

**INFORME SOBRE EL PROCESO DE LICENCIAMIENTO AMBIENTAL DEL
PROYECTO DE EXPLOTACIÓN PETROLERA EN EL CORREDOR PUERTO VEGA –
TETHEYÉ (PUERTO ASÍS, PUTUMAYO)**

**Julio Fierro Morales
Geólogo MSc Geotecnia
Asesor técnico Mesa minero-energética
Corredor Puerto Vega Teteyé**

**Grupo de trabajo:
Ándrés Ángel - Geólogo MSc
Eduardo Quintero - Ing. civil MSc (a) Geofísica
Ana María Llorente – Ing. ambiental MSc (a) Geomática
Erika Cuida López – Geóloga
Angie Ramírez - Geóloga**

Agosto de 2015

INFORME SOBRE EL PROCESO DE LICENCIAMIENTO AMBIENTAL DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN PETROLERA EN EL CORREDOR PUERTO VEGA – TETEYÉ (PUERTO ASÍS, PUTUMAYO)

Es bien conocido el impacto ambiental que generan la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos o gaseosos. Quizá el documento oficial compilatorio más reciente a nivel internacional es el generado por la Government Accountability Office-GAO¹, que en su informe al Congreso estadounidense en 2012 señaló que:

(...) la extracción de gas y petróleo, tanto de yacimientos convencionales como no convencionales, genera riesgos tanto en la salud humana como en el ambiente y que la extensión de dichos riesgos se desconoce, en parte a causa que los estudios revisados generalmente no toman en cuenta los efectos potenciales y acumulativos en el largo plazo. Además, la severidad de los efectos adversos depende de su ubicación y de factores específicos que incluyen (...) geología, clima, prácticas empresariales y actividades regulatorias y de control (...)

El desarrollo de petróleo y gas, que incluye su extracción de formaciones de lutitas, involucra riesgos a la calidad del aire, la cantidad y calidad de agua, a los suelos y a la vida silvestre”

La GAO (op cit.) establece que la extracción de gas o aceite genera riesgos sobre las aguas superficiales y subterráneas por la extracción de aguas de corrientes, lagos y acuíferos para las operaciones de perforación y fractura hidráulica, la cual puede afectar de manera negativa las fuentes de agua en cuanto a su cantidad. La extracción extensiva de aguas para dichas operaciones puede abatir los niveles freáticos y afectar manantiales y corrientes de agua superficial que se alimenten de ellos, así como a comunidades humanas.

En Colombia estos aspectos han sido denunciados entre otros por la Contraloría General de la República en su función de advertencia ante la exploración y posible explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos mediante fracturamiento hidráulico y muy particularmente en el informe de seguimiento a la función de advertencia hecho por dicha entidad en noviembre de 2014.

Este informe muestra la evaluación que la comunidad del Corredor Puerto Vega – Teteyé, a través de un grupo de profesionales, realizó al proceso de licenciamiento ambiental para las actividades de explotación en los bloques Quillacinga, Quindé y Cohembí.

Se revisaron los documentos del proceso de licencia ambiental a favor del Consorcio Colombia Energy, así como los Estudios de Impacto ambiental elaborado por la empresa Geoingeniería, el estudio de complemento elaborado por la empresa Geocol y el EIA para la ampliación del

¹ GAO (2012). Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks. Report to Congressional Requesters. United States Government Accountability Office.

proyecto, elaborado en 2011. También se llevó a cabo trabajo de terreno en algunas zonas del corredor por parte de algunos profesionales del grupo de trabajo en compañía de líderes comunitarios.

Es importante destacar que no se remitió la totalidad de la información requerida por parte de los representantes de la ANH y fue necesario buscar información en la ANLA y en Corpoamazonia.

El grupo técnico de apoyo se encuentra conformado por los geólogos Julio Fierro Morales (MSc), Erika Cuida, Angie Ramírez y Andrés Ángel (MSc), los ingenieros Ana María Llorente (MSc-a) y Eduardo Quintero (MSc-a) y los auxiliares de geología Xiomara Da Silva, Carolina Rodríguez, Jeremy León y Francisco Díaz.

Nombre	Perfil	Análisis
Julio Fierro Morales	Geólogo MSc Geotecnia	Geosistema, hidrogeología, sismicidad, geotecnia
Erika Cuida López	Geóloga	Geosistema, geoquímica
Andrés Ángel Huertas	Geólogo MSc Geopolítica	Geosistema
Angie Ramírez Huerta	Geóloga	Geosistema
Ana María Llorente	Ing. ambiental MSc (a) Geomática	Calidad de aguas
Eduardo Quintero Chavarría	Ing. civil MSc (a) Geofísica	Hidrogeología
Xiomara DaSilva	Auxiliar geología	
Carolina Rodríguez	Auxiliar geología	
Jeremy León	Auxiliar geología	
Francisco Díaz	Auxiliar geología	

PROFESIONALES Y AUXILIARES PARTICIPANTES EN EL ANÁLISIS DE INFORMACIÓN AMBIENTAL

Resumen de problemáticas

Desde el primer estudio de impacto ambiental se advirtió que existía en la zona un conflicto armado; de hecho, este fue un argumento para no presentar una información más robusta de línea base ambiental. No se entiende entonces, como a pesar de que las actividades petroleras han exacerbado el conflicto en muchas zonas del país y del mundo, hubo un licenciamiento ambiental inicial.

Los estudios de impacto ambiental revisado tienen en común la falta de rigor técnico para abordar los componentes geoambientales (geología, geomorfología, geotecnia, hidrogeología y sismicidad) e hidrológico, con deficiencias de investigación de referencia, así como en la recolección de información básica necesaria para definir una línea base ambiental.

La descripción del proyecto, en cada uno de los EIA es precaria. No se incluye la ubicación de plataformas, excavaciones, vías, ductos ni teas, con anterioridad a su emplazamiento, lo cual impide una real evaluación de impactos ambientales y sociales del proyecto.

Se omiten, tanto en los términos de referencia, como en el desarrollo de los estudios y en todo el proceso de licenciamiento, principios ambientales generales como el carácter de protección que es obligatoria en las zonas de recarga de acuíferos o la destinación prioritaria del agua para el consumo humano, lo cual conlleva la violación del artículo 1° de la Ley 99 de 1993.

Los principios de precaución y de prevención no se aplican cuando se toman decisiones de licenciamiento que pueden conllevar daños ambientales y configuración de pasivos o de impactos irreversibles y de duración permanente, como el eventual daño a acuíferos con reinyección de aguas tóxicas y las problemáticas a la salud humana por liberación de tóxicos como los fenoles y el arsénico. Además de lo anterior, aspectos en que la sinergia entre proyecto y amenaza pueden llevar a daños ambientales, como la evaluación de sismicidad incompleta cuando se han realizado actividades como la reinyección de aguas, uno de las actividades más cuestionadas con la inducción o el desencadenamiento de sismos, marca una completa irresponsabilidad tanto de la empresa como de las autoridades ambientales. La ligereza en el abordaje sobre la sismicidad en el área de trabajo también se traduce en riesgos al ambiente por la eventual rotura de tuberías y daños en cementación y encamisado de pozos que pueden causar la contaminación de acuíferos y aguas subterráneas, elementos que por su carácter no renovable, su afectación se constituiría en daño ambiental.

Es evidente que no se contó con información suficiente que haya permitido a la autoridad ambiental la toma de decisiones sobre el licenciamiento ambiental, puesto que la falta de información clave, no permite identificar la totalidad de los impactos y por lo tanto impide su gestión, produciendo eventuales deterioros graves y generando la probabilidad de configurar daños y pasivos ambientales, en particular cuando la información omisiva detectada por este trabajo, se relaciona con elementos geológicos (acuíferos y las aguas en ellos contenidas) que se constituyen en elementos no renovables del sistema, así como con las aguas, que son el elemento vital por excelencia, tanto para los ecosistemas como para los humanos que viven de ellos. Uno de los mejores ejemplos de las contradicciones en las que incurren los estudios es plantear que existen rocas “impermeables” en el Corredor Puerto Vega – Teteyé y al mismo tiempo, plantear que sobre estas rocas existen gran cantidad de manantiales. No es posible que con estos soportes técnicos se pueda condenar a la contaminación y a las innegables tensiones sociales a una comunidad campesina tradicionalmente afectada por la violencia política.

Al ser los estudios incompletos y omisivos, no es posible establecer un plan de manejo ambiental que efectivamente gestione los impactos y efectos ambientales. En este sentido, es posible que existan muchos impactos ambientales posibles que no han sido detectados de manera previa y por lo tanto no exista una “ficha” de manejo ambiental. Dichos impactos no detectados son considerados en la normativa nacional e internacional como Pasivos socioambientales, que suelen ser asumidos por las naciones y en particular por los pobladores de las áreas de influencia.

Es importante resaltar que con la captación de aguas subterráneas y las otras actividades solicitadas, existirá una inevitable afectación a los cuerpos de aguas de la zona, como lo son la desaparición o disminución los manantiales, disminución en los caudales afectando los actuales usuarios del agua, contaminación de diferentes aljibes por la conexión de los procesos superficiales con el agua subterránea, contaminación irremediable de los cuerpos de agua donde se harán los vertimientos, contaminación de acuíferos, entre otros. Con esto se faltaría a las disposiciones legales colombianas, en particular al artículo 1° de la Ley 99 de 1993.

Existe una relación temporal entre actividades relacionadas con la explotación petrolera en el corredor Puerto Vega - Teteyé, tales como el fracturamiento hidráulico (en este caso de yacimientos convencionales) y la reinyección de pozos con un aumento de la actividad sísmica. No parece haber ningún seguimiento de la ANH a este tipo de sucesos, a pesar de que internacionalmente está documentado en extenso este tipo de relaciones. En caso de demostrarse esta relación, responsabilidad de entidades del gobierno nacional como el Servicio Geológico de Colombia, debe haber investigaciones sobre los daños ambientales y sociales y las entidades que deberían haberlos evitado, tales como la ANH y por supuesto las empresas petroleras.

Se observó que en el expediente LAM 4174 de la ANLA, correspondiente al proyecto petrolero “Desarrollo de los campos Quindé, Cohemí y Quillacinga”, se encuentran diferentes folios donde la comunidad de Puerto Asís y Ecuador exigen que exista un mejor control ambiental y social a este proyecto, ya que se han venido presentando problemas en la zona de estudio, evidenciando una clara posición de desconfianza de la comunidad frente al control y seguimiento que se le ha hecho a este proyecto, dando a entender que las actividades de las entidades gubernamentales implicadas apoyan este proceso de extracción petrolera.

Los análisis de aguas periódicamente enviados por la empresa petrolera a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, demuestran que tanto la empresa como la ANLA conocían de la contaminación por vertimientos de aguas industriales en el río San Miguel y en otras fuentes de agua y en cuerpos lénticos. No obstante, no solamente no se ha suspendido el proyecto, sino que sin una base científica sólida, la ANLA permitió su modificación y ampliación.

Los sesenta (60) puntos de muestreo de aguas no son monitoreados continuamente, es decir que los puntos de muestreo de agua superficial varían constantemente de un ICA a otro lo cual no es propio de un monitoreo continuo y sistemático ya que ninguno de los puntos identificados y espacializados con las coordenadas reportadas se replica de un ICA a otro, tan solo se repite (no en todos los casos) durante ese mismo semestre. Adicional a esto, los parámetros evaluados en cada uno varían incluso dentro de un mismo ICA, lo cual deteriora aún más la calidad del monitoreo ya que no se tiene un seguimiento continuo de parámetros relevantes como contenido de metales pesados, sólidos disueltos totales, hidrocarburos totales, entre otros.

Las aguas subterráneas sólo se han monitoreado desde el segundo semestre de 2013 y solamente para el campo Quinde. No es aceptable que la autoridad ambiental haya permitido estas omisiones que han llevado a la contaminación de acuíferos superficiales de los cuales se surte la población local. Igual comportamiento omisivo de la autoridad ambiental y la empresa Vetra se observa con el monitoreo de Aluminio, Bario, Cadmio y Plomo en el agua, incumpliendo las obligaciones de la licencia ambiental.

Pese a los múltiples incumplimientos a las obligaciones establecidas en la licencia ambiental global evidenciados a través de la documentación referenciada a lo largo del documento, al pronunciamiento de la Procuraduría General de la Nación y de Corpoamazonía, denuncias allegadas por la Defensoría del Ecuador, y la apertura de procesos sancionatorios ambientales a la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY (Auto 3968 de 2011 y Auto 1225 de 2013), la ampliación del proyecto fue aprobada. Ni los 19 pasivos ambientales referenciados por Corpoamazonía, ni los reiterativos incumplimientos a la licencia señalados en los conceptos técnicos de seguimiento, ni las recomendaciones de la Procuraduría General de “no conceder una nueva ampliación de la licencia ambiental otorgada mediante resolución 937 de Mayo 22 de 2009, hasta cuando el Consorcio Colombia Energy cumpla a cabalidad dicha licencia y el Plan de Manejo asociado”, fueron suficientes para denegar la nueva solicitud que dicha empresa presentó a la ANLA para la ampliación de la producción de hidrocarburos.

Respecto al recurso de reposición interpuesto por el señor Marco Leopoldo Rivadeneira Zabala, obrando en calidad de Presidente de la Asociación Campesina del Sur Oriente del Putumayo - ACSOMAYO contra la Resolución 0551 del 30 de mayo de 2014, la ANLA omitió y desconoció los daños ocasionados por fallas operativas y vertimientos realizados sobre el río San Miguel y otras fuentes hídricas denunciadas, cuya responsabilidad recae sobre el CONSORCIO COLOMBIA ENERGY

En el año 2014, con dos procesos sancionatorios abiertos en contra de la empresa, fue autorizada la modificación de la licencia ambiental mediante Resolución No. 0551. Así las cosas, el proceder de ANLA va en contravía de los preceptos ambientales promulgados por la Ley 99 del 93, artículo 1°, numeral 6: *“La formulación de las políticas ambientales tendrá en cuenta el resultado del proceso de investigación científica. No obstante, las autoridades ambientales y los particulares darán aplicación al principio de precaución conforme al cual, cuando exista peligro de daño grave e irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces para impedir la degradación del medio ambiente”*.

Los datos recopilados de los Informes de Cumplimiento Ambiental relativos a calidad del agua superficial, evidencian que las fuentes hídricas de mayor afectación son los ríos San Miguel y Cohembí, y las quebradas Agua Blanca y El Diamante. Respecto al río Putumayo, eje hídrico principal del sector, no es monitoreado pese a su importancia en la región.

Los monitoreos contratados por el Gobierno Nacional a través del laboratorio Corporación Integral del Medio Ambiente (CIMA), no estuvieron acorde con las necesidades del proceso, puesto que para varios de los parámetros monitoreados no tenían la capacidad técnica relativa a niveles de detección y cuantificación que permitieran determinar tanto el incumplimiento de las normas (Decreto 1594 de 1984) como los riesgos a la salud de población. El mejor ejemplo de ello fue el contenido de fenoles y Bario, especies químicas típicas resultantes y liberadas en procesos relativos a hidrocarburos y que como fue expuesto en el documento, presentan un grave riesgo para la población tanto por contacto como su consumo en agua o alimentos.

Algunos de los monitoreos realizados por CIMA en aljibes y fuentes hídricas asociadas al área del proyecto, cuya concentración superó el límite de cuantificación de la técnica en laboratorio, permitieron determinar el grado de contaminación por hidrocarburos y la presencia de especies químicas como Arsénico, Cadmio y Plomo en aljibes que son empleados para uso doméstico. Los análisis demuestran que la comunidad está siendo directamente afectada tanto por la empresa como por terceros, así como por las omisiones, negligencias y actos administrativos sin motivación suficiente. Los contenidos de fenoles en aljibes superan en cientos de veces el límite permisible y ciertos metales pesados superan en decenas de veces dichos límites. No obstante lo anterior, la ANLA ha venido licenciando la ampliación del proyecto, sin que se hayan estudiado los daños ambientales que las comunidades si han detectado y sufrido. Lo anterior no obsta para afirmar que los atentados terroristas que realizan grupos armados al margen de la ley se suman a lo anterior para generar una situación de emergencia ambiental en el corredor Puerto Vega – Teteyé.

El estudio hidrogeológico de soporte para la toma de decisiones sobre las unidades geológicas para reinyectar aguas, presenta limitada utilidad si el modelo no tiene fase de calibración y validación. No obstante, con base en ello se han tomado decisiones de adelantar actividades que pueden afectar de manera grave, irreversible y permanente la base natural, en este caso, los acuíferos y las aguas subterráneas.

PARTE I. Observaciones sobre el EIA correspondiente a la Licencia Ambiental 0937 (2009)

Ninguno de los mapas que se presentan (mapas de pendientes, mapa geomorfológico, mapas multitemporales, patrón de drenaje, mapa de conflictos de uso del suelo, entre muchos otros) exhibe un factor de escala que permita calcular la magnitud de las dimensiones espaciales de los impactos que fueron detectados, haciendo muy complejo el análisis y la comprensión del estudio, así como también se hace preguntar acerca del criterio de evaluación del estudio y el cumplimiento de los términos de referencia.

El resumen ejecutivo del estudio

Se encuentra escrito en un lenguaje totalmente técnico, que no permite a un colombiano del común, poder entender el proyecto o sus implicaciones. El estudio fue realizado por la empresa consultora Geoingeniería para la operadora Consorcio Colombia Energy y finalizado en junio de 2008.

Al margen de los problemas estructurales de los metalenguajes técnicos, existen serias preocupaciones respecto a la calidad de la información, cuando la misma empresa consultora reconoce que no fue posible acceder al territorio por problemas de violencia:

“En el desarrollo de las actividades de campo de este estudio se presentaron dos atentados por parte de la guerrilla: el día 25 de abril de 2008 en el sector comprendido entre el corregimiento de Teteyé y la Estación Quillacinga y el día 13 de mayo de 2008 a los equipos del pozo Curiquinga-1. Además se registra la presencia de minas antipersona en la zona, de las cuales una explota en cercanías a la escuela de Teteyé.

Esta situación generó restricción en los desplazamientos en campo llevando a que el levantamiento de información se desarrollará en cercanías a la vía Puerto Asís – Teteyé.

Las limitaciones de información primaria se manifiesta en los siguientes aspectos:

- *Verificación de unidades de geología, geomorfología y cobertura vegetal en sectores cercanos a la vía Puerto Asís – Teteyé, no cubriendo la totalidad de los campos.*
- *Monitoreo de calidad de aire y ruido en un período de 6 días por interrupción de la primera actividad de campo dado el ataque guerrillero a las instalaciones petroleras.*
- *Imposibilidad de realizar monitoreos de ruido en horas nocturnas.*
- *Imposibilidad de realizar muestreo de murciélagos ya que este grupo de mamíferos tienen actividad nocturna. “*

Evidentemente, un proyecto en el que no se puede recoger información primaria biofísica y que reconoce conflicto en el ámbito socio-cultural, plantea la imposibilidad de contar con información suficiente para una toma juiciosa de decisiones.

El resumen ejecutivo también muestra desconocimiento de conceptos hidrogeológicos, que pueden constituirse en la base para la configuración de daños y pasivos ambientales. Se tratan unidades como objetos geológicos completamente impermeables (acuicludos), sin ningún tipo de soporte técnico, pero es dable argumentar que los materiales clasificados como tal suelen comportarse como acuitardos, es decir, unidades que regulan a muy largo plazo (generalmente en escalas de tiempo fuera de la vida humana) los flujos de las aguas subterráneas:

UNIDAD HIDROGEOLÓGICA II 2

Unidad catalogada como sedimentos impermeables pertenecientes a la Formación Ospina (Tmo2), conformada por el miembro arcilloso de la Formación Ospina. Ocupan parte del área en las veredas Nuevo Porvenir, Los Cristales y La Cabaña.

Esta unidad hidrogeológica conforma en el subsuelo acuicludos por su composición esencialmente de arcillolitas. (subrayado fuera de texto).

6.3.1.1 ÁREAS DE NO INTERVENCIÓN (ANI)

Las áreas de no intervención corresponden a aquellas zonas que no podrán ser intervenidas por las actividades de desarrollo, ya sea proyectos puntuales o lineales.

Se encuentra dentro de esta unidad de no intervención la infraestructura hídrica correspondiente a las áreas de nacimientos, los pozos profundos de agua, los aljibes, los jagüeyes y toda infraestructura asociada a este recurso. El manejo ambiental de esta unidad será lo dispuesto en el artículo 3o del Decreto 1449 de 1997, el cual dispone mantener y no intervenir en un radio de 100 m la ronda del nacimiento. En caso de que se realicen obras cercanas a estas zonas se debe garantizar su protección evitando cualquier posible afectación por la actividad.

Se observa que no se cumple con las disposiciones legales cuando no se definen dentro de estas áreas las zonas de recarga de acuíferos, que entre otras cosas, no fueron definidas con una base técnica adecuada, tal como se evidenció antes. Este tipo de situación ilustra muy bien cómo la ausencia de línea base ambiental lleva a eventuales daños ambientales de zonas que las leyes colombianas han definido como objeto de protección especial.

También es inaceptable que sobre estudios inacabados, se tomen decisiones tan complejas y con implicaciones tan de largo plazo (transgeneracionales). En el resumen ejecutivo se puede leer:

Por favor esta tabla colocarla con datos completos Aclarar que los cuadros de manantiales a senderos deben ser sociales por lo cual no es muy claro porque se coloca ríos, quebradas y no hay nada en biótico y las líneas completas.

Análisis de aspectos geoambientales

A continuación, se lleva a cabo un análisis del componente geoambiental del EIA, donde es evidente que no se contó con información suficiente que haya permitido a la autoridad ambiental la toma de decisiones sobre el licenciamiento ambiental, puesto que la falta de información clave, no permite identificar la totalidad de los impactos y por lo tanto impide su gestión, produciendo eventuales deterioros graves y generando la probabilidad de configurar daños y pasivos ambientales, en particular cuando la información omisiva detectada por este trabajo, se relaciona con elementos geológicos (acuíferos y las aguas en ellos contenidas) que se constituyen en elementos no renovables del sistema.

No hay una geología detallada basada en observaciones ni mediciones de campo (datos estructurales, espesores, resistencias de suelos, etc.) que permitan elaborar un modelo hidrogeológico conceptual ni geotécnico idóneo y que comprenda el comportamiento del agua a nivel regional. Las unidades de depósitos no litificados (terrazas aluviales y depósitos aluviales recientes) son según la descripción litológica, de textura heterogénea en los granos y la matriz de composición arenosa, potenciales acuíferos (carácter expreso en los estudios), lo que los hace objeto de protección especial y de exclusión para algunos tipos de intervención, situación completamente ignorada en la zonificación de manejo ambiental. Otra herramienta que se obvió en los estudios ambientales es cualquier tipo de exploración somera o indirecta del subsuelo con el fin de caracterizar los flujos subterráneos de estos acuíferos superficiales ubicados en las zonas a intervenir.

En cuanto a la caracterización geomorfológica realizada en el Estudio de Impacto Ambiental la primera observación es que la cartografía entregada no es la adecuada para el tamaño del proyecto (1:25.000) puesto que ella permite apenas caracterizar unidades de tamaños mayores a 2.500 m de lado, mucho más grandes que el área de influencia directa. Por lo anterior, se agrupan grandes polígonos que tienen implicaciones morfogenéticas y dinámicas muy diferentes.

El análisis realizado a los estudios ambientales presentados por el Consorcio Colombia Energy permite afirmar que, en primer lugar, la información utilizada no es suficiente. Por ejemplo, la observación de fotografías aéreas de años anteriores es de gran importancia para entender el área de interés a través del tiempo, es decir, observar como procesos morfodinámicos (en periodos de decenas de años) evolucionan y se desarrollan, y por lo tanto entender como lo harán en las décadas siguientes. Sin embargo, no existe ningún tipo de análisis multitemporal, clave en la definición de la susceptibilidad de las unidades a los procesos de remoción en masa.

En lo referente a la dinámica de los cauces (ríos y caños), y teniendo en cuenta la cercanía del proyecto al cauce de los ríos es necesario realizar el perfil de cada uno, no solo al área limitada por el polígono APE sino en sentido más regional, con el fin de identificar y clasificarlos correctamente, y de esta manera definir su comportamiento y posibles amenazas asociadas a éste. Cabe resaltar que en EIA no definen zonas de amenaza por inundación de los cuerpos de agua, a pesar que gran parte de los componentes del proyecto se encuentran en cercanía o atraviesan cuerpos de agua.

Quizá la mejor ilustración de las omisiones tanto de la autoridad ambiental como de la empresa favorecida con la licencia ambiental es el hecho de que no se esté realizando monitoreo de calidad de las aguas subterráneas, basado en el argumento de que no se está haciendo ninguna captación de dichas aguas. No obstante lo anterior, es claro que dentro de los eventuales impactos sobre las aguas se tiene no solamente el detrimento en la cantidad sino también en la calidad. Por lo tanto, si un estudio independiente pudiera demostrar contaminación de aguas subterráneas y acuíferos, se tendrá la configuración de daño ambiental por afectar un componente no renovable del ecosistema. También se presenta el caso de ignorar la existencia de comunidades indígenas y no haber previsto el impacto ambiental que sobre la calidad de las aguas se tendría con un aumento considerable en la población.

A continuación se realiza el análisis detallado de algunos de los componentes del estudio de impacto ambiental, en particular en lo relacionado con el geosistema.

CAPÍTULO 1-INTRODUCCIÓN

Este estudio define al Consorcio Colombia Energy (CCE), como la empresa interesada en explotar.

Las actividades evaluadas para las áreas de Quillacinga, Cohembí y Quinde, corresponden a construcción de pozos, instalación de infraestructura, realización de pruebas e inicio y desarrollo de producción. (7 en Quillacinga, 4 en Cohembí y 6 en Quinde). Las tres áreas (campos) están dentro del contrato de producción incremental 438/2000 (Área suroriente). El polígono tiene un área aproximada de 41.452 Ha.

Para la fase exploratoria (1987 a 1991) se perforaron 9 pozos, 3 productores: Piñuña-1, Quillacinga-1 y Curiquinga-1 cuyo objetivo geológico fue la Fm. Villeta

POZOS	COORDENADAS (m) DATUM MAGNA SIRGAS 3° OESTE		ESTADO ACTUAL
	NORTE	ESTE	
Quillacinga-1	520.626,0	1.059.084,7	Productor de crudo liviano
Piñuña-1	522.278,5	1.059.119,3	Productor de crudo liviano
Curiquinga-1	522.805,2	1.058.204,3	Productor de crudo liviano
Quinde-1	537.781,6	1.055.350,0	Productor de aceite pesado
Cohembí-1	530.359,5	1.065.032,8	Productor de aceite pesado
Inti-1	537.105,6	1.058.355,9	Abandonado
Luzón-1	530.363,6	1.065.844,8	Abandonado
Putumayo-1	536.6499,7	1.047.606,0	Seco
Quillacinga-2	520.008,9	1.058.943,5	Productor de agua

Autoridad: Corpoamazonia. Actos administrativos en PP9,10,11PDF

Estudios y documentos relacionados para campos Quillacinga, Cohembí y Quinde:

ESTUDIO	AÑO	ELABORADO POR
Plan de Manejo Ambiental para las Pruebas Extensas en el Área Suroriente.	1998	
Plan de Manejo Ambiental para la construcción y operación de la Estación Cohembí.	2004	
Plan de Manejo Ambiental para la construcción y operación de la Estación Quinde.	2005	
Estudio de Impacto Ambiental para la explotación del Área Suroriente.	2005	
Actualización del Plan de Manejo Ambiental Área Suroriente.	2007	GEOINGENIERÍA
Estudio de prefactibilidad del trazado y la construcción del oleoducto Quillacinga – El Tigre del Campo Suroriente, departamento del Putumayo.	2007	ITANSUCA LTDA. & GEOINGENIERÍA S.A.

Las áreas de influencia directa suman 4430,5 Ha. de la siguiente manera: Quillacinga (1323 Ha.), Cohembí (1503 Ha.) y Quinde (1604,5 Ha.)

Las áreas constituyen 3 polígonos cuya dimensión, así como la ubicación de sus respectivos vértices no está justificada en el documento del EIA. Éste inicia estableciendo las áreas de influencia directa e indirecta, pero no argumenta con anterioridad la decisión de caracterizar dichas áreas como tales ¿Con qué criterios se trazaron los polígonos?

CAP. 3 - CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Área de influencia directa e indirecta

Área de Influencia Directa AID: *"El área de influencia directa del proyecto, corresponde al entorno social y ambiental que podría verse afectado por el impacto generado sobre las variables abióticas, bióticas y sociales derivado de las actividades del proyecto..."*

Área de Influencia Indirecta AI: *"Corresponde al área donde los impactos trascienden el espacio físico del proyecto y su infraestructura asociada, es decir, a la zona externa del área de influencia directa, extendida hasta donde se podrían manifestar los posibles impactos..."*

No es claro, por la definición de la primera, que el área de influencia tiene un compromiso espacial. Esta definición es poco específica e incluso funcionaría para definir "área de influencia", por tanto la distinción no está presente en el escrito. La segunda también es incompleta y define al área indirecta por exclusión ("*zona externa del área de influencia directa...hasta donde se podrían manifestar los posibles impactos..*") sin especificar los tipos de impactos producidos o contemplados para una ni otra.

Tampoco es clara la escogencia de las áreas de influencia directa e indirecta. Los planos referenciados en el texto están disponibles en el paquete de información sólo como dibujos de AutoCAD lo cual se puede constituir en una limitante para su acceso. Para facilitar su consulta, dichos "planos" (mapas) deberían presentarse en formatos más comunes (*.mdx, *.pdf, *.jpg) junto con la información geográfica y los archivos primarios adjuntos.

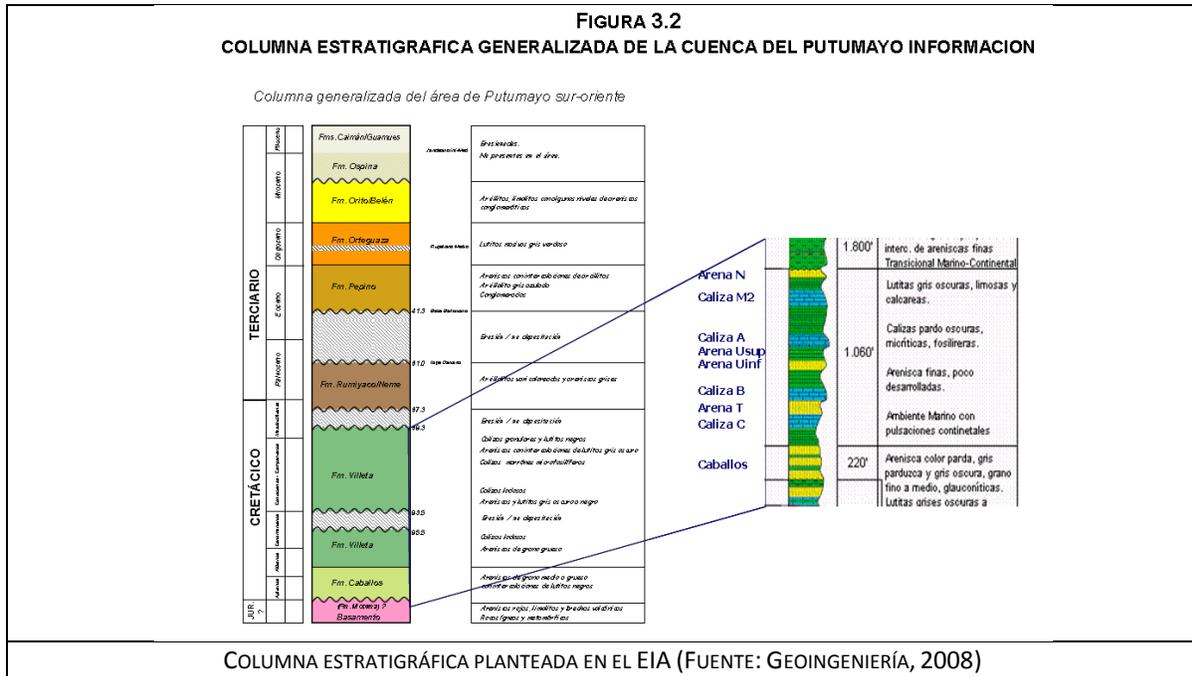
Capítulo E3-3.2.1 (Geología regional)

Llama la atención que en un proyecto petrolero, ubicado en una zona donde ya se han presentado a lo largo de décadas desarrollos de exploración, no se incluya un numeral de geología local. Además de lo anterior, la geología regional es precaria, sin información primaria, dado que no fue

posible para los consultores acceder a la zona de estudio, situación ya documentada en el análisis del resumen ejecutivo.

"La FIGURA 3.1 muestra el perfil transversal de las unidades geológicas presentes en el área de influencia indirecta, seccionado del PLANO EIACQUCQ02A"

Observación particular: La figura 3.1 NO EXISTE en el documento.



"Formación Ospina (Tmo): Arcillolitas rojas y pizarrosas..." (¿?) "...areniscas arcillosas blandas..." (¿friables?) "...miembro inferior predominan las areniscas blandas..."

Observaciones: Las descripciones no son detalladas ni corresponden a los adjetivos de uso común y aceptado en la geología. El adjetivo pizarrosas se usó en la primera mitad del siglo XX, pero su uso se desaconseja debido a que puede llevar a confusiones, puesto que pizarra corresponde a una roca metamórfica, mientras que en el contexto del estudio, los materiales son sedimentarios.

3.2.1.2 AREA DE INFLUENCIA DIRECTA

El área de influencia directa presenta afloramientos de unidades litológicas recientes de edad terciaria y cuaternaria, las cuales dan origen a planicies disectadas subrecientes y planicies aluviales recientes. Estas unidades corresponden a depósitos consolidados de la Formación Ospina y depósitos no consolidados recientes conformados por terrazas y planicies aluviales meándricas en el caso del campo Quillacinga localizado en inmediaciones del corregimiento de Teteyé.

Observaciones: El río San Miguel no corresponde a un patrón meándrico en la zona del corregimiento del Teteyé. Si bien la mayor parte del curso del río, el patrón es efectivamente meándrico, llama la atención (no de los profesionales que elaboraron el PMA) que en Teteyé, el río tenga anomalías que incluyen dos tramos rectilíneos que suman cerca de 9 km. Estas anomalías pueden ser indicio de tectónica activa, la cual a su vez puede relacionarse con aspectos de sismogeneración y amenaza sísmica, las cuales, como se detallará, no han sido evaluadas de manera detallada en los estudios ambientales.



"La formación Ospina (Tmo) abarca la mayor parte del área de influencia directa de los tres campos Quinde, Cohembí y Quillacinga; con porcentajes no despreciables de otras unidades geológicas..."

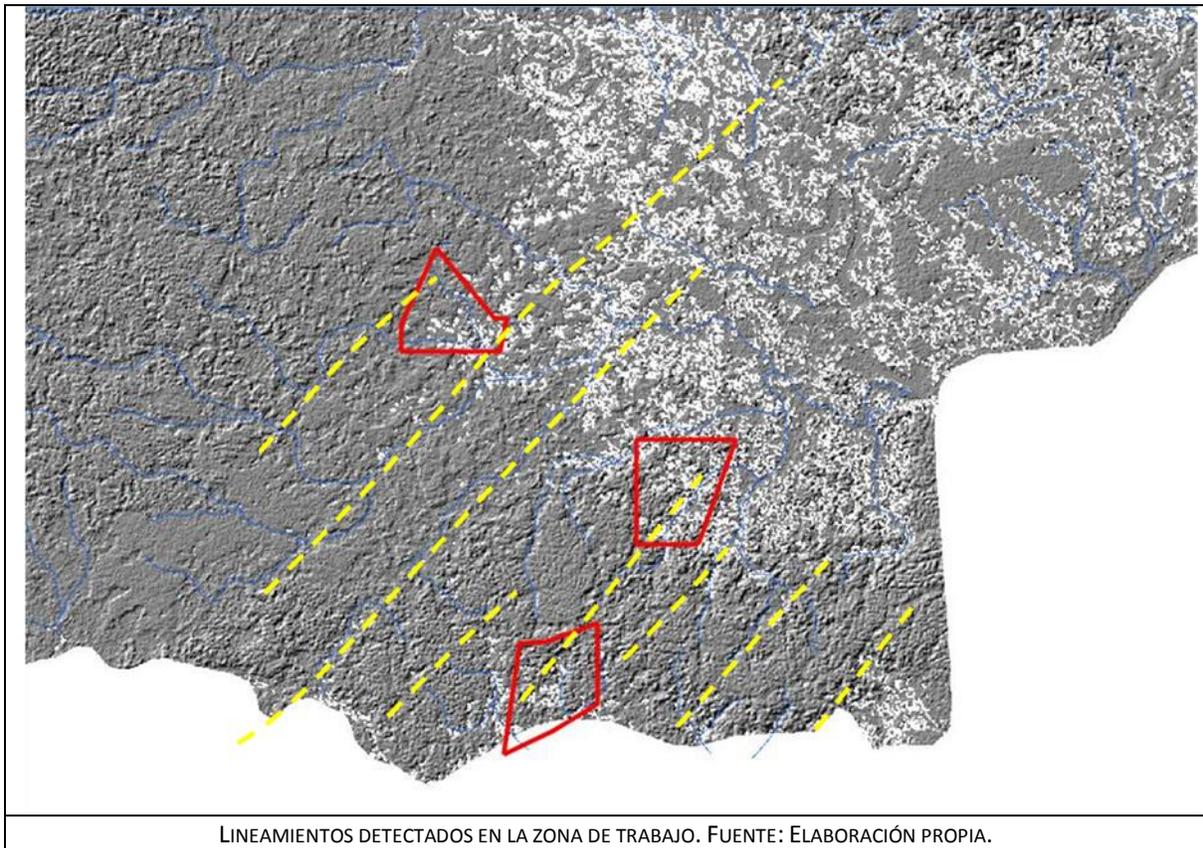
Observaciones: Si los porcentajes en área no son despreciables, hay que calcularlos y reportarlos. No se especifica qué se constituye un porcentaje de área 'despreciable'

3.2.2 TECTÓNICA Y GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Tanto en el área de influencia directa como la indirecta, no se aprecian evidencias que permitan identificar la presencia de fallas y pliegues, sin embargo el mapa geológico de Colombia muestra una falla regional cubierta por el aluvial reciente del río Putumayo en la margen norte de dicho río, afectando las rocas de la formación Ospina con dirección N45°W, donde no se muestra que (sic) tipo de falla es.

Es inaceptable que en un proyecto petrolero, que debió generar información geológica, la información sobre tectónica, que se relaciona con amenazas sísmicas, entre otras, sea tan

precaria. No puede referenciarse únicamente el Mapa de geológico de Colombia (2007), cuya es 1:2.800.000 (en esa escala, la totalidad del corredor se representa con una línea de menos de 1 cm) y con ello soslayar la importancia de este tema. De hecho, una revisión rápida del mapa de sombras (precisión de 30 m) permite inferir lineamientos con dirección predominante N40-45E para la zona del corredor. Estos lineamientos coinciden parcialmente con anomalías de los cursos de agua, las principales de las cuales se pueden ver en el río San Miguel.



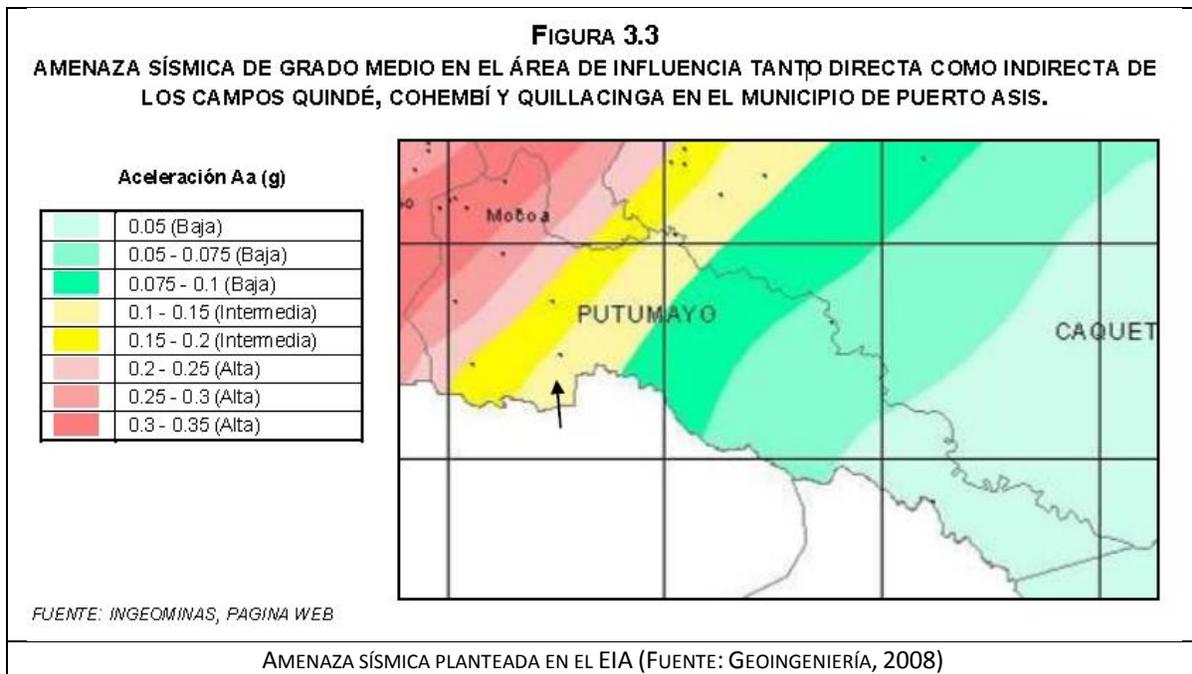
"...Zona de Amenaza Sísmica Intermedia³, con valores de aceleración entre 0,1 y 0,1 (g) (sic)..."

La amenaza sísmica planteada en un mapa general del país es de 0,1 a 0,15 g como se aprecia en la figura. Pero se ratifica la ligereza en el establecimiento de la amenaza sísmica, que puede ser definitoria en la afectación socio-ambiental, puesto que un sismo con aceleraciones mayores a las esperadas podría causar contingencias como desempates de tuberías de transporte (líneas de flujo), daños en cementación, encamisado y tuberías de perforación, que pueden dar lugar a los escenarios planteados en el Plan de Contingencia, pero que en ese capítulo no son relacionados con este tipo de amenaza natural.

Cabe preguntarse si todo el modelo tectónico y de geología estructural se basa en una figura de la página electrónica de INGEOMINAS, el cual es un mapa indicativo o de referencia, el cual es básico para que al encontrarse en niveles de amenaza media y alta se hagan estudios más detallados que permitan acercarse al entendimiento de la sismogeneración y de los efectos locales (como la eventual amplificación en los depósitos aluviales y coluviales presentes en el corredor), puesto que el mapa de amenaza sísmica del INGEOMINAS sólo parece tener en cuenta la distancia al límite de placa tectónica y no las características de las formaciones y suelos presentes en la región.

Extrañan aún más todas estas falencias y deficiencias cuando en la exploración petrolera se acopia mucha información sobre el componente geosférico y sobre fallas geológicas (líneas sísmicas, registros de pozo, registros de perforación, etc.)

Se reitera que es inaceptable en términos de un análisis socioambiental que no se usen los resultados de la exploración geológica y geofísica en el área de estudio. Los análisis de vulnerabilidad física de un área no se pueden circunscribir a la susceptibilidad a los procesos de remoción en masa, tal como se ha planteado en los estudios revisados.



Falta realizar el estudio de sismicidad histórica para el área de influencia directa, basada en datos de la Red Sismológica Nacional de Colombia (RSNC), la elaboración de pronósticos acerca de la probabilidad de ocurrencia de fenómenos sísmicos basados en datos recientes y actualizados (Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente, 1998) y es necesario el control y las observaciones de campo que permitan inferir eventos sísmicos en el pasado y la amenaza local.

CAP3-3.2.3 (Geomorfología)

Observaciones generales

Si bien los PMA son documentos técnicos, se espera que en el resumen ejecutivo exista un correlato en un lenguaje más asequible al gran público. No obstante, se encuentra que solo existe un metalenguaje que no dice nada a las comunidades. Esto es claro en los numerales de geología y geomorfología, donde se habla de lomeríos, disección, meteorización, erosión, sin definir clara y concisamente, en un lenguaje asequible, a qué se refieren todos estos conceptos. Tampoco presenta completo el componente morfodinámico, pues solo referencian procesos de erosión, sin incluir los de remoción en masa.

Observaciones particulares

"...Los procesos geomorfológicos que afectan el área de influencia indirecta corresponden a: meteorización, erosión..."

No son procesos geomorfológicos únicamente sino que tienen otros componentes, como el geoquímico, el cual es fundamental en el entendimiento de los cambios que se presentan en rocas y suelos una vez son expuestos a las condiciones ambientales (oxidación, hidratación e hidrólisis, principalmente).

"Meteorización: Es el proceso in situ de desintegración y descomposición de los suelos (...) y sedimentación de materiales que conforman el suelo..."

Existe un problema conceptual en limitar los procesos de meteorización a los suelos y no incluir las rocas. De hecho, la mayor parte de problemáticas por aguas ácidas en minería y en cortes para obras civiles efectuados por debajo del nivel freático se relaciona con la meteorización de rocas, en particular las que tienen altos porcentajes de sulfuros (más del 1%).

Capítulo 3-3.2.4 (Suelos)

Las fuentes bibliográficas de este numeral son la Actualización Plan de Manejo Ambiental Área de Explotación Suroriente (CCE, 2007), Plan de Manejo Ambiental Línea de Transferencia Quillacinga - Frontera en Territorio Colombiano Área de Explotación Suroriente (GEOINGENIERÍA LTDA., 1998), Estudio de Impacto Ambiental para el Desarrollo del Área Sur Oriente (CCE, 2007). Es claro que no hay fuentes científicas ni oficiales. Sólo estudios locales realizados por la misma compañía o contratistas.

CAP3-3.2.5 (Hidrología)

Se estimó utilizando fundamentalmente la metodología de Cuenca Análoga..."

No se realizaron estudios de hidrología para el área del interés. Se recabaron datos de otras cuencas o de cuencas más pequeñas dentro del área de estudio y se hicieron cálculos con base en precipitación promedio y área. Fuente Datos: Estación Limnimétrica de Puente Texas (Río Putumayo, vecindad de Puerto Asís). Si bien la existencia de estaciones hidrometeorológicas

permite acercarse al comportamiento a lo largo del tiempo, extraña que no se hayan medido directamente los caudales de los cuerpos principales de agua a lo largo de la fase de campo del estudio.

