compensación social suscrito entre Petroamazonas EP y el Comité pro mejoras 25 de febrero para el desarrollo del proyecto “Ampliación de la plataforma del pozo Lago Agrio 39. Bloque 56”, fue firmado el 26 de agosto del 2013 con el objeto de establecer la compensación social, por las posibles afectaciones que se causen en terrenos de propiedad del Comité a consecuencia del proyecto “Ampliación de la plataforma del pozo Lago Agrio 39” en cumplimiento a lo dispuesto en el preacuerdo suscrito entre las partes el 30 de junio de 2013.

26 Idem

- Como se observa claramente el **objeto** del Convenio era compensar los posibles daños por la **ampliación** de la plataforma, en ningún momento menciona la perforación de 8 nuevos pozos como sí lo estipula el acuerdo 848 del Ministerio del Ambiente en el que se basó la emisión de la licencia ambiental. Los miembros del barrio afirman que **nunca les avisaron que la plataforma era para perforar nuevos pozos** por lo que consideran que la empresa Petroamazonas EP les engañó.

- El ocultar información por parte de Petroamazonas-EP al barrio y firmar el convenio únicamente con la directiva del Comité, sin la presencia de la asamblea del Barrio, violó el derecho que tienen los ciudadanos de recibir información veraz, oportuna, verificada y contextualizada, según el artículo 18 numeral 1 de la Constitución.

- Sobre la obligación de las partes, en el convenio consta que Petroamazonas-EP informará **oportunamente** al Comité de las actividades hidrocarburíferas a desarrollarse en su territorio. Sin embargo en el objeto del convenio no menciona ninguna actividad hidrocarburífera.

- El Comité pro mejoras por su parte se obliga a informar a los miembros del contenido del convenio. Esto significa que el convenio no se firmó en una asamblea en presencia de la mayoría de la comunidad sino solo con una parte de la directiva lo cual viola el derecho de los miembros a ser informados completa, veraz y oportunamente.

- El convenio estipula que tendrá una vigencia de 2 años contados a partir de su suscripción, en lo que respecta al

cumplimiento de los compromisos adquiridos por parte de Petroamazonas-EP, pero no explica por qué es necesario ese tiempo si el objeto es únicamente la ampliación de la plataforma.

- La ampliación de la plataforma que era el objeto del Convenio se inició a finales del 2013 y se terminó en marzo del 2014, sin embargo el inicio de las obras de compensación no se han iniciado aún. Esto significaría incumplimiento de contrato por parte de la empresa Petroamazonas EP.

- Dentro de la compensación social por los posibles daños causados por la ampliación de la plataforma, Petroamazonas EP se comprometió en:

- Construcción de una cancha cubierta de uso múltiple de 30x22 m sin graderíos ni escenario

- Construcción de un aula taller de 12x8 m y su equipamiento.

- Entrega de insumos y materia prima.

- En el Convenio se recalca que las partes declaran entender que el inicio de las obras detalladas se realizará una vez que se inicie con la ejecución del proyecto por parte de Petroamazonas EP. La ampliación de la plataforma que era el objeto del Convenio se inició a finales del 2013 y ya se encuentra terminada, sin embargo el inicio de las obras de compensación no se han iniciado aún.

- La inclusión en el convenio de una cláusula en la que se indica que es obligación del Comité no interrumpir ni obstaculizar bajo ningún concepto, los trabajos y actividades que Petroamazonas EP,

sus contratistas o subcontratistas realicen para el desarrollo de los proyectos, amenaza el derecho constitucional a la resistencia (art. 98).

- Esta cláusula amenaza el derecho constitucional a la resistencia (art. 98) porque la Constitución reconoce que los individuos o los colectivos podrán ejercer el derecho a la resistencia frente a acciones u omisiones del poder público o de las personas naturales o jurídicas no estatales que vulneren o puedan vulnerar sus derechos Constitucionales. Más en este caso que como hemos visto se trata de un convenio engañoso.
- El convenio firmado por Petroamazonas EP y el Comité del Barrio es ambiguo, incomprensible, confuso y engañoso.
 - La parte más incomprensible del convenio es lo que dice en cuanto a la compensación social, que menciona que ésta se realiza por todas las actividades hidrocarburíferas actuales y futuras que Petroamazonas-EP realizará para el desarrollo de “El Proyecto”. Si vamos nuevamente al objeto del convenio que es la ampliación de la plataforma, no se entiende de qué actividades hidrocarburíferas están hablando.
 - Según el Convenio, éste podrá terminar entre otras causas por el cumplimiento del objeto del convenio. Si tomamos en cuenta que según el convenio el objeto es la ampliación de la plataforma, ésta ya se encuentra ampliada, por lo tanto se debería terminar el convenio, pero como no lo han ejecutado habría un incumplimiento del convenio por parte de Petroamazonas-EP.

- Según el diccionario la palabra ‘Ampliación’ significa aumento del tamaño, la intensidad o la duración de una cosa²⁷. Este concepto fue lo que entendió la comunidad y nadie le explicó cuáles eran las verdaderas intenciones de la empresa.

- Según el artículo 68 literal b) del Reglamento Ambiental para operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador, Decreto 1215, es prohibido la perforación de nuevos pozos en las áreas urbanas como es el caso de la plataforma Lago Agrio 39 que se encuentra dentro de un centro poblado, en este caso un barrio urbano de la ciudad de Lago Agrio.

- La plataforma del pozo Lago Agrio 39 se encuentra dentro del perímetro del barrio 25 de febrero, en la ciudad de Nueva Loja o Lago Agrio. Las coordenadas de la plataforma Lago Agrio 39 son: X 291186 Y 10008051.

- Según el decreto ejecutivo N° 472 del 13 de septiembre del 2010 que especifica que entrará en vigencia a partir de la fecha de la firma sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial, y que reforma el Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, expedido mediante Decreto Ejecutivo N° 1215 publicado en el Registro Oficial 265 de fecha 13 de febrero del 2001, en el artículo 2 dice: Sustitúyase el literal b) del artículo 68 por el siguiente: Art.- 68: “b) *Distancia a centros poblados.- Las nuevas infraestructuras de industrialización deberán construirse en sitios distantes de los centros poblados y demás lugares públicos y/o comunitarios;*

27 Diccionario Manual de la Lengua Española Vox. © 2007 Larousse Editorial, S.L.

la distancia de seguridad apropiada será determinada por la Autoridad Ambiental Nacional, que sustentará sus decisiones con los correspondientes informes técnicos que se realice para el efecto”. Según este artículo queda claro que el proyecto de perforación de 8 pozos **nuevos** en la plataforma Lago Agrio 39 está prohibida completamente por encontrarse dentro de un centro poblado, en este caso un barrio urbano de la ciudad de Lago Agrio.

- El literal b del artículo 68 del decreto 1215 originalmente decía que “*las nuevas infraestructuras de industrialización deberán construirse en sitios distantes por lo menos **diez kilómetros** de los centros poblados y demás lugares públicos y/o comunitarios*”. Es importante recalcar que tanto el texto original como el reformado hacen referencia de que las nuevas infraestructuras petroleras deberán estar **distantes** a sitios poblados por lo tanto no cabe la posibilidad de que se pueda construir esta infraestructura **dentro** de estas zonas, aun con un informe técnico favorable.
- Petroamazonas EP además, al ampliar el área, ocupó una de las tres áreas verdes municipales del barrio sin contar con el permiso del Municipio para realizar las obras.
 - Esta irregularidad detectada en este proceso fue confirmada por los propios funcionarios de Petroamazonas EP, la empresa no cuenta con el respectivo permiso. Esta empresa además compró una manzana de viviendas.
- Todas estas irregularidades, violaciones a derechos, a la Constitución, a las leyes y reglamentos, son causales para que

Petroamazonas EP pierda su acreditación internacional en el ISO 9001, que es una certificación sobre garantías de cumplimiento de la ley en materia ambiental y social.