En el PMA se reconocen las siguientes áreas, cuencas, subcuencas y microcuencas para el área de influencia indirecta:

ÁREA HIDROGRÁFICA	CUENCA	SUBCUENCA	MICROCUENCA
Río Putumayo (I)	RÍO COHEMBÍ (I.1)	Quebrada La Manuela	Quebrada Campo Alegre Quebrada Campo Quemado
		Caño Huitata	Caño San José
		Río San Lorencó	Caño y quebrada Agua Blanca Quebrada Los Cristales
		Quebrada El Diamante	
	RÍO SAN MIGUEL (I.2)	Caño Buenos Aires	
		Quebrada Sinai	

FUENTE: ELABORACIÓN CON INFORMACIÓN DEL PROYECTO.

No se analizó la amenaza por inundación, la cual puede afectar, tanto la cimentación de las líneas de flujo, como el sistema vial usado por el proyecto. En este sentido, tampoco se evaluaron las intervenciones en los cauces (pontones, box-coulverts y alcantarillas, entre otros) en relación con la modificación hidrológica/hidráulica de los cuerpos de agua afectados. Existen descripciones generales del patrón de cauces, pero sin cuantificación (se califican los cauces como meándricos pero no se presentan los números correspondientes a la sinuosidad) ni relación con una dinámica fluvial en relación con el proyecto.

Inventario de Fuentes principales de contaminación de aguas

Para toda el área de estudio, presentan opiniones sobre el tipo de vertimientos. Entre otros, se referencian vertimientos directos de aguas residuales de las viviendas, las cuales casi nunca cuentan con sistemas efectivos de tratamiento.

De manera particular, se generalizan los tipos de vertimientos, así:

- Río San Miguel: Infiltración aguas residuales domésticas a través de suelos (pozos sépticos)
- Río Cohembí, Quebrada Campo Alegre: Aguas jabonosas
- Quebrada Huitata y Agua Blanca: Coniformes (coliformes?) fecales de ganado
- Quebrada Agua Blanca y río Cohembí: Otras actividades pecuarias (porcicultura, avicultura)
- Indefinido: Uso de agroquímicos y pesticidas para cultivo de coca, maíz, yuca, plátano y chontaduro
- Quebrada El Diamante: Vertimientos aguas pozos petroleros (Quillacinga y Quinde)

No obstante, no se presentan soportes de análisis de agua que permitan cualificar y cuantificar la contaminación que se ejerce sobre el agua, en particular por vertimientos petroleros, cuando ese es el objetivo del EIA.

Modelo hidrológico de cauces intervenidos

Estaciones hidrometeorológicas usadas:

ESTACIÓN	CÓDIGO	TIPO DE ESTACIÓN	MUNICIPIO	COORDENADAS GEOGRÁFICAS	ALTITUD (m.s.n.m.)
Pto Asís	4701003	PM	Puerto Asís	0031N – 7628W	260
San Miguel	4702001	PM	San Miguel	0017N – 7656W	500
Pte. Texas	4701716	LM	Pto. Caicedo	0036N – 7634W	250

FUENTE: IDEAM – 2008 (PM: PLUVIOMÉTRICA; LM: LIMNIMÉTRICA)

Observación particular: Usando la metodología de cuencas análogas para establecer los parámetros hidrológicos de cauces con poca información (no se especifica cuáles parámetros tienen datos, pero en total son 13) ¿es suficiente basar los cálculos, con la incertidumbre asociada, en tres estaciones hidrometeorológicas?

Esta información, referente a los caudales, en particular de los cursos de agua concesionados, es de alta incertidumbre.

En cuanto a las principales variables físico-químicas de las aguas naturales, se resaltan como indicadores de contaminación por actividades petroleras los elementos **Bario, Cadmio, Aluminio y Plomo** y se sugiere que la línea base será parcialmente basada en la concentración inicial de estos elementos ("*parámetro de evaluación posterior en los monitoreos*"). (Resultados en el Anexo C, págs. 32-41). No obstante, estos **elementos no han sido monitoreados de manera sistemática**, tal como se detallará en el numeral 3. Análisis de los informes de cumplimiento ambiental.

Los ICO (Índices de contaminación) fueron elegidos para caracterizar las aguas. En éstos, se usan los parámetros de mineralización, materia orgánica, sólidos suspendidos y trofia de drenajes principales que "*cruzan la línea de conducción de hidrocarburos*". No obstante, no especifican a qué se refieren con "drenajes principales". ¿No deberían considerarse todos los cursos de agua permanentes que son afectados por el proyecto, máxime cuando los cursos de agua menores son más vulnerables a la carga contaminante?

3.2.8. Hidrogeología

Se plantea como un objeto primordial de un estudio hidrogeológico "*determinar y cuantificar la capacidad de las unidades geológicas para almacenar y transmitir aguas subterránea*". Es evidente que en un estudio de impacto ambiental de una actividad que como la petrolera afecta directamente el subsuelo, la hidrogeología debe enfocarse en la susceptibilidad o vulnerabilidad de elementos reguladores (acuíferos y acuitardos) y de las aguas subterráneas en ser afectadas, lo que se traduce en la afectación de los elementos más resilientes pero a la vez más vulnerables del ciclo hidrológico.

La unidad hidrogeológica I1 son los depósitos aluviales, que "*conforman en el subsuelo acuíferos libres, con porosidad primaria alta, cuya fuente de recarga son el agua lluvia y el agua superficial*"

La unidad hidrogeológica II1 es la Formación Ospina que "*conforma en el subsuelo acuíferos y acuitardos de tipo semiconfinado a confinado, saturados con agua dulce, cuya fuente de recarga es*

la precipitación”. No es claro como un acuífero semiconfinado a confinado tiene como recarga la precipitación, no hay ningún dato hidrogeoquímico o isotópico que de sustento a la opinión consignada. Por otra parte, no se ha zonificado cuál parte de la unidad tiene carácter acuífero y cuál, acuitardo. En este sentido, no existe información para tomar una decisión ajustada a la ley en lo referente a la ubicación de locaciones, campos de infiltración, etc., de manera que no se afecten las zonas de recarga de acuíferos.

En cuanto a las calidades de las aguas subterráneas, se establecieron mediante 5 muestreos realizados en Teteyé, predio La Esperanza, Vereda Los Cristales, predio Las Palmas, vereda Campo Alegre y caserío La Carmelita.

UNIDAD HIDROGEOLÓGICA	PERMEABILIDAD	UNIDAD GEOLÓGICA	LITOLÓGIA	CARACTERÍSTICAS HIDROGEOLÓGICAS
I1	Sedimentos permeables	Depósito aluvial (Qal)	Arenas y gravas con presencia de bloques subredondeados en matriz arenosa.	Acuífero y acuíferos pobres de tipo libre, de poco espesor ubicado en el cauce de los ríos Putumayo, Cohembí y San Miguel. La fuente de recarga es la precipitación y el agua superficial.
		Cuaternario de terraza (Qt)		
II1	Rocas poco permeables	Formación Ospina (Tmo1)	Capas medias de areniscas arcillosas intercaladas con arcillolitas y limolitas.	Acuíferos pobres por la baja permeabilidad de los niveles de areniscas. La fuente de recarga es la precipitación, las corrientes superficiales y el agua subterránea.
III1	Rocas impermeables	Formación Ospina (Tmo2)	Miembro arcilloso de la Formación Ospina	Acuitardos a acuíferos pobres por la baja permeabilidad de los niveles de areniscas. La fuente de recarga es la precipitación, las corrientes superficiales y el agua subterránea.

UNIDAD HIDROGEOLÓGICA	PERMEABILIDAD	UNIDAD GEOLÓGICA	CARACTERÍSTICAS HIDROGEOLÓGICAS
I1	Sedimentos permeables	Depósito aluvial (Qal)	Acuífero y acuíferos pobres de tipo libre, de poco espesor ubicado en los cauces de los ríos Putumayo, Cohembí y San Miguel.
		Cuaternario de terraza (Qt)	La fuente de recarga es la precipitación y el agua superficial.
II1	Rocas poco permeables	Formación Ospina (Tmo2)	Acuitardos a acuíferos pobres por la baja a nula permeabilidad de los niveles de arcillolitas. La fuente de recarga es la precipitación, las corrientes superficiales y el agua subterránea.
		Formación San Miguel (Tpsm)	
II2	Rocas impermeables	Formación Ospina (Tmo1)	Acuíferos pobres por la baja permeabilidad de los niveles de areniscas. La fuente de recarga es la precipitación, las corrientes superficiales y el agua subterránea.

Además de las deficiencias y omisiones técnicas de fondo, existen incoherencias entre la información del texto y la de los mapas anexos. Las dos tablas anteriores fueron tomadas del documento del EIA (capítulo 3, pág. 42) [arriba] y de las convenciones del mapa GEO-018-11 - 11

Hidrogeológico [abajo]. Como se puede apreciar, ni la nomenclatura de las unidades hidrogeológicas, ni la correlación con las unidades geológicas ni las características hidrogeológicas corresponden entre ambas. Además, en el informe se excluye a la Formación San Miguel de cualquier caracterización o análisis hidrogeológico.

En cuanto a los flujos locales o unidades hidrogeológicas someras, sobre los cuales se centra el modelo hidrogeológico conceptual, no se encuentra un vínculo entre la hidrología de la zona y la hidrogeología. Si bien se hace mención de que hay una interconexión entre ambos, finalmente no se ha definido, ni siquiera de manera preliminar, es decir cuáles son las variaciones de nivel de la red de cursos de agua y como se relaciona esta con el flujo de base. Adicionalmente, la geología de campo y la recopilación de información no ha definido de manera detallada (sino en una poco útil escala 1:25.000) las unidades que se presentan en la zona, sin embargo, la determinación de propiedades de cada una de las unidades hidrogeológicas es de puramente descriptiva (aunque incompleta), sin ensayos de laboratorio que calibren las observaciones. La clasificación visual en especial en materiales finos (arcillas, que son los materiales predominantes de acuerdo con las escasas descripciones hechas en la geología), sean ellos suelos o rocas, no permite definir la porosidad efectiva, ni primaria ni secundaria. Es necesario en estas zonas hacer caracterización de macizo rocoso orientada a la hidrogeología para definir zonas de recarga y una caracterización micro de rocas y de suelos.

Con todas las deficiencias planteadas, existen preguntas no resueltas en los estudios, entre otras:

- ¿De dónde provienen las aguas subterráneas?,
- ¿Qué cantidades de aguas serán reinyectadas?,
- ¿A qué tipo de flujo corresponde?,
- ¿Se están afectado flujos regionales con aguas cuyo tiempo de circulación puede estar en el orden de los años hasta las centenas de años?.

Como es evidente, **se falta al principio de Precaución cuando existen tantas inquietudes y omisiones en lo referente al ciclo hidrológico** ante una actividad que lo puede dañar o afectar de manera irreversible.

No se identifican las unidades hidrogeológicas (como lo solicitan los TdR) que intervendrá el proyecto con el pozo, se debe entender que se atravesarán múltiples complejos hidrogeológicos que pueden ser potenciales acuíferos (las muy generales descripciones de las Formación Ospina hablan de intercalaciones de areniscas con arcillolitas). Se verá que posteriormente el complemento al EIA continúa con las incertidumbres planteadas.

Datos de calidad de aguas

Conductividad = valores bajos entre 20,3 y 169 $\mu\text{S}/\text{cm}$

Cloruros = Entre 1,7 y 14,9 mg/L

pH = Entre 4,3 y 7,28

Hierro total 0,1 - 0,6 mg/L

Fósforo total 0,01 - 0,07 mg/L

Magnesio = 0,2 - 5 mg/L

Calcio = 0,7 - 24 mg/L

Movimiento del agua subterránea

El EIA incluye opiniones sobre recarga, infiltración, descarga y tránsito de aguas subterráneas, pero no existe ningún sustento técnico a dichas opiniones. No hay ninguna evidencia de conocimiento básico sobre la hidrogeología puesto que no hay ninguna caracterización geo-hidráulica de las unidades, y si bien existe un inventario de manantiales y de aljibes, no se hace ningún análisis ni se lleva a cabo un modelamiento conceptual o matemático. También se leen opiniones sobre el papel de elementos tectónicos como fallas geológicas que no han sido caracterizadas ni cartografiadas, pero que de acuerdo con lo que se anota “El flujo de agua subterránea profunda está gobernado por las condiciones estructurales siendo el elemento de mayor relevancia la Falla (sic) localizada en el sector oriental del área en estudio.”

Con todas estas deficiencias y omisiones en la caracterización es de esperarse que el análisis de vulnerabilidad a la contaminación sea un modelo sin ninguna posibilidad de contrastación ni calibración.

La conclusión general de la línea base en la parte hidrogeológica, es que si bien se está hablando de proyectos de perforación que van a alcanzar miles de metros, la caracterización hidrogeológica (deficiente y omisiva) solo se ve restringida a las unidades hidrogeológicas mas someras, y no se relaciona con un modelo hidrogeológico conceptual, pues este no ha sido desarrollado o no ha sido expuesto en el EIA. Ni siquiera se presenta un perfil geológico, ni mucho menos un modelo hidrogeológico conceptual o matemático.

Partiendo de las anteriores consideraciones podría establecerse que parte del área solicitada para ser intervenida (aluviales activos, terrazas aluviales e intercalaciones de areniscas de la Fm. Ospina) como una zona de protección especial según el artículo 1 de la Ley 99 de 1993, pues es zona de recarga y descarga de acuíferos.

La caracterización hidrogeológica orientada a la evaluación de impacto ambiental generada por perforaciones y las contingencias, en particular relacionadas con derrames, deben estar orientadas a entender la relación de la perforación y los lodos, con los flujos de agua subterránea. Es de vital importancia tener claridad sobre los flujos de escala regional, intermedia y local, basándose en una clasificación de las aguas subterráneas que no solamente este función de la productividad de la formación geológica sino que tenga en cuenta la relación geocosistémica del medio y la prioridad de aguas con tiempos de retención del medio de cerca años a centenas de años, puesto que las intervenciones sobre el subsuelo se realizan sobre componentes geológicos, incluidas las aguas subterráneas y los acuíferos, cuyos tiempos son del larguísimo plazo. Además, si bien se mencionan los químicos y polímeros usados para hacer las mezclas de lodo y las beneficios que

tiene el uso de los mismos, no se evalúa la interacción de estos lodos con las aguas subterráneas y la posibilidad de generar inyecciones de contaminantes, máxime cuando existen gran cantidad de antecedentes de fallas en las cementaciones de los pozos con el tiempo (*leaking wells*), situación que ha sido documentada por gran cantidad de publicaciones del mismo sector petrolero en los Estados Unidos (Contraloría General de la República, 2014).

3.2.9. GEOTECNIA

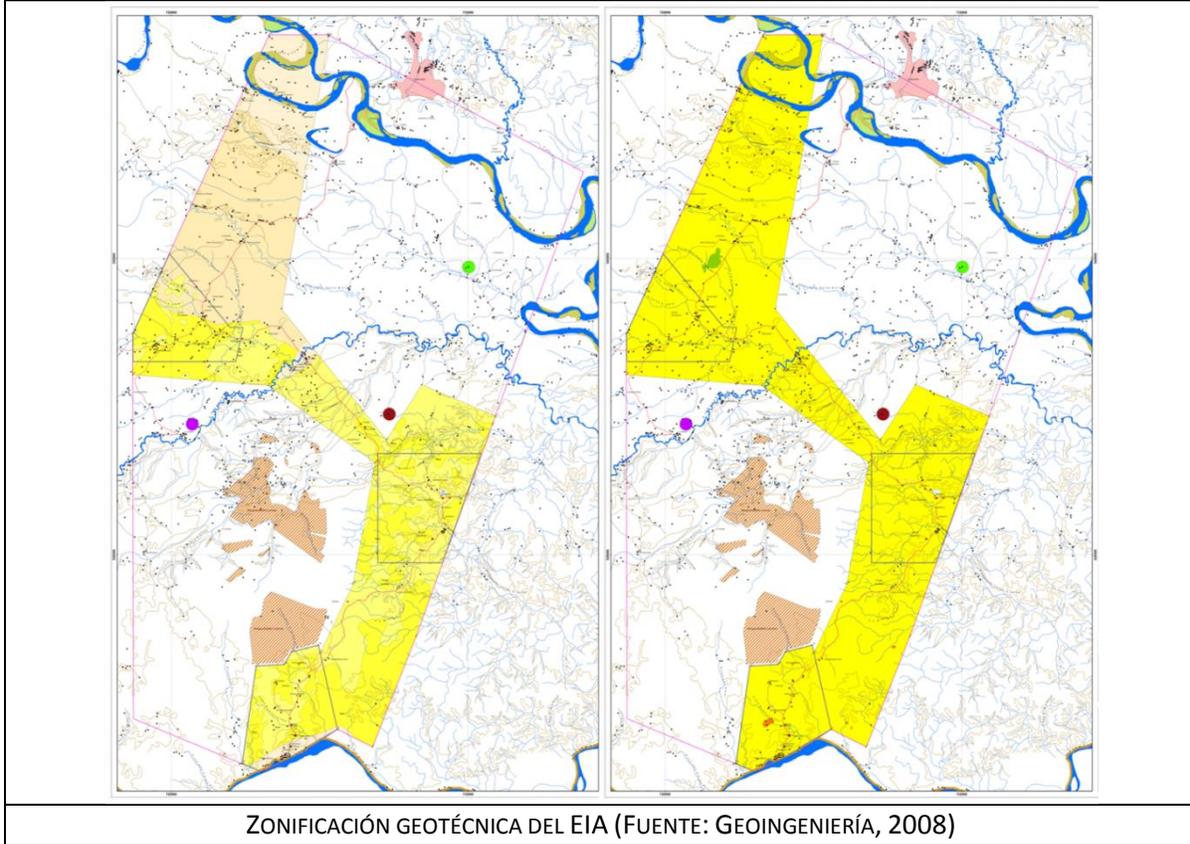
No se incluye ninguna caracterización geomecánica de los materiales involucrados en el análisis geotécnico, ni modelos geológico-geotécnicos de cortes o excavaciones. Se presentan definiciones sobre erosión difusa y concentrada, para luego referirse a una zonificación geotécnica realizada “con base en el análisis de la información existente y la validación de la misma durante la visita de campo”.

Dentro de las características geotécnicas, insisten en la erosión como un factor relevante de la zonificación, pero el hecho de tener susceptibilidad a la erosión no se puede correlacionar de manera directa con la susceptibilidad a la remoción en masa o con aspectos generales de estabilidad. Dadas las grandes deficiencias que ya se han planteado en los componentes geológico, sísmico, geomorfológico e hidrogeológico, es de esperar que la geotecnia se encuentre conformada por un conjunto de opiniones y descriptores, sin ningún dato de soporte.

La estabilidad geotécnica definida para cuatro (4) diferentes zonas no presenta por tanto ningún análisis ni ponderación de factores. Al final consideran estas zonas como de “estabilidad geotécnica” media a alta.

RANGO	ÁREA (ha)	PORCENTAJE (%)	Pendiente (P)	Tectónica (T)	Riesgo sísmico (S Mayor Valor de Aa o Av)	Cobertura Vegetal y Uso del suelo (V)	Tipo de material (M)
Muy alta	0	0	-	-	-	-	-
Alta	33,81	0,26	0 - 15%	Ausencia de estructuras geológicas. Depósitos de origen aluvial.	Amenaza intermedia. Aceleración 0.10g-0,20g	Bosque denso alto inundable	Depósitos aluviales
Moderada	12945,1	99,63	0 - 15% 15 - 30%	Depósitos de origen aluvial. Estructuras geológicas con actividad en el Terciario. Rocas inclinadas de la Fm Ospina	Amenaza intermedia. Aceleración 0.10g-0,20g	Bosque fragmentado, Pastos arbolados, Cultivo permanente arbustivo, Mosaico de Pastos y espacios naturales, mosaico cultivo pastos y espacios naturales, Mosaico cultivos y espacios naturales	Depósitos de terrazas. Roca con moderado grado de meteorización. Formación Ospina (Tmo)
Baja	13,71	0,11	15 - 30%	Estructuras geológicas con actividad en el Terciario. Rocas inclinadas de la Fm Ospina	Amenaza intermedia. Aceleración 0.10g-0,20g	Tejido urbano discontínuo, Tierras degradadas, zonas quemadas	Roca con moderado a alto grado de meteorización. Formación Ospina (Tmo)
Muy baja	0	0	-	-	-	-	-
Total	12992,6	100					

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD GEOTÉCNICA DEL EIA (FUENTE: GEOINGENIERÍA, 2008)



En la tabla y mapas anteriores se puede apreciar que se establece una correspondencia entre unidades geológicas y geotécnicas, sin embargo los mapas omiten esta correspondencia (ocurre en ambos mapas, ya que hay dos de cada uno. Fig. 3 71 Zon_geotecnica y GEO-018-11 - 12 - Zonificación Geotécnica) y se realiza la zonificación de manera casi homogénea (intermedia).

ZONA	DESCRIPCIÓN	SUSCEPTIBILIDAD A LA EROSIÓN	ESTABILIDAD GEOTÉCNICA
I	Planicies de inundación de los principales ríos (Putumayo, Cohembi y San Miguel), en las cuales se generan eventos de desbordamiento en época de lluvias, que ocasionan procesos de socavación lateral y de fondo, erosión laminar en la parte plana y la formación de áreas anegables.	Baja y Media en las márgenes hídricas	Media Estas zonas hacen parte de la dinámica de los ríos y cualquier obra civil no garantiza su estabilidad.
II	Corresponde a zonas medianamente erosionadas con pendientes menores a 15°, disectadas por drenajes continuos e intermitentes con procesos de socavación lateral y de fondo de baja magnitud y de forma localizada.	Media	Alta Estas zonas comprenden materiales semiconsolidados.
III	Conformada por colinas bajas con cimas redondeadas y laderas convexas, que se conjugan con lomeríos de colinas disectadas con lomos angostos. Ofrecen localizadamente procesos erosivos moderados principalmente en áreas intervenidas y deforestadas.	Media a Baja	Media Sectores de materiales con buen comportamiento geotécnico, ya que los procesos erosivos no representan amenaza alguna para las obras civiles existentes y a desarrollarse.
IV	Corresponde a una franja paralela a la vía Estación Cohembi - Estación Quillacinga - Teteyé, la cual se desarrolla sobre un paisaje colinado que registra un aumento de las pendientes de sus laderas con respecto a las aledañas, que asocia la presencia de focos erosivos moderados a severos.	Media a Baja	Media a Alta Sectores de materiales con buen comportamiento geotécnico, ya que los procesos erosivos no representan amenaza alguna para las obras civiles existentes y a desarrollarse.

SUSCEPTIBILIDAD A LA EROSIÓN PRESENTADA EN EL EIA (FUENTE: GEOINGENIERÍA, 2008)

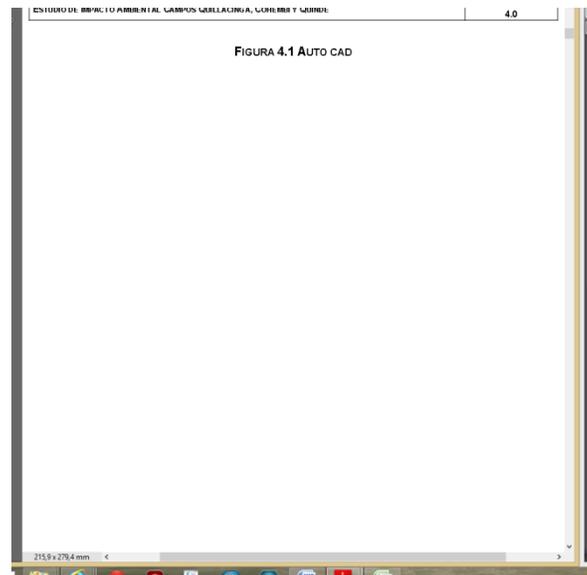
La tabla anterior, consignada en el cap. 3 pág. 46, no presenta correspondencia con los mapas de zonificación geotécnica, las cuatro zonas no incluyen un rango completo de respuesta sino que hay dos zonas caracterizadas como de estabilidad "media", una "media a alta" y otra "alta"

Un buen ejemplo de la simplificación riesgosa del estudio, que falta a los principios de precaución y de prevención, se ilustra con la respuesta de los diferentes materiales (rocas y depósitos) ante las aceleraciones sísmicas, la cual, de acuerdo con lo planteado en el EIA, sería homogénea. Cualquier conocedor de las respuestas locales de los sismos sabe que los materiales no litificados aceleran la onda y que existen efectos topográficos de sitio que hacen virtualmente imposible que haya respuestas homogéneas en diferentes materiales y en diferentes geomorfologías. Tampoco incluyen el hecho de que se han referido a materiales aluviales que incluyen arenas finas, en condiciones de saturación, condiciones que sumadas pueden llevar a la licuación durante el sismo.

CAP. 4 - AFECTACIÓN A RECURSOS NATURALES

AGUAS SUPERFICIALES

Destacan tres concesiones de 0,63, 0,72 y 1,0 L/s en las quebradas El Diamante (Campo Quillacinga), Agua Blanca (Campo Cohembi) y Campo Alegre mediante resoluciones 307 del 24/04/03 las dos primeras y 1199 del 22/12/05 la tercera.



En el documento se describe la "tabla" 4.1, con las coordenadas de los sitios donde se solicita la continuación del permiso concedido y en la siguiente página, en blanco, se lee "Figura 4.1 Auto CAD"

En la pág. 6 se encuentran las coordenadas para las tres captaciones

VERTIMIENTOS AGUA RESIDUAL TRATADA

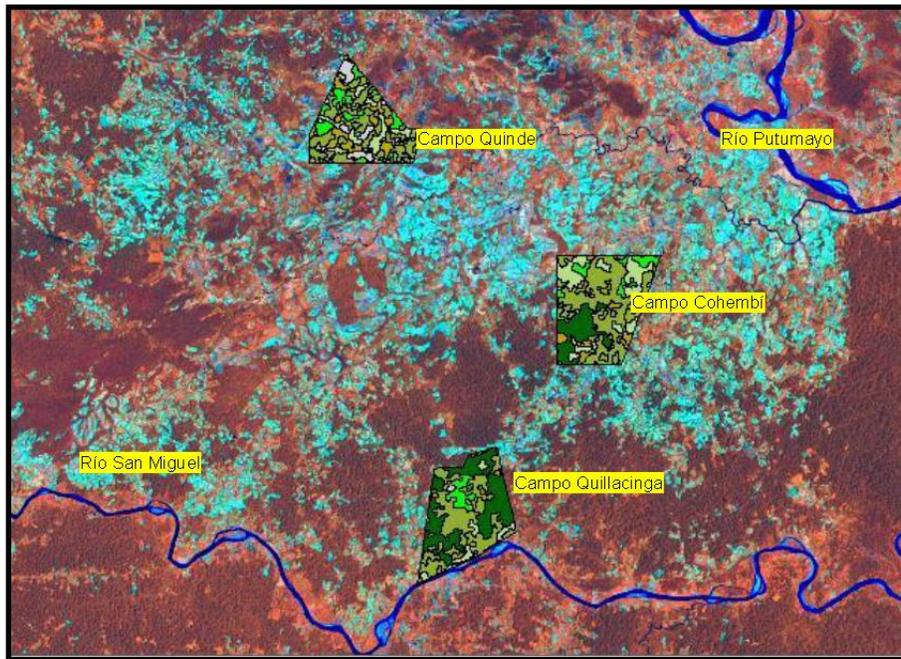
Se tiene permiso, mediante resolución 092 del 19/03/08, de vertimientos de 16,5 y 3,7 L/s sobre los ríos San Miguel y la quebrada Agua Blanca (Campos Quillacinga y Cohembí). Para la quebrada el Diamante, 1.1 L/s, mediante res. 307 del 24/04/08 (modif. res. 1216/05).

Asimismo existe un permiso de vertimiento (res. 1199/05) en la Quebrada Campo Alegre, por 10 años, a razón de 1,84L/s (Pozo Quinde 1, pruebas).

Se propone en el documento disponer de las aguas vertiendo directamente a los cauces o haciendo riegos en vías.

Se modela la calidad de aguas (con resultados en PÁG. 24-27) mediante simulación QUAL2E y un modelo matemático (PÁG. 10-33)

Teniendo en cuenta la incertidumbre existente en las condiciones hidrológicas de las cuencas (uso de método de cuencas análogas etc.) es necesario considerar la propagación de los errores de cálculo a través de los modelos y simulaciones



Se presenta una imagen satelital con "localización y entorno natural" de los campos. Sin embargo no se presentan convenciones. Al ser una imagen en falso color (y, en las áreas de impacto directo, clasificada), el código de color se explica en la siguiente figura (PÁG. 41). Una descripción de la composición de las bandas del satélite utilizadas para generar la imagen es necesaria.

RESIDUOS SÓLIDOS INDUSTRIALES

Se describe a muy grandes rasgos el proceso de degasificación, separación por vibración, desarenado y centrifugado al cual es sometido el lodo de perforación una vez regresa a superficie.

Los sólidos retirados van a un tanque de acopio y son dispuestos en piscinas de cortes, se estabilizan con cal y material de excavación y se usan, mezclados con abonos nitrogenados para revegetalización.

Al final del proceso, la fracción líquida (lodo) se recircula o deshidrata dependiendo de su aptitud.

Los residuos se llevan al pozo Piñuña-1 para su tratamiento ("*Landfarming*"), en caso de superar la capacidad, se entrega a una compañía para que haga el proceso, de la misma manera se dispone del suelo impregnado con hidrocarburos. **No obstante, las observaciones de campo de la comunidad del corredor y de sus asesores técnicos, demuestran que no se ha cumplido con lo establecido en este aspecto y que muchos residuos han sido dispuestos en lugares cercanos a la vía.**

RESIDUOS SÓLIDOS DOMÉSTICOS

Perforación (el documento no especifica el intervalo de tiempo de producción de las cantidades en esta etapa)

Orgánicos: 1000 Kilos

Reciclables: 200 Kilos

"Producción"

Orgánicos: No establecido. El documento establece que la cantidad es muy baja ya que la alimentación se lleva desde Puerto Asís

Reciclables: 160 Kilos/mes

Incinerables: 1500 Kilos/mes (suma de las "tres estaciones") (¿tres tipos de residuos?)

IMPACTOS AMBIENTALES PREVISIBLES

Lo que se encuentra planteado en el EIA sobre impactos previsible se resume en:

- Contaminación del suelo y /o agua superficial por inadecuada disposición de residuos sólidos.
- Proliferación de vectores transmisores de enfermedades, generación de olores, deterioro del suelo y cuerpos de agua y deterioro del paisaje en el área de campamento y casino.
- Provocan formación de lixiviados las cuales contaminan las fuentes de agua.
- Producción de olores y generación de gases asociados a la digestión bacteriana de la materia orgánica, y a la quema.
- Impiden el aprovechamiento de tierras fértiles cuando son depositados en ellas sin ningún control, además de afectar el paisaje.
- Al ser mezclados con otros residuos pierden sus propiedades para ser reutilizados.

CAP. 5 EVALUACIÓN AMBIENTAL

Se hace una valoración de la magnitud de impactos y se explica la metodología de los mismos. Se hace importante destacar los parámetros y consideraciones usadas:

MAGNITUD	ELEMENTOS A ANALIZAR			
	ÁREA INTERVENIDA	COBERTURA VEGETAL REMOVIDA	COBERTURA VEGETAL REMOVIDA	MOVIMIENTO DE TIERRAS
	(Ha)	(Ha)	(Tipo)	(m ³ x10000)
BAJA	< 3	< 2	Pasto	< 1
MEDIA	3 - 15	2 - 10	Rastrojo	1 - 25
ALTA	> 15	> 10	Bosque	> 25

POSIBLES COMBINACIONES	MAGNITUD
Los 4 elementos evaluados son de magnitud baja	BAJA
Hay 3 elementos de magnitud baja y 1 de magnitud media	
Hay 3 elementos de magnitud baja y 1 de magnitud alta	
Hay 2 elementos de magnitud baja y 2 de magnitud media	
Los 4 elementos evaluados son de magnitud media	MEDIA
Hay 3 elementos de magnitud media y 1 de baja	
Hay 3 elementos de magnitud media y 1 de alta	
Hay 2 elementos de magnitud media y 2 de magnitud alta	
Hay 2 elementos de magnitud media y 2 de magnitud baja	ALTA
Los 4 elementos evaluados son de magnitud alta	
Hay 3 elementos de magnitud alta y 1 de media	
Hay 3 elementos de magnitud alta y 1 de baja	
Hay 2 elementos de magnitud alta y 2 de media	
Hay 2 elementos de magnitud alta y 2 de baja	
Hay 1 elementos de magnitud alta y 3 de magnitud baja	

La anterior tabla considera 4 elementos a ser evaluados dentro del componente geosférico para determinar la magnitud del impacto, a saber: Cambio en el patrón de drenaje, procesos erosivos y de remoción en masa, cambio en la forma del terreno, cambio en el paisaje, clasificados en tres categorías: media, alta y baja.

No se especifica ningún criterio de escogencia para estos límites en el caso de impacto paisajístico. ¿Obedecen a porcentajes del polígono o de las áreas de influencia directa? ¿hay criterios diferenciales para partes altas y bajas?

Le siguen evaluaciones en las mismas tres categorías de: calidad de agua, cambio en la calidad de agua, calidad de aire, ruido ambiental, estructura de la población, dinámica poblacional, empleo, oferta de bienes y servicios locales, gestión de la comunidad, sitios arqueológicos, aspectos socioculturales, estructura de servicios públicos y/o sociales (éstos se pueden consultar en las **PÁGS 7-11**)

A las anteriores, se suma la caracterización por: carácter (posit. o negat.), cobertura (puntual, local, regional), duración (fugaz, temporal, pertinaz), resiliencia o reversibilidad (a corto plazo, a mediano plazo, a largo plazo, irreversible), recuperabilidad (a corto plazo, a mediano plazo, a largo plazo), periodicidad (irregular, periódico, discontinuo, continuo), tendencia (simple, acumulativo), tipo (indirecto, directo), posibilidad de ocurrencia (baja, media, alta), importancia de carácter negativo (irrelevante, moderado, severo, crítico), importancia de carácter positivo (no importante, importante, muy importante)

Como observaciones particulares se tienen:

- Calidad de agua: Carece de fuente o estudios previos para justificar los rangos
- Cambio en la calidad del agua: Se determinan tres niveles de contingencia (derrames menores que 20 barriles, entre 20 y 100 y superiores (no necesariamente de petróleo). ¿No deberían estas cantidades depender del caudal en el que ocurra el accidente o el valor de orden Horton del cauce u otra variable? (ej.: menor cauce, más impacto) ¿y no debería depender de la naturaleza de la sustancia? (peligrosidad, toxicidad etc.)

- La estructura de población se basa en datos demográficos (aunque no se cita fuente) y los valores parecen razonables, aunque los rangos tampoco están justificados
- Dinámica poblacional también se basa en datos demográficos (aunque no se cita fuente) y los rangos también parecen razonables, pero no están justificados tampoco
- Empleo. Las estimaciones parecen ser muy conservadoras (el umbral alto está en >40). Se sobreentiende por el párrafo que los puestos de empleo creados durante el proyecto serán para habitantes de la región. Hay que tener en cuenta que se emplea la palabra "constantemente" para describir los puestos de trabajo
- Oferta de bienes y servicios locales: La constitución de por lo menos un negocio que oferte bienes Y (no y/o, vale la pena aclarar) servicios ya genera una magnitud "alta". No se tiene en cuenta el tamaño de la empresa constituida o el tipo de servicios ofrecidos, si es mano de obra calificada, puestos de trabajo generados, capital y demás variables de la empresa constituida. Tampoco dice que tenga que ser constituida por terceros
- Capacidad de gestión de la comunidad: Se mide por calidad de vida y la magnitud es inversamente proporcional a ésta, pero no plantea ninguna metodología para medir esta variable ni da ningún rango de valores
- Sitios arqueológicos: Los rangos son tres. No hay (magnitud baja), hay y corresponden a un periodo (media), hay y corresponden a varios periodos (alta). Parece que la determinación de calcular la magnitud dependiendo del periodo de las piezas halladas no está justificada. En el documento tampoco se hace explícito
- Aspectos socioculturales: Se evalúa sobre tres niveles: dentro de la comunidad, entre comunidades y que trasciendan los ámbitos de las instituciones locales o regionales

En cuanto a la segunda caracterización:

- No se hacen diferenciaciones con respecto a las variables (duración, reversibilidad, recuperabilidad) dependiendo del tipo de impacto y su descripción, es decir, que el lapso de tiempo contemplado es igual para impactos sociales y ambientales (p.ej.: recuperación de una comunidad vs. recuperación de un ecosistema, cuyos lapsos pueden diferir mucho)

PARTE II. Observaciones EIA Licencia Ambiental 1930 (2010)

CAP. 3 CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Como planteamiento general, no hay diferencias significativas entre este capítulo y el capítulo del EIA de la licencia 0937, pero vale la pena señalar algunos puntos.

COMPONENTE	TIPO DE INFLUENCIA	DESCRIPCIÓN	
Fisicobiótico	Directa	Campo Quinde Subcuenca quebrada La Manuela.	- Microcuenca quebrada Campo Alegre. - Microcuenca quebrada Campo Quemado.
		Campo Cohembí Subcuenca río San Lorenzo	- Microcuenca quebrada Agua Blanca.
		Campo Quillacinga Cuenca río San Miguel	- Microcuenca quebrada Los Cristales. - Subcuenca quebrada El Diamante. - Subcuenca caño Buenos Aires. - Subcuenca quebrada Sináí.
	Indirecta	Campo Quinde	Gran Cuenca del río Putumayo
		Campo Cohembí	Gran Cuenca del río Putumayo Cuenca del río Cohembí
		Campo Quillacinga	Cuenca del Río San Miguel
Socioeconómico	Directa	Campo Quinde	Veredas Campo Alegre y La Manuela, Remolinos y Santa María Medio, Corregimiento Puerto Vega
		Campo Quillacinga	Veredas Montañitas, Los Cristales, Nuevo Porvenir, La Cabaña y Corregimiento La Carmelita.
		Campo Cohembí	Veredas Los Angeles y Buenos Aires, Corregimiento Teteyé
	Indirecta	Bloque Suroriente	Municipio de Puerto Asís

A pesar de presentar una caracterización más concreta de las áreas de influencia directa e indirecta, las definiciones continúan siendo esencialmente las mismas, excepto mención de las cuencas descritas en la tabla arriba

En geología del área de influencia indirecta hacen una descripción de unidades de interés petrolero, pero no se detallan las formaciones geológicas de interés ambiental ni se relacionan las nuevas unidades que se encuentran en profundidad con características hidrogeológicas o geoquímicas que puedan ser de interés ambiental.

Las descripciones que se hacen de las unidades aflorantes en el área de influencia directa son muy similares (en algunos párrafos idénticas), con los mismos errores conceptuales (“*arcillolitas rojas y pizarrosas*”) que ya fueron identificados en el EIA original. Igual cosa sucede en el marco tectónico, lo cual evidencia que no hubo trabajo de campo adicional en el componente geológico. Curiosamente dentro del aparte de tectónica y geología estructural incluyen, además del mapa indicativo de amenaza sísmica de Colombia, un aparte de Tormentas eléctricas, lo cual es totalmente inconsecuente.

La geomorfología también es recogida en su totalidad del estudio anterior, sin hacer ningún aporte y dejando, como en el documento original, la morfodinámica (procesos denudativos) limitada al análisis somero de la erosión.

Se presenta una sección con características más detalladas de los suelos presentes en el área así como datos de ensayos realizados a los mismos. También se incluye una relación agrológica y de uso. Asimismo se hace un diagnóstico de conflictos de uso del suelo.

La clasificación hidrogeológica es idéntica. Se agregan datos sobre la profundidad de la tabla de agua (0 a 12,2m), en general dentro de los depósitos aluviales (lo cual significa que deben existir niveles freáticos en particular dentro de las arcillolitas de la Formación Ospina, tal como se lee:

Acuífero Semi confinado

Este acuífero estaría constituido por algunos niveles de areniscas y conglomerados de la Formación Ospina (Miembro Inferior). Se trata de un acuífero local debido a las variaciones laterales de facies, el cual está constituido por niveles de areniscas y conglomerados. Algunos aljibes en las veredas Campoalegre y Nuevo Porvenir están asociados a esta unidad. Cabe anotar, que la Formación Ospina es predominantemente arcillosa.

En este informe, también se encuentran opiniones poco sustentadas sobre las aguas subterráneas, lo cual se ilustra en los numerales 3.2.7.1.2. Direcciones de flujo y 3.2.7.1.3. Zona de recarga y descarga:

Con relación a la dirección de flujo, se determina que este tiene una orientación preferencial en sentido E-W, debido a que el área del Bloque Suroriente presenta buzamientos suaves (15 a 18°) hacia el oeste.

(...)

La recarga de los niveles permeables (areniscas) en las rocas terciarias (Formación Ospina y Formación Pepino) se da a través de la precipitación y de los depósitos cuaternarios. Estos últimos se recargan no sólo a partir de la precipitación, sino también desde las corrientes superficiales.

La descarga está constituida por los aljibes asociados a los depósitos aluviales y a los niveles arenosos de la Formación Ospina. Finalmente, los nacederos, ubicados principalmente en los campos Cohembí y Quillacinga, en el sector sur del área, y asociados a los depósitos aluviales y al Miembro Inferior de la Formación Ospina, también hacen parte del sistema de descarga del Bloque Suroriente. Dichos manantiales están ubicados en sectores con cambios de pendientes, o en zonas de contacto entre unidades permeables o impermeables.

Como es evidente, no existe un modelo hidrogeológico conceptual o matemático que permita a la empresa o a la autoridad ambiental poderse acercar a los eventuales impactos o a la vulnerabilidad de acuíferos y aguas subterráneas. Si bien el estudio para modificación incluye un par de manantiales adicionales con sus coordenadas, no hay avance en la conceptualización, ni en modelamiento ni en análisis. Por ello, las unidades hidrogeológicas son las mismas establecidas en

2008, sin ninguna complementación en cuanto a sus características hidráulicas o en el “análisis” de vulnerabilidad de los acuíferos.

3.2.8.1. Zonificación geotécnica

En cuanto a geotecnia, se realiza una clasificación basada en pendiente, tectónica, riesgo sísmico, cobertura vegetal y tipo de material (**PÁG. 74**)

VARIABLES	ESTABILIDAD				
	MUY ALTA (MA)	ALTA (A)	MEDIA (M)	BAJA (B)	MUY BAJA (MB)
Pendiente (P)	0-15%	15-30%	30-50%	50-100%	>100%
Tectónica (T)	Ausencia de estructuras geológicas	Presencia de pliegues abiertos	Presencia de pliegues estrechos	Presencia de fallas	Presencia de fallas y pliegues
Riesgo sísmico (S)	Muy bajo: Valores de aceleración de 0.05 – 0.75	Bajo: Valores de aceleración de 0.075 - 0.10	Intermedio: Valores de aceleración de 0.10 - 0.20	Alto: Valores de aceleración de 0.20 - 0.35	Muy alto: Valores de aceleración de 0.35 - 0.40
Cobertura Vegetal (V)	Bosque primario y secundario	Bosque secundario intervenido Bosque Ripario	Rastrojos Asociación cultivo, pastos, rastrojo, bosque	Pastos	Cultivos agrícola Cuerpos de agua loticos y lenticos
Tipo de material (M)	Unidades de roca de bajo o nulo grado de meteorización	Unidades de roca con bajo a moderado grado de meteorización.	Unidades de roca con moderado grado de meteorización.	Unidades de rocas con alto grado de meteorización	Sedimentos

El modelo geotécnico se realizó con los mismos insumos de 2008, con las mismas deficiencias en tectónica, litologías y riesgo sísmico (y sin involucrar la hidrogeología o consideraciones climáticas como las precipitaciones), razón por la cual los resultados son poco confiables y no tienen un sustento técnico suficiente.

El resto del EIA lo constituye el factor biótico (flora y fauna) con un inventario más extenso y detallado que el anterior EIA (0937)

PÁG. 190

Hacia el final del complemento al EIA se hace mención nuevamente del Área de Influencia Directa por extensión, para los tres campos. En esta sección se reconocen como AID las siguientes ubicaciones:

"...Quedó establecido el espacio geográfico ocupado por las veredas Remolinos, Santa María medio, Campo Alegre, La Manuela, Los Cristales, Montañitas, Nuevo Porvenir, Buenos Aires, La Cabaña y Los Ángeles, así como los corregimientos de Puerto Vega, La Carmelita y Teteyé..."

El resto del capítulo consiste en caracterización del componente social y descripción de las actividades realizadas (socialización del proyecto, etc.)

CAP. 4 DEMANDA, USO, APROVECHAMIENTO Y/O AFECTACIÓN DE RECURSOS NATURALES

AGUAS SUPERFICIALES (CAPTACIÓN)

Punto de partida: Autorización para puntos de agua en Qda. El Diamante, Agua Blanca y Campo Alegre (2,48 l/s)

- Incertidumbre sobre régimen hidrológico del área. Carencia de datos de caudales. Deficiencia en la obtención de datos debido a escasez de estaciones y temporalidad insuficiente de lecturas
- Los datos de caudal mínimo mensual para las diferentes quebradas se reportan incorrectamente en el capítulo 4, bajo el subtítulo "calidad del agua" (y no en el 3 como debería, al ser éste el de caracterización, tabla en PÁGS.6-8).