Los testimonios de los moradores del barrio no dejan lugar a dudas:

- *“Realizamos una acción de protesta, por que nunca se nos dio a conocer sobre la perforación de nuevos pozos petroleros, solamente nos dijeron que era la ampliación de la plataforma.”*
- *“Nos preocupa la colocación de mecheros porque hay poca distancia a nuestras viviendas, hay desde 15, 20, 30, 50 metros.”*
- *“La empresa compro los predios a 14 familias, los que tenían casa les pagaron 18 mil dólares, varios se fueron otros compraron solares en el mismo barrio.”*
- *“Nos ofrecieron firmar un convenio pero no sabemos si firmó la directiva, no se lo ha hecho de forma pública con conocimiento de todos los socios”.*
- *“El taladro está por llegar y nos va a perjudicar con el ruido de las máquinas”.*
- *“El barrio no tiene ningún beneficio por el funcionamiento de los tres pozos petroleros ni tendrá con nuevas perforaciones”.*
- *“Las mujeres hemos sido amenazadas con botar a nuestros maridos del trabajo y nos han traído más conflictos a los hogares.”*
- *“Por la zona circulan varios vehículos pesados que ponen en riesgo la seguridad principalmente de los niños y que deterioran la vía”*

- *“Si esto se declara zona petrolera que se nos indemnice para que salgamos de la zona. No queremos el “barrio del milenio” queremos salir de aquí porque conocemos lo que significa la contaminación”*

- *“El agua nos toca comprar, no podemos hacer pozos. Varias veces han ido a hacer análisis y dicen que sólo tienen heces fecales. Alrededor del pozo 45 empieza a correr agua de color rojizo”*

En la reunión realizada el 17 de marzo del 2014, en el barrio 25 de febrero, con presencia de los socios, autoridades (Gobernador encargado, Director del MIDUVI, funcionarios de Ecuador Estratégico) y representantes de la empresa, los moradores manifestaron que el convenio se anuló y que la presidenta del barrio fue destituida de su cargo por esa irregularidad, a lo que el gobernador encargado respondería: “nos guste o no nos guste es la presidenta y es un documento firmado”. Al parecer el documento firmado es más importante que la Constitución del Ecuador, como muestra de la presión de las autoridades para desconocer las irregularidades cometidas por Petroamazonas EP.

En esa reunión, el responsable de relaciones comunitarias de Petroamazonas EP manifestaría que “hemos heredado las responsabilidades” e invitó a la población del barrio a formar una comisión que visite los campos antiguos de Petroamazonas EP.

COMUNA KICHWA EL EDÉN (ORELLANA)

La visita a Edén realizada por esta comisión constató, en el ámbito social, el malestar de los comuneros, quienes habían escrito una carta a la empresa, el 11 de marzo del 2014, con copia al Presidente de la República Rafael Correa y al Ministro de Recursos no renovables, sobre los graves inconvenientes y desacuerdos con la empresa Petroamazonas EP.

Según testimonios de la dirigencia, Petroamazonas ocupa de entre 270 a 300 Has de un total de 24.333 Has comunitarias, alrededor del 1,23% del territorio indígena. Al parecer los cerca de 483 pozos perforados (siempre según fuentes de la dirigencia) en 16 plataformas equivalen a casi dos pozos por familia, pues existen 83 familias en Edén, 60 en Sani Isla, 28 en Centro Yuturi y 60 en San Roque (total de 231 familias).

Dichos dirigentes supieron manifestar que el agua sucia sale a unas piscinas de barro cubiertas de geomembrana (2-3 piscinas por plataforma), pero que algunas de ellas se han desbordado con las abundantes lluvias propias de la zona y que sólo desde hace 2-3 años están reinyectando, pues antes un tanquero regaba en la vía. Ahora dicen que supuestamente “neutralizan y de ahí mandan al río”. Petroamazonas entró en el 2006.

Refirieron que a pesar de que las instalaciones se extienden a un 1% de su territorio, el impacto va mucho más allá, pues ya no hay animales cerca de las plataformas, posiblemente por el ruido, el mono tití casi no se le ve y la ardilla ha desaparecido completamente. Guatusa, aves, perdiz, guanganas, sajino, venado y monos, ya no hay. Mencionando que a los dos años de los estudios de impacto ambiental ya no existen los animales que dijeron existir. Mientras que en el mechero los insectos se mueren a millares.

El agua de consumo manifestaron que se extrae de un pozo de 20m de profundidad al que nunca se le han hecho análisis, o con los que ellos no cuentan, y que el agua de sus pozos es un agua amarillenta que huele a óxido y que a veces cuenta con una capa de aceite encima y que tienen que hervir porque les produce diarreas.

Sin embargo se quejan de que la presencia petrolera lo que ha ocasionado ha sido una profunda desunión en la que los elementos culturales se ven afectados:



Fuente: Imagen de Google Earth Plataforma de El Edén con identificación de mecheros y piscinas

- *“Estamos divididos por familias, ya no hay la misma conversación, se pelea por los puestos de trabajo.”*
- *“En lo económico hay diferencias, no hay igualdad.”*
- *“La cultura se ha perdido, los bailes, la música, la comida, el idioma,...”*

EL IRRESPECTO A LOS ACUERDOS COMUNITARIOS

Los acuerdos que motivaron la carta de protesta al Presidente de la República mencionan que:

El acuerdo que la comunidad firmó con Occidental en el 2001, tenía de duración hasta el 22 de junio del 2019. Cuando Occidental sale, Petroecuador firma en el 2008 un nuevo acuerdo que respeta lo firmado por Occidental y la fecha de terminación del mismo, sin embargo Petroamazonas, al hacerse cargo del bloque desconoció los acuerdos firmados.

En la mencionada carta, bajo el título: “INCUMPLIMIENTO DE CONVENIO FIRMADO CON OCCIDENTAL, LUEGO CON PETROPRODUCCIÓN Y HOY CON PETROAMAZONAS” se relatan lo siguiente:

1. Se ha desconocido el fondo para becas en estudios secundarios y superiores y solo da a una familia, generando divisiones.
2. El fondo para transporte de los niños y adolescentes al colegio y escuela no se ha reconocido desde 2006.
3. El reemplazo de motores Yamaha 85 cada 5 años para el transporte de los niños a la escuela, tampoco se cumple desde el 2006.
4. No se ha dado el fondo para desarrollo agropecuario y acopio de productos.
5. No se ha construido el centro de acopio que estaba acordado.
6. Ni se entregan los 6.000USD/año para movilización de directiva.
7. La empresa adeuda 17.000USD a la comunidad por mantenimiento de derecho de vía, locaciones y oleoducto.
8. En el Convenio se hablaba de 10 pozos por plataforma, cuando se han perforado entre 20-28 por plataforma (33 en la A).

Los dirigentes mencionan también cómo la empresa Petroamazonas, el 14 de agosto de 2012, sin consentimiento de la comunidad, firmó un “Convenio de indemnización y compensación social” con un dirigente, lo que le invalida según la ley de Comunas y la Constitución del Ecuador. Señalan además que a pesar de que el acuerdo es ilegal, tampoco han

cumplido lo que ellos se comprometieron, a saber:

1. Devolución de los 19.000USD del convenio para capacitación de 5 choferes.
2. Construcción de cabaña turística
3. El programa de capacitaciones se ha cumplido a medias.
4. Financiamiento de un turno Edén Coca y regreso, 4 veces al mes.
5. Financiamiento de un turno en canoa voladora Edén Coca y regreso, 4 veces al mes.
6. Conexión eléctrica para la comunidad.
7. Incumplimiento de proyectos de Ecuador Estratégico y Ciudad del Milenio.
8. Construcción de un puerto de embarque y malecón.
9. La empresa amplía las plataformas sin pedir ni consultar a la comunidad.
10. No pagan los servicios puntuales durante meses, sea en transporte fluvial o terrestre.
11. No han pagado a la comunidad por prestación de servicios del camión de basura
12. No se realizan mesas de consulta o diálogo con la comunidad.
13. Han desfinanciado a la fundación "El Edén", que presta los servicios de transporte a los niños porque adeudan el alquiler de donde se paga a los profesores.
14. No admiten subir el precio de 7000 USD a 12.000USD cuando a otras empresas por el

mismo servicio pagan 20.000USD.

Por todo ello, en la carta saben manifestar que se está violando:

A) La Declaración de las Naciones Unidas sobre los derechos de los pueblos indígenas en sus artículos 9, 10, 19, 25, 28 30 y 32.

B) La Constitución del Ecuador en sus artículos: 57 (en los numerales 4, 5, 7, 11 y 20) y el Art. 60

La carta es firmada por 8 dirigentes de la Comuna El Edén.

COMUNA KICHWA CHIRO ISLA (ORELLANA)

En esta comunidad ubicada junto al bloque 31 no se pudo conversar con los dirigentes, pues salieron a Coca, pero sí tener conversaciones informales con algunos miembros de la comunidad y trabajadores petroleros, quienes supieron decir que:



Chiro Isla

- “ARB²⁸, empresa contratista de Petroamazonas EP hace tres meses que no pagan a los trabajadores. La excusa de ellos es que Petroamazonas EP no les paga y por eso ellos tampoco, pero estamos haciendo un tubo de 24” que sale de Apaika. Toda la comunidad está trabajando para la empresa²⁹. Mientras, adentro, la empresa Geo³⁰ está haciendo la sísmica en la parte sur del bloque 31”.
- “Sachatec es una empresa que ha sido contratada por Petroamazonas EP para hacer una cancha cubierta y un comedor. Es la compensación que da Petroamazonas a la comunidad pero aquí no vive ya nadie. Aquí ya solo vienen a “tirar biela”. Hombre y mujer y las mujeres toman “caña linda”. La mujer no es como en la sierra, aquí tienen su pico de botella y su jaba y jalan de ella no mas”.
- “Aquí nadie te hace nada gratis, hasta los niños.”
- “Petrobrás nos entregó un motor y se destruyó, nos pusieron agua y electricidad, pero ni tenemos agua ni luz. Hay quienes aprovechan la lluvia y quienes toman del Napo directamente. También nos pusieron piladora, pero duró un mes, ahora se la está comiendo el comején.”
- “Las arenillas están por todo lado, la verdad es que no se puede decir que tengamos una mejor calidad de vida, sobre todo desde que pusieron arena a la cancha de fútbol.”

28 ARB ECUADOR CIA LTDA, participa en el proyecto “IPC 3-BLOQUE 31” de PETROAMAZONAS EP en la Provincia Francisco de Orellana, Ecuador y comprende una LÍNEA DE FLUJO y CRUCES SUBFLUVIALES PARA EL DESARROLLO DEL BLOQUE 31 <http://www.electroecuatoriana.com/novedades3.htm>

29 ARB ECUADOR contrató a alrededor de 30 trabajadores de la Comuna Chiro Isla

30 GEO OIL ENERGY

- “En la vecina comunidad de Samona, la empresa china que vino a hacer la sísmica (BGP) puso el campamento de los trabajadores dentro de la misma comunidad indígena.”

En resumen

- Petroamazonas EP viola la Constitución de Ecuador al no respetar el derecho de los moradores del barrio 25 de febrero a ser previamente consultados como lo estipula el artículo 398 de la Constitución, y al prohibir que la población proteste si hay desacuerdos (Art. 98).
- Petroamazonas EP viola el Reglamento Ambiental para operaciones hidrocarburíferas al irse contra el art. 68 numeral b del decreto 1215, que prohíbe la perforación de nuevos pozos en áreas urbanas.
- Petroamazonas EP viola las ordenanzas municipales, al ocupar una de las áreas verdes sin permiso municipal.
- Petroamazonas EP, mintió, engañó y manipuló para firmar un convenio al ocultar información al barrio 25 de febrero para que la población no supiera que lo que se quería eran perforar 8 pozos más en área urbana. La firma del convenio se hace a escondidas y sin informar a la población del objetivo real y con términos de acuerdo engañosos, desde los plazos.
- Petroamazonas EP, incumple los acuerdos firmados por aquellas organizaciones que habían negociado convenios por el alto grado de afectación, como ocurre en el campo Edén-Yuturi con la comunidad el Edén. La falta de respuesta oportuna compromete las dinámicas de desarrollo “emprendidas y acordadas” por las comunidades

y que son desconocidas e incumplidas por la empresa.

- Todas estas irregularidades y violaciones a derechos, a la Constitución, a las leyes, reglamentos y acuerdos son causales para que Petroamazonas EP pierda su acreditación internacional en el ISO 9001.

5.- Contingencias-emergencias: Los límites tecnológicos en la industria petrolera, el caso Petroamazonas EP

La industria petrolera es una actividad de alto impacto ambiental, teniendo en cuenta que su intervención no solo es superficial sino que se centra en la explotación del subsuelo adhiriendo a sus análisis variables ambientales como las aguas subterráneas y la permeabilidad de las formaciones geológicas entre otros; a lo que también hay que agregar la alta toxicidad de los componentes químicos del petróleo.

En ese sentido, los avances tecnológicos en los mecanismos de producción y seguridad industrial, tienden a minimizar la capacidad de riesgo inherente a la actividad petrolera, pero no desaparece la posibilidad de contingencias en las distintas etapas de extracción.

Prueba de ello, es que las petroleras más poderosas del mundo han tenido emergencias en sus operaciones con impactos lesivos para los ecosistemas terrestres y marinos del mundo. Un ejemplo es la British Petroleum Company (BP) siendo una de las multinacionales petroleras de mayor poder del mundo en adopción tecnológica y con ventas hasta por 375 mil millones de dólares

al año³¹ tuvo una enorme contingencia en el Golfo de México por una fuga en uno de sus buques contenedores que causó un desastre mundial generando costos en remediación por 24 mil millones de euros para la empresa y una huella ecológica para los sistemas marinos enorme.

Podríamos decir entonces que la tecnología tiende a minimizar el riesgo pero que el riesgo se mantiene, y que no solo se soporta en la capacidad tecnológica de la empresa sino en los estándares de funcionamiento para usarla. En la posibilidad de explotar el Yasuní se ha mencionado que la tecnología de punta evitaría un área mayor de intervención y que ello garantizaría la sostenibilidad del parque, dicho planteamiento desconoce que hay una posibilidad alta de que se generen contingencias inherentes a la actividad petrolera.