CUENCA 1 - CANO SAN JOSE												
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Excesos (m)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Área Cuenca (m ²)	4.646.306											
Volumen de Agua (m ³ /mes)	8,7E+04	1,6E+05	4,6E+05	4,1E+05	7,5E+05	6,0E+05	5,2E+05	0,0E+00	1,0E+05	2,7E+05	4,6E+05	3,3E+05
Caudal Promedio (m ³ /s)	0,03	0,07	0,17	0,16	0,28	0,23	0,19	0,00	0,04	0,10	0,18	0,12
Caudal Promedio (L/s)	32,65	66,36	172,46	157,61	281,39	229,64	194,75	0,00	39,61	99,70	179,20	123,25
CUENCA 2 - CANO HUITATA												
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Excesos (m)	0,019	0,035	0,099	0,088	0,162	0,128	0,112	0,000	0,022	0,057	0,100	0,071
Área Cuenca (m ²)	14.867.731											
Volumen de Agua (m ³ /mes)	2,8E+05	5,1E+05	1,5E+06	1,3E+06	2,4E+06	1,9E+06	1,7E+06	0,0E+00	3,3E+05	8,5E+05	1,5E+06	1,1E+06
Caudal Promedio (m ³ /s)	0,10	0,21	0,55	0,50	0,90	0,73	0,62	0,00	0,13	0,32	0,57	0,39
Caudal Promedio (L/s)	104,48	212,34	551,85	504,34	900,43	734,83	623,19	0,00	126,73	319,03	573,41	394,39
CUENCA 3 - RIO SAN LORENZO												
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Excesos (m)	0,019	0,035	0,099	0,088	0,162	0,128	0,112	0,000	0,022	0,057	0,100	0,071
Área Cuenca (m ²)	67.731.297											
Volumen de Agua (m ³ /mes)	1,3E+06	2,3E+06	6,7E+06	6,0E+06	1,1E+07	8,7E+06	7,6E+06	0,0E+00	1,5E+06	3,9E+06	6,8E+06	4,8E+06
Caudal Promedio (m ³ /s)	0,48	0,97	2,51	2,30	4,10	3,35	2,84	0,00	0,58	1,45	2,81	1,80
Caudal Promedio (L/s)	475,98	967,32	2513,98	2297,55	4101,99	3347,57	2839,02	0,00	577,35	1453,39	2612,24	1796,69
CUENCA 4 - QUEBRADA AGUABLANCA												
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Excesos (m)	0,019	0,035	0,099	0,088	0,162	0,128	0,112	0,000	0,022	0,057	0,100	0,071
Área Cuenca (m ²)	154.089.717											
Volumen de Agua (m ³ /mes)	2,9E+06	5,3E+06	1,5E+07	1,4E+07	2,5E+07	2,0E+07	1,7E+07	0,0E+00	3,4E+06	8,9E+06	1,5E+07	1,1E+07
Caudal Promedio (m ³ /s)	1,08	2,20	5,72	5,23	9,33	7,62	6,46	0,00	1,31	3,31	5,94	4,09
Caudal Promedio (L/s)	1082,86	2200,66	5719,34	5226,96	9332,09	7615,78	6458,80	0,00	1313,48	3306,49	5942,89	4087,49
CUENCA 5 - QUEBRADA EL DIAMANTE												
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Excesos (m)	0,019	0,035	0,099	0,088	0,162	0,128	0,112	0,000	0,022	0,057	0,100	0,071
Área Cuenca (m ²)	14.813.277											
Volumen de Agua (m ³ /mes)	2,8E+05	5,1E+05	1,5E+06	1,3E+06	2,4E+06	1,9E+06	1,7E+06	0,0E+00	3,3E+05	8,5E+05	1,5E+06	1,1E+06
Caudal Promedio (m ³ /s)	0,10	0,21	0,55	0,50	0,90	0,73	0,62	0,00	0,13	0,32	0,57	0,39
Caudal Promedio (L/s)	104,10	211,56	549,82	502,49	897,13	732,14	620,91	0,00	126,27	317,87	571,31	392,95

- En el EIA 937 se solicita modificación de la res. 1199 para usar:

En Quinde - 1 l/s de la Quebrada Campo Alegre para el campo con una prórroga de 5 años.

En Piñuña 2, 3 y 5 - Permiso temporal 2,48 l/s en cada una de las quebradas (El Diamante y Campo Alegre)

- En el EIA de modificación (1930) se solicita la ampliación del permiso de captación de la siguiente manera:

Quebradas El Diamante y Campo Alegre: Pasar de 2,48l/s a 4l/s

- y autorización de captación para los cauces:

Quebrada Campo Quemado, Caño Buenos Aires, Río Cohembí, Río San Miguel y Río Putumayo: 4 l/s y permiso de captación durante montaje de 3.6 l/s + 0.4 l/s (uso doméstico)

- La caracterización de los caudales realizada en el capítulo 3 no especifica la información individual (obtenida ni estimada) de los caños, quebradas y ríos a intervenir
- EXCEPCIÓN: Se dan datos de caudales medios mensuales para los ríos San Miguel, Cohembí y Putumayo
- ¿Se usó el método de Caudales Análogos nuevamente? Es decir existe incertidumbre persistente sobre las características de los cauces. SÓLO SE REPORTAN DATOS MENSUALES DE CAUDAL DE LAS ESTACIONES PUENTE TEXAS (VECINDAD DE PUERTO ASÍS), ANGOSTURAS Y EL PICUDO (CAP3. 3.2.4.1.3 PÁG. 33-38) ¿Es esto suficiente para hacer el modelo?

Quebradas Montañitas, Santa María y San Lorenzo: Requerimiento de autorización de captación para riego de vías en vecindad de centros poblados. Caudal 1.2 l/s

PÁG. 13

"Dadas las características de caudales medios observados en las corrientes solicitadas y considerando las bajas demandas de captación por parte del proyecto, este impacto es imperceptible para los cuerpos de agua a utilizar"

Según los datos de caudales afectados, el impacto sí sería mínimo, sin embargo, si no hay conocimiento suficiente sobre la dinámica hídrica, es muy arriesgado afirmar esto. Imperceptible no parece ser un buen descriptor

VERTIMIENTO	CUERPO DE AGUA RECEPTOR	CAUDAL MEDIO* L/S	CAUDAL MINIMO* L/S	CAUDAL VERTIMIENTO SOLICITADO L/S	OBSERVACIONES
1	Río San Miguel	372000	170100	20.2	Resolución 0937 de 2009 permiso de vertimiento para un caudal de 16,5 l/s
2	Río Cohembí	83800	20500	16.5	Resolución 0937 de 2009 permiso de vertimiento para un caudal de 1,84 l/s
3	Río Putumayo	385200	204300	20.2	Se solicita incluir en la modificación.

Para los cauces principales no se reportan las estaciones usadas para obtener los datos ni el periodo de toma de datos. Sólo se cita como fuente, el modelo QUAL2KW (EPA), una representación matemática de las características de los ríos

VERTIMIENTOS

Río San Miguel, Cohembí y Putumayo: Ampliación vertimientos a 20.2 l/s, 16.5 l/s y 20.2 l/s respectivamente

- La misma observación general: Se desconocen las características hidrológicas de los cauces sobre los cuales se solicita permiso de vertimientos y/o captación
- Parámetros admisibles de vertimientos y destinación del recurso basados en Ministerio de salud en 1984

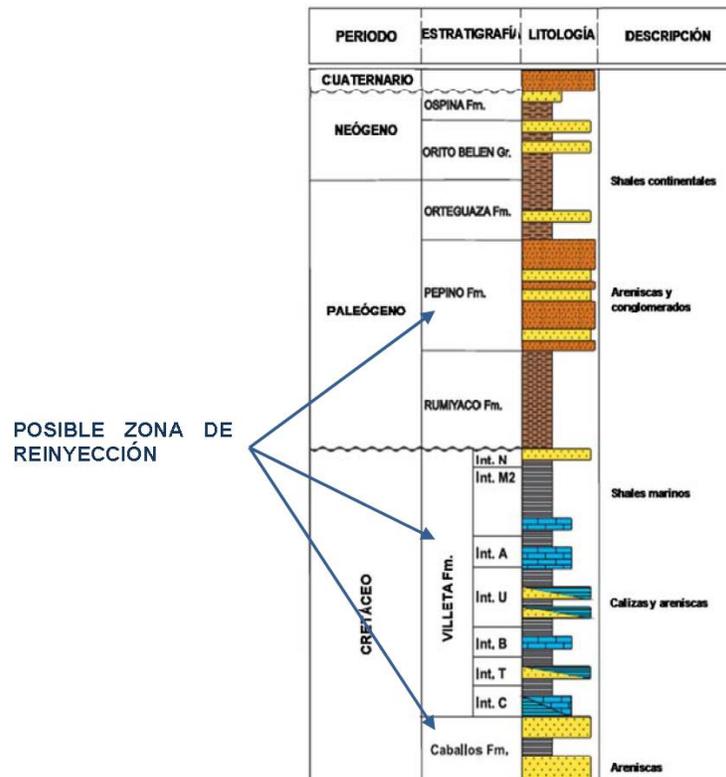
REINYECCIÓN DE VERTIMIENTOS

Objetivo: Modificación Licencia 937 para autorizar vertimiento de "...agua residual industrial...en pozos secos o con problemas mecánicos o de otra índole". "...La unidad geológica, a la cual se haría la reinyección, sería la Formación Villeta, debido a que es la unidad reservorio principal, y por lo tanto, no se estaría modificando substancialmente su estado físico-químico natural, o las formaciones Pepino o Caballos, según se determine su viabilidad"

Es necesario ser muy cuidadoso con esta aprobación ya que los "problemas mecánicos o de otra índole" no están definidos y podrían tratarse de fallas de integridad del pozo y existiría entonces riesgo de fugas a unidades contenedoras de agua. No se tiene una sustentación sobre la no modificación sustancial del estado físico-químico natural de las formaciones.

"En general, en cualquier proyecto de reinyección existe el riesgo potencial de la comunicación vertical del agua residual inyectada con acuíferos más superficiales, ya sea por el fracturamiento del estrato confinante durante el proceso de inyección, por mal sello de la formación confinante o por efecto geológico. Sin embargo, en el área no se describen eventos tectónicos, como fracturas y fallas no sellantes que puedan facilitar la migración vertical del agua. Además, las unidades litológicas confinantes, suprayacentes al reservorio, presentan un gran espesor, por lo cual se puede concluir que el riesgo de filtración vertical hacia los acuíferos someros y a las aguas superficiales es mínimo"

Observación: ¿Quién no las describe? ¿Qué fuente se usó?



"... a la cual se haría la reinyección, sería la Formación Villeta, debido a que es la unidad reservorio principal, y por lo tanto, no se estaría modificando substancialmente su estado físico-químico natural, o las formaciones Pepino o Caballos, según se determine su viabilidad"

La redacción hace pensar que NO se van a afectar las formaciones Pepino o Caballos, se planea hacer la inyección en éstas siendo que, por ejemplo, Pepino constituye acuífero de condiciones potencialmente buenas (a juzgar por la granulometría) y relativamente somero, del cual se podría extraer agua para consumo humano

Se asume que el acuífero es somero por su posición estratigráfica, pero la columna no refleja ninguna escala de profundidad

"...Cabe indicar que el frente de agua residual inyectado se desplazará, inicialmente, como flujo radial por efecto de la presión de inyección, y después avanzará en la dirección y con la velocidad del agua subterránea. Por lo tanto, se debe hacer un balance de masas entre el volumen del acuífero receptor y el volumen inyectado..." (PÁG. 28)

No saben a qué unidad apuntar y tampoco cuánto fluido van a inyectar cuando, en teoría, ya se tiene una idea o acercamiento a las propiedades de las unidades de roca (¿son estos estudios posteriores o hay una omisión?)

"Otro factor contaminante del suelo es la presencia de restos de hidrocarburos en las zonas de descarga. Esta situación será revertida con la implementación de un programa para la disposición, en el subsuelo, del agua asociada a la producción, generando las condiciones apropiadas para la regeneración de los suelos en forma natural o asistida" (PÁG. 25)

No hay relación entre la primera frase y la segunda aunque ésta última se refiera a la otra. ¿La reinyección previene el deterioro de los suelos? ¿No es posible en ningún caso que se dé contaminación en suelos debido a ésta, haciendo esta "medida de mitigación" inocua?

Medias de tratamiento mínimo propuestas en los campos (PÁG. 29):

Separador API, filtro para gotas de aceite pequeño y partículas sólidas, tanque de agua limpia (almacenamiento), químicos de inhibidor de corrosión, demulsificante inverso, coagulante, bombas booster y de desplazamiento positivo

¿Son estas medidas suficientes para eliminar sólidos y aceites suspendidos, dureza (Ca y Mg), microorganismos, gases disueltos corrosivos (CO₂, H₂S, O₂ especies reconocidas como contaminantes objetivo en la pág. 28)? ¿Son todos los elementos o sustancias en los que se debería enfocar?

Adicionalmente se propone evaporar parte de las aguas vertidas (PÁG. 29) sin considerar el deterioro de calidad atmosférica.

OCUPACIÓN DE CAUCES

500 m. para construcción vías e instalación líneas en Quebr. Agua Clara, Campo Alegre, La Manuela, El Diamante (1000m.) y caños Agua Blanca, tributario Agua Blanca (1500m.), N.N. (1000m.) y Buenos Aires

CALIDAD DE AGUAS

Mientras que el análisis de contaminación potencial de aguas del anterior EIA (937) arrojaba valores estimados como "no contaminación", los índices calculados teniendo en cuenta las nuevas actividades y acorde a los rangos anteriormente considerados, la nueva afectación pasaría a ser "aceptable" (TÉRMINO NO INCLUIDO EN LA PRIMERA CLASIFICACIÓN DE CONTAMINACIÓN DE AGUAS). Este ajuste en donde se flexibilizan condiciones sin haber un cambio en las condiciones del proyecto falta al principio de Precaución.

Cuerpo de agua	ICOMI		ICOMO		ICOSUS		ICOTRO	
	Valor	Grado de contaminación	Valor	Grado de contaminación	Valor	Grado de contaminación	Valor	Grado de contaminación
R. San Miguel arriba vertimiento	0,0	Ninguna	0,24	Aceptable	0,09	Bajo	0,00	Oligotrófico
R. San Miguel vertimiento	0,3	Aceptable	0,25	Aceptable	0,09	Bajo	0,00	Oligotrófico
R. San Miguel abajo vertimiento	0,0	Ninguna	0,27	Aceptable	0,05	Bajo	0,00	Oligotrófico
Q. Diamante (cruce vía)	0,0	Ninguna	0,44	Medio	0,05	Bajo	0,00	Oligotrófico
Q. Agua Blanca (cruce vía)	0,0	Ninguna	0,27	Aceptable	0,02	Bajo	0,00	Oligotrófico
R. San Lorencó	0,0	Ninguna	0,25	Aceptable	0,05	Bajo	0,00	Oligotrófico
Q. Huitata (cruce vía)	0,2	Bajo	0,27	Aceptable	0,01	Bajo	0,00	Oligotrófico
R. Cohembí arriba vertimiento	0,0	Ninguna	0,25	Aceptable	0,05	Bajo	0,00	Oligotrófico
R. Cohembí (cruce vía)	0,0	Ninguna	0,25	Aceptable	0,04	Bajo	0,00	Oligotrófico
R. Cohembí abajo vertimiento	0,0	Ninguna	0,40	Medio	0,06	Bajo	0,00	Oligotrófico
R. Putumayo arriba vertimiento	0,0	Ninguna	0,23	Aceptable	0,29	Aceptable	0,00	Oligotrófico
R. Putumayo vertimiento	0,2	Bajo	0,26	Aceptable	0,21	Aceptable	0,00	Oligotrófico
R. Putumayo abajo vertimiento	0,0	Ninguna	0,28	Aceptable	0,30	Aceptable	0,00	Oligotrófico
Q. Campo Alegre	0,0	Ninguna	0,26	Aceptable	0,09	Bajo	0,00	Oligotrófico
Q. Santa María	0,0	Ninguna	0,43	Medio	0,03	Bajo	0,00	Oligotrófico
C. Buenos Aires	0,0	Ninguna	0,43	Medio	0,03	Bajo	0,00	Oligotrófico

Límites consignados en el anterior EIA (CAP.3 PÁG.33):

ICO	CONTAMINACIÓN
0 - 0,2	Ninguna
> 0,2 - 0,4	Baja
> 0,4 - 0,6	Media
> 0,6 - 0,8	Alta
> 0,8 - 1	Muy alta

AGUAS SUBTERRÁNEAS

No se solicita permiso para aprovechamientos de este tipo

PARÁMETROS AGUAS SUBTERRÁNEAS

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR TÍPICO
Grasas y aceites	Mg/lt	1-5
Color	UPC	> 150
Conductividad	μ Ohm/lt	4000
Cloruros	Mg Cl/lt.	50 –150
DBO	Mg O2/lt	150 – 500
DQO	Mg O2/lt	500 – 1500
Dureza total	Mg CaCO3 /lt	50 –200
HPT (IR)	Mg/lt	0.5 –2.0
pH	Unid	6 – 9
Sólidos disueltos	Mg/lt	500 – 2000
Sólidos suspendidos	Mg/lt	200 – 500
Sulfatos	Mg SO4/lt	150
Bario	Mg Ba/lt	1 – 3
Turbidez	NTU	150 - 800
Color	UPC	> 150
Cloruros	Mg Cl/l	> 150
DBO	Mg O2/l	> 500
DQO	Mg O2/lt	> 600
Dureza total	Mg CaCO3/l	50
PH	Unid	7- 9
Sólidos disueltos	Mg/l	300 – 800
Sólidos suspendidos	Mg/l	100 – 200
Sulfatos	Mg SO4/l	40 – 100
Coliformes totales	NMP/100ml	900.000
Coliformes fecales	NMP/100ml	80.000

OCUPACIÓN DE CAUCES E INFRAESTRUCTURA INSTALADA

Se propone adicionalmente (con respecto al 937) la ocupación de 500m. de la Quebrada Agua Clara, de 1500m. de la quebrada Campo Alegre (en tres secciones de 500m.), quebrada La Manuela 500m x 2 y los cauces: Caño Agua Blanca(500m), Caño N.N. tributario del Agua Blanca (500m x 3), Caño N.N. (500m x 2), Caño Buenos Aires, Qda. El Diamante (500m x 2).

Construcción de líneas de flujo. Dos opciones propuestas:

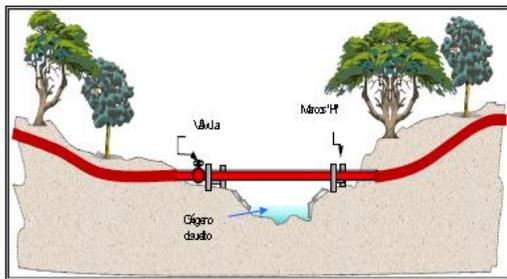


Figura 4.7. Cruce de Corrientes de Agua sobre Marcos "H"

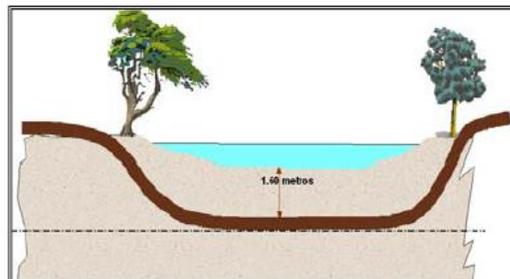


Figura 4.8. Cruce Subfluvial de Corrientes de Agua.

En el presente análisis no encontró la longitud total de las líneas de flujo. Dentro del subtítulo no está presente.

APROVECHAMIENTO FORESTAL

Se plantea una explotación de 579,89 Ha de bosque. La anterior licencia (937) autorizaba intervenir 2,2 Ha y 878,66m³.

Con esta modificación se pretende obtener licencia para intervenir un área de 19,5 Ha, entre plataformas, vías de acceso, líneas de flujo, tendidos eléctricos y ampliación de estaciones.

RESIDUOS

Los lodos y cortes de perforación serán tratados de la misma manera que en el EIA 937.

CAP. 5 EVALUACIÓN AMBIENTAL

Este capítulo también es muy similar al del EIA anterior (0937), incluso muchas de las figuras mostradas son iguales.

CARACTERIZACIÓN DE IMPACTOS

CRITERIO	CALIFICACIÓN	VALOR
CARÁCTER (CR)	POSITIVO (+)	1
	NEGATIVO (-)	1
	PUNTUAL	1
COBERTURA (CO)	LOCAL	4
	REGIONAL	8
MAGNITUD(*) (MG)	BAJA	1
	MEDIA	4
	ALTA	8
	FUGAZ	1
DURACIÓN (DR)	TEMPORAL	4
	PERTINAZ	8
	PERMANENTE	12
RESILIENCIA O REVERSIBILIDAD (RV)	A CORTO PLAZO	1
	A MEDIANO PLAZO	4
	A LARGO PLAZO	8
	IRREVERSIBLE	12
RECUPERABILIDAD (RC)	A CORTO PLAZO	1
	A MEDIANO PLAZO	4
	A LARGO PLAZO	8
	IRRECUPERABLE	12
PERIODICIDAD (PE)	IRREGULAR	1
	PERIÓDICO	4
	DISCONTINUO	8
TENDENCIA (TD)	CONTINUO	1
	SIMPLE	12
TIPO (TP)	ACUMULATIVO	2
	INDIRECTO	1
POSIBILIDAD DE OCURRENCIA (PO)	DIRECTO	2
	BAJA	1
	MEDIA	4
	ALTA	8
IMPORTANCIA (I)	CARÁCTER NEGATIVO	
	IRRELEVANTE	<25
	MODERADO	25 A <50
	SEVERO	50 A <75
	CRÍTICO	>75
IMPORTANCIA (I)	CARACTER POSITIVO	
	NO IMPORTANTE	<25
	IMPORTANTE	25 A 50
	MUY IMPORTANTE	>50

DEFINICIÓN	CALIFICACIÓN	ESCALA MAGNITUD (MAG)	SIGNIFICADO
Se refiere al grado de incidencia del impacto sobre el medio ambiente. Trata sobre la gravedad de las consecuencias	Baja	1	Efectos ambientales existentes, no se causan o no son significativos.
	Moderada	2	El efecto no es suficiente para poner en grave riesgo los recursos naturales, pérdida ambiental o económica mínima (menos de 100 SMLMV).
	Media	3	El efecto no es suficiente para poner en grave riesgo los recursos naturales, pérdida ambiental o económica mínima (entre 100 y 300 SMLMV).
	Alta	4	El impacto afecta gravemente los recursos naturales, o causa pérdidas económicas significativas. (Más de 300 SMLMV).
EXTENSIÓN (EXT)			
Corresponde al área de influencia del impacto, es decir al área hasta donde tienen manifestación las consecuencias del suceso.	Puntual	1	El impacto se localiza en un espacio reducido, dentro de las instalaciones.
	Parcial	2	El impacto se manifiesta dentro de la instalación, sin salir de ella pero en un área más amplia.
	Extenso	4	El impacto tiene manifestaciones fuera de la instalación.
DURACIÓN (DUR)			
Corresponde al tiempo de permanencia del impacto	Fugaz	1	Las manifestaciones tienen duración inferior a un mes.
	Temporal	2	Duración entre uno y 12 meses.
	Prolongado	3	El impacto dura entre un año y 5 años.
	Permanente	4	Las consecuencias permanecen por más de 5 años.
REVERSIBILIDAD (REV)			
Es una medida del retorno a las condiciones originales, sin el uso de tecnología	Corto plazo	1	El retorno a condiciones originales toma menos de un (1) año.
	Mediano plazo	2	Se requieren de uno (1) a cinco (5) años.
	Largo plazo	4	El retorno a condiciones originales toma más de cinco años.
RECUPERABILIDAD (REC)			
Trata sobre la posibilidad de reconstrucción, inducida por el uso de tecnología	Corto Plazo	1	La recuperación se da en un plazo menor a un (1) año.
	Mediano Plazo	2	Entre uno (1) y cinco (5) años.
	Largo Plazo	3	La recuperación toma más de cinco (5) años.
	Irrecuperable	4	No hay posibilidades de una recuperación.
ACUMULACIÓN (ACU)			
Trata sobre la posibilidad que el impacto se acumule con otros de la misma o diferente categoría, o sobre el mismo o diferente componente del medio	Simple	1	El impacto actúa por sí sólo. La recuperación se da en un plazo menor a un (1) año.
	Acumulativo	2	El efecto se suma a otros para incrementar el daño.
VALORACIÓN DE LA IMPORTANCIA DEL IMPACTO AMBIENTAL (IMA)			
El valor asignado a la IMPORTANCIA DEL IMPACTO AMBIENTAL , corresponde a la sumatoria de las calificaciones asignadas a cada uno de los factores citados en los criterios de evaluación. IMA = MAG + EXT + DUR + REV + REC + ACU			

Esta caracterización es un poco más explícita que la presentada en el estudio anterior (izquierda 0937) (tabla derecha en PÁG. 9)

Revisión del proceso de licenciamiento ambiental para la explotación petrolera en el Corredor Puerto Vega – Teteyé (Putumayo).

VALORES DE IMPORTANCIA	RANGO DE CALIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
6	1	Leve	<ul style="list-style-type: none"> • Daño ambiental leve. Dentro de la compañía y de los sistemas. • Consecuencias económicas insignificantes.
7-10	2	Menor	<ul style="list-style-type: none"> • Contaminación o descarga suficientemente importante para dañar el Medio Ambiente, pero no con efectos duraderos. • Una única violación a los límites legales o prescritos ó una única queja.
11-14	3	Localizado	<ul style="list-style-type: none"> • Descarga limitada afectando el vecindario y dañando el Medio Ambiente, repetidas violaciones de los límites legales o prescritos ó varias quejas.
15-18	4	Mayor	<ul style="list-style-type: none"> • Daños ambientales graves. Se exige a la compañía que tome medidas importantes para llevar el medio ambiente contaminado a su estado original. • Violaciones prolongadas a los límites legales o prescritos, molestia expandida.
19-22	5	Masivo	<ul style="list-style-type: none"> • Persistentes daños ambientales graves o serias molestias que afectan un área extensa. • Pérdida económica importante para la compañía en términos comerciales, áreas de uso recreativo o de preservación de la naturaleza. • Constante y elevada violación de los límites legales o prescritos.

Calificación de los impactos ambientales según magnitud (importancia) (PÁG. 10)

PÁG. 11

ESCALA DE SIGNIFICANCIA (SIG)	SIGNIFICADO	INTERPRETACIÓN
25	Muy Significativo	El aspecto ambiental es muy significativo. Exige atención prioritaria, inmediata.
15-20	Significativo	El aspecto ambiental se considera significativo. Exige la implementación de medidas de manejo específicas de carácter preventivo y correctivo.
9-14	Medianamente Significativo	El aspecto ambiental se considera medianamente significativo, por lo cual debe mantenerse en observación y seguimiento mediante la aplicación de medidas de mitigación y control.
5-8	Poco Significativo	El aspecto ambiental se considera poco significativo. Actuar sobre él no es prioritario, aunque debe tenerse en cuenta las medidas básicas de manejo ambiental.
1-4	No Significativo	El aspecto ambiental no se considera significativo, ya que no representa una amenaza significativa para el medio.

Hay rangos faltantes, omisiones, etc. Rango 20-25 no existe (¿significativo o muy significativo?)
 Tablas tomadas del informe de modificación (1030) Fuente abajo: ECOPETROL S.A., 2003. A pesar de haber pies de página, no hay bibliografía

CAP. 6 ZONIFICACIÓN AMBIENTAL

La zonificación está elaborada con base en el documento "Zonificación Ambiental de Áreas de Interés Petrolero de ECOPETROL (2003).

Se establecen algunas variables (estabilidad general del terreno, susceptibilidad a la erosión, hidrogeología, grado de pendiente del terreno) para evaluar las condiciones físicas del terreno (zonificación física).

Revisión del proceso de licenciamiento ambiental para la explotación petrolera en el Corredor Puerto Vega – Teteyé (Putumayo).

ELEMENTO	ZONIFICACIÓN DE LA ACTIVIDAD
Aljibes y pozos de agua	Área de exclusión
Nacederos	
Bosque intervenido	Intervención con restricción
Cuerpos de agua y su franja protectora de 30 m medidos respecto a la cota máxima de inundación	
Rastrojo alto y bajo	
Sitios con potencial arqueológico	
Pastos	
Cultivos	Susceptibles de intervención
Infraestructura vial	
Infraestructura de servicios	
Infraestructura petrolera	

Arriba se presentan las áreas excluidas, con restricción y susceptibles de intervención (PÁG. 32)

Es necesario anotar que aunque se adjuntan mapas (en general, no con respecto a este capítulo), no se hace mención de éstos ni en este ni en otros capítulos, a diferencia del anterior EIA en el cual se referenciaba el nombre de archivo para fácil consulta

En general, a lo largo de los documentos se observan figuras faltantes, páginas en blanco y títulos que no corresponden a las descripciones (al igual que en el anterior eia) ej.: fig. 6.6, 6.7 y 6.8 en las páginas 24, 25 y 26, asimismo, figuras 6.10, 6.11, 6.12 y 6.13 en las págs. 35, 38, 39 y 40 respectivamente

PARTE III. Observaciones EIA Licencia Ambiental 0551 (2014)

Con el fin de evaluar la base técnica de la ampliación de la licencia ambiental para la explotación de hidrocarburos del corredor Puerto Vega – Teteyé, se analizó, con énfasis en aspectos hídricos y geoambientales, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) elaborado en septiembre del 2011 por Geocol Consultores S.A. contratados por la empresa Consorcio Colombia Energy para el proyecto “Desarrollo de los campos Quindé, Cohembí y Quillacinga” correspondiente al expediente LAM 4174 de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

También es importante resaltar que la información evaluada no fue suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), sino que se consiguió mediante solicitud directa a la ANLA, igual que otros documentos que debieron ser remitidos por el gobierno pero nunca fueron entregados.

1. Comentarios Generales.

Es importante resaltar que con el EIA de 2011 se pretende ampliar el área de interés hasta 3 veces del presentado y aprobado con las resoluciones 0937 de 2009 y 1930 de 2010, pasando de 39,9 km² a 131,52 km² (ver figura 1).

“Se solicita ampliar el área de interés hasta una extensión de 131,52 km²”

Además de lo anterior, se hacen solicitudes tales como:

- *“Autorización para perforar y explotar hasta 100 pozos desde plataformas existentes y/o en plataformas nuevas en el área de interés ampliada.”*
- *“Perforación de hasta 20 nuevos pozos para inyección de agua o gas, para recobro secundario o para la disposición final de aguas asociadas y/o gas, ubicados en plataformas nuevas o existentes.”*
- *“Adecuación de los muelles de Puerto Vega y Hong Kong, sobre el río Putumayo y/o construcción de hasta dos (2) muelles sobre el río Putumayo.”*
- *“Se solicita permiso de exploración de aguas subterráneas, con el fin de perforar 5 pozos para hacer captación de aguas para uso doméstico e industrial, con un caudal de 4 l/s.”*

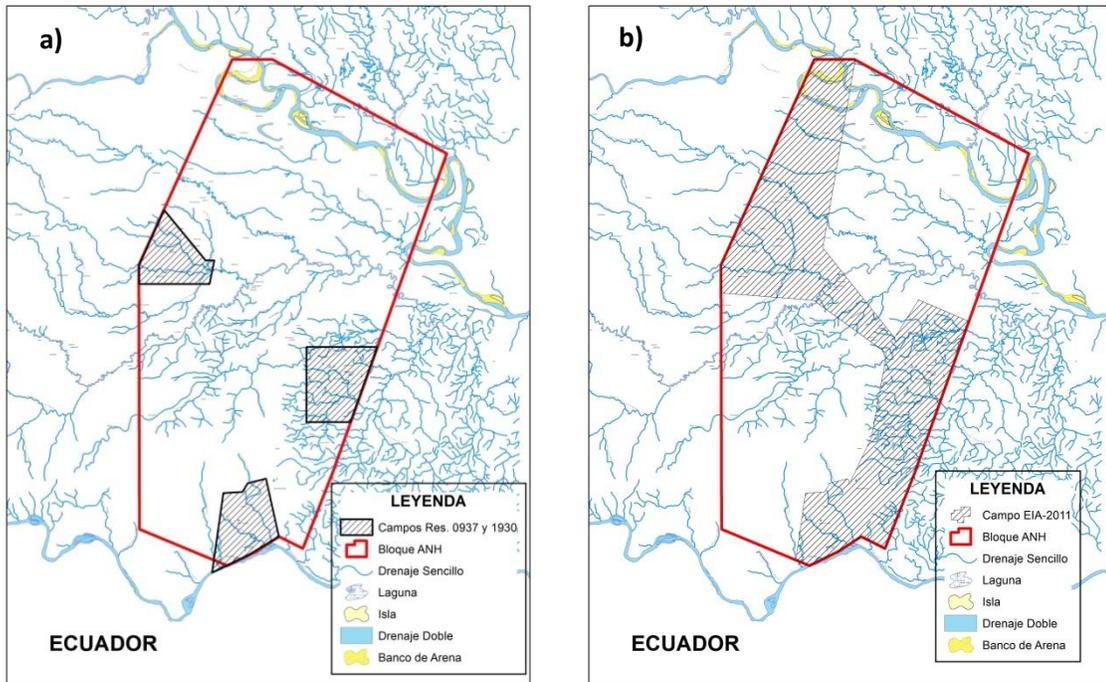


FIGURA III.1. A) ÁREA DE INTERÉS APROBADA EN LAS RESOLUCIONES 0937 DE 2009 Y 1930 DE 2010, CORRESPONDIENTE A 39,90 KM². B) ÁREA DE INTERÉS SOLICITADA EN EL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL DE 2011, EQUIVALENTE A 131,52 KM². COMO PUEDE VERSE, LAS ÁREAS AUMENTARON EN UN 330% (ELABORACIÓN PROPIA CON AYUDA DE LA GEODATABASE SUMINISTRADA)

Además, en el análisis que se hace a la información del componente geoesférico del EIA se encontraron grandes deficiencias por lo que se considera que las autoridades ambientales no tienen bases suficientes para aceptar las modificaciones solicitadas para el proyecto, ya que sin una buena línea base es casi imposible determinar todos los impactos ambientales y sociales que esta actividad pueda conllevar.

2. Del Capítulo 0. Resumen Ejecutivo

2.1. De la falta de claridad acerca del proyecto:

Se hace una breve descripción del proyecto, en el cual no queda claro cuáles son realmente las actividades que se quieren llevar a cabo y cuáles son las verdaderas causales para la solicitud de modificación de la licencia ambiental. Como ejemplo se tiene que, en una parte hacen la solicitud de hasta 100 pozos para explotar, pero más adelante se hace la solicitud para poder construir hasta 100 plataformas. Esto no tiene sentido ni coherencia si se tiene en cuenta que también hacen la solicitud de nuevas plataformas multipozo, lo cual haría que hubiera más de 100 pozos. Entonces, **¿cuantos pozos realmente se quieren explotar en el área de interés?:**

- “Autorización para perforar y explotar hasta 100 pozos desde plataformas existentes y/o en plataformas nuevas en el área de interés ampliada.”
- “Autorización para construir hasta 100 plataformas en el área de interés ampliada ubicadas de acuerdo a la zonificación ambiental”
- “Construcción de nuevas plataformas multipozo con un área máxima de 2 Has y la posibilidad de perforar hasta 5 pozos en cada una”

Entre otras de las solicitudes se encuentra la autorización para ampliar las plataformas hasta 2 Ha:

“Ampliación de las plataformas existentes hasta 2,0 Has para perforar hasta cinco (5) pozos por localización.”

Sin embargo, esta solicitud tiene una limitante para dos de sus plataformas, una acogida en la resolución 1930 de 2010 para la plataforma Piñuña-1 la cual debe permanecer a 30m de la Quebrada el Diamante y la otra para la plataforma Piñuña-5 que debe conservar un área de 1,35 Ha, aspecto taxativamente estipulado en la resolución 937 de 2009.

2.2. De la falta de soporte técnico para la toma de decisiones que pueden afectar irreversiblemente el ambiente:

La ampliación del proyecto licenciado incluya la pretensión de perforar 20 pozos para la inyección de agua o gas:

“Perforación de hasta 20 nuevos pozos para inyección de agua o gas, para recobro secundario o para la disposición final de aguas asociadas y/o gas, ubicados en plataformas nuevas o existentes.”

Si se tiene en cuenta la línea base hidrogeológica presentada en este estudio de impacto ambiental contiene grandes deficiencias a la hora de hacer una buena caracterización de las unidades acuíferas, saber cuáles son sus características hidráulicas y saber si hay conexión entre estas unidades, no es coherente que se les permita esta reinyección de agua que puede contaminar acuíferos y aguas subterráneas. Todas las deficiencias conceptuales y técnicas en lo referente a hidrogeología se muestran en numerales subsiguientes de este documento, así como en el capítulo VI. De igual manera, se demostrará más adelante en este capítulo que los estudios de sismicidad en la región son precarios, omisivos y deficientes, situación grave cuando se han documentado en el mundo muchos lugares donde se ha inducido o desencadenado sismicidad por la reinyección de aguas en proyectos de hidrocarburos. Por lo anterior, es posible que en el licenciamiento de la ampliación del proyecto no se estén cumpliendo con los principios de precaución y de prevención.

Además de lo anterior se pretende captar aguas subterráneas mediante la perforación de 5 pozos:

“Se solicita permiso de exploración de aguas subterráneas, con el fin de perforar 5 pozos para hacer captación de aguas para uso doméstico e industrial, con un caudal de 4 l/s.”

Los pozos estarán localizados en las estaciones y/o plataformas actuales o por construir, teniendo en cuenta los resultados de la caracterización hidrogeológica de la zona.

Esta solicitud supone dos grandes preocupaciones, la primera (como se sustentará más adelante) es que la caracterización hidrogeológica de la zona es deficiente por lo que se pueden presentar grandes problemas ambientales afectando las aguas subterráneas que la comunidad utiliza. Por otro lado está el caudal de captación solicitado el cual es equivalente a 10.368 m³/mes, lo cual es cerca de 518 veces más que la estimada para el consumo de una persona en Colombia, si se tiene en cuenta que el consumo promedio para un colombiano es de 20 m³/mes (Chacón *et al.* 2011)².

El mayor requerimiento de agua no se surtirá únicamente a partir de la extracción de aguas subterráneas, sino que también se captarán mayores volúmenes de aguas superficiales:

“Se solicita ampliar el permiso de captación de aguas superficiales autorizado en el Río Cohembí, Río Putumayo y Río San Miguel, hasta una tasa de 16 l/s, para uso industrial en -inyección de agua para recobro secundario.”

Igualmente, hacen la solicitud para ampliar el caudal de captación de aguas superficiales con el fin de ser usadas en la inyección para recobro secundario, este caudal corresponde a 41.472 m³/mes equivalente al consumo básico de 2.074 colombianos, además de esto, se aumenta 4 veces el caudal aprobado por la resolución 1930 de 2010 en la que se permite captar 4 l/s.

En este resumen ejecutivo se observa que el apartado “caracterización del área de influencia del proyecto”, en el que se encuentran los medios abióticos y bióticos presentes en el área de estudio, no se hace una buena descripción de estos componentes, de hecho la información es precaria y no permite a la autoridad ambiental un acercamiento al impacto y a los efectos ambientales y sociales. Por ejemplo, en la geología no se hace mención ni descripción de cuáles son las unidades litológicas presentes en el área de estudio, ni cuáles son los rasgos estructurales más relevantes, ni cómo fue adelantada la caracterización geológica ni si tuvieron etapa de campo en la que se tomaran puntos de control:

0.3.1.1 Geología.

“El Área Suroriente se localiza en la Plataforma Subandina o Sector Oriental de la Cuenca del Putumayo. Dicha cuenca, a nivel regional, constituye una de las grandes depresiones estructurales de Colombia y Ecuador. Se localiza en la depresión que separa la Cordillera Andina y el Escudo de la Guayana. La cuenca se halla subdividida con los nombres de Putumayo en Colombia, Napo en el Ecuador y Pastaza en el Perú. En Colombia, comprende los departamentos del Meta, Caquetá y Putumayo, y abarca una extensión de 48.000km²”

² Chacón G., Lizcano I. & Aspilla Y. (2011): Consumo básico de agua potable en Colombia.- Tecnogestión, v. 8, n. 1. Bogotá.

Como ya fue ilustrado en los EIA anteriores, el ítem geosférico es deficiente, y el presente EIA no subsana dichas omisiones sino que las enfatiza, con lo cual los soportes de decisión respecto a daños en paisaje, aguas subterráneas, acuíferos y calidad de aguas superficiales, que se hayan en íntimo vínculo con los aspectos geológicos, son precarios para una toma de decisiones tan importante como el licenciamiento ambiental, no solamente de la ampliación del proyecto sino del mismo proyecto en sí.

Con respecto al ítem de la evaluación ambiental, hacen una breve descripción conceptual de lo que se va a encontrar en el EIA dentro de ese numeral, pero no se muestran las conclusiones a las que llegaron, qué fue lo que se encontró en específico en la zona, cuál es el escenario con y sin proyecto. En conclusión, este apartado dentro del resumen no es suficiente para que el lector se lleve una idea de la evaluación ambiental realizada para la zona de interés.

Por último, en la “zonificación de manejo ambiental del proyecto” da a entender que dicha zonificación fue realizada con base en las actividades autorizadas en la resolución 1930 de 2010, las cuales difieren significativamente con las solicitadas en este nuevo estudio, por lo cual, la zonificación no debería ser la misma.

0.6 ZONIFICACIÓN DE MANEJO AMBIENTAL DEL PROYECTO

“Con base en la definición del grado de sensibilidad específico de cada una de las áreas de la zona de estudio identificadas en la zonificación ambiental, se estableció la zonificación por factibilidad de intervención para el área de estudio, en la que se separaron áreas según el tipo de restricciones de manejo que deban tenerse en cuenta al ejecutar el proyecto. La interrelación de los elementos de la zonificación ambiental teniendo en cuenta el grado de sensibilidad de cada uno de los ecosistemas con respecto a las actividades autorizadas en la Resolución 1930 de 2010 para los campos Quillacinga, Cohembí y Quinde en el Área Suroriente.”

Igualmente, se observa que no se tienen en cuenta ni se están cumpliendo en su totalidad las leyes ambientales observándose que dentro de los elementos de alta sensibilidad, donde no se puede intervenir, no se incluyen las zonas de recarga de acuíferos las cuales han sido declaradas como objeto de protección especial en el marco normativo nacional, específicamente en el artículo 1° de la Ley 99 de 1993. Los elementos tomados como de alta sensibilidad no incluyen las zonas de recarga de acuíferos, tal cual puede verse en el EIA:

“Infraestructura hídrica: Manantiales, aljibes y pozos. Franja protectora 100 m a cuerpos de agua. Ronda de 100 m a nacedores. Ronda de 30 m a cuerpos de agua. Bosque protector de cauces. Bosque denso inundable. Asentamientos rurales, escuelas. Franja de protección de 100 m al Resguardo Alto Lorenzó”

3. Del Capítulo 2. Descripción del Proyecto

Dentro de este capítulo se hace la descripción de cada uno de los campos y sus respectivas estaciones. En general, para ninguno hacen la aclaración de cuál es el tratamiento que se le hacen a las aguas residuales industriales. Se hace una pequeña descripción del proceso de disposición de estas:

“Aguas negras: El efluente llega a dos tanques de recibo, pasa por un sistema de tanques sépticos prefabricados y drena hacia el campo de infiltración (constituido por grava, geotextil y tubería perforada) y ser dispuesta en el medio natural.”

Otro punto a resaltar en este capítulo, es que hacen la descripción de dos pozos productores los cuales están acompañados por más del 50% de agua, aunque no es clara cuales son las características de estas aguas, situación grave cuando puede verse que es demasiada agua por barril, además de no saber cuál es el tratamiento o disposición de esta:

“El pozo Piñuña 2 es productor de las arenas T, y actualmente producen crudo de 30° API en promedio 530 BOPD, con un 70% de agua. El pozo Piñuña 5, produce de las arenas U, en promedio 1250 BOPD con 55% de agua.”

4. Del Capítulo 3. Caracterización del área de influencia del proyecto.

En este capítulo se hizo el análisis principalmente a los componentes geoesféricos (abióticos) encontrando grandes deficiencias en la información suministrada, por lo que se considera que la autoridad ambiental encargada de dar licenciamiento no tiene el soporte suficiente para autorizar la modificación solicitada.

Es importante resaltar que el Área de Influencia Indirecta del EIA de 2011 está definida con base en los estudios de impacto ambiental que dieron lugar a las resoluciones 0937 de 2009 y 1930 de 2010, lo cual no es coherente si se tiene en cuenta que las actividades descritas en este nuevo estudio son diferentes a las planteadas en el proyecto original:

“Como área de influencia indirecta para el Bloque Suroriente se retoma aquella identificada en “Estudio de Impacto Ambiental campos Quillacinga, Cohembí y Quinde” (GEOINGENIERIA, 2008) y “Estudio de Impacto Ambiental para la modificación de la Licencia Ambiental Global 0937 de 2009 de los Campos Quillacinga, Cohembí y Quinde en el Bloque Suroriente” (GEOCOL CONSULTORES S.A, 2009).”

Además, es cuanto menos curioso ver como el Área de Influencia Directa (AID) está delimitada por el área de interés solicitada (Figura 2), lo cual está dando a entender que cualquier imprevisto que se presente fuera de esta área será tomada como de influencia indirecta. No es claro cuáles fueron las variables utilizadas para definir esta AID (cuencas, veredas, unidades geológicas, ubicación de plataformas, recargas de acuíferos, coberturas vegetales, vulnerabilidades ambientales, etc.) y es

absurdo suponer que los impactos solo se hayan dado dentro de las áreas de influencia directa cuando ya es evidente que las comunidades de todo el corredor se sienten afectadas.

Por ejemplo, si es evidente en el estudio que la actividad petrolera ha afectado cuerpos de agua superficiales y subterránea, tanto por responsabilidad de la empresa o de terceros o de la falta de aplicación de contingencias (responsabilidad de la empresa), ya sea por derrames o vertimientos de aguas industriales a los cauces, una base coherente para definir cuál es el área de influencia del proyecto puede ser la distribución de las cuencas hidrográficas presentes. No obstante, sí se toma el mapa de cuencas que se presenta en el EIA de 2011 se puede llegar a concluir que el área de influencia es mucho más grande que el área mostrada (Figura 3).