DERRAMES EN EL ECUADOR



Gráfico: Historia de derrames de petróleo en Ecuador desde la inauguración del Sote en 1972. Fuente: Elcomercio.com

El periódico el Comercio el 9 de Junio del 2013 cita un informe oficial que contabiliza los derrames históricos en Ecuador desde 1972 hasta el 2009:

“Según el Ministerio del Ambiente (MAE), desde 1967 (cuando se descubrieron los primeros

pozos petroleros en la Amazonía) hasta el 2009, se han registrado 794 derrames de crudo y agua de formación solo en las provincias de Orellana y Sucumbíos. El agua de formación es un fluido altamente contaminante que sale con el petróleo y debería ser reinyectado al subsuelo.

Esto ha representado un derramamiento de más de 725.000 barriles de petróleo y agua de formación en los ríos y la tierra de la Amazonía y las provincias de Esmeraldas y Santo Domingo.

Aún no hay cifras actualizadas de los derrames registrados entre el 2010 y el 2013. Pero en ese último período se han dado dos incidentes relevantes.

El primero del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) de 5.500 barriles en Esmeraldas en abril pasado y 11. 000 barriles la semana pasada en el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (Sote).

Este tipo de derrames ha causado daños a la propiedad privada de los pobladores de la zona, contaminación de cultivos, muerte de animales domésticos de granja, impacto en la calidad de agua, deterioro en la calidad de los suelos y pérdida en la productividad, entre otros, según el MAE. Aunque la entidad no tiene contabilizadas cuántas personas han enfrentado esta contaminación, tiene en sus registros que fueron dañados cerca de 2,3 millones de metros cuadrados. Es decir, una superficie equivalente a 300 veces el estadio Olímpico Atahualpa.”

Si estos son los derrames que oficialmente se documentan, podríamos confirmar que son muchos más teniendo en cuenta que la gran mayoría de contingencias pasan desapercibidos de la opinión pública y más aun de los medios de comunicación teniendo en cuenta que la producción petrolera en muchas ocasiones se encuentran en zonas aisladas y poco pobladas, de difícil acceso.

31 http://www.bp.com/es_es/spain/conozca-bp/grupo-bp-en-cifras.html

En varias noticias de medios nacionales, se hace referencia a que la densidad de los derrames tiene relación con la edad del Sistema de Oleoductos Transecuatoriano (SOTE), que atraviesa la cuenca del Río Napo y que hace parte de la cadena de transporte de la posible explotación del Parque Yasuní, lo que no solo demuestra que el proyecto de su explotación tiene una alta probabilidad de contingencias sino que tiende a aumentar el riesgo ya existente históricamente, debido al aumento de presión sobre esta plataforma de transporte.

Estos derrames que se concentran en la Amazonia ecuatoriana demuestran que existe una constante histórica derivada de este tipo de accidentes y que su impacto en la transformación de los ecosistemas amazónicos aun es desconocido y por ende, no ha sido cuantificada la degradación ambiental causada por la industria durante sus años de operación, teniendo en cuenta que las implicaciones ambientales de un derrame depende de varios factores como:

- Las resiliencia y susceptibilidad del ecosistema intervenido
- Las condiciones climáticas presentes en el momento del derrame
- Las características y volumen del petróleo expuesto en la contingencia
- El tiempo de propagación y mecanismo de atención de dicha contingencia.

Teniendo en cuenta el grado de especificidad de cada uno de estas determinantes, se puede asegurar que aún se desconoce en términos cuantitativos e incluso cualitativos de cuál ha sido el legado ambiental de la extracción de petróleo de la Amazonía con relación a las numerosas contingencias del presente y del pasado.

EL CASO DE PETROAMAZONAS EP



Foto1: Laguna de oxidación sin recubrimiento, ni geomembrana.

En la visita de la inspección realizada a los campos de Petroamazonas que realizamos como parte de una comisión técnica convocada por la red Oilwatch, tuvimos la oportunidad de verificar en campo las condiciones técnicas de las distintas operaciones de dicha empresa y de entrevistarnos con pobladores locales de las zonas de influencia.

En el campo Libertador por ejemplo, las comunidades locales denunciaban que el volumen de derrames era de uno por semana, debido a la precaria condición de los estándares de calidad de la operación industrial y la corrosión y exposición superficial de los sistemas de transporte que interconectan el campo.

Teniendo en cuenta que en estos campos se viene heredando la misma infraestructura de empresas petroleras que venían operando en dichos yacimientos y que fueron revertidos a Petroamazona, su gestión de riesgo debería ser más cuidadosa y detallada teniendo en cuenta el desgaste natural de los sistemas de transporte.



Foto2: Sistemas de transporte expuestos en la superficie con procesos de corrosión.

Además de ello, al hacer un análisis de las contingencias descritas en los medios de comunicación nacional desde el 2010 hasta el 2013 encontramos que la mayoría de derrames terminan por intervenir cuerpos de agua con implicaciones hidrobiológicas desconocidas y para los cuales no existe un modelo de seguimiento a los procesos de bioremedación:

FECHA	BLOQUE/ POZO	DESCRIPCIÓN
25/02/2009	Río Coca	Se declaró en emergencia a Coca por la contaminación por petróleo del río del cual toma su nombre, causada por el derrame de OCP en Santa Rosa, cantón Chaco.
16/06/2010	Bloque 15	En la Estación Palmar Oeste del Bloque 15, ubicada en la provincia de Sucumbíos, se produjo una fuga de fluido de producción a causa de un agujero en una tubería enterrada de 8 pulgadas
25/01/2012	Bloque 21	El derrame ocurrió en la cabecera del río Canambu, donde se encuentra la comunidad del mismo nombre, en la parroquia Chonta Punta, del Cantón Tena, provincia de Napo. El río Conambu desemboca en el río Napo.
13/04/2012	Tetete	El problema sucedió por la ruptura de una tubería dentro del campo. Aproximadamente 40 barriles de petróleo se filtraron hacia un estero que desemboca en el Río Ucano
30/05/2012	Shushufindi	Se produjo un derrame en el campo Shushufindi, por el cambio de tuberías. Técnicos de Petroecuador, que pidieron no ser citados, dieron a conocer ayer el hecho.
08/06/2012	Drago	Se derramaron tres galones de crudo por cambios de tubería.

08/06/2012	Entrada P. Nal. Cotopaxi	El kilómetro 44 de la vía Quito-Ambato, en el poliducto que transporta gasolina extra, súper y diésel entre las dos ciudades.
08/04/2013	Esmeraldas	Una rotura en el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) de Ecuador produjo hoy un vertido de crudo en el estero Wincheles, que contaminó un área agrícola y ganadera de la provincia costera de Esmeraldas (noroeste).
17/05/2013	Esmeraldas	Se habría fisurado una de las mangueras que abastece a los barcos petroleros desde la Refinería de Esmeraldas.
31/05/2013	Río Napo	Una mancha de petróleo de aproximadamente 25 kilómetros se extiende por el río Coca. A la altura de Puerto Francisco de Orellana, este se une con el río Napo, que continúa llevando el crudo derramado por la rotura del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).
04/06/2013	El reventador	Derrame del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) por el deslave, en el sector El Reventador, recorrió el río Coca y llegó hasta el río Napo, que traspasa toda la jurisdicción de Orellana.
13/12/2013	Drago	Alrededor de diez familias resultaron afectadas por un derrame de petróleo que se registró cerca de la precooperativa Nueva Esmeraldas, cantón Shushufindi, provincia de Sucumbíos, a consecuencia de la rotura del tubo que procede del pozo Drago.
14/03/2014	Dureno	Un tanquero con 10 mil galones de diésel se accidentó ayer en el kilómetro 24 de la vía Nueva Loja-Dureno, en Sucumbíos.

Tabla: Derrames petroleros ocurridos en los últimos seis años.

Podemos entonces concluir en resumen que:

Ni los estándares requeridos en la industria petrolera en Ecuador, ni el nivel tecnológico de Petroamazonas pueden garantizar que no vaya a existir una contingencia que genere impactos profundos en el Yasuní ITT debido a tres factores:

1. El riesgo inherente a la industria petrolera, independientemente de su capacidad tecnológica.

2. En Ecuador existe históricamente derrames con frecuencia en los campos existentes, sin que haya avanzado en cuantificar su impacto en el ecosistema amazónico.

3. Los campos de Petroamazonas EP, debido a la falta de mantenimiento de la infraestructura heredada, entre otras causas, ha generado una gran cantidad de contingencias en la Amazonía ecuatoriana.

6.- La complejidad ecosistémica del Yasuní: Más allá del 1 x 1000

Centrar el debate sobre viabilizar la intervención del parque Yasuní ITT en una simple relación de superficie; no solamente carece de todo fundamento técnico, sino que además desconoce el funcionamiento de los sistemas naturales, su complejidad e interdependencia de las relaciones naturales entre las comunidades biológicas y las condiciones biofísicas del medio.

Partamos de un modelo básico de gestión de riesgo para analizar los factores que inciden en la posibilidad de cuantificar la intervención del parque Yasuní ITT por la actividad petrolera:

Riesgo = Amenaza x Vulnerabilidad

Si tenemos en cuenta que la vulnerabilidad de un sistema natural depende de otros factores más específicos encontramos que:

**Riesgo = Amenaza x Exposición x
Susceptibilidad / Resiliencia³²**

Exposición: es la condición de desventaja debido a la ubicación, posición del sistema expuesto al riesgo.

Susceptibilidad: el grado de fragilidad interna del sistema para enfrentar una amenaza y recibir un posible impacto debido a la ocurrencia de un evento adverso.

Resiliencia: es la capacidad de un sistema

expuesto a una amenaza para resistir, absorber, adaptarse y recuperarse de sus efectos de manera oportuna y eficaz, lo que incluye la preservación y la restauración de sus estructuras y funciones básicas.

En este modelo, el área directa de intervención es solo uno de los factores que define la exposición del sistema natural, pero que es insuficiente para cuantificar los posibles impactos ambientales que cause la actividad petrolera.

Esta actividad la comprenderemos en este modelo, como una amenaza antrópica contaminante de alto impacto, no solo por sus efectos naturales en las diferentes etapas productivas sino por el alto riesgo de que ocurra una contingencia que amplifique el deterioro de los ecosistemas expuestos a dicha intervención.

En ese sentido, hay que reconocer que el territorio del Yasuní ITT tiene una alta biodiversidad producto de un entramado de relaciones ecológicas e incluso culturales teniendo en cuenta que los pueblos aislados que la habitan son parte del ecosistema. Por lo que describiremos algunas líneas generales en las que reposa su resiliencia y su susceptibilidad como factores de análisis ambiental.

LA RESILIENCIA DEL YASUNÍ ITT

La humedad siempre está relacionada con la biodiversidad, esta zona tropical de la Amazonia ecuatorial es refugio de pleistoceno donde

32 [1] UNISDR, Terminología sobre Reducción de Riesgo de Desastres 2009 para los conceptos de Amenaza, vulnerabilidad y riesgo.

se encuentran diversas geo-formas del agua que permiten mantener la permeabilidad de los sistemas naturales, no solamente por la red hídrica compuesta principalmente por la cuenca del Napo, sino por diversos acuíferos libres que se recargan en el piedemonte amazónico y por cuerpos de agua lénticos que amortiguan los cambios estacionarios.

Es en el agua y su función reguladora en el territorio donde en gran medida se soporta la resiliencia de ecosistemas naturales del Yasuni ITT y que se constituyen en un proceso histórico mega diverso en paisajes bioclimáticos, en donde resaltan las llanuras inundables del Napo.

Cuando revisamos las condiciones previstas en la explotación petrolera del Yasuní encontramos un corte de agua del 80% que va a ir creciendo en la medida que se extienda la producción en el tiempo:

41

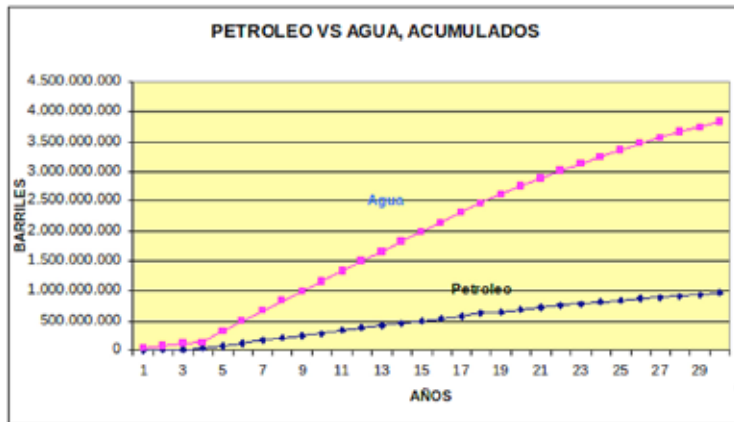


Gráfico: Relación agua - petróleo en el campo 31. Fuente: Argumentos para la moratoria del proyecto ITT.

Teniendo en cuenta que estos yacimientos son de empuje de agua, hay factores hidrodinámicos que alteran el ciclo del agua en esta eco-región debido a que el agua extraída y asociada con el petróleo se proyecta a ser reinyectada en otras formaciones distintas a la original, lo que puede

generar infiltraciones de agua residual en formaciones en donde existan acuíferos de agua dulce mucho más superficiales.

Por otra parte las plataformas se vienen planificando para su instalación en las selvas húmedas de la cuenca del Napo, zona determinante en las relaciones mutuales de las comunidades biológicas debido a la presencia de esteros, pocetas y lagunas.

Así lo reafirman diversos científicos que por medio de un informe notificaron a los presidentes de Brasil y Ecuador en el 2004, haciendo referencia a los impactos por un proyecto vial y describen el Yasuní de la siguiente manera:

“El Parque Nacional Yasuní protege excepcionalmente altos niveles de biodiversidad dentro de varios grupos taxonómicos. Los científicos han documentado números muy altos de especies y de ellas dentro de áreas con tamaños particulares (diversidad alfa). Notablemente se han registrado estadísticas elevadas para árboles, arbustos, plantas epífitas, anfibios, peces de agua dulce, aves, murciélagos e insectos. Reflejando su riqueza biológica, el Fondo Mundial para la Vida Silvestre ha declarado a esta región – “Las selvas húmedas del Napo” - una de las 200 áreas más importantes para proteger en el mundo (una Ecoregión de Prioridad 200 para la Conservación Global).”³³

Las intervenciones en el ciclo del agua aumentan exponencialmente la posibilidad de daño ambiental y disminuyen la capacidad de regeneración natural de los sistemas naturales afectando a su vez la capacidad de resiliencia del Yasuní ITT frente a otros impactos relacionados con su explotación.