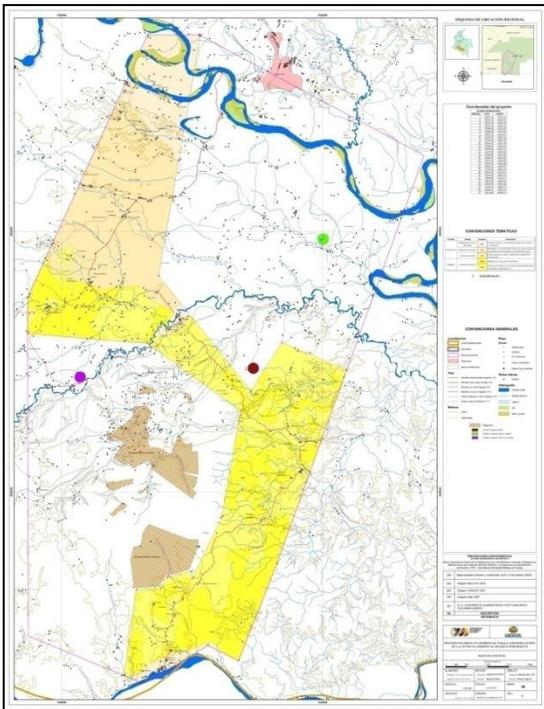


FIGURA III.2. FIGURA 3.5 DEL EIA DE 2011: MAPA GEOLÓGICO DEL ÁREA DE INFLUENCIA DIRECTA DEL BLOQUE SURORIENTE. TOMADO DE GEOCOL CONSULTORES S.A (2011)³

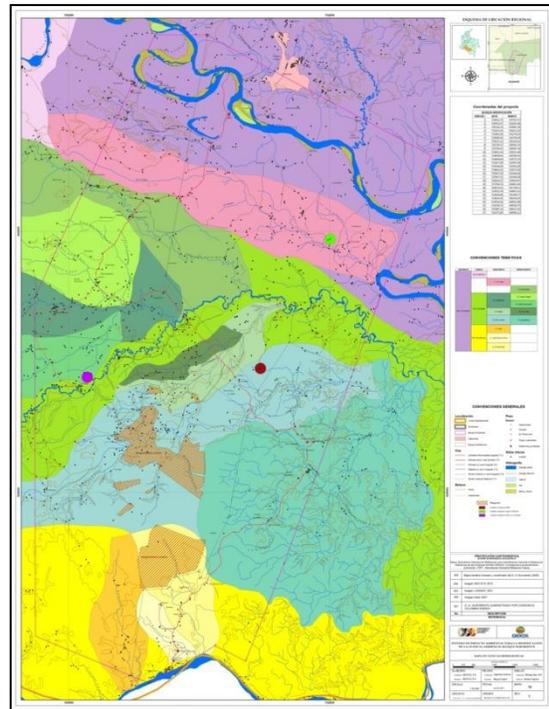


FIGURA III.3. FIGURA 3.25 DEL EIA DE 2011: MAPA DE CUENCAS EN EL BLOQUE SURORIENTE. TOMADO DE GEOCOL CONSULTORES S.A (2011)

Tampoco se hace referencia a un análisis multitemporal del área de interés y zonas aledañas (por medio de fotografías aéreas, imágenes de satélite o cartografía social), el cual permite entender como algunos procesos morfodinámicos y de dinámica fluvial (por ejemplo, zonas de inundación) han evolucionado a través del tiempo y por ende suponer con mayor precisión cuál será su comportamiento en un futuro cercano, además de aportar datos al modelo de susceptibilidad por remoción en masa e inundación.

³ Geocol Consultores S.A. (2011): Estudio de impacto ambiental para la modificación de la Licencia Ambiental Global resolución 937 de 2009 y modificada por la resolución 1930 de 2010.

No se encuentra registro de datos estructurales tomados en campo, los cuales permitan no solo tener una buena línea base geológica, sino hidrogeológica, geomorfológica y geotécnica, por lo que no se entiende de donde salen los datos estructurales mostrados en el perfil geológico (Figura 3) ni cómo fue que obtuvieron el mapa geológico mostrado, además no se especifica exactamente donde pasa dicho perfil, solo se hace mención a una dirección aproximada y que es tomado del mapa geológico del AID (figura 2 en este documento), plano que no contiene datos estructurales:

“...se muestra una sección geológica tipo para el AID, la cual fue elaborada en dirección NW-SE y pasando por el río Cohembí.”

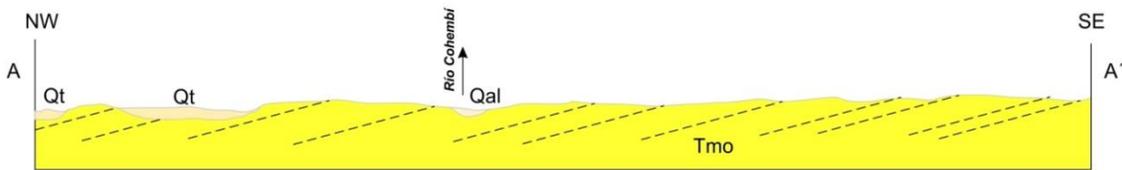


FIGURA III.3. CORTE GEOLÓGICO PARA EL ÁREA DE INFLUENCIA DIRECTA. TOMADO DE GEOCOL CONSULTORES S.A (2011). LOS DATOS DE INCLINACIÓN DE CAPAS NO SON MOSTRADOS EN EL MAPA, NI SE SABE LA UBICACIÓN DEL PERFIL, NI SI LOS DATOS SON DE BUZAMIENTOS REALES O APARENTES, NI EXISTE UNA ESCALA GRÁFICA NI ESCRITA.

“Formación Ospina (Tmo): Esta unidad litológica que reposa sobre la Formación Orito, se caracteriza por presentar rocas sedimentarias conformadas por arcillolitas rojas y pizarrosas interestratificadas con areniscas arcillosas blandas de color rojo y marrón... Estas rocas presentan un ligero buzamiento en dirección W-NW.”

Los calificativos utilizados para describir las unidades geológicas no son los más recomendados por el actual estado del arte geológico, además de demostrar una gran falencia en este tema confundiendo nomenclaturas que al menos hace 50 años hacen referencia a rocas metamórficas y no a rocas sedimentarias como las encontradas en la zona de estudio. Igualmente, se evidencia a poca base real que tiene la información geológica al no presentar un dato numérico en la dirección de buzamiento de las capas y describirlo como “ligero”.

Dentro del ítem **3.2.1.3 Tectónica y Geología Estructural** exponen un perfil regional donde se observan pliegues y fallas identificadas con la perforación de pozos y registros sísmicos, sin embargo no se menciona cuál es su ubicación exacta ni con qué base cartográfica (escala) se generó, por lo que los lineamientos expuestos en esa figura (Figura 3.8 del EIA de 2011) no tiene ninguna relevancia en el estudio y no presentan datos nuevos que ayuden a generar la línea base geológica.

“La zona de estudio está englobada dentro de la Cuenca del Caquán-Putumayo, de la cual se ve su corte esquemático general en la Figura 3.8.... En campo no se aprecian rastros que permitan identificar la presencia de fallas y pliegues,... Sin embargo, y tal como se observa en la Figura 3.8, a profundidad mediante la perforación de pozos y registros

sísmicos, se han cartografiado fallas que afectan de manera especial las unidades del Paleógeno y Cretácico.

También hacen mención de que el Sistema de Fallas de Conejo es el más cercano a la zona de interés, ignorando por completo los otros lineamientos que se encuentran entre los casi 72 km que separan la zona con dicho sistema de fallas, lo cual demuestra una clara deficiencia en la descripción estructural, que a su vez juega un papel importante en la zonificación geotécnica, geomorfológica y sísmica y por lo tanto en la valoración de amenazas naturales sobre el proyecto y de la vulnerabilidad de elementos geoambientales. Aunque se menciona que en campo no se encontraron indicios que mostraran la presencia de fallas y pliegues, no se puede dejar de lado los otros recursos para la identificación de lineamientos, como es el caso de la fotointerpretación o del mapa de sombras del Modelo de Elevación Digital (DEM) en el que se evidencian algunos lineamientos más cercanos (Figura 5).

“A nivel regional y por fuera del área de influencia indirecta se destaca el Sistema de Fallas Conejo, como las más cercanas, que pertenecen al Sistema de Fallas del flanco oriental de la Cordillera... En campo no se aprecian rastros que permitan identificar la presencia de fallas y pliegues, debido a la dificultad de encontrar afloramientos en buen estado. Asimismo, al revisar la plancha 5-18 del Atlas Geológico de Colombia (2007), tampoco se detectan trazados de estructuras geológicas.

Además, es ilógico que se comparen los lineamientos y estructuras mencionadas en el Atlas Geológico que está a escala 1:500.000, con lo que se debe presentar en el estudio de impacto ambiental para un proyecto de hidrocarburos., el cual es requerido a escala 1:25.000.

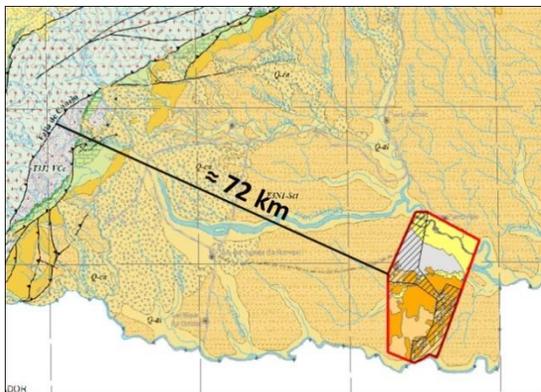


FIGURA III.4. DISTANCIA DE LA ZONA DE INTERÉS HASTA LA FALLA DE CONEJO, TENIENDO COMO BASE LA PLANCHA 5-18 DEL ATLAS GEOLÓGICO DE COLOMBIA (2007)⁴.
ELABORACIÓN PROPIA

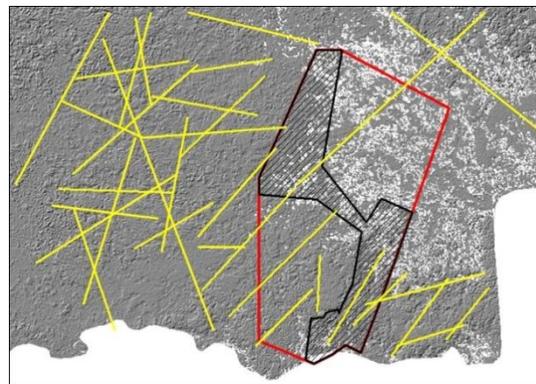


FIGURA III.5. LINEAMIENTOS IDENTIFICADOS EN LA ZONA DE INTERÉS CON AYUDA DEL MAPA DE SOMBRAS DEL DEM.
ELABORACIÓN PROPIA.

⁴ INGEOMINAS (2007): Atlas Geológico de Colombia, plancha 5-18, escala 1:500.000.

En general, la información geológica es desarticulada, sin datos de soporte, sin la ubicación de las estaciones de toma de datos o muestras, sin coherencia entre la información de planta (mapas) con los perfiles y trasladando información de escalas muy regionales a los mapas de la escala mediana requerida por los EIA.

Con respecto al numeral **3.2.1.4. Amenazas naturales** y en particular a la amenaza sísmica se observa que presentan y analizan los sismos registrados dentro de un radio de 130 km, aunque en ningún lado se hace la mención de qué forma y con qué sustentos técnicos se decidió tomar este radio. Por otro lado, se observa que la información mostrada en el EIA de 2011, se encuentra incompleta ya que al hacer la comparación de los 16 puntos reportados en el estudio, con los registrados en la Red Sismológica Nacional de Colombia (RSNC) y el Northern California Earthquake Data Center (NCEDC), se observa como fueron ignorados gran mayoría de los sismos originarios de estas fuentes públicas, esto se puede observar en las Figuras 6, 7 y 8.

En la RSNC se reportan 516 sismos (3225 % más datos) desde el 3 de junio de 1993 hasta el 28 de junio de 2011 dentro del radio de 130 km tomado por Geocol Consultores S.A (2011), con magnitudes entre 0,5 y 5,0, donde 351 (68 %) presentan valores mayores o iguales a 2; y en la NCEDC se reportan 64 sismos (400 % más datos) desde el 7 de agosto de 1935 hasta el 30 de agosto de 2010 con magnitudes entre 0,0 y 6,9, donde 40 datos (62,5%) representan valores mayores o iguales a 2.

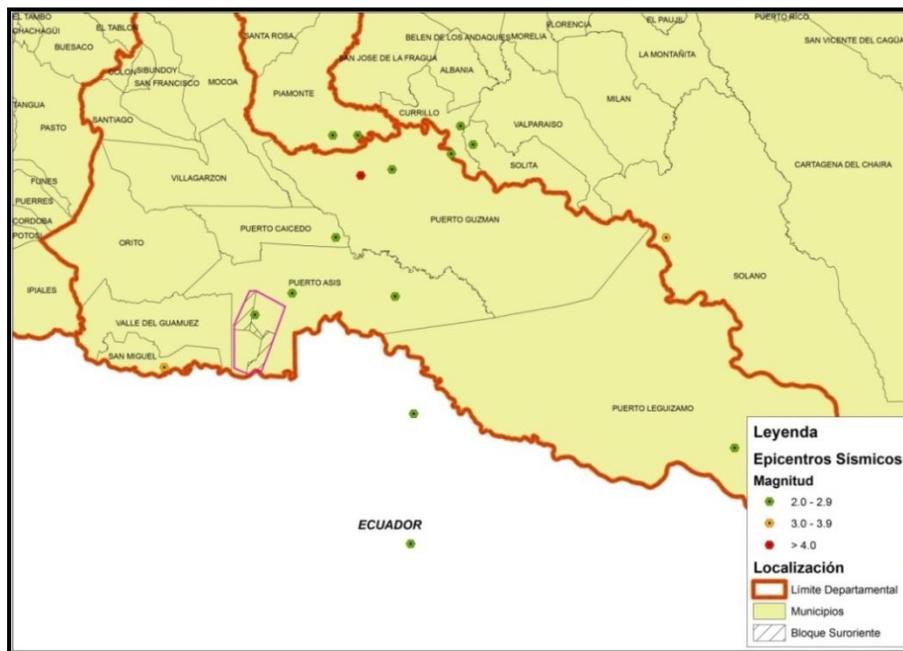


FIGURA III.7. LOCALIZACIÓN DE EPICENTRO DE SISMOS CON MAGNITUD MAYOR A 2,0 EN EL PERIODO DE 1993-2011 EN UN RADIO DE 130 KM. TOMADO DEL GEOCOL CONSULTORES S.A. (2011)

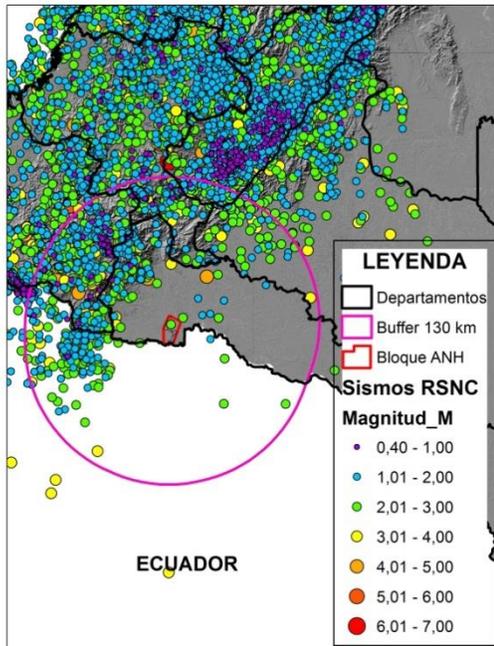


FIGURA III.8. LOCALIZACIÓN DE SISMOS REPORTADOS ENTRE 1993 Y 2015, SEGÚN LA RED SISMOLOGICA NACIONAL DE COLOMBIA (RSNC). ELABORACIÓN PROPIA.

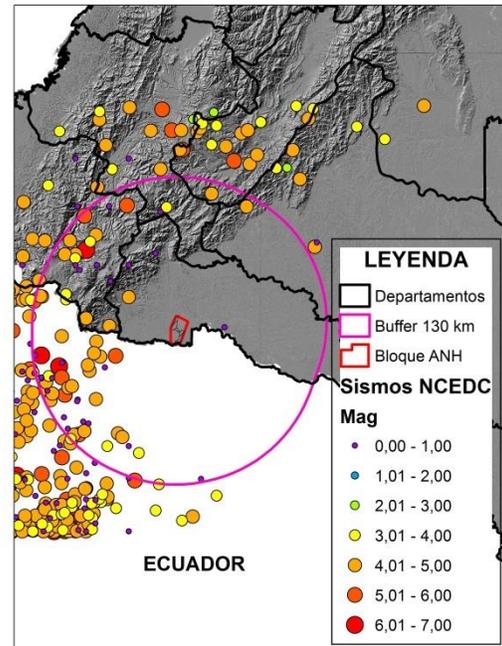


FIGURA III.9. LOCALIZACIÓN DE SISMOS REPORTADOS ENTRE 1935 Y 2015, SEGÚN EL NORTHERN CALIFORNIA EARTHQUAKE DATA CENTER (NCEDC). ELABORACIÓN PROPIA.

Tabla III.1. Cantidad de sismos reportados por la Red Sismológica Nacional de Colombia relacionando año con Magnitud. ELABORACIÓN PROPIA																							
Magnitud	Año																						
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
0,0 - 1,0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	44	3	2	8	1
1,1 - 2,0	17	15	6	7	3	11	5	1	0	0	0	0	0	3	7	10	19	46	112	57	54	57	21
2,1 - 3,0	8	21	10	16	12	9	12	11	7	3	13	4	2	17	20	10	31	22	28	27	29	44	12
3,1 - 4,0	2	5	6	4	3	0	2	2	5	0	2	4	6	6	3	4	2	5	2	4	6	2	5
4,1- 5,0	0	2	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	1	1	0	0	0	2	1	0	0	0	0
5,1 -6,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6,1 - 7,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0

Tabla III.2. Cantidad de sismos reportados por la Red Sismológica Nacional de Colombia relacionando año con Profundidad. ELABORACIÓN PROPIA																							
Profundidad	Año																						
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
< 2 km	9	14	10	9	6	2	9	1	2	1	4	4	3	3	9	11	17	30	39	35	24	29	9
2,0 - 5,0 km	9	10	4	12	5	11	3	7	0	0	4	2	6	8	4	6	12	25	64	36	41	54	23
5,1 - 10,0 km	4	12	2	0	0	3	1	2	0	0	1	0	0	0	4	1	8	4	13	3	7	4	3
10,1 - 20,0 km	0	2	2	1	2	4	2	2	1	0	2	0	0	3	3	1	4	13	53	7	1	5	2
20,1 - 50,0 km	1	2	3	0	0	0	2	2	2	2	2	0	0	5	2	4	8	6	17	8	9	18	1
50,1 - 100,0 km	3	3	1	3	5	1	1	1	7	1	2	2	0	8	6	0	2	1	1	2	2	1	1
> 100 km	1	1	1	2	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	2	1	1	1	0	0	8	0	0

Con la información obtenida de la Red Sismológica Nacional de Colombia se hizo un análisis a los sismos reportados generando las Tablas 1 y 2, en donde se relacionó la cantidad de sismos por año según su magnitud y profundidad. Con base en estas se sacaron las gráficas mostradas en las Figuras 9 y 10, donde a su vez se hace una relación con las fechas que se creen relevantes en terminus de actividades relacionadas con la actividad petrolera y que en la literature nacional e internacional son reconocidas como generadoras de sismicidad. Estas fechas son el 16 de diciembre de 2009 en donde se hizo fracturamiento hidráulico al nivel de la arena Uinf dentro del pozo Quillacinga-1 (Consortio Colombia Energy, 2012⁵) y el 27 de marzo de 2012 en el que se expone que no hay inconveniente para los procesos de reinyección de aguas⁶.

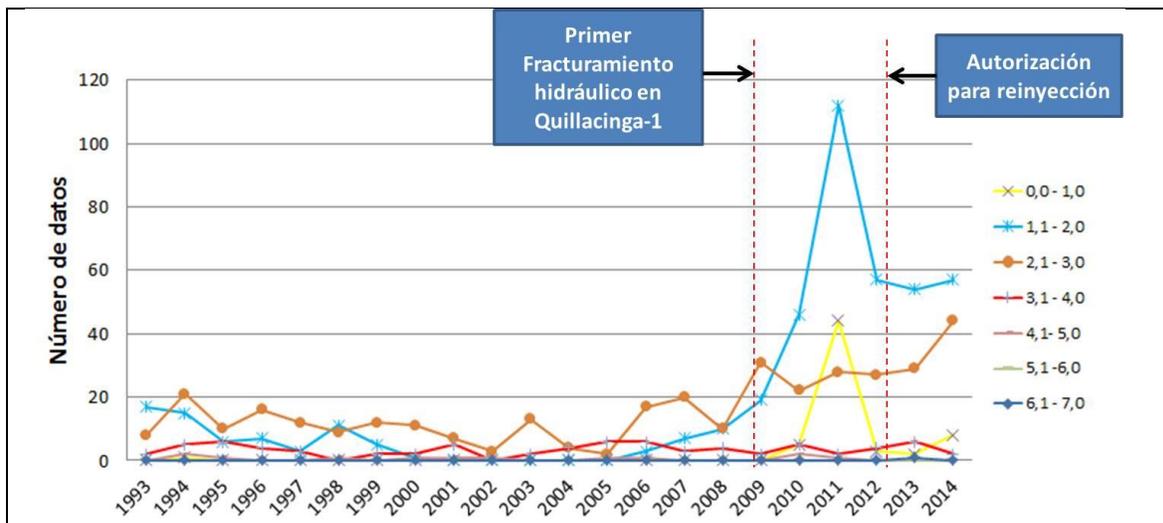


FIGURA III.9. CANTIDAD DE SISMIOS POR AÑO SEGÚN LA BASE DE DATOS DE LA RED SISMOLÓGICA NACIONAL DE COLOMBIA, GRAFICADOS SEGÚN SU MAGNITUD.

Se observa un aumento en los sismos generados a una profundidad entre 0 y 10 km (aunque también se observa un gran aumento entre 20 y 50 km) y en los sismos de magnitud 0 a 3 después del primer proceso de fracturamiento hidráulico reportado, el cual fue realizado antes de la entrega de la autorización a este proceso. Este comportamiento puede estar debido a que en los procesos de fracturamiento hidráulico de las unidades rocosas y la inyección de fluidos el campo de esfuerzos sísmicos cambia afectando las fallas, pliegues y fracturas que se encuentren en la zona generando aumento en los sismos someros (CGR, 2014⁷) como se observa con claridad en los campos de Rubiales, Piriri y Quifa, donde la zona de interés petrolera pasa de ser una zona con

⁵ Consortio Colombia Energy (2012): Bloque Suroriente, Campo Quillacinga-Frontera: Proyecto para disposición final de aguas de producción mediante inyección en subsuelo.

⁶ Radicado 2012016967: Concepto por el cual la Inyección (Disposición) de las Aguas de Producción de la Estación Quillacinga en el Pozo Quillacinga 01 – Contrato CPI Suroriente. Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

⁷ CGR (2014): Informe de seguimiento función de advertencia sobre posibles riesgos ambientales asociados a la actividad de exploración y explotación de *hidrocarburos de yacimientos no convencionales-NYNC*. Bogotá.D.C

muy baja actividad sísmica a una zona en la que la presencia de sismos someros es común y en periodos de tiempo, diaria.

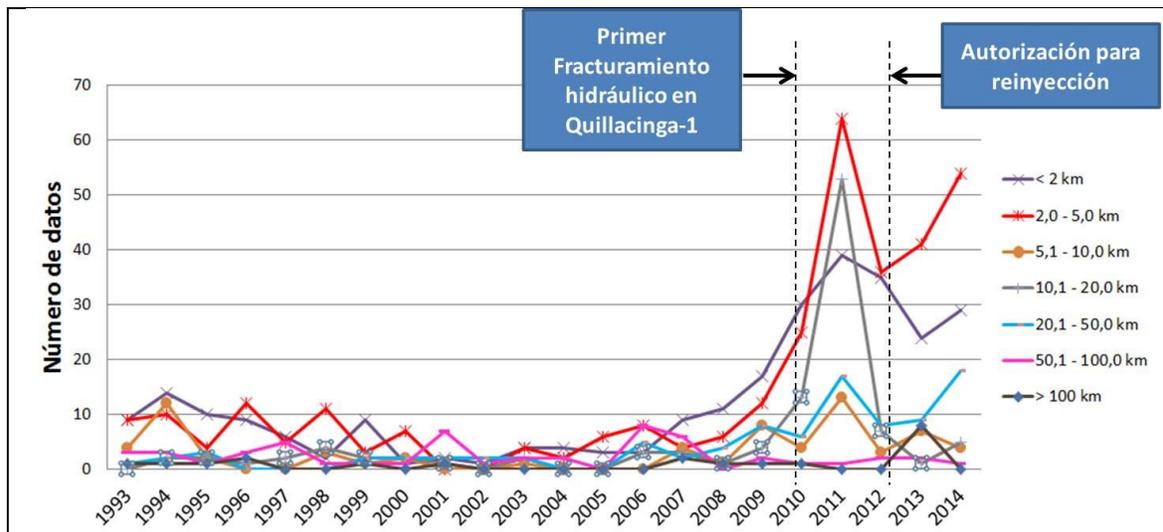


FIGURA III.10. CANTIDAD DE SISMOS POR AÑO SEGÚN LA BASE DE DATOS DE LA RED SISMOLÓGICA NACIONAL DE COLOMBIA, GRAFICADOS SEGÚN SU PROFUNDIDAD.

Dado este aumento en la actividad sísmica, es recomendable que las autoridades pertinentes (la geológica, las ambientales y las de hidrocarburos) estudien detalladamente la relación se puede presentar de actividades como el fracturamiento hidráulicos y los procesos de reinyección de aguas con la sismicidad inducida o desencadenada, y sus posibles afectaciones sociales y ambientales en un futuro cercano, como lo son el aumento en los procesos de remoción en masa, escape de elementos tóxicos contenidos en las rocas o en tuberías hacia los acuíferos adyacentes, aguas superficiales y acuíferos someros convirtiéndose en un riesgo para la salud de los seres humanos y ecosistemas de la zona.

Así como la información de amenaza sísmica es omisiva, también se observa una carencia en la seriedad de los resultados mostrados en lo referente a la licuación de suelos cuando se dice que no su puede hacer una estimación cuantitativa por la falta de pruebas físicas en la zona, situación inaceptable en un proyecto de esta magnitud.

“...la amenaza por licuación se estima desde el punto de vista cualitativo ante la carencia de pruebas físicas en la zona...”

En conclusion, el estudio no aporta elementos para definir la complejidad ni realiza zonificación de amenaza sísmica local en función de las fallas estudiadas y sus características de sismogeneración con base en sismicidad histórica o instrumental. Diferentes autores, establecen que dentro de las zonas de amenaza sísmica intermedia o alta y en proyectos de gran envergadura, es necesario realizar estudios detallados de zonificación que permitan establecer fallas activas, sismicidad asociada y la aceleración pico esperada. Para esto, existen métodos determinísticos,

probabilísticos paramétricos y no paramétricos que logran estimar estas variables con algún grado de incertidumbre, según sea la calidad y cantidad de instrumentación instalada y eventos sísmicos registrados en el área de estudio (Krammer, 1999), lo cual no se realiza dentro del estudio y no hace parte de los Términos de Referencia expedida por la ANLA, lo cual configura una falta a los principios de prevención y de precaución.

Falta realizar el estudio de sismicidad histórica para el área de influencia directa, basada en datos de la Red Sismológica Nacional de Colombia (RSNC), la elaboración de pronósticos acerca de la probabilidad de ocurrencia de fenómenos sísmicos basados en datos recientes y actualizados, además es necesario el control y las observaciones de campo que permitan inferir eventos sísmicos en el pasado y la amenaza local.

Este aparte, fundamental para la toma de decisiones ambientales y del propio funcionamiento del proyecto petrolero, es omisiva al no considerar la información completa, al no relacionar las actividades del proyecto con los sismos, al no tener ninguna información respecto a la licuación de suelos y al obviar el hecho de que existen fallas geológicas definidas como activas que pueden constituirse en fuentes sismogénicas de campo cercano (menos de 60 km).

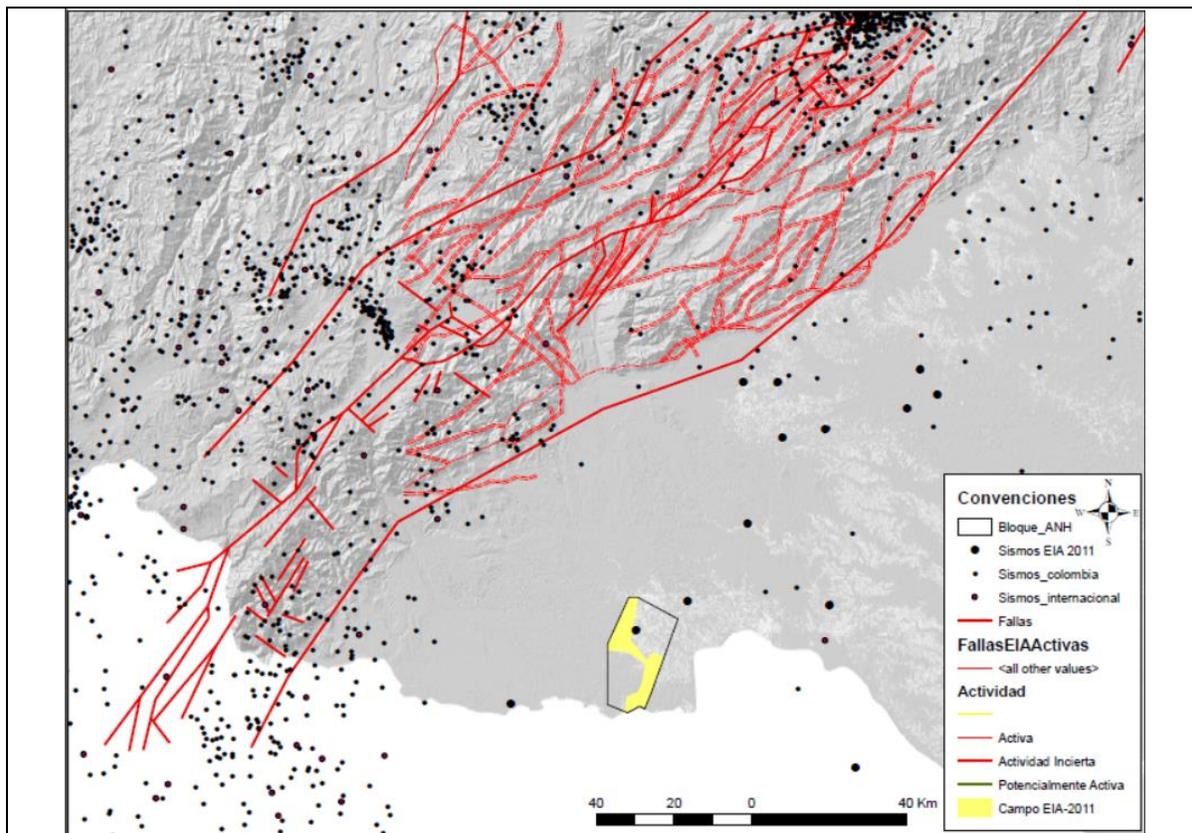


FIGURA III.11. INFORMACIÓN DE FALLAS GEOLÓGICAS DEL EIA ELABORADO POR GEOCOL (2011) Y DEL TRABAJO DE VELANDIA ET AL. (2005). LA DISTANCIA A LA FALLA ACTIVA MÁS CERCANA (FALLA FRONTAL ORIENTAL) ES DE 45 KM, LO CUAL CLASIFICA ESTAS FALLAS COMO UNA EVENTUAL FUENTE SISMOGÉNICA CERCANA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

En cuanto a la relación entre actividades de exploración y explotación de hidrocarburos (fracturamiento hidráulico, extracción de petróleo, extracción de gas y particularmente la reinyección de aguas) con la inducción o el desencadenamiento de sismos. Este aspecto ha sido mencionado, incluso por entidades estatales como la Contraloría General de la República en Función de Advertencia de septiembre de 2012 y en el seguimiento a dicha advertencia en noviembre de 2014:

La complejidad de fallas geológicas en Colombia resulta evidente al hacer una comparación y compilación de estudios geológicos, tanto oficiales como privados. En el mismo Mapa Geológico de Colombia, publicado por Ingeominas⁸ (2006), se consigna de manera explícita dicha complejidad. También preocupa a la CGR las deficiencias en conocimiento respecto a la sismogeneración en Colombia, el listado no actualizado de fallas activas en Colombia (París & Romero⁹, 1994; Paris et al.¹⁰, 2000), la existencia de estudios que relacionan sismos inducidos con explotaciones de yacimientos convencionales y no convencionales en otros lugares del mundo (Nicholson & Wesson¹¹, 1990; Keranen¹² et al., 2013, y reportes del USGS con el Geológico de Oklahoma¹³ en 2011 y del Ohio Department of Natural Resources sobre los sismos de Youngstown en 2011) y el innegable cambio en el campo de esfuerzos que se introduce con la inyección de fluidos y que puede modificar la características de los elementos de la deformación (fallas, pliegues y fracturas), no pueden tomarse a la ligera (el caso de la tecnología Star y su relación con los sismos someros casi diarios en los campos de Rubiales, Pirirí y Quifa se constituyen en antecedente preocupante).

Estudios más recientes siguen encontrando asociaciones de sismos y actividad petrolera. Un trabajo de grado reciente (junio de 2015) del Departamento de Geociencias de la Universidad Nacional (Reyes, 2015) establece que:

La coincidencia especial entre los epicentros de los sismos y la localización de los pozos de inyección, especialmente en el cluster C1, el drástico cambio en la tasa de sismicidad a partir de abril de 2013 y la corroboración de las inusualmente altas magnitudes (7 sismos con $m_b \geq 4$) no tienen precedentes para una región en medio del continente donde no se habían cartografiado fallas activas y sugieren una relación entre la sismicidad y procesos recientes diferentes de los que tradicionalmente se habían desarrollado en estos campos petrolíferos por más de 30 años.

⁸ Ingeominas (2006) Mapa geológico de Colombia

⁹ París, G. y Romero, J. Fallas activas en Colombia. (1994). Boletín Geológico. INGEOMINAS. Vol. 34, No. 2-3. Santa Fe de Bogotá.

¹⁰ París, G., Machette, M., Dart, R. & Haller, K. (2000). Map and database of Quaternary faults and folds in Colombia and its offshore regions. United States Geological Survey.

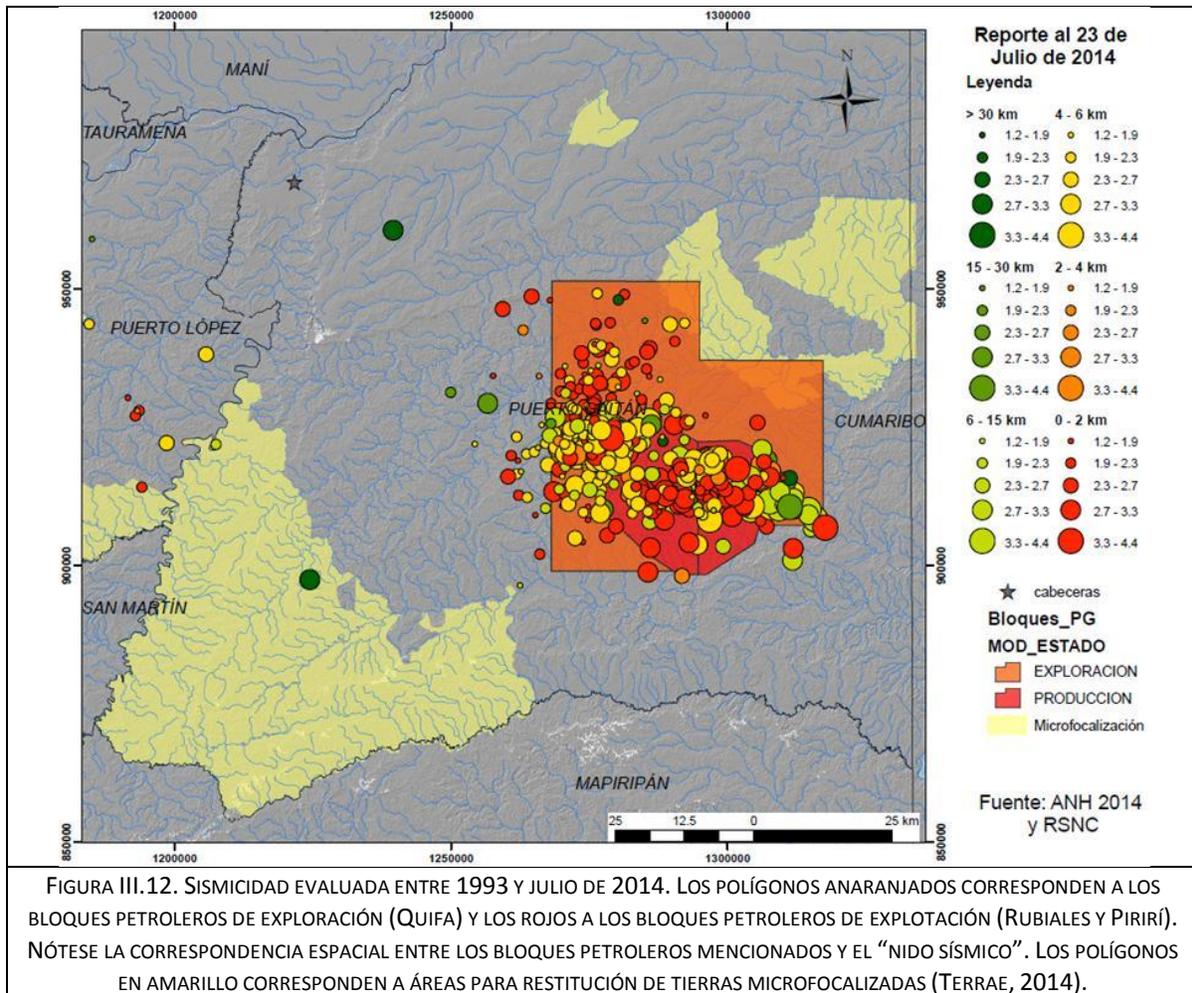
¹¹ Nicholson, C. & Wesson, R. (1990). Earthquake hazard associated with Deep Well Injection. Denver: U.S. Geological Survey.

¹² Keranen, K., Savage, H., Abers, G. & Cochran, E. (2013). Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 Mw 5.7 earthquake sequence.

¹³ <http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=3710#.U87rhf5N9E>

Justamente en este periodo se desarrolló en el campo Quifa el proyecto STAR de recobro secundario a partir de combustión in situ, los pozos de inyección para disposición de aguas residuales y se aumentaron los volúmenes de inyección.

Esta relación espacial y temporal ya había sido advertida por los profesionales del Grupo Terrae en medios de comunicación en 2014, mediante el análisis de los sismos ocurridos en el Municipio de Puerto Gaitán registrados por la Red Sismológica Nacional.



Para el tema de **Suelos** y en particular el numeral **3.2.3.4.4. Relación con el proyecto** se lee:

“(…) los programas de compensación elaborados en las zonas de influencia de los proyectos de explotación de hidrocarburos han logrado resultados exitosos en la conservación de especies de fauna y flora representativa de las áreas en las cuales se desarrollan las labores.”

No obstante, cuando se buscan los indicadores de desempeño o cualquier indicador que sustente esta opinión, no se encuentra dentro del estudio. No se ha reportado ningún estudio de seguimiento o monitoreo de especies amenazadas o especies sombrilla que puedan soportar este tipo de afirmaciones tendenciosas. Más bien, el daño en acuíferos someros y la contaminación de suelos y aguas superficiales puede estar conllevando una presión sobre especies de flora y fauna, situación que no ha sido valorada con responsabilidad por parte de la empresa petrolera ni de las autoridades ambientales.

El ítem de aguas superficiales y de manera específica el numeral 3.2.5.1.3. **Índices de contaminación** muestra la gravedad de la contaminación causada directamente por la empresa petrolera y además el conocimiento que respecto a dicha contaminación tienen las autoridades ambientales y la ANLA en particular. Este numeral muestra una tabla de calificación de índices de contaminación, que ayuda con los colores a dilucidar la situación de contaminación:

Tabla 3.1. Calificación de los Índices ICO.

ICO	CONTAMINACIÓN
0 – 0,2	Baja
> 0,2 – 0,4	Aceptable
> 0,4 – 0,6	Media
> 0,6 – 0,8	Alta
> 0,8 – 1	Muy Alta

Fuente: GEOCOL CONSULTORES S.A., 2011.

Los colores azules y verdes muestran contaminación baja, la cual es de esperarse en zonas con baja densidad de población y con ríos caudalosos como el corredor Puerto Vega Teteyé. La línea base demuestra que efectivamente esto es así, pero que el río San Miguel ha sido contaminado con un vertimiento tóxico, relacionado con las aguas industriales, residuo de los procesos de explotación petrolera:

Tabla 3. 2 Índices de Contaminación de las corrientes monitoreadas en el área de interés

PUNTO	CUENCA	ICOMO	CLASIFICACION	ICOSUS	CLASIFICACION	ICOMI	CLASIFICACION	ICOTRO (1) USEPA	ICOTRO (2) Toledo et al
1	CAÑO MONTAÑITAS	0,1869	BAJA	0,028	BAJA	0,0035	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
2	Q AGUA BLANCA	0,1869	BAJA	0,07	BAJA	0,0252	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
3	CAÑO SAN JOSE	0,4648	MEDIA	0,022	BAJA	0,0215	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
4	RIO COHEMBI	0,3293	ACEPTABLE	0,028	BAJA	0,0087	BAJA	EUTRÓFICO	MESOTROFICO
5	CAÑO GUARAJA 3	0,5202	MEDIA	0,028	BAJA	0,0139	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
6	Q LA MANUELA	0,5243	MEDIA	0,055	BAJA	0,0135	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
7	CAÑO CRISTALES	0,3139	ACEPTABLE	0,121	BAJA	0,0471	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
8	RIO SAN LORENZO	0,1869	BAJA	0,019	BAJA	0,0095	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
9	Q HUITATA	0,2280	ACEPTABLE	0,046	BAJA	0,0117	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
10	CAÑO LA CORDIALIDAD	0,3293	ACEPTABLE	0,019	BAJA	0,0223	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO

Revisión del proceso de licenciamiento ambiental para la explotación petrolera en el Corredor Puerto Vega – Teteyé (Putumayo).

11	Q CAMPO ALEGRE	0,3974	ACEPTABLE	0,07	BAJA	0,0087	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
12	Q GUARAJA 1 (AGUA NEGRA)	0,5564	MEDIA	0,064	BAJA	0,0037	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
13	RIO SAN MIGUEL VERT	0,4667	MEDIA	0,58	MEDIA	1,0000	MUY ALTA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
14	RIO SAN MIGUEL 100 M AGUAS ABAJO VERT	0,5351	MEDIA	0,094	BAJA	0,5000	MEDIA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
15	Q BUENOS AIRES	0,3139	ACEPTABLE	0	BAJA	0,0143	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
16	Q EL DIAMANTE	0,3393	ACEPTABLE	0	BAJA	0,0072	BAJA	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO
17	RIO PUTUMAYO	0,3139	ACEPTABLE	0,205	ACEPTABLE	0,2849	ACEPTABLE	EUTRÓFICO	EUTRÓFICO

Fuente: Geocol Consultores S.A., 2011 (la columna ICOMI ha sido destacada en este trabajo)

La sigla ICOMI, que corresponde a los valores resaltados en magenta en la tabla, son índices de contaminación por mineralización, que son los de esperar en aguas de producción de alta salinidad (y son los vertimientos industriales generados por este proyecto, de acuerdo con la información remitida por la empresa en los ICA y que se analizan en la Parte VI del presente informe). Pueden verse anomalías que atentan contra la salud de los pobladores y los ecosistemas:

- El vertimiento al río San Miguel corresponde a aguas de contaminación muy alta
- El río San Miguel, aguas abajo del vertimiento se presentaba con contaminación media, a diferencia de la totalidad de cuerpos de agua lóticos de la zona analizada
- El río San Miguel, aguas arriba del vertimiento no fue analizado.

Además de lo anterior, el EIA comprueba la contaminación causada por el proyecto petrolero. En el parámetro conductividad, se puede leer:

El valor más elevado de conductividad se presenta en el punto de vertimiento sobre el río San Miguel, donde se observa un valor de 44100 $\mu\text{s}/\text{cm}$, donde se tienen condiciones de elevada mineralización del agua (Rodier, 1990), mientras que en el caño Montañitas se reporta una conductividad de 9.06 $\mu\text{s}/\text{cm}$. (Figura 3.43).

Es evidente que el vertimiento es un agua tóxica para un ecosistema de agua dulce, puesto que su conductividad es prácticamente igual a la del agua de mar, altamente salina (50.000 a 60.000 $\mu\text{s}/\text{cm}$)

Para fenoles¹⁴, sustancias que pueden ser muy tóxicas, relacionadas con los hidrocarburos, se lee:

¹⁴ El contacto de la piel con cantidades altas de fenol puede producir quemaduras, daño del hígado, orina de color oscuro, latido irregular del corazón y aun la muerte. Ingerir fenol concentrado puede producir quemaduras internas. Se ha encontrado fenol en por lo menos 595 de los 1,678 sitios de la Lista de Prioridades Nacionales identificados por la Agencia de Protección del Medio Ambiente de EE. UU. En niños que fueron tratados en un centro de envenenamiento debido a ingestión accidental de fenol, los síntomas que se observaron con más frecuencia fueron vómitos y letargo. No se sabe si los niños son más sensibles al fenol que los adultos. (...) El fenol ha causado defectos de nacimiento leves y bajo peso de nacimiento en animales expuestos a niveles que generalmente afectaron también a las madres durante la preñez. Tomado de: http://www.atsdr.cdc.gov/es/toxfaqs/es_tfacts115.html

En los puntos de vertimiento sobre el río San Miguel y aguas abajo del vertimiento se presenta un nivel elevado de fenoles, superior al límite permisible del Decreto 1594 de 1984, que presenta un límite máximo de 0.002 mg/L, para los Artículos 38 y 39

Y en general, las evidencias de contaminación por el vertimiento al río San Miguel son abundantes: *El Calcio, el Magnesio, el Sodio y el Potasio reportan concentraciones altas en el punto de vertimiento sobre el río San Miguel, mientras que aguas abajo del vertimiento, se reportan concentraciones bajas.*

(...)

Grasas y Aceites. En todos los puntos monitoreados se presentaron grasas y aceites en una concentración (sic) menor a los límites de detección de los instrumentos utilizados, excepto en el punto de vertimiento sobre el río San Miguel, donde las grasas y aceites presentan un nivel un poco mayor 0.13 mg/L.

- *Cloruros. En los puntos en el vertimiento sobre el río San Miguel y aguas abajo del vertimiento se encuentran elevados niveles de cloruros por el aporte del vertimiento (sic), superando el límite permisible del decreto 1594 de 1984, que presenta un límite máximo de 250 mg/L.*

En el caso de la contaminación del río San Miguel, está se encuentra reportada desde 2011 y no se han tomado las medidas de reparación o compensación a las comunidades por el daño ambiental ejercido directamente por la empresa.

Los datos recogidos de los Informes de Cumplimiento Ambiental – ICA remitidos por la empresa Vetra de su proyecto de explotación en el Corredor Puerto Vega - Teteyé, plantean dudas respecto a la confiabilidad de los datos de referencia reportados en el EIA del proyecto Serranía, puesto que en cualquiera de los valores comparados, existen más dos órdenes de magnitud de diferencia. Al margen de que información remitida por la empresa también genera dudas razonables (obsérvense los datos de enero de 2012 en relación con el resto de ellos), puede verse que el agua residual industrial en el caso del Putumayo es altamente contaminante e incluso tóxica. Todo ello sin contar con datos de arsénico, metales pesados y radioactivos.

Reportes de ARI del proyecto "Producción y Explotación de hidrocarburos en las Áreas de Interés Quinde, Cohembí y Quillacinga"										
Año	Mes	Estación	k (µs/cm)	Sólidos Disueltos (mg/L)	Cloruros (mgCl/L)	Sulfatos (mg SO4/L)	Ph	Sólidos Suspendidos (mg/L)	Fenoles Totales (mg Fenol/L)	Bario (mg Ba/L)
2009	Febrero	Quillacinga	12900	-	-	161	7,41	52	<0,008	0,25
2009	Abril	Quillacinga	15200	-	-	208	7,44	106	<0,008	0,43
2009	Junio	Quillacinga	23800	-	-	84,2	7,7	64	2,99	2,47
2010	Agosto	Quillacinga	45700	-	16900	-	7,07	-	5,9	1,53
2010	Noviembre	Quillacinga	45100	-	23000	-	7,63	-	-	2,01
2011	Junio	Quillacinga	71685	28614	39688,12	-	6,81	-	<0,03	4,66
2011	Abril	Quillacinga	58625	23541	19399,37	146,82	7,73	-	<0,03	7,07
2012	Enero	Quillacinga	31	19	7	3,17	6,17	1013	0,05	<0,05
2012	Febrero	Quillacinga	63205	38247	39034	109,89	7,2	210	0,83	5,17
2012	Marzo	Quillacinga	114961	12208	34899,18	157,42	6,84	27	2860	6,79
2013	Enero	Cohembí	130,9	>2000	48306,53	131	6,87	117	15,4	<0,01

Ya con estos datos reales, vale la pena preguntarse si es ético que se pretenda hacer aspersiones de aguas en campos de zonas de intensas precipitaciones o incluso regar vías con aguas que tienen altos contenidos de especies químicas carcinogénicas o mutagénicas. **También es pertinente preguntarse por el eventual incumplimiento de la normativa ambiental, puesto que el Decreto 3930 de 2010 establece la prohibición de realizar vertimientos en cabeceras de fuente de agua y en acuíferos** (con lo cual, tanto algunos vertimientos como las reinyecciones serían ilegales).

Numeral 3.2.8. Geotecnia

Ya se ilustró en detalle la precariedad de los estudios geológico-estructurales y de amenaza sísmica, razón por la cual, la zonificación geotécnica, basada en “aspectos geológico-estructurales, geomorfológicos, la cobertura vegetal y de amenaza sísmica” le es subyacente la misma precariedad. No obstante, vale la pena detallar las omisiones y la falta de sustento técnico de lo establecido en el EIA para este ítem.

Se presenta la tabla de criterios de zonificación geotécnica, en la cual se clasifican bloques con cinco descriptores:

Tabla 3.3. Criterios de Zonificación Geotécnica específicos para el Bloque Suroriente.

VARIABLES	ESTABILIDAD				
	MUY ALTA (MA)	ALTA (A)	MEDIA (M)	BAJA (B)	MUY BAJA (MB)
Pendiente (P)	0-15%	15-30%	30-50%	50-100%	>100%
Tectónica (T)	Ausencia de estructuras geológicas	Estructuras geológicas con actividad en el K	Estructuras geológicas con actividad en el T	Estructuras geológicas con actividad el Q	Estructuras geológicas con actividad en el Holoceno
Riesgo sísmico (S Mayor Valor de Aa o Av)	Muy bajo: Valores de aceleración de 0.05 – 0.75	Bajo: Valores de aceleración de 0.075 - 0.10	Intermedio: Valores de aceleración de 0.10 - 0.20	Alto: Valores de aceleración de 0.20 - 0.35	Muy alto: Valores de aceleración de 0.35 - 0.40

VARIABLES	ESTABILIDAD				
	MUY ALTA (MA)	ALTA (A)	MEDIA (M)	BAJA (B)	MUY BAJA (MB)
Cobertura Vegetal y Uso del suelo (V)	Bosque Denso alto inundable	Bosque Fragmentado	Pastos arbolados, Cultivo permanente arbustivo, Mosaico de Pastos y espacios naturales, mosaico cultivo pastos y espacios naturales, Mosaico cultivos y espacios naturales	Explotación de hidrocarburos, Pastos (limpios y enmalezados), mosaico pastos y cultivos, Cultivos transitorios	Cuerpos de agua, Zonas arenosas, Tejido urbano discontinuo, Tierras degradadas, zonas quemadas
Tipo de material (M)	Roca de bajo o nulo grado de meteorización. Unidades fuertemente consolidadas	Roca con bajo a moderado grado de meteorización. Unidades consolidadas	Roca con moderado a alto grado de meteorización. Unidades moderadamente consolidadas	Rocas con alto grado de meteorización. Unidades poco consolidadas	Sedimentos

*En azul se presentan los elementos presentes en el Bloque Surorienté.

Fuente: GEOCOL CONSULTORES S.A. (2011).

Cada entrada de la matriz, visto desde la perspectiva geoambiental, tiene deficiencias: Para la tectónica, el análisis de DEM y de anomalías en cursos de agua, ya detallados en ítems anteriores, demuestran que la información de los EIA en tectónica es incompleta y omisiva. El “riesgo” sísmico se basa en un mapa regional, sin información suficiente. Para el tipo de material, no existen caracterizaciones geomecánicas de dichos materiales.

No obstante estas falencias, en la “aptitud física del terreno (oferta ambiental” se dice que esta se obtiene a partir de “*evaluar cualitativamente, parámetros como son las amenazas, características hidrogeológicas, estabilidad y pendientes, para cada unidad morfogenética descrita para la zona de estudio*”. No obstante, es de reiterar que las zonificaciones tienen parámetros de entrada omisivos y deficientes, tal como ha sido ilustrado en los numerales anteriores.

Termina el numeral de oferta ambiental con un comentario irresponsable y no sustentado en el cual se dice que existes restricciones por “*(...) la baja a nula productividad de los acuíferos*”, lo cual como se vio en el mapa hidrogeológico con manantiales superpuestos, es incorrecta.

5. Del Capítulo 4. Demanda, uso, aprovechamiento y/o afectación de recursos naturales.

Como aspectos relevantes se encuentran la solicitud para aumentar el caudal de captación de aguas superficiales y el nuevo permiso de captación de aguas subterráneas, los cuales se discutieron anteriormente. Sin embargo es importante tener en cuenta que estas solicitudes pueden afectar significativamente a la comunidad y ecosistemas presentes en la zona de estudio, ya que se van a disminuir los caudales de los cuerpos superficiales, los residuos sólidos se incrementarán (cuestión que reconoce el mismo estudio), con lo cual se corre un gran riesgo de que algunos manantiales desaparezcan y la calidad tanto del agua superficial como del agua subterránea se van a ver afectada originando problemas sociales y ambientales. Todo esto

teniendo en cuenta los antecedentes expuestos en el expediente LAM 4174 de la ANLA, las nuevas solicitudes del estudio de impacto ambiental hecho por Geocol Consultores S.A. (2011) y la observación de la deficiente y precaria base abiótica para la estimación de los impactos de la actividad petrolera.

Igualmente, se proponen disponer de algunas de aguas residuales haciendo riego en las vías, lo cual no tiene una base lógica si se tiene en cuenta que en ningún lado del estudio es muy claro cuál es el tratamiento que se le hará a estas aguas y cual será el estado después de esto, confirmando y dando certeza de que este riego no presentara ningún peligro para la salud de los habitantes de la zona. Si bien, se encuentra una descripción de cuáles son los procesos de desgasificación, separación por vibración, desarenado y centrifugado, esta no se hace de una forma muy general sin subsanar todas las dudas que este proceso pueda conllevar.

La base técnica para establecer el riesgo que se corre con estas maneras de manejar las aguas industriales es la información contenida en los ICA, en los cuales se demuestra la altísima salinidad (hipersalinidad) de las aguas de producción. Que se acepte la aspersión en campos o en vías como manera de “manejo” de las aguas industriales puede constituirse en un atentado contra la salud pública por el carácter tóxico de dichas aguas. Esta información se ha analizado y consolidado en el capítulo V.

6. Del Capítulo 5. Evaluación Ambiental

En este capítulo se hace la valoración de los impactos ambientales que puede ocasionar las actividades a desarrollar en el proyecto, igualmente se explica cuál es la metodología.

En la identificación de impactos derivados de las actividades sin proyecto, es curioso ver como no relacionan la migración y/o ahuyentamiento temporal de especies faunísticas a la disposición de residuos sólidos y líquidos, no se tiene en cuenta la interrupción de corredores de movimiento por la actividad petrolera ni la activación y/o generación de procesos erosivos, cuando en el capítulo 4 se describía este como un impacto ambiental previsible.

“Afectación de la calidad del suelo y aceleración de procesos erosivos.”

Otras de los puntos a resaltar son:

- Considerar que la captación y conducción de agua para la preparación y manejo de lodos de perforación, tiene un impacto no significativo en la alteración de flujos de agua subterránea.

Revisión del proceso de licenciamiento ambiental para la explotación petrolera en el Corredor Puerto Vega – Teteyé (Putumayo).

de lodos de 1	Captación y Conducción de Agua	Aire	Alteración de la calidad del aire	Impacto no Significativo	
		Aguas superficiales	Presión sobre el recurso hídrico superficial	Impacto Medianamente Significativo	
		Aguas subterráneas	subterráneas	Presión sobre el recurso hídrico	Impacto no Significativo
			Alteración de flujos de agua subterránea	Impacto no Significativo	

FIGURA 9. IMAGEN DE PARTE DE LA TABLA DE LA VALORACIÓN DE LA IMPORTANCIA AMBIENTAL PARA ACTIVIDADES DESARROLLADAS POR EL PROYECTO. TOMADO DE GEOCOL CONSULTORES S.A. (2011)

- Conocimiento de la gran posibilidad de generar conflictos con la comunidad.

fauna	especies faunísticas	Impacto Medianamente Significativo
Aspectos Sociales	Generación de conflictos con la comunidad	Impacto Muy Significativo
Suelo	Cambio en las propiedades fisicoquímicas	Impacto Medianamente Significativo

FIGURA 10. IMAGEN DE LA CLASIFICACIÓN DE IMPACTO MUY SIGNIFICATIVO QUE TENDRÁ EL PROYECTO CON RESPECTO A LA GENERACIÓN DE CONFLICTOS CON LA COMUNIDAD. TOMADO DE GEOCOL CONSULTORES S.A. (2011)

- Impactos no significativos o medianamente significativos en el manejo de residuos sólidos y líquidos sobre las superficiales y subterráneas con respecto al cambio de las propiedades fisicoquímicas, los cuales debieran estar marcados como significativos o muy significativos.

Manejo de los residuos líquidos	Aspectos Sociales	Generación de conflictos con la comunidad	Impacto Muy Significativo
	Suelo	Cambio en las propiedades fisicoquímicas del suelo	Impacto Medianamente Significativo
	Aguas superficiales	Cambio en las propiedades fisicoquímicas del agua superficial	Impacto Medianamente Significativo
Manejo de los residuos sólidos	Aguas subterráneas	Cambio en las propiedades fisicoquímicas del agua subterránea	Impacto no Significativo
	Suelo	Cambio en las propiedades fisicoquímicas del suelo	Impacto Medianamente Significativo
	Paisaje	Modificación de la calidad visual del paisaje	Impacto no Significativo
	Aguas superficiales	Cambio en las propiedades fisicoquímicas del agua superficial	Impacto Medianamente Significativo
	Aguas subterráneas	Cambio en las propiedades fisicoquímicas del agua subterránea	Impacto no Significativo

FIGURA 11. IMAGEN DE LA CLASIFICACIÓN DE IMPACTO CON RESPECTO AL MANEJO DE LOS RESIDUOS SÓLIDOS Y LÍQUIDOS SOBRE LAS AGUAS SUPERFICIALES Y SUBTERRÁNEAS. TOMADO DE GEOCOL CONSULTORES S.A. (2011)

7. Conclusiones

En general se observa que el EIA de 2011 muestra información muy precaria, deficiente y poco confiable con la cual no es recomendable que la autoridad ambiental de un licenciamiento ambiental a este proyecto, teniendo en cuenta el principio de precaución.

Igualmente se observa que algunas de los resultados mostrados en este estudio, son tomados con base en las actividades solicitadas y aprobadas en las resoluciones 0937 de 2009 y en la 1930 de 2010, lo cual no tiene sentido ya que este nuevo estudio de impacto ambiental es para la modificación de esas resoluciones solicitando la aprobación para realizar actividades aún más

fuerzas (ejemplo, aumento de hasta 100 pozos) y nuevas (ejemplo, captación de aguas subterráneas) no contempladas anteriormente.

Es importante resaltar que con la captación de aguas subterráneas y las otras actividades solicitadas, existirá una inevitable afectación a los cuerpos de aguas de la zona, como lo son la desaparición o disminución de los manantiales, disminución en los caudales afectando a los actuales usuarios del agua, contaminación de diferentes aljibes por la conexión de los procesos superficiales con el agua subterránea, contaminación irremediable de los cuerpos de agua donde se harán los vertimientos, contaminación de acuíferos, entre otros.

Se observó que en el expediente LAM 4174 de la ANLA, correspondiente al proyecto petrolero “Desarrollo de los campos Quindé, Cohemí y Quillacinga”, se encuentran diferentes folios donde la comunidad de Puerto Asís y Ecuador exigen que exista un mejor control ambiental y social a este proyecto, ya que se han venido presentando problemas en la zona de estudio, evidenciando una clara posición de desconfianza de la comunidad frente al control y seguimiento que se le ha hecho a este proyecto, dando a entender que las actividades de las entidades gubernamentales implicadas apoyan este proceso de extracción petrolera.

PARTE IV. OBSERVACIONES SOBRE EL COMPONENTE HIDROGEOLÓGICO DE LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL

Dada la importancia del componente hidrogeológico, en términos del uso que hacen comunidades de acuíferos someros y de la estrategia de reinyectar aguas industriales, se consideró desde el grupo de trabajo la pertinencia de un análisis más detallado de este ítem.

Resumen

En este documento se presenta un análisis del estudio hidrogeológico y el modelo hidrogeológico conceptual definido en el marco del estudio de impacto ambiental para la modificación de la licencia ambiental global resolución 937 de 2009 y modificada por la resolución 1930 de 2010. Teniendo en cuenta que el proyecto busca aprovechar un caudal de 4 l/s de 5 pozos, así como inyección o reinyección en 20 pozos existentes o por hacer para recuperación secundaria. Luego de realizado el análisis se encuentra que el modelo conceptual definido presenta una alta subjetividad e incapacidad cuantitativa o cualitativa adecuada para estimar los impactos asociados a las actividades presupuestadas.

Marco de referencia

De acuerdo con la descripción de las cuencas hidrogeológicas de Colombia del IDEAM, en la cuenca del Putumayo se establecen tres dominios geológicos: en la parte más alta de la cuenca se encuentra rocas de tipo ígneo y metamórfico con baja porosidad primaria. El alto grado de fracturamiento de esta zona permite la posibilidad de asociarla con recarga o entrada al sistema por porosidad secundaria, dicho fracturamiento se ve reflejado en el patrón de drenaje. En la zona de intercambio de cordillera y abanicos del piedemonte, (Sistema de falla frontal de Los Llanos} los materiales predominantes son rocas sedimentarias tales como areniscas y conglomerados de buena porosidad primaria. Estas zonas permiten una fácil infiltración además de que la porosidad secundaria ayuda en la infiltración. Por ultimo, y en un abordaje de carácter más local se tienen los depósitos más recientes asociados a los ríos, los cuales son de dimensiones variables. El IDEAM propone una clasificación de las unidades hidroestratigráficas, en donde se reconocen las siguientes unidades:

Acuíferos de porosidad primaria:

Márgenes de grandes ríos y terrazas recientes limitadas por la presencia de estratos de arcilla. Se evidencia también la presencia de paleocanales. Adicional a estas formaciones se encuentra también la Formación Caimán y particularmente los niveles de gravas de esta formación.

Acuíferos con doble porosidad

En esta clasificación se incluyen los estratos arenosos de la formación Villeta y Caballos, que afloran en varias partes de la cuenca. Estos acuíferos son confinados y están sometidos a altas

presiones, de ellos no se conocen parámetros hidráulicos. Además de estas, la Formación Pepino, constituida por conglomerados, podría almacenar agua de baja calidad.

Capas confinantes, con algún grado de almacenamiento pero baja o nula conductividad hidráulica.

Las unidades que componen estas unidades son principalmente arcillosas, entre las principales unidades se encuentra Formación Ospina, grupo Orito y Rumiyaco, igualmente se encuentran las unidades arcillosas en los materiales más recientes.

Esta disposición de las capas sugiere la conformación de un sistema hidrogeológico que si bien en algunos casos puede ser de tipo confinado, por las condiciones de deformación en algunas zonas de la cuenca, plantea la posibilidad e interconexión de las diferentes capas, lo que generaría la conformación de acuíferos semiconfinados y/o semilibres.

Análisis Hidrogeología Línea Base (capítulo 3)

Para construir el modelo hidrogeológico se tienen 5 sondeos y el inventario de puntos. En una primera aproximación se presenta el análisis de la prospección geoeléctrica y el modelo definido. A partir de dicho estudio, teniendo en cuenta la caracterización geológica, se definen las unidades hidrogeológicas. Para finalizar se hace un análisis de vulnerabilidad de las unidades Hidrogeológicas. En lo que sigue se utilizará la siguiente nomenclatura para los Estudios de impacto ambiental revisados.

- Estudio de impacto ambiental para la modificación de la licencia ambiental global resolución 937 de 2009 y modificada por resolución 1930 de 2010. **EIA-2010.**
- Evaluación geoeléctrica EIA bloque suroriente. **EG-2009**
- Estudio de impacto ambiental para la modificación de licencia ambiental global 0937 de 2009, de los campos Quillacinga, Cohembí y Quinde, en el bloque sur oriente. **EIA-2009.**

Prospección geoeléctrica

Al interpretar los sondeos eléctricos verticales en la mayoría de los casos y como se presenta en la EG-2009, se asume una distribución en capas del medio. Lo cual puede no ser muy adecuado si la variabilidad lateral de la zona es importante, común en la zona de piedemontes orinoquenses y amazónicos en donde las secuencias traslapadas de abanicos aluviales tienen multitud de paleocanales¹⁵. Suponiendo que los sondeos no se vean afectados por la presencia del cuerpo de agua, para la elaboración de los perfiles 1 y 2 (Figura 3.62 y Figura del EIA-2010, Figura 1 del presente documento) se están correlacionando sondeos ubicados a un mínimo de 9 km y un máximo de 16 km y las profundidades que se infieren están en el orden de los 300 m, lo cual es poco probable por las profundidades de exploración posibles para un AB/2 de 300, las cuales pueden ser de aproximadamente una tercera parte en el mejor de los casos (Telford¹⁶), es decir sin

¹⁵ IDEAM

¹⁶ Telford 1990, Applied geophysics, Cambridge University press.

capas conductivas en la parte somera, las cuales según el perfil se encuentran presentes en la zona.

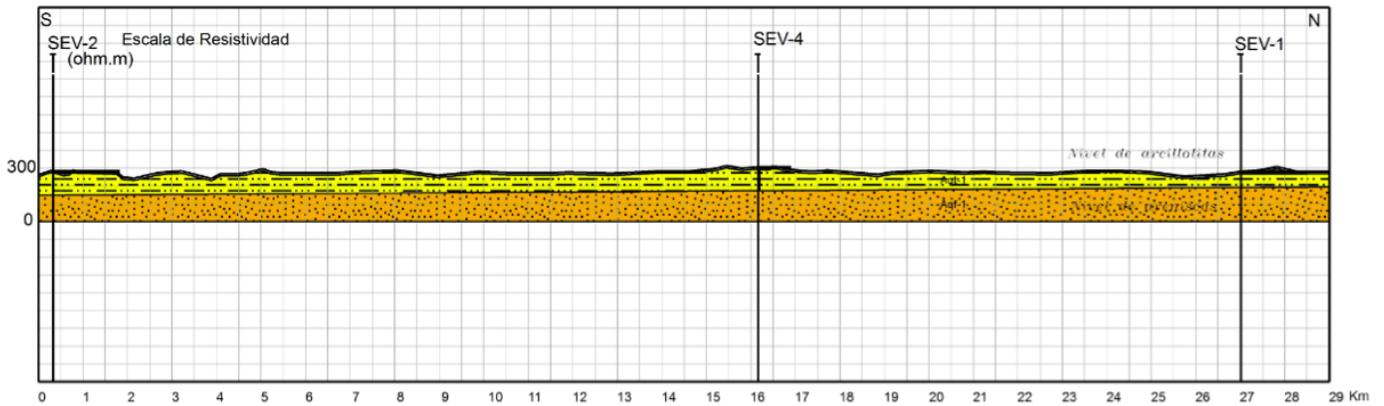


FIGURA IV.1. PERFIL GEOELÉCTRICO 1 TOMADO DE EIA-2010

Se tiene el agravante que los sondeos están demasiado cerca de los ríos, haciendo que los flujos de corriente tiendan a circular con mayor facilidad por las zonas de baja resistividad. En el EG-2009 se hace una descripción más detallada de la ubicación de los sondeos.

(...)

SEV-01: Se ejecutó sobre el play6n Este del río Putumayo, con el objetivo de determinar los espesores del aluvi6n y caracterizaci6n de materiales. La finalidad es evaluar las condiciones del sitio para un cruce subfluvial

SEV-02: Se ejecutó sobre la margen Norte del río San Miguel, con el objetivo de determinar los espesores del aluvi6n y caracterizaci6n de materiales

SEV-04: Se ejecutó sobre la margen Este del río Cohembí, con el objetivo de determinar los espesores del aluvi6n y caracterizaci6n de materiales. La finalidad es evaluar las condiciones del sitio para un cruce subfluvial

Es posible que esto sea el origen de las grandes diferencias de resistividad así como los reportes de valores aberrantes que se reportan en el EG-2009 para los sondeos 2 y 4:

(...)

La informaci6n tomada después de los 30 m se descarta en la interpretaci6n por tener altos niveles de ruido que dificultan su modelaci6n inversa, por lo que no se puede determinar el espesor de la capa de arcillolita (EG-2009).

A partir de lo anterior, la resistividad obtenida para estos dos sondeos solo se puede extender a máximo 12m y para el sondeo 1 a 100m. Adicionalmente, los rangos de variaci6n de las resistividades obtenidas son demasiado amplios como para correlacionar los sondeos

considerando modelos de capas, los siguientes datos corresponden a los valores obtenidos de la inversión de las resistividades aparentes para los sondeos que conforman el perfil 1 de la figura 3.62 del EIA (figura 1).

Prof. (m)	Sondeo 01- Resistividad (ohm-m)	Prof. (m)	Sondeo 02- Resistividad (ohm-m)	Prof. (m)	Sondeo 04- Resistividad (ohm-m)
0-1.6	4880	0-2.7	1937	0-1.0	150
1.6-5.2	1660	2.7-11.5	129	1.0-14.0	59.
5.2-12.2	290	>11.5	608	>14.0	7.7
12.2-26.2	2662	Borrados		Borrados	

Tabla IV.1. Modelos de resistividades obtenidos para los sondeos eléctricos verticales en el marco del EIA-2009 y EIA-2010. Los valores tomados en campo para los sondeos 2 y 4 fueron borrados.

Estos datos muestra el grado de variabilidad que se presentan entre cada uno de los sondeos así como la incapacidad de hacer una correlación con capas ubicadas a más de 14m de profundidad. Para el perfil geoelectrico 2. Se encuentran también sondeos eléctricos ubicados a más de 3km y los modelos de resistividades para cada uno de los sondeos son los siguientes.

Prof. (m)	Sondeo 03- Resistividad (ohm-m)	Prof. (m)	Sondeo 04- Resistividad (ohm-m)	Prof. (m)	Sondeo 05- Resistividad (ohm-m)
0-7,9	32	0-1,0	150	0-0,8	145
7,9-13,1	16	1,0-14,0	59.	0,8-2,2	19.
13,1-46,1	3,3	>14,0	7,7	2,2-13,2	74
46,1-102,1	2,3	Borrados		13,2-36,2	7,5
>102,1	54,0			36,2-91,2	5,5
				>91,2	66,0

Tabla IV.2. Modelos de resistividades obtenidos para los sondeos eléctricos verticales en el marco del EIA-2009 y EIA-2010. Los valores tomados en campo para los sondeos 2 y 4 fueron borrados.

En este caso se puede ver que el sondeo intermedio del perfil (S-04), permite inferir acerca de la resistividad de los materiales hasta una profundidad cercana a los 14m, por tanto el perfil construido correlaciona sondeos eléctricos a 13km de distancia para las capas mas profundas.

Zonas de recarga y descarga

El EIA presentado en 2011 y que es la base técnica para la toma de decisiones de la ampliación del proyecto, muestra opiniones y afirmaciones no sustentadas. En este ítem se puede leer:

La recarga de los niveles permeables en los niveles acuíferos se da a través de la precipitación y de la recarga a través de los depósitos cuaternarios. Estos últimos se recargan no sólo a partir de la precipitación, sino también desde las corrientes

superficiales.

La descarga está constituida por los aljibes asociados a los depósitos aluviales y a los niveles arenosos de la Formación Ospina. Los nacederos, ubicados principalmente en la parte central y sur del Bloque Suroriente, están ubicados en sectores con cambios de pendientes, o en zonas de contacto entre unidades permeables o impermeables.

Respecto a lo anterior, no existe ningún modelo hidrogeológico que haya sido presentado y que pueda sustentar estos hechos. Para ello, es necesario el análisis hidrogeoquímico, isotópico, geológico y geomorfológico, información que no existe o no es remitida para las decisiones sobre licenciamiento ambiental.

Clasificación de las unidades.

Es inexistente la caracterización hidráulica de las unidades definidas (I-1, II-1 y II-2), la caracterización de las mismas se hace de forma cualitativa, como se muestra en el siguiente apartado tomado del EIA-2010.

(...)

Unidad Hidrogeológica II 1

Unidad catalogada como rocas poco permeables pertenecientes a la Formación Ospina (Tmo2), integrada por una secuencia de areniscas y arcillolitas interestratificadas horizontalmente, con areniscas friables localmente conglomeráticas. Conforman en el subsuelo acuíferos pobres y acuitardos de tipo semiconfinado a confinado, saturados con agua dulce, cuya fuente de recarga es la precipitación.

Estas unidades carecen de pruebas hidráulicas, y por tanto su definición es basada en descripción geológica, lo cual no permite hacer una correlación directa con las capacidades hidráulicas de las formaciones y el grado de interconexión de las mismas, para poder definir de esta forma fenómenos de goteo entre unidades geológicas¹⁷.

En cuanto a las zonas de recarga la identificación de estas no presenta una metodología clara y la inferencia de las mismas se hace basado en hipótesis sin sustento (Figura 2). Para determinar las zonas de recarga es necesario realizar un análisis hidrogeoquímico, isotópico o de niveles piezométricos (Fetter, 2000¹⁸). No se evidencia ninguna de estas metodologías en el informe, pese a que la geometría del modelo es muy pobre. Puede encontrarse por todas estas omisiones y falencias que se falta al principio de precaución y a los principios ambientales generales

¹⁷ En el apartado de geología se considera como base para la geología estructural la interpretación de secciones sísmicas suministrada por la ANH las cuales muestran fracturas que interconectan las formaciones geológicas.

¹⁸ Fetter 2000, Applied Hydrogeology, Pearson.

contenidos en el art. 1° de la Ley 99 de 1993, los cuales deben irradiar la actuación de las autoridades ambientales.

UNIDAD HIDROGEOLÓGICA	PERMEABILIDAD	UNIDAD GEOLÓGICA	CARACTERÍSTICAS HIDROGEOLÓGICAS
I-1	Sedimentos permeables	Depósito aluvial (Qal-Qar) Cuaternario de terraza (Qt)	Acuíferos moderados a pobres de tipo libre, de poco espesor ubicado en las márgenes de los cauces de los ríos Putumayo, Cohembí y San Miguel. La fuente de recarga es la precipitación y el agua superficial.
II-1	Rocas poco permeables	Formación Ospina (Tmo2)	Acuíferos pobres por la baja permeabilidad de los niveles de areniscas. La fuente de recarga es la precipitación, las corrientes superficiales y el agua subterránea.
II-2	Rocas impermeables	Formación Ospina (Tmo1)	Acuitardos a acuicludos por la baja a nula permeabilidad de los niveles de arcillolitas.

Fuente: Modificado de GEOINGENIERÍA, 2008. Estudio de Impacto Ambiental Campos Quillacinga, Cohembí y Quinde.

Figura IV.2. Unidades hidrogeológicas en el bloque oriente, en la casilla de caracterización hidrogeológica se habla de la recarga de las unidades. Tomado de EIA-2010.

En cuanto a la dirección de flujo no hay un soporte a las afirmaciones de flujo, es decir se tiene un inventario de puntos pero de estos no se tiene claridad de si los niveles reportados son niveles estáticos (Ver formulario¹⁹). Adicionalmente, la interacción de los acuíferos someros con los ríos o cuerpos de agua requieren de un análisis más detallado, para lo cual se requiere un estudio de hidrogramas de caudal anuales y de esta forma se identificar si el río tiene aportes de flujo base. Dicho análisis no se reporta en el componente de hidrología y se menciona en el EIA-2010 lo siguiente:

“Igualmente se destaca que en dicho análisis no se contempló el flujo base que las mismas quebradas y caños puedan transitar, dado que el mismo se consideró como el mínimo ecológico por lo cual únicamente se analizó la disponibilidad del recurso hídrico, como el excedente generado en las quebradas y/o caños bajo la ocurrencia de la lluvia y la generación de escorrentía superficial”

Toda la información hidrogeológica es recogida y sintetizada en un mapa hidrogeológico, en donde las afirmaciones no sustentadas respecto a que la Formación Ospina no transmite bien las aguas subterráneas, se ve contradicha por los hechos fácticos de la existencia de manantiales en este tipo de materiales. Por lo tanto, si existe descarga (manantiales), la misma Formación puede constituirse, en zona de recarga (en zonas altas, planas, con coberturas adecuadas, etc.).

¹⁹ Formulario Único Nacional para Inventario de Puntos de Agua Subterránea

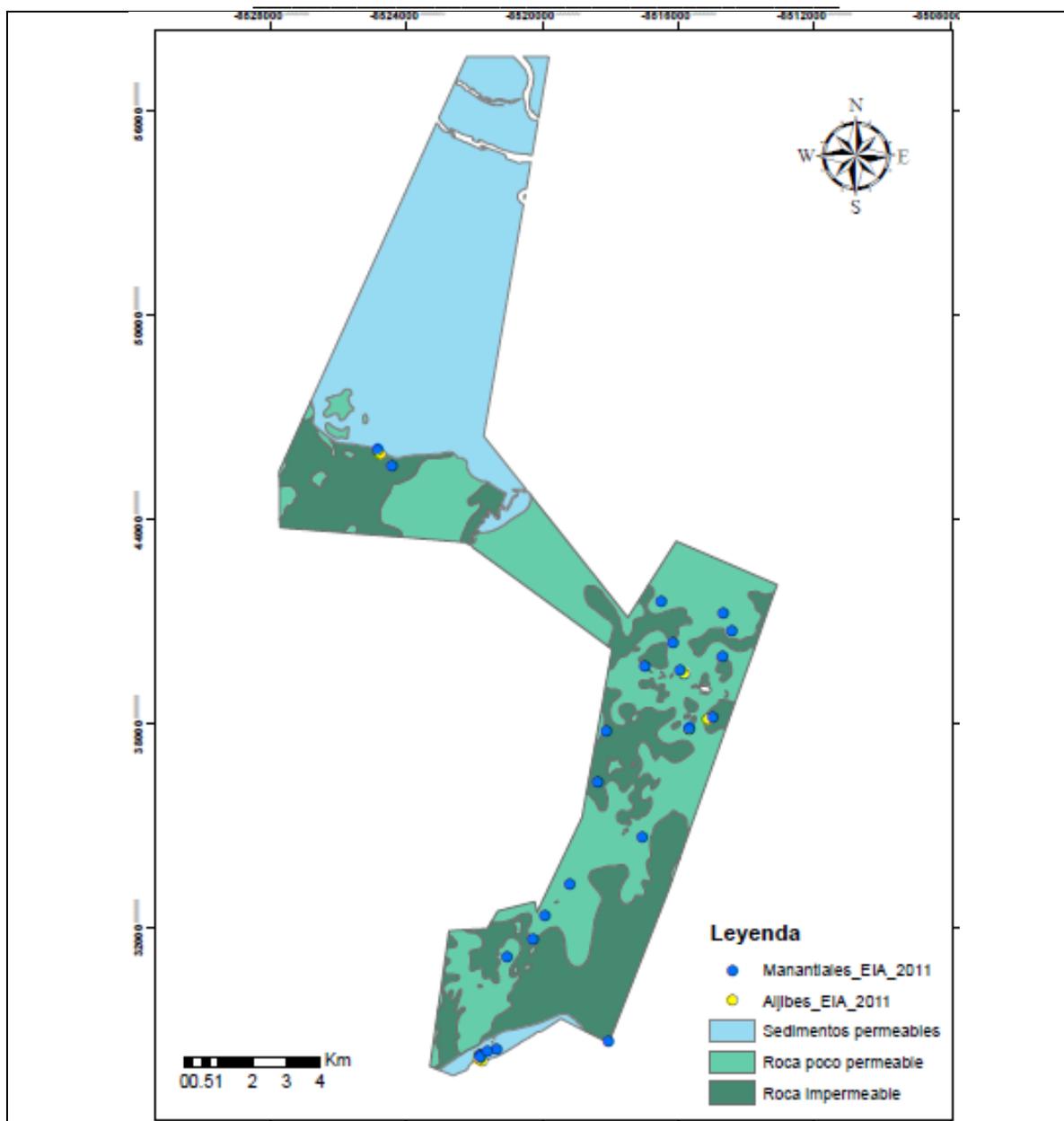


FIGURA IV.3. MAPA HIDROGEOLÓGICO AL CUAL SE LE ADICIONÓ LA INFORMACIÓN DE ALJIBES Y MANANTIALES RECOGIDA POR GEOCOL EN EL EIA PRESENTADO EN 2011. NÓTESE LA GRAN CANTIDAD DE MANANTIALES QUE ESTÁN EN MATERIALES IMPERMEABLES COMO POCO PERMEABLES. ÉSTA ES UNA CONTRADICCIÓN Y UNA PRUEBA DE LA LIGEREZA Y LA POCA CONFIABILIDAD DEL ESTUDIO EN TEMAS HIDROGEOLÓGICOS.

Vulnerabilidad de acuíferos

Para la evaluación de la vulnerabilidad de acuíferos se utilizó una metodología basada en superposición de capas, usando en este caso el modelo GOD que tiene como variables de entrada la distancia al agua, la ocurrencia de agua subterránea y el sustrato litológico. Estas metodologías son usadas comúnmente en el caso de que la información que se tenga no sea lo suficientemente detallada como para llevar a cabo modelaciones de transporte de contaminantes (Flujo saturado

o flujo parcialmente saturado y ecuaciones de advección -difusión-reacción). El modelo GOD si bien permiten dar una visión de la susceptibilidad de la zona, depende del modelo conceptual y presenta criterios muy subjetivos para definir los valores de sus variables, como se muestra en el siguiente párrafo con lo valores definidos en el EIA-2010, para la *Ocurrencia del Agua Subterránea*.

(...)

Para el acuífero aluvial Cuaternario, el cual se trata de un acuífero libre, de acuerdo con el modelo se asigna un índice de ocurrencia igual a 1.0

El acuífero superior de la Formación Ospina se considera semiconfinado por lo que se le asigna un valor de 0.4, mientras que el acuífero inferior de dicha Formación, se le ha asignado una valoración de 0.2 puesto que se trata de un acuífero confinado.

Para el miembro impermeable de la Formación Ospina se le ha asignado un valor de 0.0, puesto que se trata de un acuitardo.

Conclusión

En el capítulo 4 se parte de la línea Base (capítulo 3) para estudiar la demanda de las unidades hidrogeológicas, pero se ha expuesto en extenso que dicha línea base presenta serias deficiencias ya que se correlacionan sondeos ubicados a kilómetros de distancia. En cuanto a la posibilidad de explotación se plantea la perforación y posterior desarrollo de pruebas de bombeo, es decir con el estudio de impacto ambiental no se tiene idea de las características hidráulicas de las formaciones, y la descripción de las unidades hidrogeológicas se limita a los niveles mas someros(<30). Esto hace que la aprobación de inyección y reinyección no tenga una base adecuada en términos de capacidad de producción de las formaciones geológicas y la posible interconexión de las unidades geológicas. La actividad de reinyección planteada tiene riesgos adicionales: la contaminación de acuíferos y la inducción o el desencadenamiento de sismos.

En el primer caso, se plantea la integridad de pozos (cementación y encamisado) como la medida tecnológica para evitar la fuga de las aguas residuales industriales a acuíferos. A este respecto, investigadores de la GAO, Ingraffea²⁰ y otros han planteado que la cementación de los pozos es una práctica que si bien reduce el riesgo de contaminación de aguas subterráneas, no la elimina por completo. Con base en datos de Bruffato et al²¹. (2003), Ingraffea establece que cerca del 5% de los pozos de petróleo en los Estados Unidos presenta fallas en su cementación el primer año.

²⁰ Anthony Ingraffea es profesor e investigador del Colegio de Ingeniería de la Universidad de Cornell. Es director del Grupo de Fracturas de Cornell y coeditor y editor en jefe de la publicación Engineering Fracture Mechanics. Los datos son tomados de la conferencia "Lethal gas/oil Wells: Anthony Ingraffea at TEDxAlbany 2013"

²¹ Bruffato, C., Cochran, J., Conn, L., Power, D., El-Zeghaty, S., Fraboulet, B., Griffin, T., James, S., Munk, T., Justus, F., Levine, J., Montgomery, C., Murphy, D., Pfeiffer, J., Tiraputra, P., Rishmani, L. (2003). From mud to cement – Building gas wells. En Oilfield Review.

A este respecto, se puede explicar la complejidad dado que el diseño de la presión y la mezcla de lodos de perforación se basa en inferencias, falta de precisiones geofísicas y en los resultados de las perforaciones exploratorias que dan lugar a modelos muy complejos, pero las condiciones de esfuerzo-deformación de las rocas pueden cambiar de un metro a otro dada la complejidad de la historia geológica y condición real de esfuerzos, la heterogeneidad y la anisotropía de las rocas (las fracturas pueden cambiar totalmente su comportamiento de una capa a otra y de hecho, expertos como Ingraffea proponen un comportamiento no lineal caótico para los fluidos dentro de las fracturas). Dicha incertidumbre puede llevar a la posibilidad de inyectar soluciones o gases a cuerpos rocosos adyacentes que contienen aguas subterráneas -de manera accidental y no prevista- como metano, lodos naturales provenientes de las lutitas, químicos de los fluidos de fracturamiento, entre otros. Las fugas de gas metano y otros elementos tóxicos contenidos en las rocas (depende de las rocas perforadas, pueden existir metales pesados, metaloides y elementos radioactivos) y en el reflujos de los lodos de perforación y aguas de inyección/producción, son accidentes que, de ocurrir, causan daños ambientales por contaminación de suelo, subsuelo, aguas superficiales y acuíferos someros que conllevan el riesgo de daños a la salud de seres humanos y ecosistemas, tal como ha sido advertido por la Government Accountability Office en su informe al Congreso de los Estados Unidos (GAO, op. cit).

PARTE V. OBSERVACIONES SOBRE LOS INFORMES DE CUMPLIMIENTO AMBIENTAL (ICA): Componente agua (2010 – 2014)

Teniendo en cuenta la evidente afectación que puede tener un proyecto petrolero en el agua superficial y subterránea de un área determinada, es de gran importancia realizar un monitoreo continuo, sistemático y robusto de ésta y así identificar rápida y oportunamente cualquier foco de contaminación que pueda afectarla. De esta manera, se analizó el Componente Agua de los Informes de Cumplimiento Ambiental (ICA) que han sido entregados por la empresa a la autoridad ambiental, dado que tal y como lo expresa el Ministerio de Ambiente (2002)²² estos documentos *son un instrumento de prevención, seguimiento y control, enfocados al autocontrol y al mejoramiento continuo de la gestión ambiental por parte del beneficiario de la licencia ambiental.*

La información entregada hasta el 21 de octubre de 2014 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) a la comunidad del corredor Puerto Vega – Teteyé contiene los ICA correspondientes a los semestres 2009-2, 2010-1, 2010-2, 2011-1, 2012-1, 2012-2, 2013-1 y 2013-2, elaborados por SGI Ltda: Consultoría Ingeniería y consultora ambiental Aquaviva Ltda. Adicionalmente se tomaron en cuenta la información de calidad de agua consignada en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto, la cual se encontraba en la descripción de Inventario de Puntos de Agua, Permisos de Captación, Vertimientos y Pozos Exploratorios. La revisión, espacialización y análisis de la información consignada en cada uno de los informes permitió identificar aspectos de relevancia, los cuales serán mencionadas y descritas a continuación.

1. Teniendo en cuenta que el EIA hace parte de la línea base del área donde ha de desarrollarse cualquier proyecto petrolero, en cuanto al componente agua es de esperarse que en este estudio se haga una caracterización fisicoquímica robusta con el fin de tener claro en qué estado se encuentra la calidad del agua previo a la ejecución del proyecto. Por lo tanto, el no tener información de caracterización físico-química de agua de los Puntos de Captación, Vertimientos, y en particular del Inventario de Puntos de agua (que incluye fuentes de abastecimiento de fincas y escuelas del sector) generan inseguridad respecto a la formulación de la línea base ya que son puntos que o serán directamente afectados por la actividad petrolera o son puntos que representan una amenaza latente para la población que se encuentra en el área.

Tipo de Punto	Número de puntos
Puntos de Captación	3
Vertimientos	4
Pozos exploratorios	9
Inventario puntos de agua	16

²² Mouthon, A.; Blanco, A.; Acevedo, G. & Miller, J. (2002). **Manual de Seguimiento Ambiental de Proyectos: Criterios y Procedimientos.** Publicación del Ministerio del Medio Ambiente – Subdirección de Licencias Ambientales y Convenio Andrés Bello – Área de Ciencia y Tecnología.

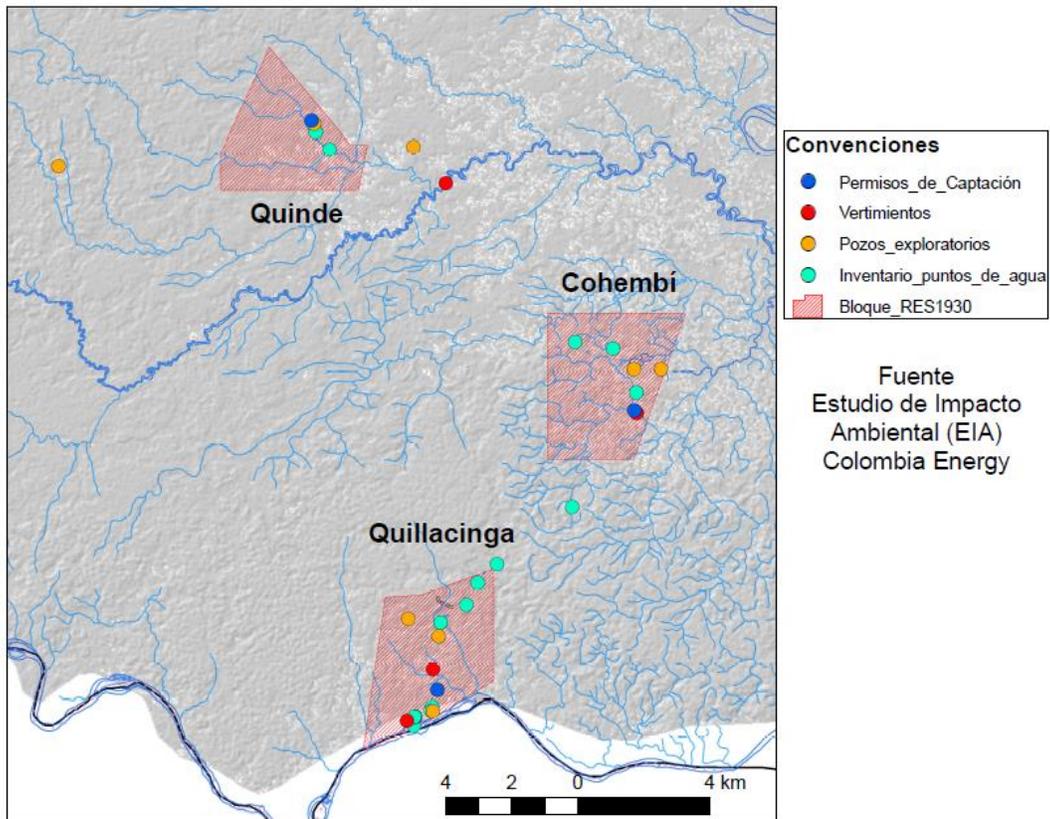


FIGURA V. 1. LOCALIZACIÓN DE PUNTOS IDENTIFICADOS EN EL EIA DE COLOMBIA ENERGY

2. En los ocho (8) ICA consultados se encontró información de caracterización físico-química de ciento cuarenta y cinco (145) muestras de agua superficial, las cuales corresponden a cincuenta y cuatro (54) puntos de muestreo con datos de coordenadas y a seis (6) puntos sin datos de coordenadas (26 muestras de agua), para un total de sesenta (60) puntos de muestreo. Sin embargo, es evidente que estos sesenta (60) puntos de muestreo no son monitoreados continuamente, es decir que los puntos de muestreo de agua superficial varían constantemente de un ICA a otro lo cual no es propio de un monitoreo continuo y sistemático ya que ninguno de los puntos identificados y espacializados con las coordenadas reportadas se replica de un ICA a otro, tan solo se repite (no en todos los casos) durante ese mismo semestre. Adicional a esto, los parámetros evaluados en cada uno varían incluso dentro de un mismo ICA, lo cual deteriora aún más la calidad del monitoreo ya que no se tiene un seguimiento continuo de parámetros relevantes como contenido de metales pesados, sólidos disueltos totales, hidrocarburos totales, entre otros.