33 Carta de Científicos preocupados por el Yasuní, 2004 http://www.amazoniaporlavida.org/es/files/yasuni_letter-esp.pdf

LA SUSCEPTIBILIDAD DEL YASUNÍ ITT.

Es el ecosistema más biodiverso del mundo, dicha caracterización ha sido reafirmada una y otra vez por toda la comunidad científica a nivel mundial. Así lo describe Renato Valencia en el periódico el Universo:

“En las 50 hectáreas del Yasuní y en una parcela similar en Malasia existen más especies que en todo EE.UU. y Canadá. Pero hay un aspecto en el bosque Yasuní que lo hace aún más enigmático para la ciencia: la inmensa concentración de especies por hectárea. En Yasuní crecen en promedio 650 por hectárea, una cifra que no tiene parangón en el planeta. Esto origina una compleja red de interacciones que sostiene a decenas de miles de otras especies (insectos, animales y plantas). En un solo árbol, el científico Terry Erwin ha estimado que pueden existir más de mil especies de insectos.”³⁴

El ejemplo documentado por Terry Erwin del árbol, demuestra que las relaciones de las comunidades biológicas no son planas, sino que son complejas y constituyen en sí un ecosistema interdependiente sumamente dinámico y frágil a todo tipo de intervención.

La biodiversidad es amplia por hectárea, pero a su vez con una baja densidad que se demuestra en que las especies tienen una limitada población por hectárea. Una intervención o contingencia en un área específica, puede generar impactos irremediables en estas comunidades, alcanzando incluso la desaparición de comunidades solo existentes en este territorio.

Además existen especies como la Nutria gigante (*Pteronura brasiliensis*) y el Manatí Amazónico (*Trichechus inunguis*), el puma (*Puma concolor*), el tapir amazónico (*Tapirus terrestris*), entre otros, en peligro de extinción y que se encuentran en el Convenio sobre el Tráfico Internacional de Especies Animales y Vegetales en Peligro de Extinción (CITES).

³⁴ <http://www.eluniverso.com/vida-estilo/2013/09/15/nota/1439926/biodiversidad-yasuni-encierra-millones-anos-evolucion>

En la reciente crisis de sequía en Colombia, en los Llanos Orientales, se ha identificado como causante de esta sequía la actividad petrolera por el fenómeno del hidrodinamismo. Este fenómeno consiste en que al extraer el crudo del subsuelo y eliminar las aguas de formación a ríos o a otras locaciones y no en los lugares de origen, este espacio tiende a ser ocupado por el agua superficial y esto explica que las aguas superficiales disminuyan notablemente y se den sequías como la actual de los Llanos Orientales. El Hidrodinamismo es el proceso por el cual los yacimientos se recargan de agua dulce procedente de la superficie para mantener la presión de los yacimientos³⁵. Esta situación, en el Parque Yasuní, de darse, sería de una gravedad extrema.

En resumen:

- Hacer referencia a una relación de superficie (1x 1000) y partir de allí para cuantificar el riesgo ambiental es errado, en la medida que desconoce el funcionamiento de los sistemas naturales y sus relaciones mutuales e interdependientes.

- Ecuador tiene una enorme posibilidad en el cuidado y preservación del Yasuní-ITT para otras formas de integración territorial teniendo en cuenta su condición científica, social y cultural, que no están relacionadas con la industria extractiva del petróleo y que permiten privilegiar el territorio para el agua, su ordenador natural y para la conservación de la vida de sus especies.

- No existe bajo ningún motivo o concepto, tecnología de punta que garantice que la explotación petrolera dejará intacto el 99% (peor el 99,9%) del parque, por el contrario, la susceptibilidad del ecosistema selvático y su poca capacidad de resiliencia debida a la misma dinámica de extracción puede generar impactos permanentes en el territorio con una huella ecológica irremediable.

³⁵ Oscar Vanegas, 2014, en <http://www.frequency.com/video/oscar-vanegas-e-hidrodinamismo/120336501>

7.-Valoración económica del proyecto: Restando y multiplicando

Horizontes apocalípticos pintados por expertos (contratados por las empresas petroleras) parten de premisas maniqueas, diciendo cosas como: “la sociedad está **acostumbrada (y depende)** de una fuente de energía abundante y económica” o, pintando panoramas estadísticos, proyectando un futuro espeluznante de irracional consumo, como “la gran oportunidad del negocio”.

Habría que decir primero, que la sociedad no construyó, por sí y ante sí, la matriz energética dependiente de los hidrocarburos y segundo, no contaron con **la inminente toma de conciencia de los pueblos** respecto del camino en el que nos embarcaron. Lo cierto es que hasta el día de hoy, al parecer, no encuentran otra fuente de energía abundante, barata y fácil de manejar, que sustituya el negocio de los hidrocarburos altamente rentables para el sustento de los países con economías más desarrolladas y sus intermediarios.

En la línea de la “gran oportunidad del negocio” podemos afirmar que se están manipulando las cifras recurriendo a técnicas muy “futuristas”, costosas, riesgosas y sobretodo en experimentación que aún no llegan al Ecuador, si se tratara del argot político, se calificarían de demagógicas.

El 28/08/2013, el diario El Comercio recogió la declaración de Pedro Merizalde, para ese entonces Ministro de Recursos no Renovables, informando, que se iban a recuperar el 90% de las reservas existentes en los campos conocidos como ITT (Ishpingo, Tambococha y Tipuniti) localizados en la Amazonía ecuatoriana; calificando además, que este es un escenario medio (el alto pasaría del 100%

seguramente). Recordemos que las reservas probadas en dichos campos ascienden a 919,7 millones de barriles, según la misma fuente, sustentados en los estudios de la empresa francesa Beicip, de triste recordación en la Refinería de Esmeraldas.

Si alguien tiene la curiosidad de verificar los datos y contrastar con las prácticas, podríamos decir que están equivocados de la A a la Z y porque: cuando se dice “extraer un 90% de las reservas de petróleo” simplemente es demagógico, las propias empresas desarrolladoras de tecnologías declaran que podrían alcanzar ‘Factores de Recobro’ que duplicarían la recuperación en condiciones de alta complejidad, elevados costos y en tiempos largos. Revisando las mismas cifras oficiales, llegar al 30%, es una lucha titánica por no decir casi imposible. En la producción petrolera se juega mucho con la incertidumbre y por ello se habla de Reservas Probables, Posibles y Originales. El ‘Factor de Recobro’, que se refiere a la cantidad de petróleo que se puede recuperar del reservorio, sea por su propia energía o con técnicas de empuje, bombeo y otras, están sujetas a la misma incertidumbre de lo “probable” y de lo “posible”.

¿Por qué nos debe preocupar este dato?, primero, porque jugar con las cifras tiene un propósito: crear falsas expectativas y desde éstas encontrar avales y justificaciones para implementar políticas que no obedecen al interés nacional y luego, extraer el 90% es extraordinario y extraer el 15% siendo lo normal, puede ya no ser justificable en la balanza de costo beneficio.

De los 919,7 millones de barriles con un Factor de Recobro del 90%, en superficie tendríamos 827,7

millones de barriles; pero si recuperamos el 30% de los mismos 919,7 millones, tenemos 275,9 y si es del 15%, 137,9 millones de barriles en superficie, es decir, una tercera y sexta parte respectivamente de lo declarado.