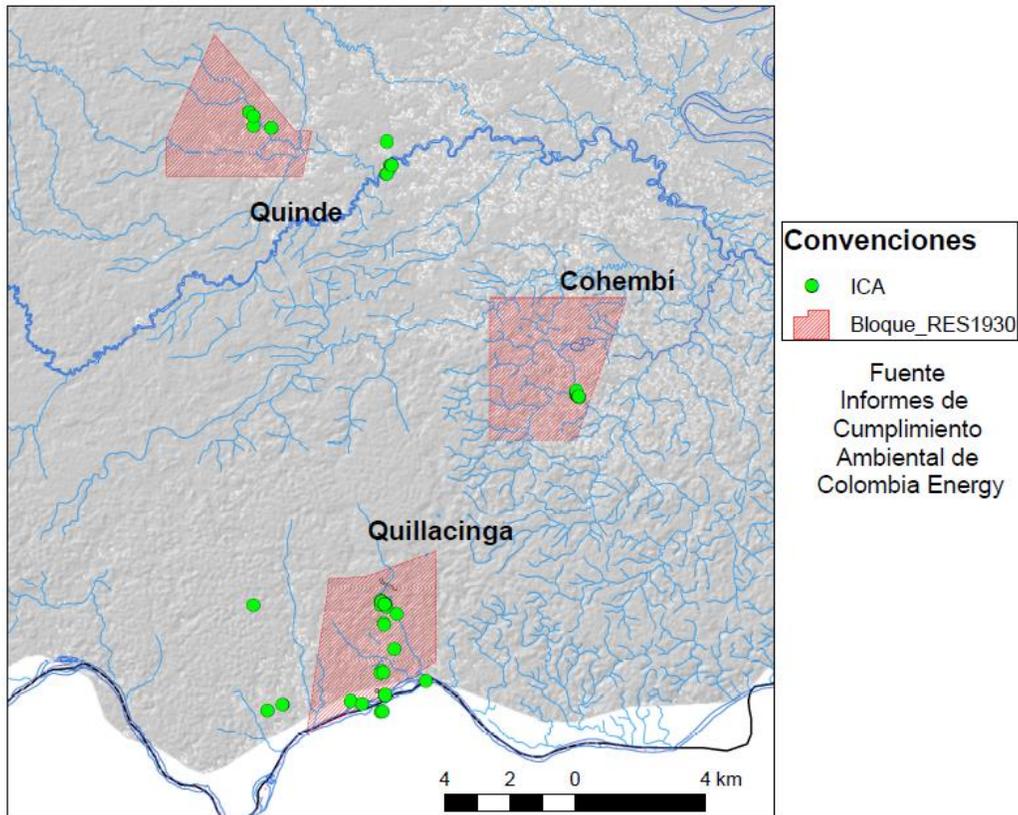


FIGURA V. 2. LOCALIZACIÓN MUESTRAS DE AGUA, IDENTIFICADAS EN LOS ICA DE COLOMBIA ENERGY

3. Al observar la imagen de localización de muestras de agua superficial se tiene que la distribución de estas no es equitativa en toda el área ya que la mayor concentración de muestras está en el campo Quillacinga, siguiéndole el campo Quinde y por último (con una evidente falencia de puntos de muestras de agua superficial) está el campo Cohembí. Esta pésima distribución se evidencia aún más al observar la localización de las muestras de agua superficial diferenciadas por ICA, tal y como se ilustra en la figura que se encuentra a continuación: mientras que en el campo Quillacinga se tiene información en los ICA de todos los semestres (excepto 2012-II), del campo Quinde tan solo se tiene información de los ICA de 2009-II, 2010-II y 2012-II y para el campo Cohembí solo se cuenta con información de los ICA de 2009-II, 2010-II, 2011-I y 2012-II (todos ubicados sobre un mismo curso de agua, ignorando cualquier otro curso o cuerpo de agua que pueda estar siendo afectado por la actividad petrolera). Como ejemplo de lo que esta situación implica tenemos el ICA de 2013-II en el cual se lee lo siguiente: *“El presente documento corresponde al Informe de Cumplimiento Ambiental del Bloque Suroriente (Quillacinga, Cohembi y Quinde) para al segundo semestre de 2013, bajo responsabilidad de la compañía VETRA Exploración y Producción Colombia S.A.S., empresa que representa al Consorcio Colombia Energy”*, sin embargo al espacializar los datos del monitoreo de aguas superficiales se observó que estos se encuentran ubicados únicamente dentro del campo Quillacinga, ignorando los otros dos campos del Bloque Suroriente.

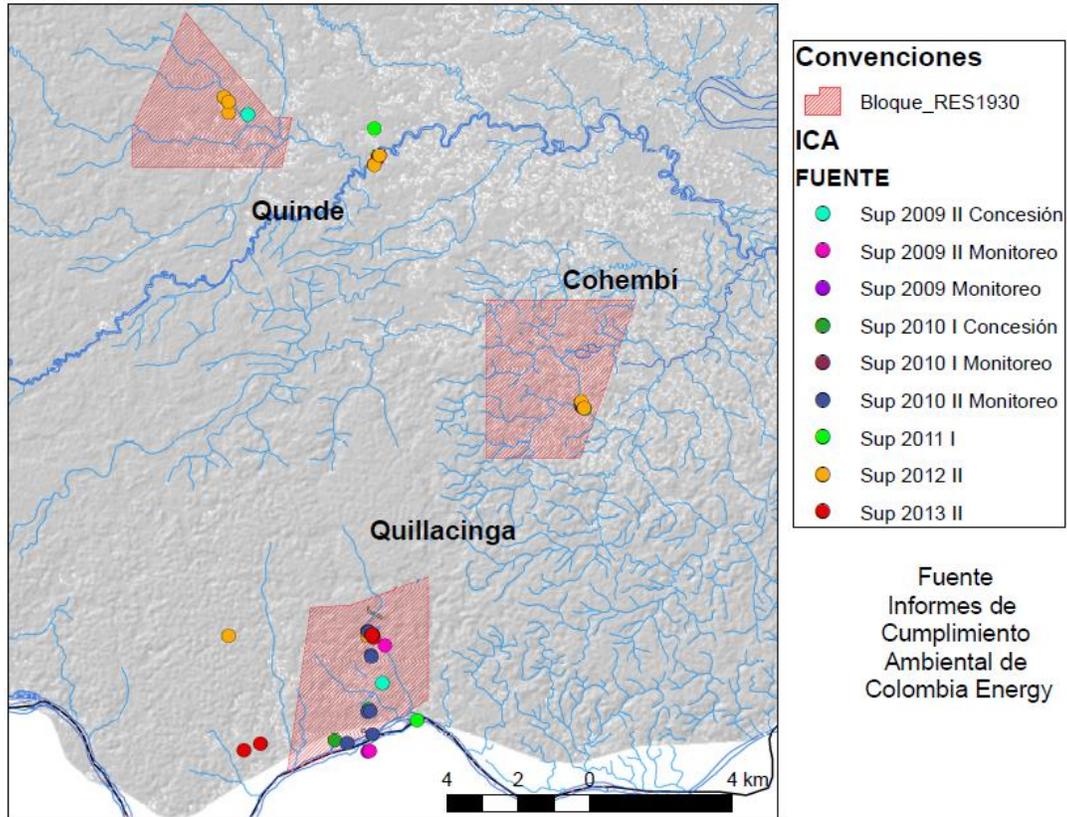


FIGURA V. 3. LOCALIZACIÓN DE MUESTRAS DE AGUA SUPERFICIAL DIFERENCIADAS POR ICA SEMESTRAL

4. En general, en los Informes de Cumplimiento Ambiental (ICA) revisados se encontraron irregularidades en el reporte de coordenadas de los puntos de monitoreo de agua superficial, lo cual dificulta la espacialización de los puntos reportados por la empresa y, por consiguiente, el análisis de la información colectada en estos. Algunos de las incoherencias en coordenadas son:
 - a. En el documento “Monitoreo de calidad del agua trimestral 2009, Campo Suroriente” presentado en Noviembre de 2009 las coordenadas de los puntos de monitoreo **deben encontrarse** invertidas ya que teniendo en cuenta que reportan *Coordenadas Planas Origen Bogotá* estos puntos se ubicarían al norte y oeste de Bogotá, más exactamente en el Océano Pacífico a aproximadamente 111 kilómetros de la línea de costa a la altura del municipio de Bajo Baudó, Chocó (página 12, tabla 2.5).

No,	PUNTO	COORDENADAS	
		NORTE	ESTE
1	Río San Miguel A. Arriba	1059060	519410
2	Río San Miguel A. Abajo	1059116	519425
3	Q. El Diamante 100 m A. Abajo	1059473	521329
4	Q. El Diamante 1 km A. Abajo	1059541	522403
5	Q. Campoalegre	1055705	537250
6	Alcantarilla	1059473	521329

FIGURA V. 4. PANTALLAZO DE LA TABLA DE COORDENADAS.

- b. En varias de las tablas se encuentran incoherencias en el origen de las coordenadas que reportan para los puntos de monitoreo. Al compilar y espacializar todos los datos recolectados en los ICA que se han realizado hasta la fecha es evidente la confusión entre *Datum Magna Sirgas Origen Este*, *Datum Magna Sirgas Origen Bogotá* y *Datum Magna Sirgas Origen Oeste* debido a que en varias ocasiones fue necesario **inferir** el origen de las coordenadas ya que si se ubicaban los puntos según el origen dado se encontrarían o en el Caquetá o en medio del Océano Pacífico. Este tipo de errores dificulta el seguimiento del monitoreo tanto por parte de la empresa como por parte de la entidad de control ambiental.

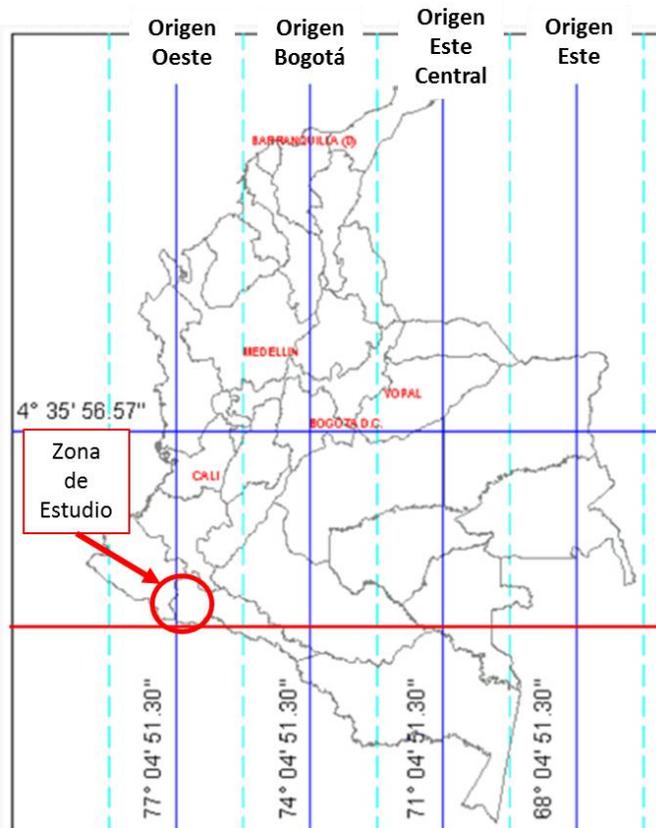


FIGURA V. 5. UBICACIÓN DE LOS DIFERENTES ORÍGENES DE COORDENADAS UTILIZADOS Y DEL ÁREA DE ESTUDIO

- c. Finalmente, luego de inferir orígenes de coordenadas y suponer coordenadas con el NORTE y ESTE invertidos, siguen encontrándose puntos “fuera de lugar” lo cual disminuye aún más la robustez y calidad del monitoreo ya que es información que al no tener certeza de su ubicación, se pierde.
5. Según Hem (1985)²³ a partir de graficar de Sólidos disueltos totales (**S**) (mg/L) contra conductividad (**K**) ($\mu\text{S}/\text{cm}$) de muestras de agua del río Gila en Bylas, Arizona tomadas diariamente desde el primero de octubre de 1943 hasta el 30 de septiembre de 1944 se logró establecer una relación muy bien definida entre ambos parámetros. Todos los datos se ajustaron en la regresión lineal $KA=S$ donde **A** es 0,59. Sin embargo, en los análisis de agua natural dados en dicho documento el valor de **A** va de 0,54 a 0,96, con la mayor concentración de valores en el rango 0,55 - 0,75, los valores que salgan de éste rango presentan irregularidades en su calidad. De acuerdo con Moran (com. pers.) la relación propuesta por Hem se ajusta muy bien a los datos de aguas naturales con valores bajos de sulfatos y cloruros. Dado esto, se tomaron los datos de Sólidos Disueltos Totales y Conductividad disponibles (no todas las muestras tienen estos datos) y se graficaron con el fin de identificar que tanto se ajustan los datos recolectados con esta relación. Es importante resaltar que esta relación funciona con valores tomados en campo ya que al retirar las muestras de agua de las condiciones naturales en las que se encuentran implica cambios físico-químicos en éstas

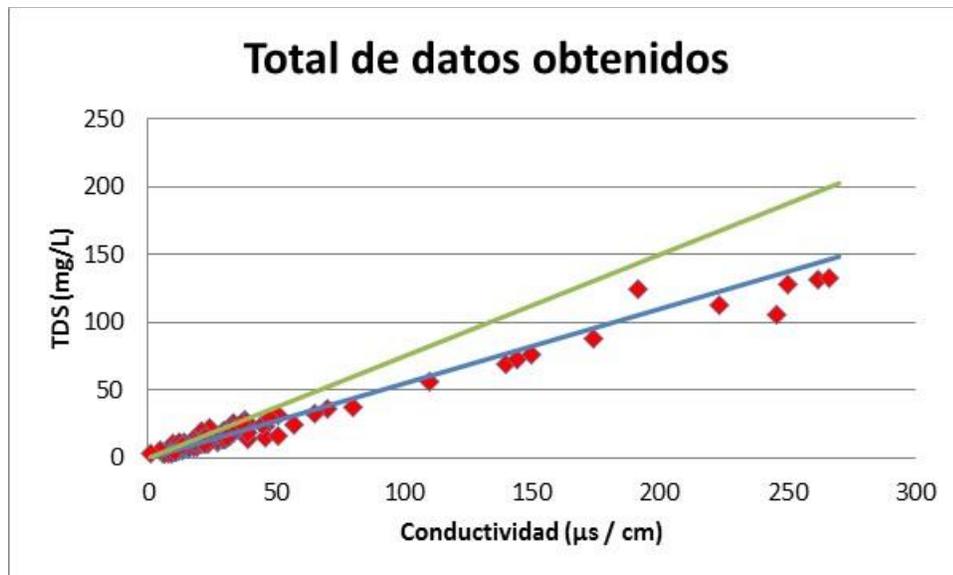


FIGURA V. 6. GRÁFICA DE TDS/CONDUCTIVIDAD DONDE LA LÍNEA VERDE CORRESPONDE AL LÍMITE 0,75 Y LA AZUL AL LÍMITE 0,55

²³ Hem, J. 1985. Study and Interpretation of Chemical Characteristics of natural Water. U.S Geological Survey Water Supply Paper 2254.

Al observar la gráfica es evidente que gran porcentaje de los puntos se encuentran por fuera del rango establecido por Hem lo cual sugiere irregularidades en el agua que está siendo registrada.

6. Tan solo desde el 2013-II se tiene información de agua subterránea la cual está restringida para el campo Quinde. La ausencia de esta información en los demás ICA es debido a que según la empresa ya que no captan agua subterránea no es deber de ellos monitorear el estado de la calidad de esta, lo cual se ve reflejado en las tablas de Programa de Seguimiento y Monitoreo donde en AMS Aguas Subterráneas reportan “NA – No aplica” (ICA 2009, ICA 2010).

PROGRAMA DE SEGUIIENTO Y MONITOREO						
ASM-1 Aguas Residuales y corrientes receptoras						
ASM-2 Aguas Subterráneas	NA	NA	NA	NA	NA	NA
ASM-3 Emisiones Atmosféricas, Calidad del Aire y Ruido						
ASM-5 Sistema de Manejo, tratamiento y disposición de Residuos						
BSM-1 Flora y Fauna						
BSM-2 Humedales	NA	NA	NA	NA	NA	NA
BSM -3 Recursos Hidrobiológicos						
BSM-1 Programa de Revegetalización y/o reforestación						
SSM-1 Manejo de los impactos sociales del proyecto						
SSM-2 Efectividad de los programas del Plan de Gestión Social						
SSM-3 Conflictos Sociales generados durante las diferentes etapas del proyecto						
SSM-4 Atención de inquietudes, solicitudes o reclamos de las comunidades						
SSM-5 Participación e información oportuna de las comunidades						

FIGURA V. 7. PANTALLAZO A TABLA DE ICA 2010-I

7. A pesar de que en el Estudio de Impacto Ambiental dicen que se tendrá un monitoreo continuo y cuidadoso con los contenidos de Aluminio, Bario, Cadmio y Plomo en el agua, se tiene que para el primero de 148 muestras solo se tienen datos en 67, mientras que para los tres restantes solo se tiene información en 32.
8. Uno de los primeros aspectos que salen a relucir en el informe es el reporte de reinyección de aguas residuales industriales en los campos Quillacinga y Cohembí, en este último no solo de aguas generadas allí sino también con aguas que son traídas en carro-tanques desde Quillacinga. En el documento, en la descripción del campo Quillacinga, dice textualmente: “Cabe aclarar que debido a las actividades de reinyección de agua residual industrial, no se realizan vertimientos a fuentes de agua superficial”, sin embargo en

ninguno de los documentos técnicos entregados previamente por la empresa (Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental) existe una descripción adecuada de las unidades litológicas a la cual esta agua es reinyectada. Es necesario realizar una caracterización hidrogeológica e hidráulica (porosidad, permeabilidad, conductividad, entre otras) de la roca que ha de almacenar estas aguas para garantizar que las unidades seleccionadas efectivamente tienen un flujo mínimo o nulo, de lo contrario no se tiene certeza alguna de ocurrencia de goteo en diferentes puntos lo cual implica vertimientos no controlados en los diferentes cauces naturales que están cercanos a las locaciones de cada uno de los campos.

PARTE VI. ANÁLISIS DE CALIDAD DEL AGUA PROYECTO "PRODUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN LAS ÁREAS DE INTERÉS QUINDE, COHEMBÍ Y QUILLACINGA

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

El Bloque Sur oriente es una zona de producción petrolera localizada en el departamento del Putumayo, antiguamente perteneciente a ECOPEPETROL y hoy perteneciente al CONSORCIO COLOMBIA ENERGY a través de un Contrato de Producción Incremental (CRÍ) firmado con Ecopetrol. El área cuenta con tres campos de producción. Quillacinga, Cohembi y Quinde. El Campo Quillacinga se ubica a 39 km hacia el sur de Puerto Vega, allí se encuentra localizada la estación Quillacinga, en la cual está el pozo Quillacinga-1 y a la cual llega el crudo de los pozos Piñuña-1, Piñuña 2 y Curiquinga-1, por línea de flujo de 4" y de los pozos Piñuña 3 y Piñuña 5 por línea de 6".

El sistema de bombeo utilizado para la extracción de crudo es bombeo hidráulico en los pozos Quillacinga-1 y Curiquinga-1 y Bombeo Electrosumergible en los demás pozos, la profundidad de los pozos es de 9.500 pies en promedio y en la Estación Quillacinga se produce un volumen aproximado de 3.000 BOPD. Las locaciones del campo Quillacinga corresponden a: Locación Pozo Curiquinga-1, Locación Pozos Piñuña 1 y 2, Locación Pozo Quillacinga-1, Locación Pozos Piñuña 3 y 5, Locación Pozos Piñuña 4 y 6, Locación Estación Quillacinga.

En el Campo Cohembi, están actualmente en producción los pozos Cohembi-1, Cohembi-2 y Cohembi-3. En este campo se encuentra además el pozo Luzón-1, el cual está abandonado por haber resultado seco. También se encuentra la infraestructura de la estación Cohembi, localizado a 26 km al sur de Puerto Vega. Las locaciones del campo Cohembi corresponden a: Locación Pozo Cohembi-1, Locación Pozo Cohembi-2, Locación Pozo Cohembi-3, Locación Estación Cohembi.

Respecto al Campo Quinde, se encuentra a 11 km al sur de Puerto Vega. Se cuenta en el área con una locación, en la cual se perforó el pozo Quinde 1, asociada a unas facilidades de superficie.²⁴

Respecto a los trámites administrativos surtidos para la aprobación de la licencia ambiental global del proyecto de explotación de hidrocarburos desarrollado por la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY en el municipio de Puerto Asís, departamento del Putumayo, fueron promulgadas cuatro resoluciones (incluyendo la Resolución No. 1017²⁵ de 2014, por la cual se resuelve recurso de reposición interpuesto contra la Resolución No. 0551 de 2014).

En principio, fue emitida la Resolución No. 0937 de 2009, la cual aprobó la explotación de seis (6) pozos distribuidos así: Pozos Cohembi-1 (Campo Cohembi), Quinde-1 (Campo Quinde), y pozos Curiquinga-1, Piñuña-1, Quillacinga-1 y Quillacinga-2 (Campo Quillacinga). Asimismo, se aprobó la perforación de cuatro (4) nuevos pozos, de los cuales tres se perforarían a partir de las locaciones existentes del pozo Quinde-1, Piñuña-1 y Quillacinga-2 y el cuarto a partir de una nueva locación. La Figura 1, muestra la distribución espacial de dichos pozos y las áreas definidas por la Resolución No. 0937 de 2009 para cada uno de los campos.

²⁴ Tomado de la Resolución No. 0551 de 2014.

²⁵ Esta resolución confirmó en todas sus partes la Resolución No. 0551 del 30 de mayo de 2014.

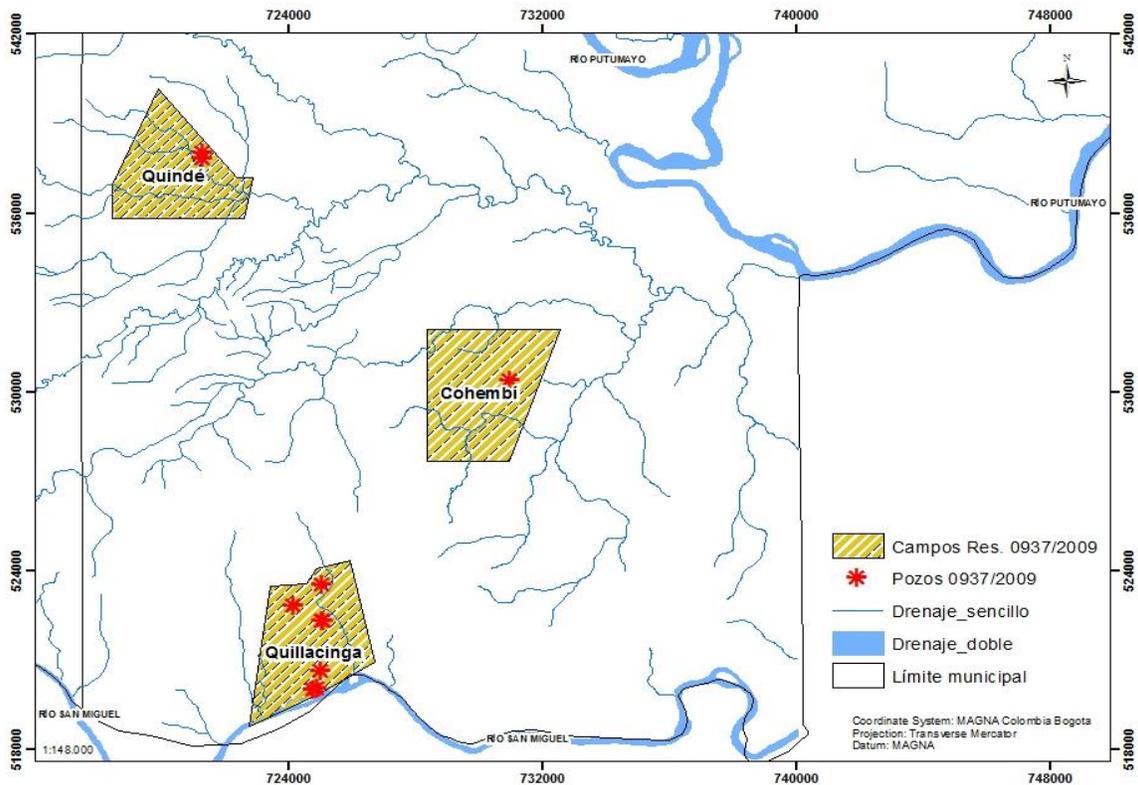


FIGURA VI. 8. LOCALIZACIÓN DE GENERAL DEL PROYECTO. RESOLUCIÓN No. 0937 DE 2009. FUENTE: IGAC26, ANH, ANLA. ELABORACIÓN PROPIA.

Posteriormente, el entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT), emite la Resolución No. 1930 de 2010, la cual autoriza al CONSORCIO COLOMBIA ENERGY a realizar vertimiento directo de aguas industriales en el río Putumayo, y además, aprueba la perforación de treinta y nueve (39) nuevos pozos distribuidos así: dieciocho (18) pozos en el campo Quillacinga, doce (12) pozos en el campo Cohembi, y nueve (9) pozos en el campo Quinde.

Finalmente, con la Resolución No. 0551 de 2014 el proyecto llega a su etapa de expansión vigente, la cual incluye la ampliación del área de interés de explotación en los campos Quinde, Cohembi y Quillacinga, y la perforación de hasta 100 pozos nuevos para la producción de hidrocarburos. La Figura 2, muestra el nuevo polígono aprobado por la providencia en cuestión, que corresponde a la ampliación del Área de Interés de desarrollo de los campos Quinde, Cohembi y Quillacinga.

²⁶ La información básica empleada para la elaboración de la cartografía presentada en el documento, corresponde a la base cartográfica del país a escala 1:100.000 elaborada por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), y la información disponible en el expediente de la Licencia Ambiental No. 4174.

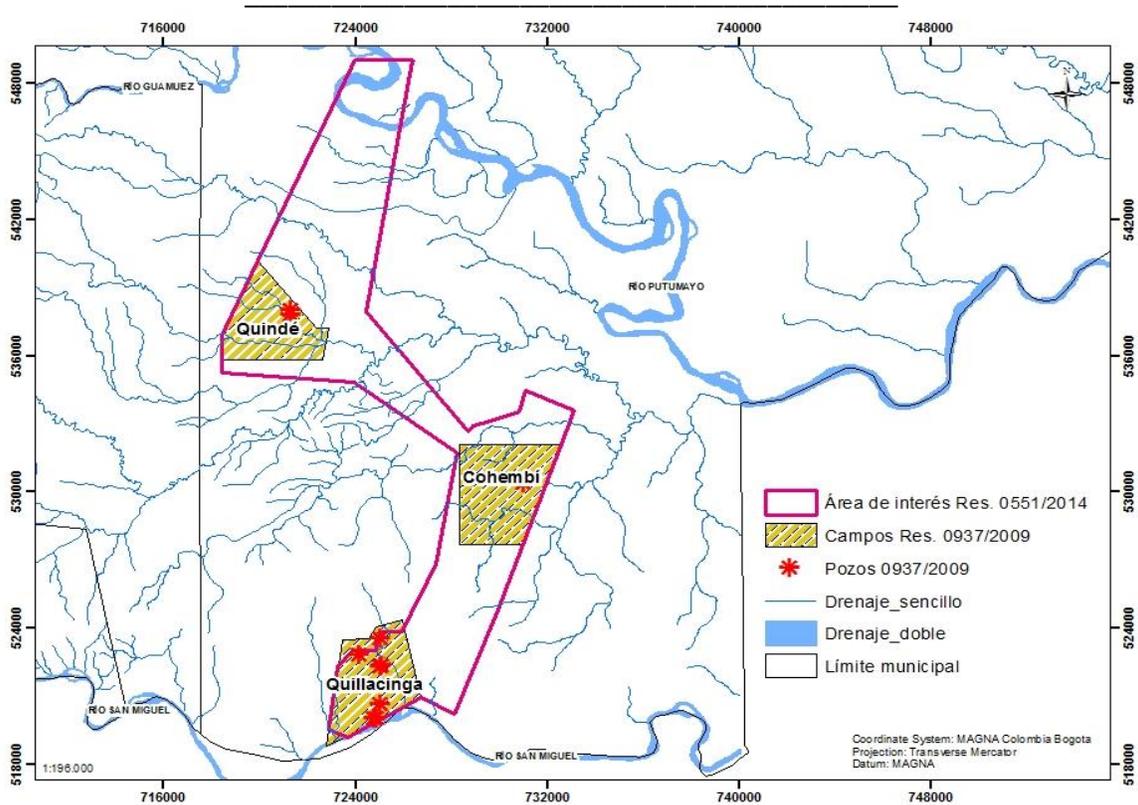


FIGURA VI. 9. LOCALIZACIÓN DE GENERAL DEL PROYECTO. RESOLUCIÓN No. 0551 DE 2014. FUENTE: IGAC, ANH, ANLA. ELABORACIÓN PROPIA.

2. DE LAS OBLIGACIONES RELATIVAS A LA CALIDAD DEL AGUA CONTENIDAS EN LA LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL

El proyecto petrolero denominado “Producción y explotación de hidrocarburos en las áreas de interés Quinde, Cohembi y Quillacinga”, localizado en el municipio de Puerto Asís, departamento del Putumayo, fue aprobado mediante Resolución No. 0937 del 22 de mayo de 2009 y modificado mediante resoluciones No.1930 del 1 de octubre de 2010, No. 0551 del 30 de mayo de 2014 y No. 1017 del 05 de septiembre de 2014.

De lo contenido en dichas providencias se señala la aprobación del vertimiento directo de aguas de origen industrial en diferentes corrientes hídricas localizadas en la cuencas hidrográficas de los ríos Putumayo y San Miguel. El MAVDT mediante Resolución No. 0937 de 2009, autorizó a la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY el vertimiento directo de las aguas residuales industriales provenientes de los campos Quinde, Cohembi y Quillacinga en las siguientes fuentes superficiales:

FUENTE SUPERFICIAL	COORDENADAS (DATUM MAGNA SIRGAS ORIGEN 3°OESTE)		CAUDAL PERMITIDO (l/s)
	ESTE	NORTE	
Quebrada Agua Blanca	1.065.091	529.042	3,7
Río San Miguel	1.054.134	519.734	16,5
Río Cohembí	1.059.312	535.993	1,84

TABLA VI. 1. FUENTES RECEPTORAS AUTORIZADAS PARA VERTIMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES (ARI). RESOLUCIÓN No. 0937 DE 2009. FUENTE: RESOLUCIÓN No. 0937 DE 2009. ELABORACIÓN PROPIA.

Que en el marco de la aprobación de dicha actividad, la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY tendría entre sus obligaciones:

“(...)

ARTÍCULO CUARTO. La Licencia Ambiental Global otorgada en la presente resolución al CONSORCIO COLOMBIA ENERGY, lleva implícito el uso, aprovechamiento y/o afectación de los siguientes recursos naturales renovables:

(...)

a) Para las aguas residuales industriales originadas de la perforación de los nuevos pozos y del desarrollo de los campos, el vertimiento de las mismas se deberá realizar una vez se encuentre dentro de los criterios de calidad admisibles establecidos en los artículos 40, 41 y 72 del Decreto 1594/84, para uso del recurso agrícola y vertimiento a cuerpo de agua respectivamente, además de caudal, cloruros, fenoles, hidrocarburos totales, DQO, Bario y Plomo. In situ: pH, temperatura, caudal, oxígeno disuelto y conductividad eléctrica.

(...)

c) *En los Informes de Cumplimiento Ambiental se deberá entregar un análisis de los resultados de la caracterización físico-química, en el marco de la normatividad ambiental vigente (Decreto 1594 de 1984, artículos 40, 41 y 72)”. (Subrayado fuera de texto)*

Luego, con la modificación de la licencia ambiental global mediante Resolución No. 1930 de 2010 para el incremento en la producción de hidrocarburos en los campos Quinde, Cohembí y Quillacinga, aprobando la perforación de 39 pozos (18 pozos en el Campo Quillacinga, 12 pozos en el Campo Cohembí, y 9 pozos en el Campo Quinde), y la ampliación de la infraestructura existente, fue necesario ampliar y modificar los permisos de uso y aprovechamiento de las fuentes naturales; entre ellos, el vertimiento directo a fuentes hídricas superficiales y el vertimiento mediante inyección en los pozos Luzón 1 ubicado en el Campo Cohembí, el pozo Quinde-1 en el Campo Quinde, y Quillacinga-2 en el Campo Quillacinga.

Las fuentes hídricas superficiales autorizadas para el vertimiento directo de aguas residuales industriales provenientes de los tres campos, previo tratamiento, se enuncian a continuación:

FUENTE SUPERFICIAL	INICIO		FINAL		CAUDAL PERMITIDO (l/s)
	ESTE	NORTE	ESTE	NORTE	
Río San Miguel	724.647	519.767	724.952	519.880	16,5
Río Cohembí	725.363	535.888	725.342	536.082	16,5

Río Putumayo	727.145	547.250	727.437	547.259	20,2
--------------	---------	---------	---------	---------	------

FUENTE SUPERFICIAL	COORDENADAS (DATUM MAGNA SIRGAS ORIGEN 3°OESTE)		CAUDAL PERMITIDO (l/s)
	ESTE	NORTE	
Quebrada Agua Blanca	1.065.091	529.042	3,7

TABLA 2. FUENTES RECEPTORAS AUTORIZADAS PARA VERTIMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES (ARI). RESOLUCIÓN NO. 1930 DE 2010. FUENTE: RESOLUCIÓN NO. 1930 DE 2010. ELABORACIÓN PROPIA.

Que sumado a la aprobación del vertimiento directo adicional sobre el río Putumayo, dicha modificación incluyó lo siguiente:

(...)

ARTÍCULO SÉPTIMO. Modificar el Numeral 2 del Artículo Cuarto de la Resolución 937 del 22 de mayo de 2009, el cual quedará así:

(...)

2.4. Se autoriza al CONSORCIO COLOMBIA ENERGY el vertimiento mediante inyección en los pozos Luzón-1 ubicado en el Campo Cohembí, el pozo Quinde-1 en el Campo Quinde y Quillacinga-2 en el Campo Quillacinga y la perforación de un nuevo pozo inyector en cada uno de los Campos.

2.5. Se autoriza el vertimiento mediante un evaporador con capacidad de 17500 BWPD.

PARÁGRAFO. El vertimiento en el río San Miguel se efectuará como máximo por los próximos dieciocho (18) meses, contados a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo, por lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo.

Obligaciones:

(...)

c) Sobre Calidad de Agua deberá presentar:

i. La identificación o definición de los usos del agua longitudinalmente a lo largo de la corriente. Esta información se debe obtener de consultas directas a la comunidad y de la revisión de información en CORPOAMAZONÍA, referente a los Planes de Ordenamiento y Manejo de la Cuenca, la definición de objetivos de calidad, los registros de concesiones y licencias de agua, entre otros.

ii. Mediciones de Carga Contaminante (W) Aguas arriba del vertimiento, sitio de disposición, aguas abajo del vertimiento y estaciones adicionales en cada vertimiento o afluente que ingrese al sistema dentro del tramo afectado por el proyecto. La caracterización se realizará mediante la toma de muestras integradas de 24 horas durante una semana y cada mes del año. Parámetros a medir en cada estación In situ: pH, temperatura y caudal. b). En laboratorio: cloruros, hidrocarburos totales, DBO5, DQO, dureza total, fenoles, grasas y aceites, sólidos suspendidos y totales, conductividad eléctrica, turbiedad, sodio, bario, cadmio, cromo, plomo y níquel.

(...)

f) En los Informes de Cumplimiento Ambiental – ICA se deberá precisar la fecha en que se hicieron tales vertimientos, caudal de cuerpo de agua al momento del vertimiento, tipo de descarga, tasa de descarga la cual en ningún momento podrá sobre pasarse los 2 lps y un análisis de los resultados de la caracterización físico-química, que demuestre el cumplimiento a cabalidad de lo establecido en el Decreto 1594 de 1984; el incumplimiento a este Decreto o de cualquiera de los

requerimientos establecidos en el presente acto administrativo, que genere algún impacto negativo al medio ambiente será causa de la suspensión del permiso de vertimiento.

g) Realizar la caracterización físico química mensual cuando se esté realizando el vertimiento y siguiendo la masa de agua, durante la ejecución del proyecto y al finalizar el mismo, de los cuerpos de agua autorizados, 100 metros aguas arriba y 100 metros aguas abajo del sitio de vertimiento, donde se incluyan los siguientes parámetros: pH, caudal, temperatura, oxígeno disuelto, sólidos suspendidos, coliformes fecales, coliformes totales, alcalinidad total, dureza total, conductividad eléctrica, hierro, cloruros, DQO, DBO5, grasas y aceites, nitratos, sulfatos, fosfatos y sodio.”

h) Previo a la realización de los monitoreos se deberá informar a la autoridad ambiental regional para que realice el respectivo seguimiento, en caso de que ésta lo considere pertinente. Luego de realizar dichos monitoreos, se deberán presentar los resultados a este Ministerio y a la Corporación dentro de los Informes de Cumplimiento Ambiental – ICA con los análisis y comentarios respectivos.

i) Para la inyección, en los Planes de Manejo Ambiental específicos el Consorcio debe incluir el análisis de los siguientes aspectos:

1. La autorización del Ministerio de Minas y Energía para intervenir la formación seleccionada.
2. Volumen de agua estimada para inyectar.
3. Proyección de agua residual industrial a producir.
4. Presión estimada de inyección comparada con las características de la formación receptora.
5. Descripción y especificaciones de la infraestructura y equipos a instalar para llevar a cabo la reinyección.
6. Condiciones fisicoquímicas en las que se plantea inyectar las aguas de producción.
7. Descripción estratigráfica e hidráulica de la(s) unidad(es) receptora(s).
Columna estratigráfica del pozo o los pozos inyectoros con sus respectivos espesores e interpretación geológica
8. Mapa estructural del área (en lo posible que abarque la mayor área posible), con el fin de definir la conectividad de la unidad en la que se piensa inyectar con acuíferos suprayacentes.
9. Consideraciones técnicas realizadas a partir de la información estructural para evaluar si la reinyección de las aguas de Formación no afectará a los acuíferos superiores.

(...)” (Subrayado fuera de texto)

Asimismo, en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) elaborado por Geocol y presentado para la actualización de la licencia ambiental otorgada mediante Resolución No. 0937 de 2009, incluye la ficha de manejo No. 8 denominada “Reinyección de aguas de formación asociadas al crudo”, la cual señala dentro de los impactos ambientales a manejar el: “cambio en las características fisicoquímicas de los cuerpos de agua”, y, frente a las aguas subterráneas menciona: “Se deben realizar pruebas de inyektividad, ya que algunas unidades receptoras podrían presentar sensibilidad a sólidos disueltos y/o al aceite suspendido en el agua a inyectar. Con estas pruebas se determina la capacidad de recepción de la unidad elegida.” (Subrayado fuera de texto)

Respecto al monitoreo de las aguas subterráneas (no menciona con qué frecuencia), se indica lo siguiente:

*“(…) Concentraciones de parámetros fisicoquímicos del agua de inyección (pH, temperatura, conductividad, sólidos totales disueltos, cloruros, aceites y grasas y TPH)
Concentraciones de metales pesados (Ba, Cd, Cr, Pb y Hg)”*

De otro lado, y continuando con el análisis de los actos administrativos modificatorios de la licencia ambiental global otorgada al CONSORCIO COLOMBIA ENERGY, fue promulgada la Resolución No. 0551 de 2014, cuyo objeto fue ampliar el área de interés de desarrollo (ampliación de las áreas de los campos Quinde, Cohembí y Quillacinga) e incrementar la producción de hidrocarburos a través de la perforación de nuevos pozos.

Dentro de las actividades objeto de modificación con la nueva resolución se destacan: i) la “construcción de 20 locaciones (plataformas multipozo) nuevas, en cada una de las cuales se perforará hasta cinco (5) pozos, es decir, que en el Área de Interés del Bloque Suroriente se perforará hasta 100 pozos nuevos para la producción de hidrocarburos”, ii) la “perforación de hasta 20 pozos nuevos, para la disposición de aguas de formación y para recobro secundario, mediante la inyección y reinyección de aguas”, y iii) la “exploración de aguas subterráneas a través de la perforación de cinco (5) pozos cada uno con un caudal de 4 l/s (para uso doméstico e industrial), dichos pozos se ubicarán en las estaciones existentes (Quinde, Cohembí y Quillacinga) o en locaciones por construir”.

Lo anterior, implicó entonces la ampliación y modificación de los permisos de uso y aprovechamiento de las fuentes naturales; entre ellos, el aumento de caudal concesionado en los ríos Cohembí, Putumayo y San Miguel, y el vertimiento de aguas residuales industriales, el cual, quedó señalado de la siguiente forma:

“(…)

ARTÍCULO SÉPTIMO.

Modificar el artículo séptimo de la Resolución 1930 del 1 de octubre de 2010, que modificó el numeral segundo del artículo cuarto de la Resolución 0937 de 2009, en el sentido de adicionar lo siguiente:

Otorgar al CONSORCIO COLOMBIA ENERGY permiso de vertimiento para el desarrollo de las actividades de recobro mejorado (mediante inyección de aguas) y disposición de aguas de formación (mediante inyección y/o reinyección de aguas de formación) en la Formación Villeta, con una tasa máxima de inyección de 10.614 BAPD y con una presión de inyección de 1800 PSI, mediante la perforación de máximo 20 pozos nuevos.”

En lo relativo al seguimiento y monitoreo de las fuentes hídricas, la Resolución No. 0551 de 2014 señala lo siguiente:

“(…)

ARTÍCULO DÉCIMO SEXTO. *Acojer las fichas, medidas y programas de manejo ambiental presentados por el CONSORCIO COLOMBIA ENERGY en el Plan de Monitoreo y Seguimiento presentado para la modificación que se resuelve en el presente Acto Administrativo en cada uno de los medios físico, biótico y socioeconómico.*

El CONSORCIO COLOMBIA ENERGY además deberá cumplir con las siguientes obligaciones:

- a. Los monitoreos de Aguas superficiales de cuerpos lóticos y lénticos (físico-químicos, bacteriológicos e hidrobiológicos), Aguas residuales (domésticas e industriales, físico-químicos y bacteriológicos), y los monitoreos de Suelos, Aire y Ruido, deberán ser realizados cada seis (6) meses, y deberán ser presentados en los respectivos Informes de Cumplimiento Ambiental.

Dichos monitoreos deberán ser presentados con el análisis multitemporal, tendencial, histórico, cronológico y comparativo en función de los resultados obtenidos en la línea base, objeto de la presente modificación de Licencia Ambiental, Los requerimientos y obligaciones establecidos en las Resoluciones 937 de 2009 y 1930 de 2010, seguirán vigentes.

- b. Como parte del seguimiento y monitoreo de aguas subterráneas, implementar una red de piezómetros en el área de influencia de los pozos inyectores, zonas de biorremediación, estaciones, sistemas de tratamiento de aguas residuales, planta de inyección, zonas de almacenamiento de crudo, combustible, químicos y lubricantes, almacenamiento de residuos sólidos, con el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- i. El diseño de la red y ubicación debe garantizar la evaluación, mediante monitoreos, de la posible influencia de la operación, sobre las aguas subsuperficiales y subterráneas.
- ii. En cada uno de los sitios descritos se deberá construir una red de piezómetros conformada por al menos 4 o 5 piezómetros cada una; uno(1) de los piezómetros de cada red, se deberá ubicar aguas arriba (testigo) y los restantes aguas abajo de la obra o actividad en seguimiento, ya sea pozo inyector, zona de biorremediación, estación, sistemas de tratamiento de aguas residuales y/o planta de inyección, zonas de almacenamiento de crudo, combustible, químicos y lubricantes, almacenamiento de residuos sólidos según sea el sentido del flujo de las aguas subterráneas.
- iii. Para el caso de los pozos inyectores o reinyectores, se deberán realizar monitoreos de una muestra representativa de pozos y aljibes existentes en función de los puntos de agua subterránea inventariados y que se ubiquen en el área de influencia de los pozos de inyección. La ubicación de los pozos a monitorear se deberá hacer según el estudio hidrogeológico, la dirección del flujo de las aguas subterráneas, la distancia a los pozos inyectores y de acuerdo con el área de revisión que establezca el Ministerio de Minas y Energía o la ANH.
- iv. Los monitoreos físico-químicos y bacteriológicos de las fuentes subterráneas, deberán ser comparados entre sí, de acuerdo con los puntos inventariados ubicados en un radio de 1 km (1000 m) de cada punto monitoreado. Adicionalmente en los informes de monitoreo se deberá incluir las profundidades, distancias (incluyendo la distancia a los pozos y planta de inyección), y perfil estratigráfico, de cada punto o fuente subterránea monitoreada.
- v. Los parámetros a monitorear y evaluar serán: pH, temperatura, conductividad, cloruros, tensoactivos (SAAM), alcalinidad, sulfuros, metales pesados (bario, cadmio, mercurio, arsénico, cromo, plomo, níquel, zinc), fenoles, grasas y aceites, hidrocarburos, fósforo total y soluble, DBO, DQO, sólidos suspendidos, sólidos sedimentables y sólidos totales, nitrógeno total, nitrógeno amoniacal, nitritos, nitratos, fosfatos, hierro, sulfatos, coliformes fecales y totales, y demás parámetros de interés sanitario asociados a la actividad.