Petroamazonas EP, según la información de la Empresa Schlumberger y la Sociedad de Ingenieros Petroleros, Sección Ecuador, en su presentación denominada “Conferencias de Enero 16, 2012, sostienen que los factores de recobro de Petroamazonas están entre el 15 y el 35%. Si aplicamos el factor de recobro del 15%, que es muy probable en ITT, quiere decir que 137,9 millones de barriles se obtendrían y si tomamos los máximos históricos, poco probables (35%), tenemos 321,8 millones de barriles. Entre lo declarado (90%) y lo probable (15%), la diferencia es grosera, 689.7 millones de barriles que aparecen por arte de magia.

Si hacemos un poco de memoria, recordaremos a un Ministro de Energía, del Gobierno de Sixto Durán Ballén, que utilizó este artificio, el de manipular el Factor de Recobro asociando a “modernas y costosas tecnologías”, para justificar la privatización de la Industria Petrolera Estatal.

El sueño, de los dueños del complejo petrolero mundial, es lograr con nuevas técnicas “duplicar los Factores de Recobro”, dicho así, en el mejor de los casos declaran poder llegar entre “60 y 70%” en el escenario más optimista, **pero nunca al 90%**, y entre el 30 al 50% en el escenario más realista, siempre y cuando, las **técnicas en experimentación** pasen a la etapa de “demostración y sean satisfactorias”; mientras tanto y pisando en la tierra, los Factores de Recobro no se pueden esperar mas allá de lo que la realidad nos determina, es decir, entre 15 y 35%.

Nada difícil sería que se esté re-inaugurando en el Ecuador una vieja maquillada de nueva era petrolera, en la que las “tecnologías costosas, riesgosas y de largo tiempo” se impongan. El marco contractual adoptado esta listo, solo falta que soberanamente las facturas elevadas a pagar, reediten el Contrato de Prestación de Servicios de la era del Presidente Febres Cordero en la que la ex Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) no recibió un centavo, después de pagar “todos los costos” que la prestadora de servicios Maxus le facturó.

Si analizamos los costos de producción por barril, vemos que la empresa Petroamazonas EP está calculando a 6,75 USD por cada barril, pero para un Factor de Recobro del 90%. Calculando sin embargo un Factor de Recobro más real, entre 30% y 15%, tendremos que los costos de producción ascenderán a 20,4 USD el barril, para el primero y 40,5 USD para el segundo. Esto significan gastos de producción en promedio de casi 243 millones de dólares que durante los 23 años de producción alcanzarían un total de 5.586 millones de dólares estimados para la vida del proyecto.

FACTOR DE RECOBRO	90%	35%	30%	15%
Reservas ITTx%FR	827.730.000	321.895.000	273.910.000	137.955.000
Inversión por barril	6,748	17,35	20,39	40,47

Si se consideran ahora, otros escenarios presentes y vigentes en el Ecuador, como los costos de producción de 40 USD/barril que el Gobierno paga a la empresa Agip Oil en el Bloque 10, cercano al Parque Nacional Yasuní y con petróleo muy parecido al del ITT, en ese caso, los costos serian de 1.324,3 millones de dólares anuales que en los 23 años ascenderían a 33.109 millones de USD (con el irreal Factor de Recobro de 90%). Presumiblemente estos

elevados costos sean por el uso de tecnologías de punta, mismas, que aplicadas al Yasuní ITT no tendrían viabilidad económica.

Más grave aún es el panorama, si tomamos la referencia de costos de la Empresa Andes Petroleum: 42 USD, por cada barril explotado que igualmente el Gobierno Nacional le paga por operar el Bloque 62; petróleo que también tiene características parecidas a los crudos del ITT. Se debe presumir en este caso que la tecnología utilizada por esta Empresa China, es mucho más avanzada que las tecnologías de punta utilizada por la italiana Agip Oil. También inalcanzable para la economía del ITT.

Finalmente, restando y multiplicando: 6,75 USD de los 40 USD, que corresponden a los costos de producción, en el primer caso a Petroamazonas EP proyectados para ITT y en el segundo los de Agip Oil en el Bloque 10, tenemos una diferencia de 33,25 USD, que multiplicados por los 18 mil barriles día extraídos por la italiana tenemos 598.500 USD, proyectada al año, esta cifra asciende a 218'452.500USD/año, que se ahorrarían del pago a Agip. Si se toman como

válidos los costos de producción de Petroamazonas-EP por barril (6,75 USD) y se vende el barril de petróleo a 70 USD (de promedio), el ahorro que tendría el país (operando Petroamazonas-EP el Bloque 10) serían de 241'447.500 USD anuales, valores bastante parecidos a los que se pueden obtener explotando ITT con un Factor de Recobro del 35% (FR bastante optimista).

Los costos de operación y transporte por el oleoducto están previstos en 12,7 USD por barril. Así las cosas, habría dos probabilidades:

Probabilidad-1: Si el monto de la inversión (5.586 millones USD) y los costos de operación y transporte previstos (por barril) son constantes, en varios escenarios (dependiendo del % de Factor de Recobro), con el 15% se tendrán pérdidas de 23 millones de dólares al mes.

Probabilidad-2: manteniendo la inversión constante, con los costos de operación y transporte variables (al volumen de barriles posibles) mejora un poco la realidad.

Probabilidad 1 (Inversión, operación y transporte constantes)

FACTOR DE RECOBRO	90%	35%	30%	15%
Reservas ITTx%FR	827.730.000	321.895.000	273.910.000	137.955.000
Reservas. x 70 USD	57.941.100.000	22.532.650.000	19.173.700.000	9.656.850.000
(-) inversión	52.355.100.000	16.946.650.000	13.587.700.000	4.070.850.000
(-) operación y trans	41.796.000.000	6.387.550.000	3.028.600.000	-6.488.250.000
Total año USD	1.817.217.391	277.719.565	131.678.260	-282.097.862
Total mes USD	151.434.783	23.143.297	10.973.188	-23.508.152

Probabilidad 2 (Inversión constante y operación y transporte variable)

FACTOR DE RECOBRO	90%	35%	30%	15%
Reservas ITTx%FR	827.730.000	321.895.000	273.910.000	137.955.000
Reservas. x 70 USD	57.941.100.000	22.532.650.000	19.173.700.000	9.656.850.000
(-) inversión	52.355.100.000	16.946.650.000	13.587.700.000	4.070.850.000
(-) operación y trans	41.796.000.000	12.858.583.500	10.109.043.000	2.318.821.500
Total año USD	1.817.217.391	559.068.848	439.523.608	100.818.326
Total mes USD	151.434.783	46.589.070	36.626.967	8.401.527

Se debe aclarar, que no se encuentran datos de cómo se transportaran los crudos pesados del ITT. Si es por la vía de mezclar con crudos más livianos, hay que calcular la pérdida de calidad del crudo diluyente y probablemente expirará la Refinería de La Libertad, ésta, se quedaría sin la dieta de crudos livianos que hoy procesa. Si la opción es calentar el crudo (para aligerarlo) como hace el OCP (Oleoducto de Crudos Pesados) la avi-fauna del Yasuní quedara muy comprometida con el funcionamiento de los hornos requeridos en esta opción.

Si se trasladan las actividades operativas de todas las empresas Prestadoras de Servicio a Petroamazonas-EP, por la vía de la diferencia de costos de producción, entre la estatal y las privadas, se tendrían muchos más recursos de los que se pretenden obtener del ITT, y así, el Parque Nacional Yasuní, santuario de vida de la humanidad y de pueblos no contactados, no necesita ser amenazado ahora, ni nunca y hasta se lograría vuelto.

8.- Conclusiones

A) SOBRE LA FORMA TÉCNICA DE OPERAR

- Petroamazonas EP, no solo no está en condiciones legales de operar en Ecuador como lo está haciendo, sino que tampoco lo puede hacer en otros países, como son los ejemplos de Perú, Argentina o Colombia.
- Estos bajos estándares ambientales de operación, dejan al descubierto una grave falla sistémica en las estructuras de la empresa que no podrán revertirse en el corto o mediano plazo. Modificar fallas del sistema en las altas estructuras de una empresa requiere mucho tiempo y perseverancia. Esto significa cambiar la mentalidad operativa actual por otra mucho más sustentable, en donde la protección al medioambiente y la calidad de vida de los grupos de interés³⁶ (Stakeholders) no sea afectada por su operación.
- Como se dijo anteriormente, los impactos ambientales irreversibles se manifiestan sobre los seres vivos mucho tiempo después de producidos. Por lo que las empresas, los responsables técnicos y políticos de una operación altamente riesgosa y no estarán para responder a la justicia.
- Podría verse como irrespeto a la población el hecho de que las instalaciones no publiciten debidamente el riesgo que representan, que no

tengan medidas protectoras adecuadas y que no se haya dado información a la población de lo que hay que hacer en caso de un accidente. En ninguna de las instalaciones visitadas encontramos la información adecuada a la población, como si su ignorancia fuera parte de una confusa estrategia de minimizar los impactos, cuando en el fondo esto genera una mayor vulnerabilidad de la población.

- La intención del Estado Ecuatoriano de operar dentro del parque Yasuni-ITT con una empresa como Petroamazonas, es una decisión por demás aventurada. Principalmente por dos razones que se pueden resumir en:

- La empresa, con estos estándares de calidad ambiental e incumplimientos legales, no está en condiciones de operar en ningún sitio del territorio ecuatoriano. Hoy, Petroamazonas, se encuentra operando con altos riesgos ambientales, sociales, legales y económicos.
- La alta sensibilidad del Parque Nacional Yasuní, especialmente en el campo ITT hace que, independientemente de los estándares y cumplimientos legales, se corra un gravísimo riesgo de consecuencias impredecibles y de daños irreversibles, si se desea explotar hidrocarburos en la región.

³⁶ Stakeholders: El término agrupa a trabajadores, organizaciones sociales, accionistas y proveedores, entre muchos otros actores clave que se ven afectados por las decisiones de una empresa. Generar confianza con estos es fundamental para el desarrollo de una organización.

B) SOBRE LAS RELACIONES SOCIALES QUE ESTABLECE

- Petroamazonas EP **viola la Constitución** de Ecuador al **no respetar el derecho de los moradores del barrio 25 de febrero a ser previamente consultados como lo estipula el artículo 398 de la Constitución**, y al prohibir que la población proteste si hay desacuerdos (Art. 98).
- Petroamazonas EP **viola el Reglamento Ambiental** para operaciones hidrocarburíferas al irse contra el art. 68 numeral b del decreto 1215, que prohíbe la perforación de nuevos pozos en áreas urbanas.
- Petroamazonas EP **viola las ordenanzas municipales**, al ocupar una de las áreas verdes sin permiso municipal.
- Petroamazonas EP, **mintió, engañó y manipuló para firmar un convenio** al ocultar información al barrio 25 de febrero para que la población no supiera que lo que se quería eran perforar 8 pozos más en área urbana. La firma del convenio se hace a escondidas y sin informar a la población del objetivo real y con términos de acuerdo engañosos, desde los plazos.
- Petroamazonas EP, ante su petición a la fiscalía para que desalojara las protestas de la población, consiguió el 3 de abril del 2014, que **la fiscalía violara la ley** al mandar directamente a la fuerza pública, atribuyéndose prerrogativas que no le corresponden y manteniendo la impunidad ante las claras violaciones a la ley realizadas por la empresa.
- Petroamazonas EP, **incumple los acuerdos**

firmados por aquellas organizaciones que habían negociado convenios por el alto grado de afectación, como ocurre en el campo Edén-Yuturi con la comunidad el Edén. La falta de respuesta oportuna compromete las dinámicas de desarrollo “emprendidas y acordadas” por las comunidades y que son desconocidas e incumplidas por la empresa.

- **Todas estas irregularidades** y violaciones a derechos, a la Constitución, a las leyes, reglamentos y acuerdos **son causales para que Petroamazonas EP pierda su acreditación** internacional en el ISO 9001.

C) SOBRE LAS CONTINGENCIAS

- Ni los estándares requeridos en la industria petrolera en Ecuador, ni el nivel tecnológico de Petroamazonas pueden garantizar que no vaya a existir una contingencia que genere impactos profundos en el Yasuní ITT debido a tres factores:
 - El riesgo inherente a la industria petrolera, independientemente de su capacidad tecnológica.
 - En Ecuador existe históricamente derrames con frecuencia en los campos existentes, sin que haya avanzado en cuantificar su impacto en el ecosistema amazónico.
 - Los campos de Petroamazonas, debido a la falta de mantenimiento de la infraestructura heredada, entre otras causas, ha generado una gran cantidad de contingencias en la Amazonía ecuatoriana.

D) SOBRE LAS CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES DEL LUGAR DE OPERACIÓN

- Hacer referencia a una relación de superficie (1x1000) y partir de allí para cuantificar el riesgo ambiental es errado, en la medida que desconoce el funcionamiento de los sistemas naturales y sus relaciones mutuales e interdependientes.
- Ecuador tiene una enorme posibilidad en el cuidado y preservación del Yasuní-ITT para otras formas de integración territorial teniendo en cuenta su condición científica, social y cultural, que no están relacionadas con la industria extractiva del petróleo y que permiten privilegiar el territorio para el agua, su ordenador natural y para la conservación de la vida de sus especies.
- No existe bajo ningún motivo o concepto, tecnología de punta que garantice que la explotación petrolera dejará intacto el 99% del parque, por el contrario, la susceptibilidad del ecosistema selvático y su poca capacidad de resiliencia debida a la misma dinámica de extracción puede generar impactos permanentes en el territorio con una huella ecológica irremediable.

E) SOBRE EL COSTO ECONÓMICO DE LA OPERACIÓN

- Las cifras oficiales proyectadas con distintas variables porcentuales del Factor de Recobro, muestran que con los porcentajes históricos, reales y posibles (del 15 al 35%), económicamente y objetivamente no es viable el proyecto.

9.- Recomendación

Se recomienda la suspensión de este proyecto de operación petrolera en los Bloques 31 y 43 de Ecuador por las graves afectaciones posibles e irreparables en un área de reproducción de especies sin comparación en el mundo, con unos niveles de riqueza de agua dulce subterránea de enorme valor para el país y ante una capacidad operativa atentatoria no solo contra las propias leyes ecuatorianas, sino internacionales y de sentido común. No existe actualmente tecnología de punta que garantice que el Yasuní no va a sufrir una grave afectación con la operación petrolera, la supuesta tecnología que lo logre, aún no se ha inventado.