- vi. Los monitoreos de los pozos, aljibes y piezómetros deberán iniciarse antes de dar comienzo a la actividad respectiva, con el fin de contar con información de línea base de referencia en la condición sin proyecto. Para el caso de instalaciones existentes y en operación se deberá iniciar en un plazo no mayor a 3 meses contados a partir de la ejecutoria del presente Acto Administrativo.
 - vii. Durante el primer año de inyección, la frecuencia de monitoreos de aguas subterráneas deberá ser trimestral.
 - viii. Un mes después de realizados dichos monitoreos, presentar los resultados con el análisis respectivo, así como los resultados del estudio hidrogeológico, la localización de los piezómetros y pozos, los criterios utilizados para su ubicación y sus especificaciones, profundidad, etc y la justificación técnica del diseño de la red y ubicación de los piezómetros.
 - ix. La construcción de los piezómetros deberá garantizar que no haya comunicación con la superficie, de tal forma que no se constituya en posible fuente de contaminación de las aguas subterráneas por las actividades que se desarrollen en superficie.
 - x. De acuerdo con los resultados que se obtengan esta Autoridad podrá modificar vía seguimiento, la frecuencia y parámetros de análisis.
- c. En el primer Informe de Cumplimiento Ambiental, presentar monitoreos de una muestra representativa en función de los puntos de agua subterránea inventariados. De acuerdo con los valores reportados, éstos serán los establecidos en la línea base, con el fin que los futuros monitoreos sean presentados con el análisis multitemporal, tendencial, histórico, cronológico y comparativo en función de los resultados obtenidos en esta línea base, en los siguientes Informes de Cumplimiento Ambiental.

(...)” (Subrayado fuera de texto)

Dando alcance al artículo anterior definido en la Resolución No. 0551 de 2014, que señala: “Acoger las fichas, medidas y programas de manejo ambiental presentados por el CONSORCIO COLOMBIA ENERGY en el Plan de Monitoreo y Seguimiento presentado para la modificación que se resuelve en el presente Acto Administrativo en cada uno de los medios físico, biótico y socioeconómico”, para el presente análisis fue evaluado el Programa de Seguimiento y Monitoreo contenido en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) aprobado para el proyecto en cuestión.

En lo que a calidad del agua se refiere, el PMA actualizado incluye las fichas de manejo No. SM-1 correspondiente a “Aguas residuales domésticas e industriales e inyección/reinyección de aguas para actividades de disposición y recobro secundario”, SM-2 “Fuentes hídricas superficiales”, y SM-3 “Aguas subterráneas”.

En lo que atañe a las aguas residuales industriales la ficha de manejo SM1 indica lo siguiente:

“ (...)

Aguas residuales industriales

- Se verificará el correcto funcionamiento y mantenimiento de los sistemas de tratamiento de las aguas residuales Industriales ARI.
- Se Verificará el cumplimiento de las normas de vertimientos establecidas en el Decreto 1594 de 1984 Art. 72, 74, Decreto 3930 de 2010, o aquel que los modifique o sustituya.

Inyección/Reinyección

- Para tener un buen control de los procesos de inyección/reinyección se instalará una red de piezómetros que permitan medir la presión del agua y los respectivos niveles.
- *Monitoreos a los acuíferos de alta vulnerabilidad que puedan verse afectados por la actividad, por ello se plantean las siguientes recomendaciones:*

El monitoreo de la calidad de las aguas de aljibes y nacederos se efectuará como mínimo para aquellos ubicados a 2 km a la redonda del respectivo pozo inyector. En caso de no existir aljibes ni nacederos en el radio de 2 km se monitoreará por lo menos los dos (2) aljibes o dos (2) nacederos más cercanos al pozo inyector. Los monitoreos considerará los siguientes parámetros: pH, Temperatura, Oxígeno Disuelto, turbiedad, alcalinidad, hidrocarburos totales, DBO5, DQO, dureza total, fenoles, grasas y aceites, Aluminio, arsénico Cloruros, , Selenio, sólidos suspendidos y sólidos totales, bario, berilio, boro, cadmio, Cobalto, cromo, plomo, manganeso, molibdeno, níquel, hierro, litio, sodio vanadio, zinc, RAS, porcentaje de sodio intercambiable, nitratos y nitritos, materiales flotantes, coliformes fecales y coliformes totales”. (Subrayado fuera de texto)

Respecto a lo señalado en el programa de monitoreo y seguimiento, ficha SM-3 “Aguas subterráneas”, en materia de manejo de las fuentes hídricas se mencionan como objetivos: “i) Evaluar la calidad del agua de los acuíferos en los sitios donde se llevan a cabo actividades de exploración de aguas subterráneas, así como en los sitios donde se desarrollen actividades asociadas a la perforación y producción de hidrocarburos, ii) Mantener un control sobre los aljibes y nacederos localizados alrededor de las locaciones a través de monitoreos de la calidad del agua, iii) Con base en las pruebas de bombeo, obtener un conocimiento del acuífero explorado para su potencial uso sostenible”.

3. DE LOS INCUMPLIMIENTOS A LA LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL

En atención a lo contenido y señalado en el capítulo anterior, donde se describe la evolución de los actos administrativos modificatorios de la licencia ambiental global otorgada al CONSORCIO COLOMBIA ENERGY y se describen las obligaciones para con el proceso de licenciamiento relativas a la calidad de las fuentes hídricas, y con base en la revisión del expediente No. 4174 se evidenció el incumplimiento relativo al monitoreo de aguas subterráneas exigido por la Resolución No. 1930 de 2010 y modificado por la Resolución No.0551 de 2014.

En lo relativo a monitoreos de aguas subterráneas, la empresa allegó información adicional mediante radicado No. 4120-E1-41751 del 25 de septiembre de 2013, que constituía el soporte técnico y línea base respecto al estado de las fuentes hídricas superficiales y subterráneas antes del inicio de la ampliación del proyecto, entre otros temas ambientales que requirieron ampliación. Previamente en la descripción de las obligaciones contenidas en la Resolución No. 0551 de 2014 se mencionó lo siguiente: “(...) Los monitoreos de los pozos, aljibes y piezómetros deberán iniciarse antes de dar comienzo a la actividad respectiva, con el fin de contar con información de línea base de referencia en la condición sin proyecto”.

No obstante, la ANLA en el mismo acto administrativo, posterior a la revisión de la información adicional conceptúa lo siguiente: “(...) En el documento de Información Adicional, la Empresa ajusta el inventario de puntos de agua del AID, presentando un total de 15 nacederos y 183 aljibes, con profundidades menores a los 12 m, cuyo uso principal es el doméstico. Presentan monitoreos físico-químicos y microbiológico de 10 puntos, que de acuerdo con los reportes de resultados se

puede concluir que los parámetros monitoreados cumplen con los límites establecidos en el Decreto 1594-84 y son propios de este tipo de agua subterránea. Sin embargo, se considera que teniendo en cuenta el número de puntos inventariados, los puntos monitoreados no son representativos, por lo cual en el primer Informe de Cumplimiento Ambiental, la Empresa deberá presentar monitoreos de una muestra representativa en función de los puntos de agua inventariados, y de acuerdo con los valores reportados, éstos serán los establecidos en la línea base, con el fin que los futuros monitoreos sean presentados con el análisis multitemporal tendencial, histórico, cronológico y comparativo en función de los resultados obtenidos en esta línea base, en los siguientes Informes de Cumplimiento Ambiental. (Subrayado fuera de texto)

Adicionalmente, el informe de cumplimiento ambiental correspondiente al segundo semestre de 2014, periodo en que la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY debió allegar información relativa a las obligaciones contenidas en el ARTÍCULO DÉCIMO SEXTO de la Resolución 0551 de 2014, detalladas previamente, no presentó información alguna relacionada con la instalación de la red piezométrica ni de monitoreos de las aguas subterráneas en ese periodo.

Los monitoreos relativos a la calidad de éstas aguas se presentaron en los ICA del segundo semestre de 2013 y primer semestre de 2014. Los resultados en ambos informes indican que especies químicas metálicas (Cadmio, Plomo y Bario), presentan valores superiores a los límites establecidos en la Resolución No. 2115 de 2007 emitida por el Ministerio de la Protección Social y el MAVDT (acto administrativo que no es empleado en la comparación normativa de los reportes de aguas subterráneas, teniendo en cuenta que el monitoreo está asociado a consumo humano y doméstico). Además, el monitoreo en los dos periodos, fue realizado en cercanías al campo Quinde únicamente, lo cual no es representativo para la totalidad del proyecto, puesto que el área de interés aprobada en la Resolución No. 0551 de 2014 corresponde a un sector más amplio, incluyendo por supuesto, los campos Quillacinga y Cohembí, donde entre otras cosas, se llevan a cabo actividades de inyección de aguas de producción, actividad ésta que representa un riesgo para la calidad de las aguas subterráneas y para la población.

La Resolución No. 2115 determina los límites de importantes especies químicas que pueden generar efectos adversos en la salud de la población, límites que fueron adoptados por el país de acuerdo a las recomendaciones de las Guías de Calidad del Agua de la Organización Mundial de la Salud (OMS), emitidas en 2006. Sin embargo, la licencia solo exige la comparación con el Decreto 1594 de 1984, decreto claramente laxo en lo que respecta a los usos de agua para consumo humano. La (OMS, 2006) advierte que los efectos adversos en la salud de la población asociadas al Cadmio son la acumulación principalmente en los riñones y su semivida biológica en el ser humano es prolongada, de 10 a 35 años. Frente a la toxicidad del Plomo, la OMS indica que los lactantes, los niños de hasta 6 años y las mujeres embarazadas son las personas más vulnerables a sus efectos adversos para la salud. También advierte el plomo es tóxico tanto para el sistema nervioso central como para el periférico e induce efectos neurológicos y efectos conductuales.

Por su parte, entre los efectos adversos a la salud de la población asociadas al Bario, se describen los señalados por (ATSDR, 2007), donde la exposición durante períodos relativamente breves a niveles de bario puede causar perturbaciones gastrointestinales y debilidad muscular. La ingestión durante un período breve de cantidades de bario más altas que las que ocurren normalmente en los alimentos y el agua puede producir vómitos, calambres estomacales, diarrea, dificultad para respirar, aumento o disminución de la presión sanguínea, adormecimiento de la cara y debilidad

muscular. La ingestión de cantidades muy altas de compuestos de bario que se disuelven fácilmente puede alterar el ritmo del corazón y producir parálisis y posiblemente la muerte.

Considerando lo anterior, la pregunta en este punto es **¿por qué la licencia ambiental consideró el monitoreo de aguas subterráneas hasta la promulgación de la Resolución 0551 de 2014, si desde la Resolución No. 1930 de 2010²⁷ se autorizó el vertimiento por inyección en pozos, lo que implicaba un riesgo sobre las aguas subterráneas al mismo tiempo que sobre la salud de la población y requería necesariamente el monitoreo de las mismas?**

Por otro lado, se indica que la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY en lo relativo a las pruebas de inyectividad exigidas desde la modificación de la Resolución No. 0937 de 2009, a lo largo del desarrollo del proyecto presentó a la ANLA a través de los Informes de Cumplimiento Ambiental datos relativos a este proceso (reportados en los ICA correspondientes al primer y segundo semestre de 2013 y primer semestre de 2014), todos estos enfocados a variables como presión y caudal de inyección dentro del pozo, y no, a información relativa a la calidad fisicoquímica del agua a inyectar, tal y como le fue exigido en el ARTÍCULO SÉPTIMO de la Resolución No. 1930 de 2010, y reiterado en el ARTÍCULO DÉCIMO SEXTO de la Resolución No. 0551 de 2014.

Al respecto, la Ficha de Manejo No. 9 “Reinyección de gas y aguas de formación asociadas al crudo”, presentada por Geocol (2011), en el Estudio de Impacto Ambiental para la modificación de la Resolución No.1930, enuncia los riesgos que existen producto del vertimiento de aguas de producción mediante inyección en pozos, y las actividades que deben ser desarrolladas en torno al seguimiento de las aguas subterráneas, precisando la importancia del mismo:

“ (...)”

Unidad receptora de la reinyección

En general, en cualquier proyecto de reinyección existe el riesgo potencial de la comunicación vertical del agua residual inyectada con acuíferos más superficiales, ya sea por el fracturamiento del estrato confinante durante el proceso de inyección, por mal sello de la formación confinante o por efecto geológico. (...)

Aguas subterráneas

Se deben realizar pruebas de inyectividad, ya que algunas unidades receptoras podrían presentar sensibilidad a sólidos disueltos y/o al aceite suspendido en el agua a inyectar. Con estas pruebas se determina la capacidad de recepción de la unidad elegida.

²⁷Según información contenida en el Concepto Técnico No.13134 del 18 de diciembre de 2014 emitido por ANLA, la reinyección de aguas residuales industriales comenzó en el mes de abril de 2012 y se realiza sobre las estaciones de Quillacinga-1 y Cohembí-1.” Esto quiere decir, que desde ese momento hasta la fecha de emisión de la Resolución No. 0551 de 2014 fueron reinyectadas aguas residuales industriales sin considerar dentro de las obligaciones de la licencia un seguimiento y monitoreo a las aguas subterráneas, que por dicha actividad podrían haber sido alteradas.

El frente de agua residual en el acuífero confinado será sometido a procesos de difusión y dispersión longitudinal y transversal, que favorecerá la mezcla con el agua nativa, para alcanzar, progresivamente, las características del agua del acuífero. Por lo tanto, es recomendable efectuar un análisis químico completo del agua a disponerse, en forma periódica, a fin de conocer la variación de la calidad de agua a disponerse, y así prevenir cualquier problema a nivel del pozo inyector y del acuífero receptor del agua.

El caudal y presión del agua inyectada, así como la calidad del fluido a disponerse en la formación objetivo deberán ser controlados permanentemente, a fin de prevenir el taponamiento del acuífero objetivo donde se dispone el agua de producción, por la incompatibilidad de las aguas presentes con las inyectadas (en el caso de que se use la Formación Pepino), que conlleven a reacciones fisicoquímicas perjudiciales para el proceso y en consecuencia desencadenen diversos problemas operativos. De ocurrir el taponamiento de la formación confinada, el agua inyectada podría migrar hacia la superficie y alcanzar acuíferos superiores, con el consecuente daño ecológico. (...)
(Subrayado fuera de texto)

En ese sentido, y teniendo en cuenta que la reinyección de aguas residuales industriales se lleva a cabo desde el mes de abril de 2012, se evidencia claramente el incumplimiento por parte de la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY en cuanto al reporte dentro de las pruebas de inyectividad de datos asociados a la calidad fisicoquímica de las aguas objeto de inyección, que de acuerdo a lo mencionado previamente dentro de la ficha de manejo No. 9 que indicó: “(...)Se deben realizar pruebas de inyectividad, ya que algunas unidades receptoras podrían presentar sensibilidad a sólidos disueltos y/o al aceite suspendido en el agua a inyectar. Con estas pruebas se determina la capacidad de recepción de la unidad elegida.”, tal capacidad de recepción de agua inyectada en las unidades geológicas donde se precisó realizar la inyección se desconoce, de manera que la única información relativa a las características fisicoquímicas de las aguas de formación que están siendo reinyectadas, serán las consultadas en los reportes de aguas residuales industriales (ARI) incluidos dentro de los ICA, los cuales serán presentados en capítulos posteriores.

Frente a lo anterior, la ANLA no ha emitido concepto respecto al incumplimiento del artículo DÉCIMO SEXTO de la resolución No. 0551 de 2014. De la revisión del expediente No. 4174 se encuentra únicamente la emisión del Auto 0841 del 03 de marzo de 2015. El concepto dado por esta entidad relativo a las aguas subterráneas fue en relación al campo Quinde únicamente (puesto que el acceso a los campos Quillacinga y Cohembí estaba restringido por bloqueos en la vía y puentes inhabilitados), y a la fecha, no se presentan monitoreos de aguas residuales industriales en el campo Quinde. Del Auto se destaca lo siguiente:

“ (...)

Seguimiento a fuentes hídricas subterráneas

Durante la visita de seguimiento la comunidad expuso que los aljibes del área de influencia de la locación de la Estación de Quinde, se vieron afectados con los eventos de derrame de crudo ocasionados en ese sector, y que actualmente no pueden hacer uso del agua debido a que presenta una capa de grasa y aceite, y un olor muy fuerte a crudo, por lo cual los niños y adultos se han visto afectados en su salud. La tendencia del medio es acumulativa,

teniendo en cuenta que el área corresponde a una red de humedales, por lo cual, la medida no es efectiva, en relación a que no se han realizado actividades de seguimiento y monitoreo a estos aljibes y áreas aledañas para determinar la incidencia de los derrames de crudo en estas áreas, lo cual es responsabilidad de la Empresa, teniendo en cuenta las actividades petroleras que realiza en estas áreas. A su vez, esto incide directamente en el entorno y bienestar de la comunidad.” (Subrayado fuera de texto)

Finalmente, en lo relativo al cumplimiento de la normativa colombiana, en lo que a vertimientos y calidad del agua se refiere, Decreto 1594 de 1984, la revisión del expediente incluidos los Informes de Cumplimiento Ambiental (ICA) del periodo comprendido entre el II Semestre de 2009 y el II Semestre de 2014 (exceptuando el ICA del segundo semestre de 2011 puesto que no estaba disponible en el expediente), permitió evidenciar el incumplimiento de las obligaciones definidas en las Resoluciones No. 0931 de 2009, No. 1930 de 2010 y No. 0551 de 2014. Asimismo, como elemento complementario de análisis, se emplearon y evaluaron los monitoreos de calidad de agua superficial y subterránea elaborados por el laboratorio Corporación Integral del Medio Ambiente (CIMA). El análisis de calidad de agua que evidencia el incumplimiento de las obligaciones contenidas en la licencia ambiental por parte de la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY se presenta en los capítulos siguientes.

4. CONTEXTO ESPACIAL DE LA CUENCA Y PRINCIPALES FUENTES HÍDRICAS SENSIBLES DE CONTAMINACIÓN

El proyecto de explotación de hidrocarburos se encuentra localizado sobre las cuencas hidrográficas de los ríos Putumayo y San Miguel, en el sector sur oriental del departamento del Putumayo. Las corrientes superficiales más vulnerables debido a los vertimientos de aguas residuales industriales y domésticas efectuados por el proyecto son los ríos San Miguel, Cohembí y Putumayo, y la Quebrada Agua Blanca.

Como fue enunciado previamente, estas corrientes hídricas son las fuentes receptoras de vertimientos de aguas residuales industriales (ARI) generadas dentro del proyecto, las cuales fueron autorizadas por la Resolución No. 0551 de 2014. Las aguas de producción o ARI generadas desde la estación Quillacinga son vertidas en el río San Miguel, las producidas en la estación Cohembí en la Quebrada Agua Blanca, y las generadas en la estación Quinde, se vierten al río Cohembí. No obstante, según el Concepto Técnico No.13134 del 18 de diciembre de 2014, ANLA señala lo siguiente: “(...) En el campo Quinde no se están generando aguas residuales industriales. La empresa aclara que a partir del 02 de abril de 2012, se suspendieron los vertimientos directos al río San Miguel; y que las aguas residuales industriales tratadas son reinyectadas a los pozos Quillacinga-1 y Cohembí-1.” La Figura 3 muestra la localización de los puntos de vertimiento autorizados sobre estas corrientes.

Revisión del proceso de licenciamiento ambiental para la explotación petrolera en el Corredor Puerto Vega – Teteyé (Putumayo).

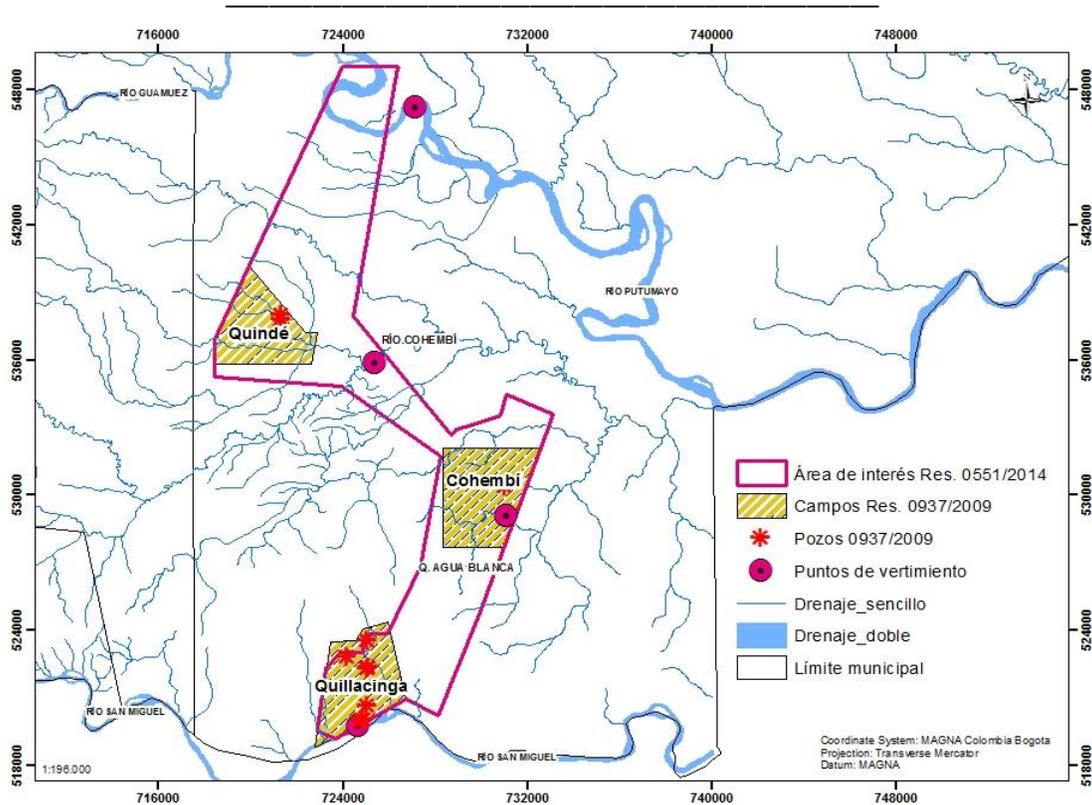


FIGURA VI. 10. VERTIMIENTOS AUTORIZADOS SOBRE FUENTES SUPERFICIALES. RESOLUCIÓN 0551 DE 2014. FUENTE: IGAC, ANH, ANLA. ELABORACIÓN PROPIA.

Asimismo, la Resolución No.1930 de 2010 dentro de su articulado, consideró el permiso de vertimiento mediante inyección y/o reinyección de aguas de formación; actividad que según en EIA del proyecto es considerada como potencialmente generadora de contaminación de las aguas subterráneas. Por tanto, esta providencia consideró e incluyó el monitoreo permanente de las aguas subterráneas mediante una red de piezómetros, monitoreo que como fue descrito previamente, no fue incluido dentro del ICA correspondiente al II semestre de 2014, periodo en que debía presentarse información al respecto.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS FÍSICOQUÍMICOS DEL MUESTREO REALIZADO POR LA CORPORACIÓN INTEGRAL DEL MEDIO AMBIENTE (CIMA) EN ZONA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO PETROLERO

El análisis de calidad del agua efectuado por CIMA entre los días 18 y 28 de abril de 2015, en zona de influencia del proyecto de explotación de hidrocarburos en los campos Quinde, Cohembi y Quillacinga, consideró treinta y dos (32) puntos de monitoreo distribuidos así: diez (10) aljibes localizados en predios rurales cercanos al área de explotación petrolera empleados fundamentalmente para uso doméstico, seis (6) puntos de agua de naturaleza léntica, y dieciséis (16) corrientes superficiales (lóticos). La localización espacial de los puntos de monitoreo se presenta en la Figura 4.

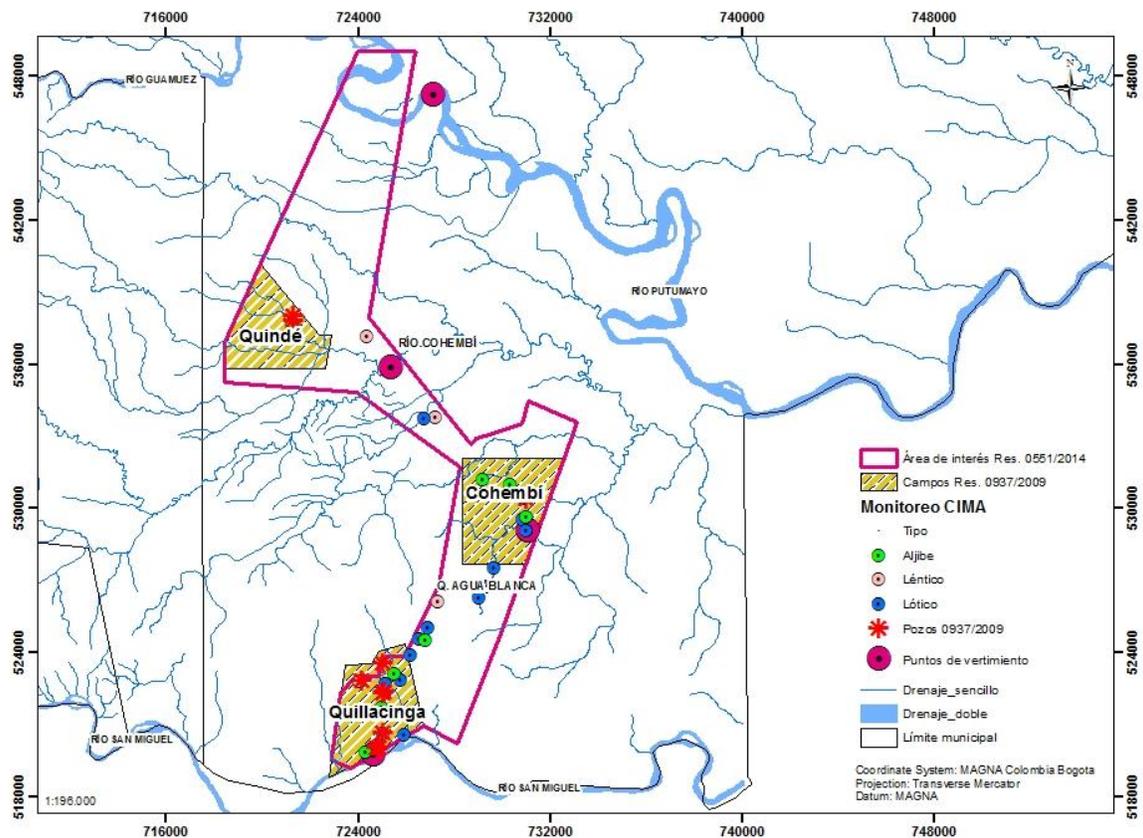


FIGURA VI. 11. MONITOREO DE AGUA EFECTUADO POR LA CORPORACIÓN INTEGRAL DEL MEDIO AMBIENTE (CIMA) EN ZONA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO. FUENTE: IGAC, ANH, ANLA, CIMA. ELABORACIÓN PROPIA.

En total, fueron monitoreados treinta y siete (37) parámetros fisicoquímicos dentro de los cuales se destacan los relativos a: DBO5, DQO, Fenoles Totales, Grasas y Aceites, Hidrocarburos Totales y algunos metales (Plomo, Cadmio, Arsénico y Bario). Esto, debido a que presentaron un comportamiento singular respecto a los parámetros restantes.

La normativa de referencia empleada por CIMA para determinar el cumplimiento de los parámetros fisicoquímicos objeto de monitoreo corresponde al Decreto 1594 de 1984. Para el presente análisis, además de lo consignado en dicha providencia, serán empleados los valores de referencia recomendados por las Guías de Calidad del Agua de la Organización Mundial de la Salud (OMS) emitidas en 2006, para el caso de los aljibes puesto que son empleados para consumo doméstico y revisten gran importancia en materia de salud pública.

5.1 Resultados reportados por CIMA del monitoreo en aljibes

Respecto al monitoreo de aljibes, fueron empleados para el presente análisis los reportes presentados para Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO), Demanda Química de Oxígeno (DQO), Grasas y Aceites, Fenoles Totales, Plomo, Cadmio y Arsénico. Los niveles de referencia empleados para algunos de los parámetros mencionados, corresponden a lo establecido en el Decreto 1594 de 1984, artículos 38 y 39 (límite consumo humano), y 42 (contacto primario con fines recreativos). Asimismo, se emplean los niveles recomendados por la Resolución No.2115 de 2007 y por la OMS (2006) en las Guías para la Calidad del Agua Potable.

El comportamiento de la DBO y DQO reportó en el aljibe denominado *Ferley Díaz*, altos valores en estos dos parámetros, lo que sugiere que este punto presenta altos contenidos de materia orgánica susceptible a ser degradada biológica o químicamente, tal y como lo evidencian los resultados de laboratorio presentados de 179,4 y 493,6 mg/L de O₂, respectivamente.

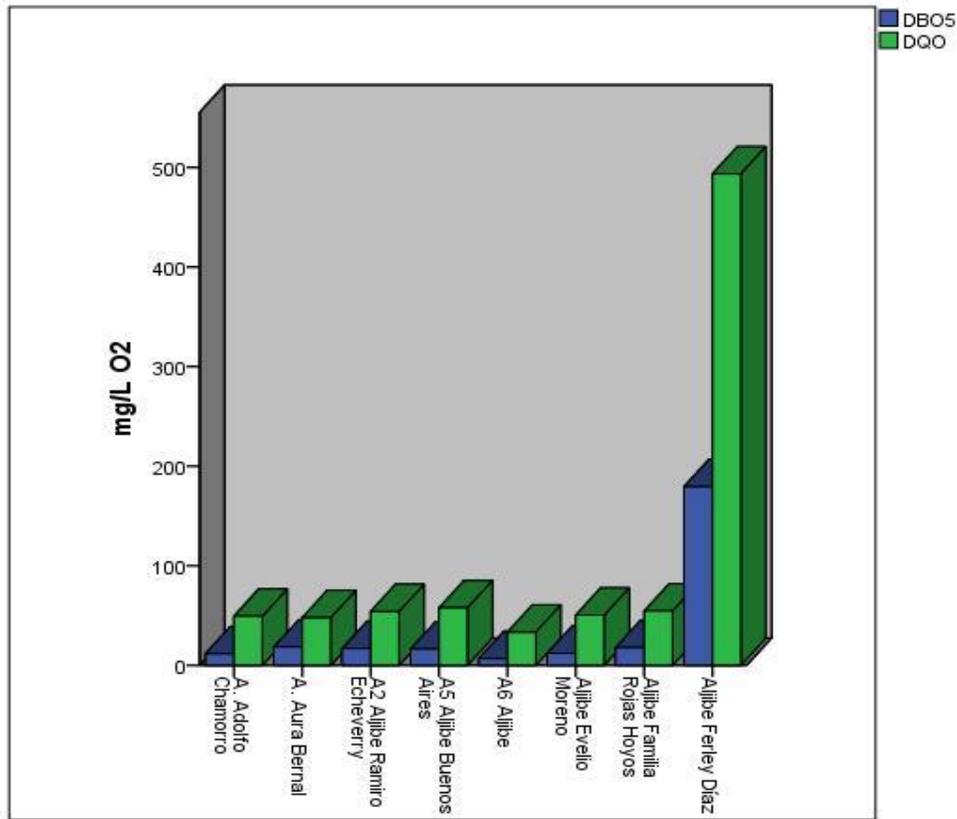


FIGURA VI. 12. CONCENTRACIÓN DE DBO Y DQO EN ALJIBES. FUENTE: CIMA, 2015 ELABORACIÓN PROPIA.

En lo que respecta al parámetro de Grasas y Aceites, el aljibe *Ferley Díaz* presenta los valores más altos del total muestreado, alcanzando una concentración de 884,5 mg/L, valor coherente con el reportado para Hidrocarburos Totales, de 1680 mg/L. El comportamiento de los puntos de monitoreo restantes respecto a Grasas y Aceites no superó los 10,4 mg/L, lo que sugiere una alteración significativa del mismo.

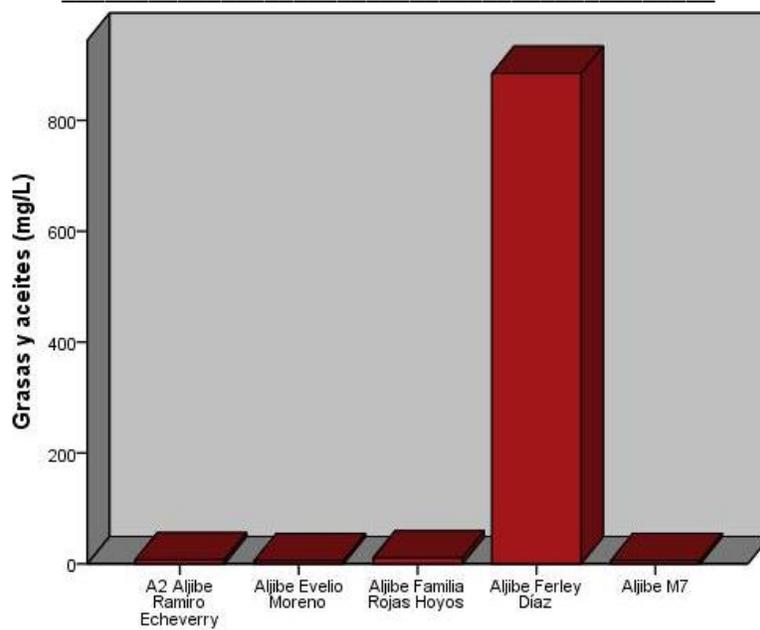


FIGURA VI. 13. CONCENTRACIÓN DE GRASAS Y ACEITES EN ALJIBES. FUENTE: CIMA, 2015 ELABORACIÓN PROPIA.

Por su parte, los Fenoles Totales presentaron en todos los puntos muestreados incumplimiento al Decreto 1594 de 1984, artículos 38 y 39 (destinación del recurso para consumo humano y doméstico los cuales indican que para su potabilización se requiere solamente tratamiento convencional y desinfección), cuyo valor permisible es de 0,002 mg/L. La Figura 7 muestra que el valor definido es superado notoriamente (entre cien y doscientas veces más) en seis de los diez aljibes objeto de muestreo. Los cuatro aljibes restantes reportaron concentraciones de <0,2 mg/L. Según lo presentado por (CIMA, 2015), no se puede concluir para estos cuatro puntos si las concentraciones reportadas se encuentran por debajo de los valores de referencia establecidos por el Decreto 1594 debido a que **el límite de cuantificación de la técnica analítica implementada por el laboratorio (<0,2 mg/L) corresponde a un valor mayor al establecido como límite máximo permisible en la normativa colombiana (0,002 mg/L).**

Revisión del proceso de licenciamiento ambiental para la explotación petrolera en el Corredor Puerto Vega – Teteyé (Putumayo).

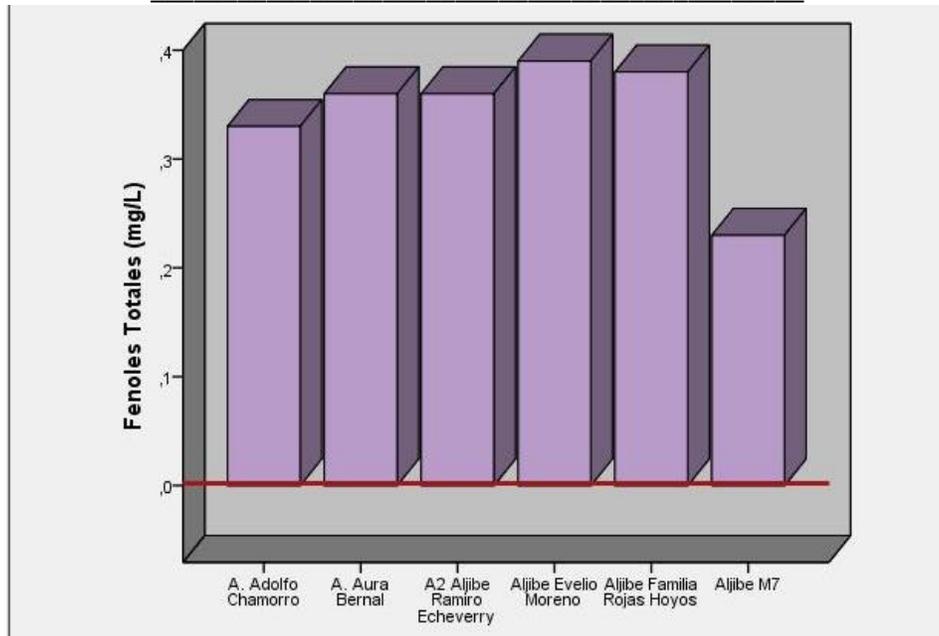


FIGURA VI. 14. CONCENTRACIÓN DE FENOLES TOTALES EN ALJIBES. FUENTE: CIMA, 2015 ELABORACIÓN PROPIA.

Finalmente, lo relativo al monitoreo de metales reportó concentraciones superiores (más de diez veces en plomo y cadmio) a las establecidas en la Resolución No.2115 de 2007, las cuales acogieron las concentraciones recomendadas por la OMS que indican un efecto adverso en la salud. El límite recomendado por la OMS y acogido por la Resolución No. 2115 de 2007 para Plomo, indica una concentración máxima admisible de 0,01 mg/L basándose en sus posibles efectos perjudiciales para la salud (línea naranja). Por su parte, el límite permisible para el Cadmio según la OMS es de 0,003 mg/L (línea roja). (Ver Figura 8)

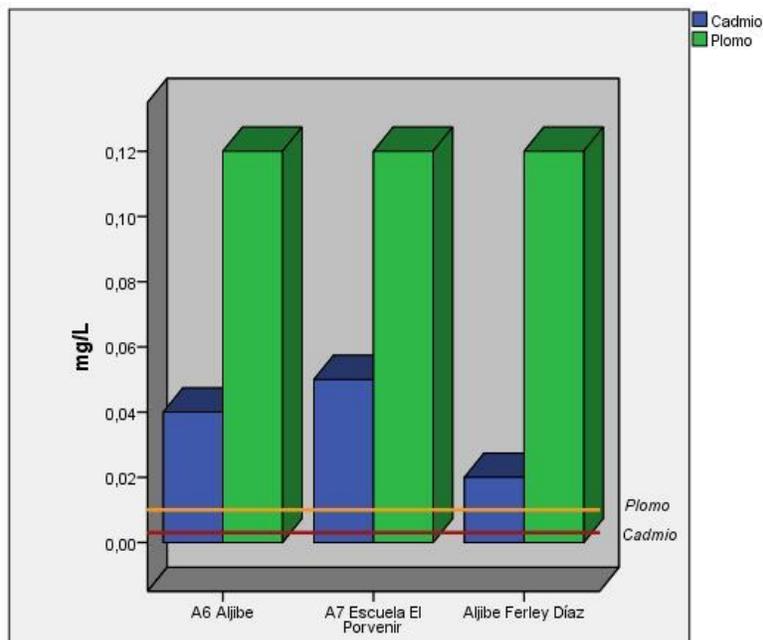


FIGURA VI. 15. CONCENTRACIÓN PLOMO Y CADMIO EN ALJIBES. FUENTE: CIMA, 2015 ELABORACIÓN PROPIA.

Finalmente, las concentraciones de Arsénico en los aljibes monitoreados superan los niveles recomendados por la OMS y acogidos en la Resolución No.2115 de 2007. La concentración máxima admisible para agua potable considerando un efecto adverso en la salud humana es de 0,01 mg/L (línea roja). La (OMS, 2006) señala que existen pruebas de estudios epidemiológicos, de que el consumo de cantidades altas de arsénico en el agua potable está relacionado causalmente con el desarrollo de cáncer en varios órganos, en particular la piel, la vejiga y los pulmones. En varias partes del mundo, las enfermedades producidas por el arsénico, como el cáncer, constituyen un problema significativo de salud pública.

La Figura 9 evidencia que dos de los diez pozos muestreados presentaron concentraciones de este metal muy por encima de las recomendaciones normativas, lo que pone de manifiesto el riesgo en la salud de la población al emplear estas aguas para uso doméstico y de consumo. Es inaceptable que un grupo de alta vulnerabilidad como los niños sea amenazado por este tipo de tóxicos, pues para el caso de la Escuela El Porvenir, la norma se supera en casi 4 veces, sin que al momento se haya denunciado el caso ni se tengan certidumbres respecto a las fuentes, muy probablemente antropicas, de este tóxico.

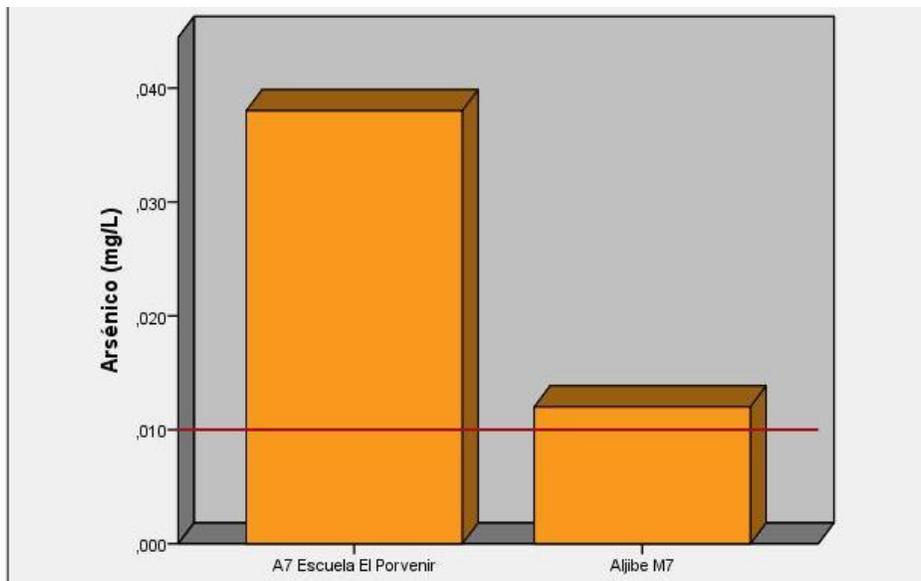


FIGURA VI. 16. CONCENTRACIÓN DE ARSÉNICO EN ALJIBES. FUENTE: CIMA, 2015 ELABORACIÓN PROPIA.

La complejidad de los datos encontrados en esta etapa del muestreo, identificando reportes que incumplen significativamente las recomendaciones normativas relativas a efectos adversos en salud, se entiende más claramente al identificar que en el informe de (CIMA, 2015) se describe la situación de algunos de los aljibes, en especial, el aljibe *Ferley Díaz*, donde se menciona que no fue posible tomar parámetros *in situ*, puesto que se encontró una capa gruesa de petróleo que cubría la superficie del cuerpo de agua, lo cual podría dañar los equipos multiparámetros.

Asimismo, el informe describe que el aljibe *Adolfo Chamorro* es utilizado como fuente principal para el abastecimiento de todas las necesidades de la familia, situación ésta que despierta gran preocupación por los niveles de fenol encontrados en este punto (Figura 7), que superan

notoriamente los niveles establecidos por el Decreto 1594 de 1984, el cual indica una concentración máxima de 0,002 mg/L para consumo humano y doméstico requiriendo para su potabilización solamente tratamiento convencional o desinfección.

Según (ATSDR, 2008), el contacto con la piel con cantidades altas de fenol ha producido quemaduras, daño del hígado, orina de color oscuro, latido irregular del corazón y en algunos casos, la muerte. La ingestión de concentraciones altas de fenol ha producido quemaduras internas y la muerte. Por lo anterior, además del aljibe *Adolfo Chamorro*, es claro que cinco aljibes más presentan concentraciones considerablemente altas de fenoles, lo cual se constituye como un riesgo para la salud de las familias que emplean estas aguas para uso doméstico.

Finalmente, el Bario, otro de los elementos objeto de monitoreo reviste gran importancia debido a que varios compuestos de este componente son usados para fabricar lodos de perforación. No obstante, **el límite de cuantificación empleado por el laboratorio de (<1 mg/L), no permite determinar si puede haber riesgo a la salud de la población debido al consumo o al contacto con este elemento.** La Resolución No. 2115 de 2007, señala que el límite máximo permisible frente a efectos adversos a la salud es de 0,7 mg/L.

5.2 Resultados reportados por CIMA del monitoreo en cuerpos lénticos

Respecto al monitoreo denominado cuerpos lénticos, los cuales incluyen en su mayoría lagunas y nacederos, se emplearon los reportes presentados para Grasas y Aceites, Hidrocarburos Totales, Fenoles Totales, Plomo y Cadmio. Los niveles de referencia empleados para los parámetros mencionados corresponden a lo establecido en los artículos 40,41 y 42 del Decreto 1594 de 1984.

La alta concentración de grasas y aceites en cuerpos lénticos se observó significativamente en la *Laguna Cuembí 2*, con una concentración de 4132,4 mg/L. Este cuerpo de agua según (CIMA, 2015), se encuentra localizado junto al pozo Cohembí, donde se identificó una descarga sobre la laguna. Este cuerpo hídrico de naturaleza léntica se encuentra cercado por una barrera de contención. Las muestras se tomaron dentro de la barrera y en ella se encontró presencia de iridiscencia y burbujas de crudo en la superficie. Los cuerpos de agua restantes no superaron los 19, 3 mg/L, lo que evidencia la complejidad y singularidad de la Laguna Cuembí 2.

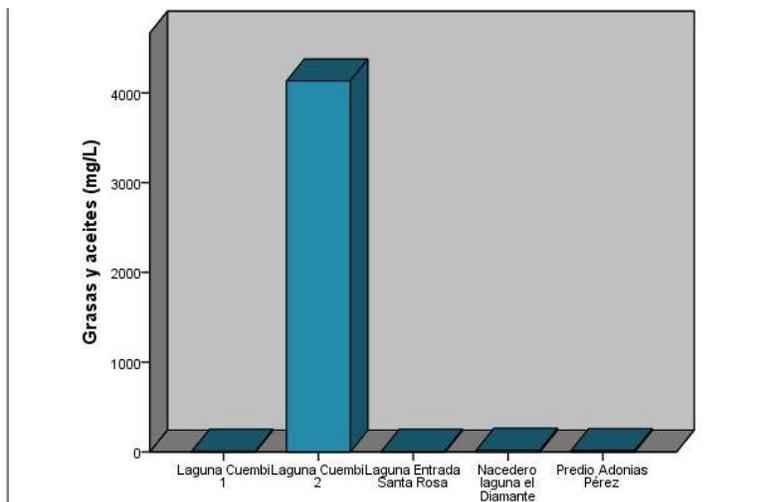


FIGURA VI. 17. CONCENTRACIÓN DE GRASAS Y ACEITES EN CUERPOS LÉNTICOS. FUENTE: CIMA, 2015 ELABORACIÓN PROPIA.

En lo relativo a las concentraciones de hidrocarburos totales, la situación esperada, dada la descripción del punto anterior, es de altas concentraciones de este parámetro en la *Laguna Cuembí 2*. El valor registrado en este punto y observado en la Figura 11 fue de 670 mg/L, y una concentración menor, aunque representativa y muy superior a los demás registros de 57, 2 mg/L en la *Laguna Entrada Santa Rosa*, punto en el cual (CIMA, 2015), describe que al remover el sedimento afloran burbujas de crudo a la superficie y que la zona de la laguna se encuentra rodeada de pastizales por las actividades de ganadería y agricultura. De acuerdo con los testimonios de las comunidades, si bien hubo actos terroristas hacia 2002-2003, la empresa ha realizado vertimientos a lo largo de todos estos años, hasta la actualidad.

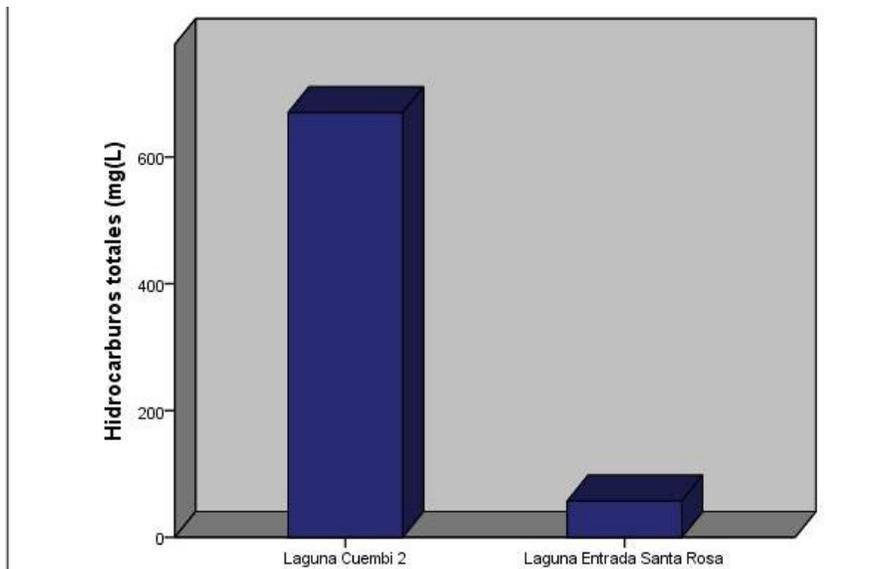


FIGURA VI. 18. CONCENTRACIÓN HIDROCARBUROS TOTALES EN CUERPOS LÉNTICOS. FUENTE: CIMA, 2015 ELABORACIÓN PROPIA.

Por otro lado, el comportamiento de los Fenoles Totales fue similar al de los aljibes, encontrando para este caso, concentraciones muy por encima (cientos de veces) de lo dispuesto en el artículo 42 del Decreto 1594 de 1984 (destinación del recurso para fines recreativos mediante contacto primario), cuyo valor permisible es de 0,002 mg/L. La Figura 12 muestra que el valor definido es superado notoriamente (más de mil veces) en las Lagunas *Entrada Santa Rosa* y *Santa Helena*.

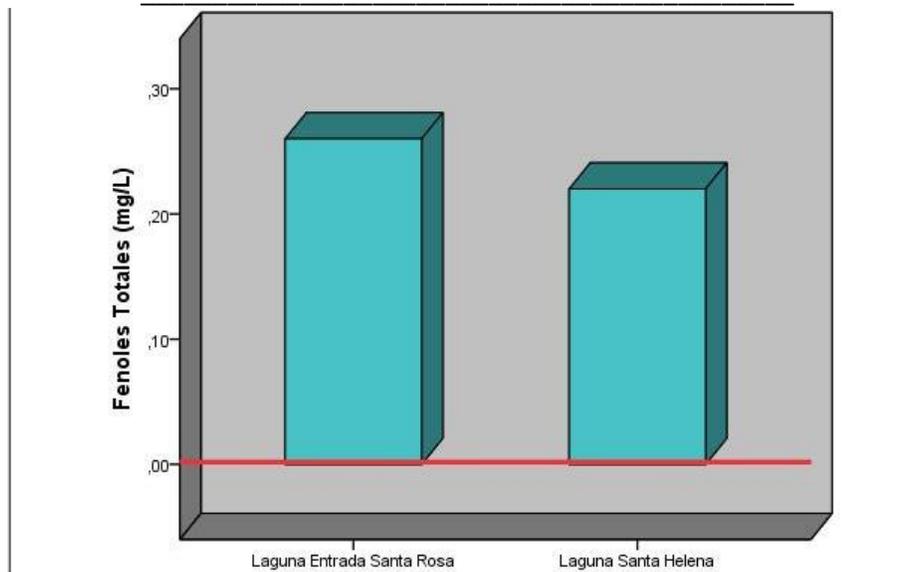


FIGURA VI. 19. CONCENTRACIÓN DE FENOLES TOTALES EN CUERPOS LÉNTICOS. FUENTE: CIMA, 2015 ELABORACIÓN PROPIA.

Frente al monitoreo de metales pesados, se encuentra que los valores más altos coinciden con los valores máximos registrados para la totalidad de parámetros analizados en este capítulo. La *Laguna Cuembí 2* y la *Laguna Entrada Santa Rosa* presentaron altas concentraciones tanto de Cadmio como de Plomo, y como se puede observar en la Figura 13, estos valores superan considerablemente los niveles establecidos por el Decreto 1594 de 1984. Para Plomo se incumplen los niveles definidos en el artículo 41, y para Cadmio, se incumplen los niveles establecidos en los artículos 40 y 41.

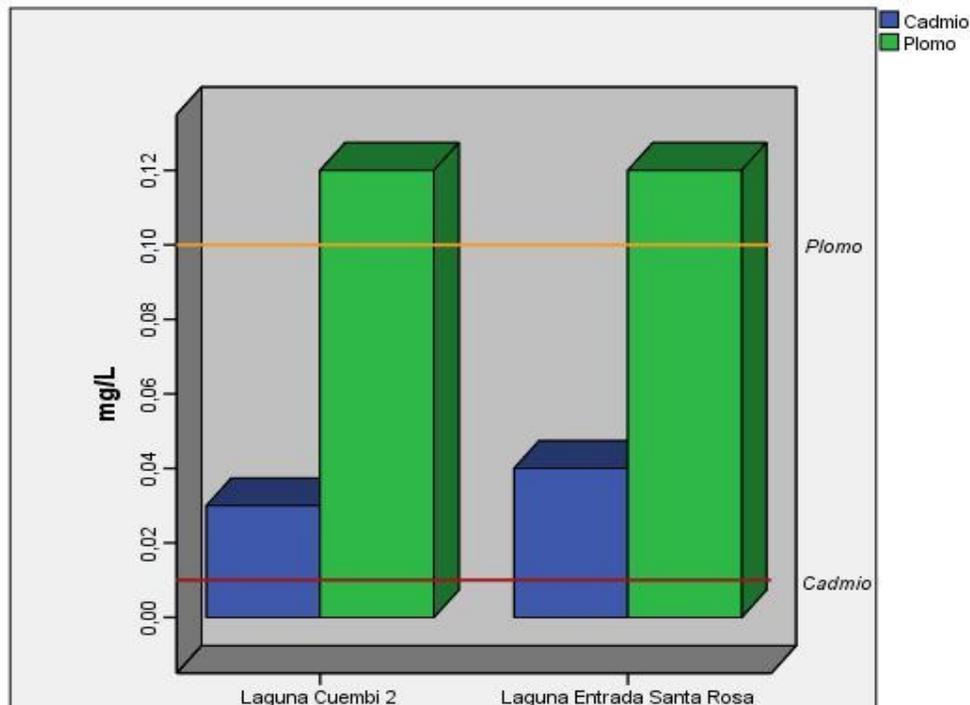


FIGURA VI. 20. CONCENTRACIÓN PLOMO Y CADMIO EN CUERPOS LÉNTICOS. FUENTE: CIMA, 2015 ELABORACIÓN PROPIA.

5.3 Resultados reportados por CIMA del monitoreo en cuerpos lóticos

Respecto al monitoreo denominado cuerpos lóticos, los cuales incluyen caños, ríos y quebradas, fueron empleados para el presente análisis los reportes presentados para Fenoles Totales, Plomo y Cadmio. Los niveles de referencia empleados para los parámetros mencionados corresponden a lo establecido en los artículos 40,41 y 42 del Decreto 1594 de 1984 (contacto primario con fines recreativos) para el caso de los compuestos fenólicos.

Respecto al comportamiento de los Fenoles Totales (Figura 14), se reportan al igual que para aljibes y cuerpos lóticos, concentraciones que superan (en cientos de veces) los niveles establecidos en el artículo 42 del Decreto 1594 de 1984 (destinación del recurso para fines recreativos mediante contacto primario), cuyo valor permisible es de 0,002 mg/L.

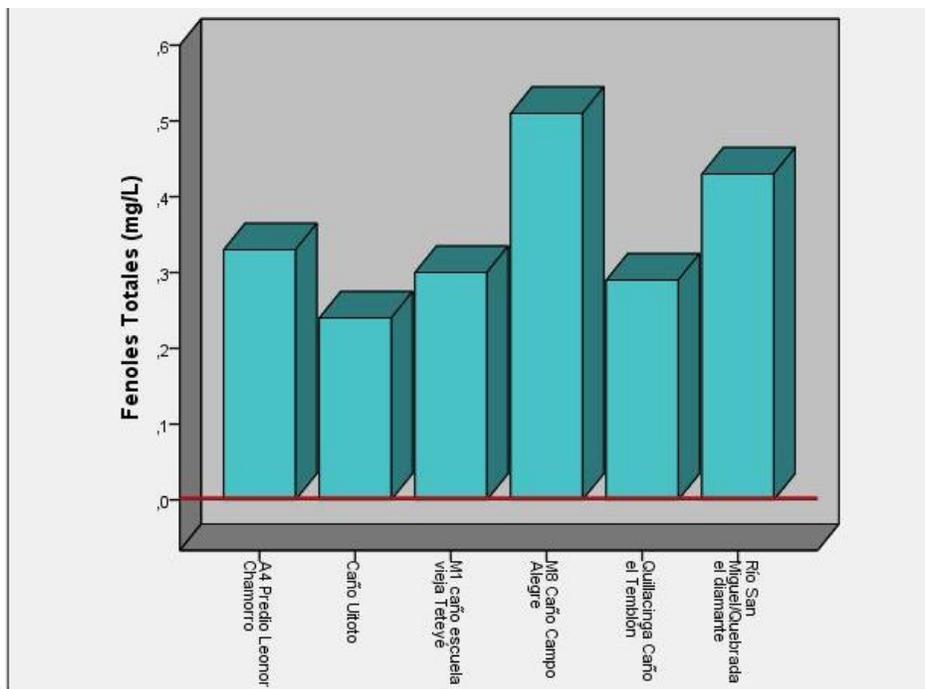


FIGURA VI. 21. CONCENTRACIÓN FENOLES TOTALES EN CUERPOS LÓTICOS. FUENTE: CIMA, 2015 ELABORACIÓN PROPIA.

Los resultados del monitoreo de metales no difieren mucho de los ya mencionados a lo largo del capítulo, incluso, para las corrientes superficiales o lóticos se presentan concentraciones más altas de Plomo. La Figura 15 muestra los valores alcanzados por estos dos elementos, valores que superan ampliamente los niveles establecidos por el Decreto 1594 de 1984. Para Plomo, se incumple el artículo 41, y para Cadmio, el artículo 40.

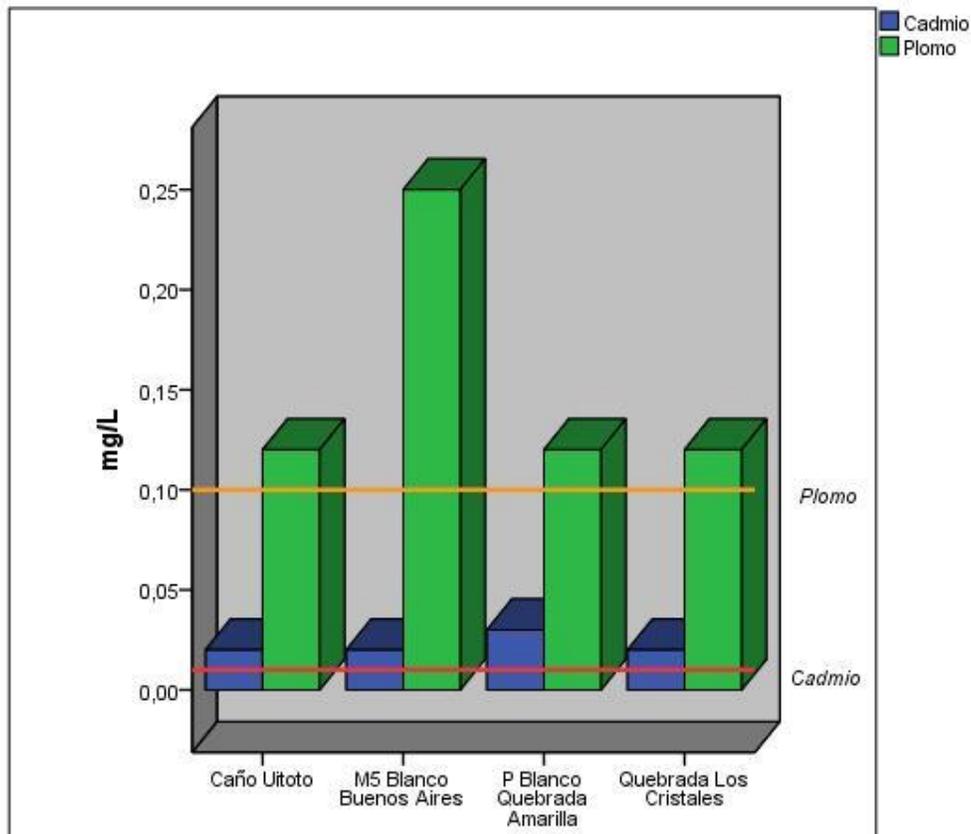


FIGURA VI. 22. CONCENTRACIÓN PLOMO Y CADMIO EN CUERPOS LÓTICOS. FUENTE: CIMA, 2015 ELABORACIÓN PROPIA.

Respecto al monitoreo efectuado por CIMA, es preciso anotar que los límites mínimos de cuantificación de la técnica analítica implementada por el laboratorio, en el caso de Fenoles Totales es de ($<0,2$ mg/L), Cadmio de ($<0,01$ mg/L) y Plomo ($<0,1$ mg/L), corresponden a valores superiores a los límites máximos permisibles definidos en el Decreto 1594 de 1984 para diversos usos. A saber, el límite de fenoles para consumo humano y doméstico requiriendo para su potabilización solamente tratamiento convencional y desinfección (artículos 38 y 39), y para fines recreativos mediante contacto primario (artículo 42) es de $0,002$ mg/L, nivel significativamente inferior al límite de cuantificación empleado por el laboratorio.

En el caso de metales como el Plomo y Cadmio, los niveles de cuantificación empleados por el laboratorio no permiten determinar concentraciones asociadas a efectos adversos en la salud, como los mencionados previamente de $0,003$ mg/L para Cadmio y $0,01$ mg/L para Plomo, recomendados por la OMS. En el caso particular del Plomo, los artículos 38 y 39 del Decreto 1594 establecen un valor de $0,05$ mg/L para consumo humano y doméstico requiriendo para su potabilización solamente tratamiento convencional y desinfección, valor más bajo que el límite de cuantificación empleado por el laboratorio de $<0,1$ mg/L.

Por tanto, en el caso del monitoreo de aljibes empleados como fuente de abastecimiento y actividades domésticas en poblaciones rurales cercanas al proyecto petrolero, existe gran incertidumbre en cuanto a los resultados reportados por el laboratorio, lo que indica que la técnica empleada para el análisis de laboratorio y el límite mínimo de cuantificación no fueron los

adecuados para determinar la alteración de las condiciones de calidad del agua y sus posibles implicaciones en la salud de la población.

En ese sentido, previo al monitoreo y a la selección del laboratorio, el Gobierno Nacional debió considerar la competencia para la realización de técnicas y ensayos del mismo, y que éstos fueran coherentes con el propósito del muestreo o del proceso, que para este caso permitieran determinar las condiciones de calidad del agua de la zona de influencia del proyecto petrolero y determinar si existe responsabilidad o no del mismo en las condiciones de calidad que fuesen encontradas.

Frente a los puntos muestreados que superaron estos límites cuantificables, evidenciaron la alteración de la calidad del agua producto del vertimiento y derrame de hidrocarburos en los cuerpos y corrientes hídricas localizadas en zona de influencia del proyecto de explotación de hidrocarburos de los Campos Quinde, Cohembí y Quillacinga, especialmente en la *Laguna Cuembí 2*, *Laguna Entrada Santa Rosa*, tal y como puede observarse en las Figuras 10 a la 15, tanto en cuerpos lóticos y lénticos.

Si bien, esta situación está fuertemente influenciada por episodios y ataques terroristas a la infraestructura petrolera que han tenido fuertes implicaciones ambientales por derrames en agua y suelo, las denuncias de la comunidad por fallas operativas y descargas no autorizadas (como la de la *Laguna Cuembí 2*), son la respuesta y la evidencia de la responsabilidad de la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY de la contaminación de fuentes hídricas en la zona, condiciones de calidad identificadas por (CIMA, 2015), y con información relativa a los vertimientos de aguas residuales industriales y eventos contingentes identificados dentro del expediente No. 4174, los cuales serán presentados en el siguiente capítulo.

6. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS REPORTES RELATIVOS A LA CALIDAD DEL AGUA CONTENIDOS EN LOS INFORMES DE CUMPLIMIENTO AMBIENTAL (ICA)

6.1 Aguas Residuales Industriales (ARI)

Para el presente análisis fueron empleados los datos disponibles en los Informes de Cumplimiento Ambiental (ICA) presentados por la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY a la ANLA en cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Licencia Ambiental Global otorgada mediante Resoluciones No. 0931 de 2009, No. 1930 de 2010 y No. 0551 de 2014. Los ICA empleados corresponden al periodo comprendido entre el primer semestre de 2010 y el segundo semestre de 2014 (exceptuando el ICA del segundo semestre de 2011 puesto que no estaba disponible en el expediente).

Los parámetros objeto de análisis corresponden a los monitoreados en las aguas residuales industriales (ARI) generadas por la actividad y que hasta antes de abril de 2012 eran vertidas al río San Miguel desde la estación Quillacinga, y a otras corrientes hídricas indicadas en el siguiente capítulo. Los puntos de monitoreo de ARI corresponden a las siguientes etapas del sistema de tratamiento de aguas residuales industriales: i) Entrada ARI, ii) Salida ARI, iii) Entrada Gun Barrel, iv) Entrada Skimming Tank, v) Salida Skimming Tank, vi) Piscina de aireación, vii) Entrada Planta de inyección, viii) Salida Planta de Inyección, y ix) Vertimiento.

Las dos primeras etapas (Entrada ARI, Salida ARI) corresponden según la información contenida en los ICA a un monitoreo general de todo el sistema de tratamiento de las aguas residuales industriales, denominado así en los informes de laboratorio reportados en los ICA. Se entiende entonces que corresponde a la entrada y la salida de las ARI generadas en los campos lo que permitiría evaluar la eficiencia del tratamiento.

Por otro lado, se describen las etapas de Gun Barrel, Skimming Tank y piscina de aireación. La primera corresponde a un tanque de lavado cuya función según las descripciones del monitoreo efectuado por (Daphnia Ltda, 2012), es el proceso de desnatado. Luego, en la etapa denominada Skimming Tank se lleva a cabo un tratamiento de clarificación mediante coagulación y floculación y posteriormente las ARI pasan hacia la piscina de aireación, la cual recibe el agua residual industrial efectuando un proceso de oxigenación y enfriamiento del agua, para posteriormente ser vertida al final del tratamiento.

Asimismo, se describen las etapas de Entrada Planta de Inyección y Salida Planta de Inyección, las cuales son descritas en los informes de laboratorio contenidos en los ICA en los periodos donde estaba autorizada la práctica de reinyección de ARI en los pozos dispuestos para tal fin. Es decir, la Salida Planta de inyección correspondería a las condiciones fisicoquímicas de ARI que son reinyectadas en el subsuelo.

Descrito esto, a continuación se presenta el comportamiento de algunos parámetros fisicoquímicos en las ARI, los cuales fueron seleccionados por registrar elevadas concentraciones y evidentes incumplimientos al Decreto 1594 de 1984. Entre éstos están la conductividad, los Sólidos Disueltos Totales (SDT), Cloruros, Fenoles Totales y Bario. Se indica también que el análisis presentado corresponde al valor promedio de las concentraciones registradas para cada caso en el record de tiempo descrito previamente. En el caso de Bario fue empleado el valor máximo registrado.

El comportamiento de la conductividad y los SDT en las etapas de entrada y salida de las ARI muestran una leve diferencia entre una y otra, entendido como la permanencia en el agua, pese al tratamiento, de sales inorgánicas como calcio, magnesio, potasio, sodio, bicarbonatos, cloruros y sulfatos. Los valores registrados para ambos parámetros analizados son tremendamente altos (Figura 16 y Figura 17), en promedio la conductividad a la salida del sistema de tratamiento durante el periodo de tiempo evaluado fue de 53.090 $\mu\text{S}/\text{cm}$ y de SDT de 30.704 mg/L, evidenciando la baja operatividad y eficiencia del sistema.

Revisión del proceso de licenciamiento ambiental para la explotación petrolera en el Corredor Puerto Vega – Teteyé (Putumayo).

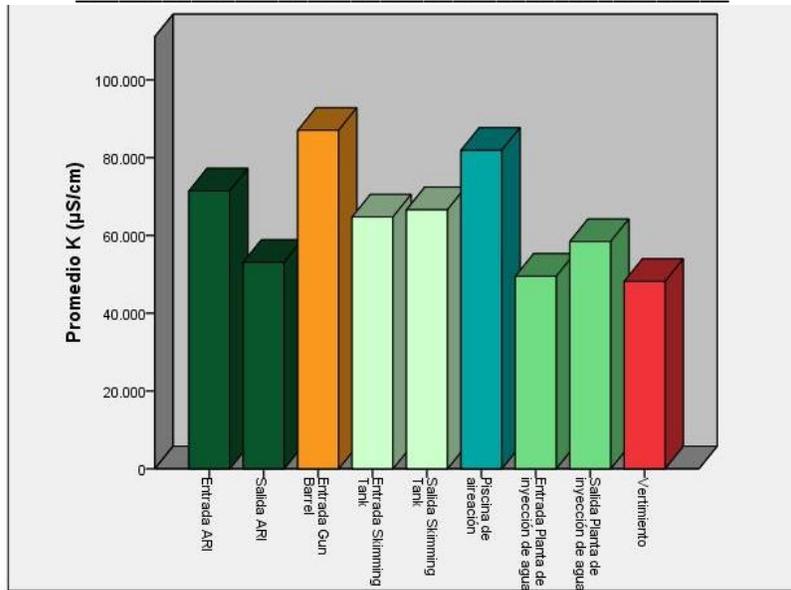


FIGURA VI. 23. CONDUCTIVIDAD PROMEDIO EN ARI. FUENTE: ICA (I SEMESTRE 2010 – II SEMESTRE 2014) ELABORACIÓN PROPIA.

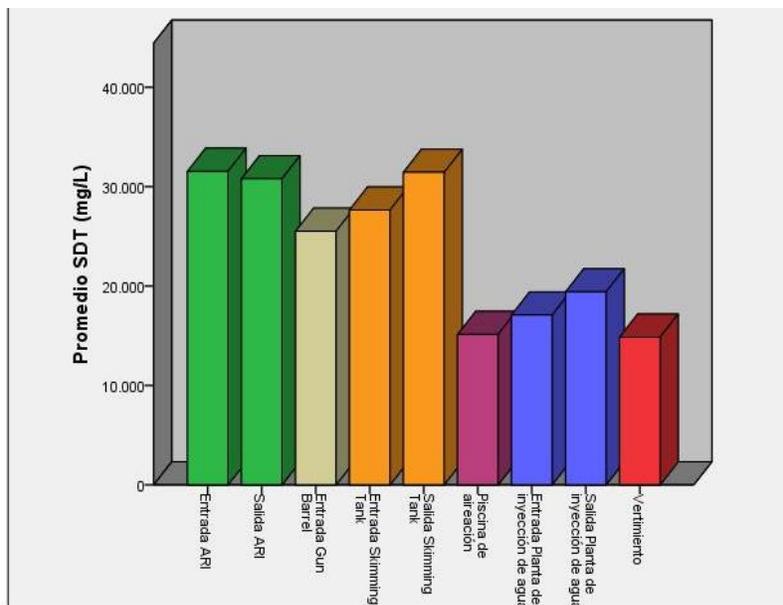


FIGURA VI. 24. CONCENTRACIÓN PROMEDIO DE SDT EN ARI. FUENTE: ICA (I SEMESTRE 2010 – II SEMESTRE 2014) ELABORACIÓN PROPIA.

Por su parte, los registros reportados en los ICA como Gun Barrel, Skimming Tank y piscina de aireación para estos dos parámetros, reportaron valores promedio altos a la salida de la piscina cuando en teoría estos debían disminuir al ser la penúltima etapa de tratamiento luego del desnatado y coagulación, floculación. El valor promedio de sólidos registrados en la piscina de aireación fue de 15.129 mg/L, cifra significativamente alta.

Finalmente, se consideraron los reportes denominados Planta de Inyección de agua, entrada y salida, para determinar las características fisicoquímicas con las que las ARI están siendo reinyectadas al subsuelo. Los valores promedio registrados muestran que los SDT contrario a

disminuir, aumentan a la salida de la planta de inyección, con un valor promedio de 19.410 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Esto quiere decir, que si bien estas aguas ya no son vertidas directamente en el río San Miguel, están siendo reinyectadas con estas características al subsuelo aumentando el riesgo de contaminación de acuíferos.

Finalmente, la barra roja indica los reportes de características fisicoquímicas de los vertimientos en aguas superficiales efectuados antes de abril de 2012, en el río San Miguel (campo Quillacinga) y la quebrada Agua Blanca (Campo Cohembí). El promedio de SDT fue de 14.859 mg/L y el de conductividad de 48.163 $\mu\text{S}/\text{cm}$.

En el informe de modelación de la calidad del agua presentado por Geocol (2009), se indicó que las aguas asociadas a los fluidos de producción en los pozos del campo Quillacinga presentaban un elevado contenido salino y por ende una alta conductividad que no se logra estabilizar en el proceso del sistema de tratamiento de aguas residuales industriales, indicando también una baja eficiencia en la remoción de carga orgánica y fenoles. Por tanto en la modificación de la licencia se solicitó autorizar la ampliación y modificación del sistema de tratamiento de aguas residuales industriales, con el objeto de lograr un efluente que cumpla con los límites establecidos en el Decreto 1594 de 1984, no obstante, los registros de altas concentraciones, especialmente de cloruros, se mantienen en el año 2014 y son la respuesta a las cifras alarmantes encontradas para conductividad y sólidos disueltos.

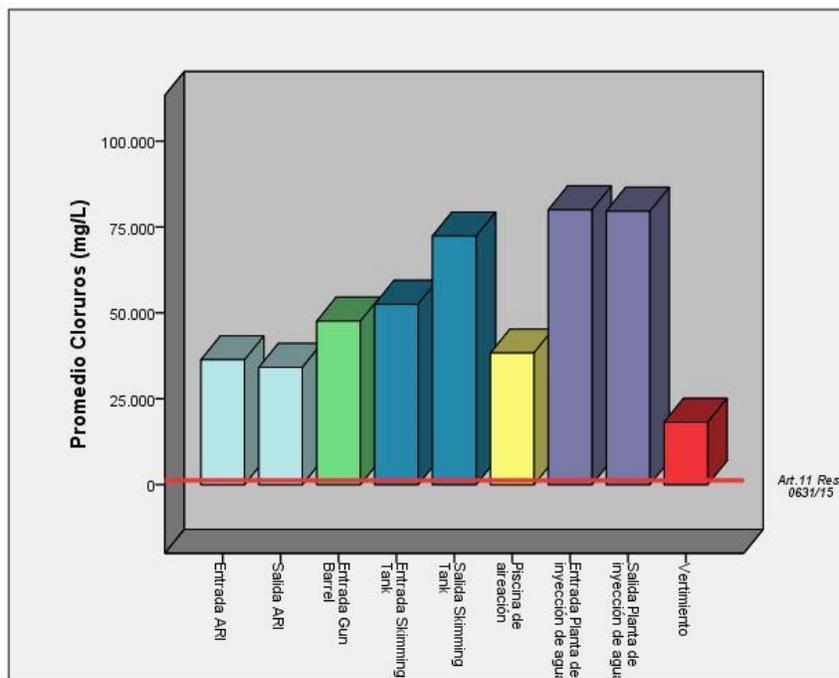


FIGURA VI. 25. CONCENTRACIÓN PROMEDIO DE CLORUROS EN ARI. FUENTE: ICA (I SEMESTRE 2010 – II SEMESTRE 2014) ELABORACIÓN PROPIA.

Del análisis de la base de datos fisicoquímicos monitoreados en las ARI, se encuentra que los cloruros son el componente principal que se traduce en altos contenidos de SDT y elevadas conductividades. Como fue mencionado previamente, para la modificación de la licencia otorgada mediante Resolución No. 0937 de 2009 se solicitó la ampliación del sistema de tratamiento dados los altos registros de este parámetro, entre otros tantos. Sin embargo, la situación no fue distinta

en años posteriores, encontrando que en 2014 el promedio de cloruros a la salida del sistema de tratamiento fue de 24.406 mg/L. En todo el record analizado el promedio del contenido de cloruros a la salida del sistema de tratamiento fue de 34.184 mg/L.

Con relación a los vertimientos directos a aguas superficiales reportados entre 2010 y 2012 en las estaciones de Quillacinga (río San Miguel) y Cohembí (Quebrada Agua Blanca), registraron un comportamiento promedio de 18.162 mg/L. Frente a esto, la Figura 18 indica a modo de ilustración, el límite máximo permisible de concentración de cloruros exigido en el Artículo 11 de la Resolución No. 0631 del 17 de marzo de 2015 emitida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), mediante la cual se establecieron los parámetros y los valores máximos permisibles de vertimientos en el país de acuerdo al sector productivo. Para el sector de hidrocarburos (Artículo 11), se estableció una concentración máxima permisible de 1200 mg/L.

Así las cosas, y aclarando que lo contenido en la Resolución No. 0631 entra en vigencia hasta el primero de enero de 2016, fue empleado como elemento comparativo y descriptivo del grado de afectación ambiental que pudo ser generado a estas aguas, que superan ampliamente las concentraciones que debe tener el efluente industrial.

Respecto a las aguas reinyectadas en el subsuelo, las condiciones no cambiaron posterior al año 2012. El sistema de tratamiento es deficiente y a la salida de la planta de inyección de agua el promedio de cloruros varía levemente y presenta una concentración promedio de 79.609 mg/L, características con las que las aguas son reinyectadas al subsuelo y se desconoce el impacto que se puede estar presentando en los acuíferos, y si tales condiciones fisicoquímicas son aceptables e inofensivas para el medio donde están siendo inyectadas. Se reitera entonces lo señalado en el capítulo de incumplimientos a la licencia, que indicó que la empresa no realiza el monitoreo de aguas subterráneas y no presenta niveles de aceptabilidad de condiciones fisicoquímicas en el subsuelo con la realización de esta práctica.

Los fenoles, otro parametro referenciado por Geocol (2009) con dificultades para su remoción dentro del sistema de tratamiento de aguas, muestra también cifras alarmantes. En las etapas de Entrada ARI y Salida ARI, los valores promedio muestran que la tendencia después del proceso es creciente, alcanzando valores de 196 mg/L a la salida. La piscina de aireación reportó los valores promedio más altos con 507 mg/L, lo cual evidencia indiscutiblemente que los sistemas de tratamiento de este proyecto son absolutamente deficientes e inoperantes, y que los parámetros aumentan conforme el agua es conducida por cada etapa.

Los vertimientos efectuados en el río San Miguel y quebrada Agua Blanca presentaron un promedio de fenoles de 323 mg/L, valor que supera ampliamente lo establecido en el artículo 74 del Decreto 1594, que indica las concentraciones para el control de la carga de sustancias de interés sanitario con un límite de 0,2 mg/L.

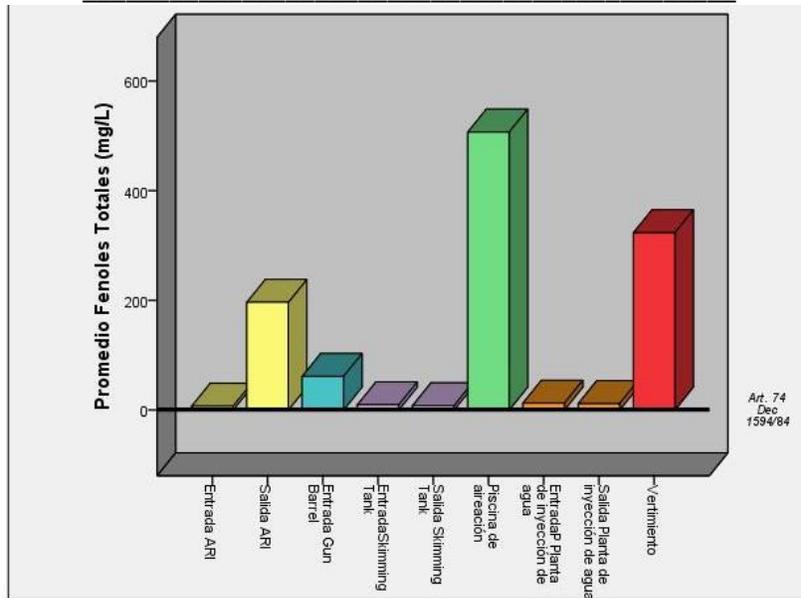


FIGURA VI. 26. CONCENTRACIÓN PROMEDIO DE FENOLES TOTALES EN ARI
FUENTE: ICA (I SEMESTRE 2010 – II SEMESTRE 2014) ELABORACIÓN PROPIA.

Finalmente, se presenta el comportamiento del Bario. Según (Antek S.A, 2014), el monitoreo de este elemento en el campo suroriente es de gran importancia debido a que los compuestos de Bario son usados para fabricar lodos de perforación, y en caso de tener exposición a grandes niveles de Bario puede causar alteraciones y daños a la salud.

Los resultados en las ARI muestran que este elemento presenta altas concentraciones en las diferentes etapas del sistema de tratamiento, se resalta especialmente el contenido de éste en los vertimientos realizados sobre aguas superficiales (barra roja) y a la salida de la planta de reinyección de agua (barra azul), donde el promedio de concentración fue de 7 y 9 mg/L respectivamente, superando el límite permisible establecido en el artículo 74 del Decreto 1594.

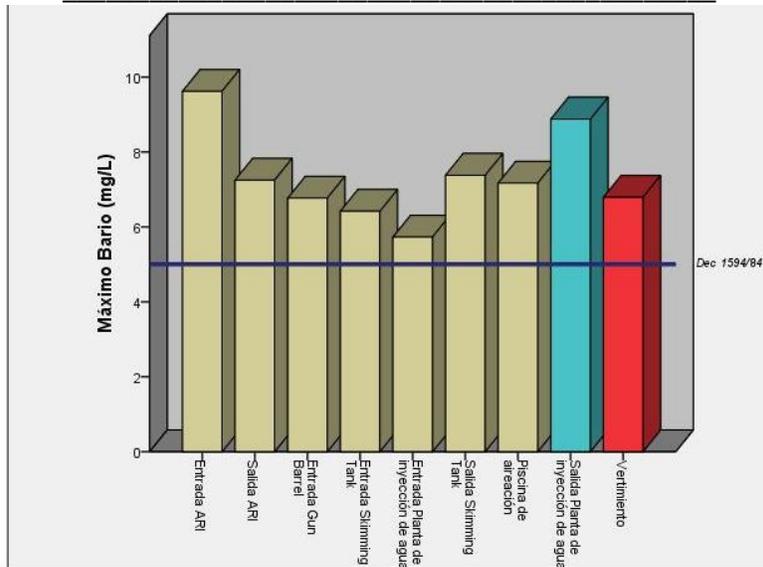


FIGURA VI. 27. CONCENTRACIÓN MÁXIMA DE BARIO EN ARI. FUENTE: ICA (I SEMESTRE 2010 – II SEMESTRE 2014)
ELABORACIÓN PROPIA.

El análisis anterior reviste gran importancia porque del cumplimiento de las normas que rigen los procesos de licenciamiento ambiental y del control de los componentes ambientales que son susceptibles de daño, determinan el grado de afectación y el grado de responsabilidad del solicitante de la licencia para con los elementos naturales que puede alterar.

Pese a que es claro que las normas vigentes en cuanto a vertimientos y usos del agua en el país son laxas y no evalúan ni definen límites permisibles para muchos de los parámetros analizados en el documento; más allá de eso, la importancia radica en poder determinar la naturaleza de esos compuestos y el orden de magnitud de las concentraciones que están siendo vertidas en las fuentes hídricas superficiales y subterráneas, y si éstas tienen la capacidad de recibir tales concentraciones sin alterar sus características fisicoquímicas y biológicas.

La naturaleza química de las aguas producidas se considera entonces como un gran riesgo para el componente hídrico, con mayor razón si están siendo reinyectadas y pueden estar contaminando aguas subterráneas, que como bien se enunció en los capítulos anteriores, la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY no realiza, y por tanto se desconocen las condiciones de agua subterránea del sector y si esta práctica ha incidido o alterado su calidad.

Según la Ficha de Manejo definida en el EIA presentado para la modificación del proyecto en el año 2011, estas aguas de formación contienen sales disueltas, gases (CO , CO_2 , H_2S), además de sólidos en suspensión; los cuales pueden contener en algunos casos vestigios de metales pesados y posiblemente radiación proveniente del estroncio y del radio.

Pese a la complejidad y naturaleza tóxica para el ambiente y la salud de las aguas producidas, y que el análisis anterior permitió evidenciar que los sistemas de tratamiento son absolutamente deficientes e inoperantes, estas aguas están siendo reinyectadas pese a las altas concentraciones de cloruros, sólidos y fenoles, y los acuíferos, los más vulnerables ante esta práctica, no están siendo monitoreados.

Frente al modelo de calidad de agua exigido en la licencia ambiental para determinar si los cuerpos receptores de vertimiento no alteran sus condiciones por recibir determinada carga contaminante ha sido presentado por la empresa desde el año 2009. El primer informe de modelación fue allegado mediante radicado No. 145669-09 de 2009.

Las variables de entrada del modelo relacionadas con las concentraciones u observaciones reales de los vertimientos de la estación Quillacinga al río San Miguel corresponden según el documento “Modelación calidad del agua bloque sur oriente” elaborado por Geocol (2009), a las características de calidad de vertimiento en ese entonces obtenido del sistema de tratamiento en la estación Quillacinga, correspondientes a condiciones críticas de operación. Según la información aportada en dicho documento, se emplearon datos observados y monitoreados en el 2008 para el desarrollo del modelo. Algunos de los datos que fueron empleados para correr el modelo fueron: conductividad que oscila entre 11.070 y 25.610 $\mu\text{S}/\text{cm}$, cloruros entre 1950 y 9926 mg/L y fenoles de 0,01 mg/L.

Para el año 2012, mediante radicado 42616-12 la empresa presentó el documento relativo al modelo de calidad de agua para los ríos San Miguel, Cohembí y Putumayo. Tres años después, y con el evidente incumplimiento a las normas y datos exorbitantes en las concentraciones de cloruros, sólidos disueltos, fenoles, etc, asociados a la estación Quillacinga, fueron empleados nuevamente para la modelación las observaciones del año 2008, concentraciones notablemente más bajas que las condiciones reales del vertimiento para la fecha, principalmente en fenoles, que para las estaciones de Quillacinga y Cohembí presentaron un promedio de 323 mg/L y el valor de entrada del modelo presentado en 2012 para este parámetro fue de 0,01 mg/L.

6.2 Aguas Superficiales

El análisis de este componente recogió la información de monitoreos realizados sobre los ríos San Miguel, Cohembí, quebradas Agua Blanca, Campo Alegre, El Diamante, y el Caño Mochilero. Es preciso aclarar que la quebrada Agua Blanca fue autorizada por la Resolución No. 0937 de 2009 como fuente receptora de los vertimientos de aguas residuales industriales (ARI) provenientes de la estación Cohembí, sin embargo, a la fecha la empresa señala que no se están efectuando vertimientos.

Igual situación se señala para el río Cohembí, que fue autorizado para la descarga de ARI de la estación de Quinde, no obstante, según la información contenida en el expediente, a la fecha las aguas generadas están siendo transportadas hasta la estación Quillacinga donde posteriormente son reinyectadas. Finalmente, el río San Miguel fue autorizado como fuente receptora de los vertimientos de la estación Quillacinga y suspendido a partir del año 2012, año en el cual comenzó la práctica de reinyección de las aguas residuales sobre este mismo campo. Por lo anterior, los puntos monitoreados se efectuaron aguas arriba y aguas abajo de los mencionados vertimientos. Los monitoreos en las corrientes restantes se realizan aguas abajo y aguas arriba de las captaciones de agua autorizadas para el desarrollo de la actividad.

Para efectos del presente documento, se enuncian a continuación los parámetros que monitoreados a lo largo de la operación del proyecto presentaron comportamientos particulares o superaron los niveles establecidos por el Decreto 1594 de 1984.

El primer parámetro a analizar corresponde a la conductividad. La Figura 21 muestra que el registro máximo de conductividad se observó en el río San Miguel localizado sobre el sector de Quilacinga, registrando 1570 $\mu\text{S}/\text{cm}$ como valor máximo de conductividad aguas abajo del vertimiento en el mes de agosto de 2010, y aguas arriba de 4320 $\mu\text{S}/\text{cm}$ en el monitoreo efectuado el mes de septiembre de ese mismo año.

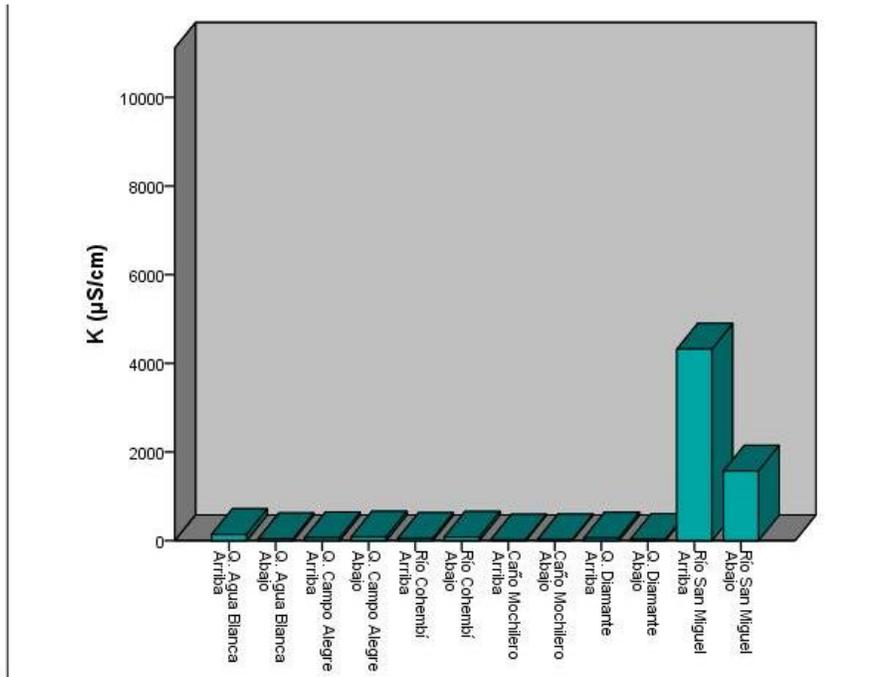


FIGURA VI. 28. CONDUCTIVIDAD MÁXIMA EN FUENTES SUPERFICIALES. FUENTE: ICA (II SEMESTRE 2009 – II SEMESTRE 2014) ELABORACIÓN PROPIA.

Otro parámetro importante que presentar es el del contenido de cloruros. La Figura 22 muestra que el río San Miguel registró un valor de 7521 mg/L en el monitoreo efectuado en enero de 2010, aguas arriba del vertimiento. De otro lado, los nitritos también registraron un comportamiento particular (Figura 23), especialmente en el río Cohembi. Este parámetro alcanzó una concentración máxima de 5,6 mg/L medida en el mes de noviembre de 2013 y notablemente distinta al comportamiento de otras fuentes superficiales y a la tendencia que este parámetro presentó a lo largo de los años que en este punto oscilaba entre 0,003 y 1,7 mg/L.

Revisión del proceso de licenciamiento ambiental para la explotación petrolera en el Corredor Puerto Vega – Teteyé (Putumayo).

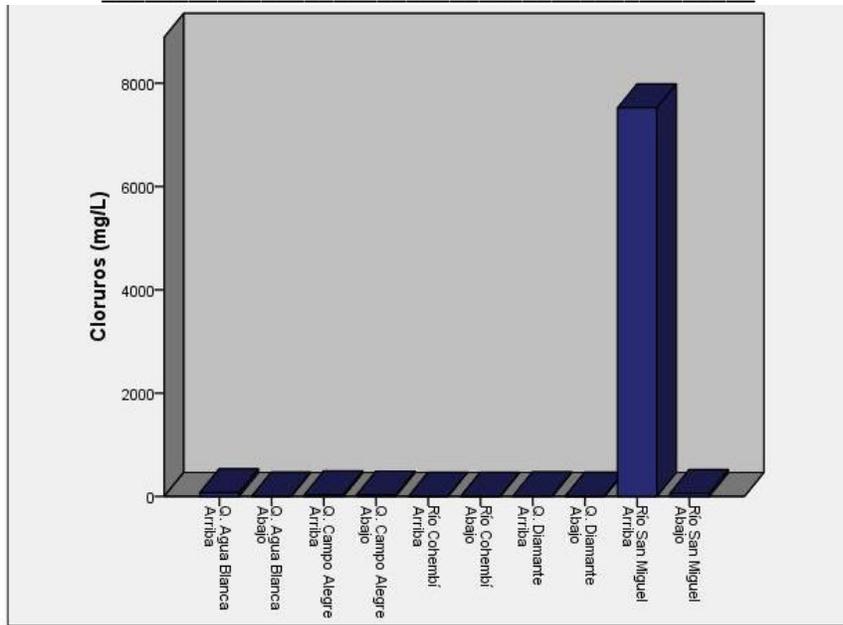


FIGURA 29. CONCENTRACIÓN MÁXIMA DE CLORUROS EN FUENTES SUPERFICIALES. FUENTE: ICA (II SEMESTRE 2009 – II SEMESTRE 2014) ELABORACIÓN PROPIA.

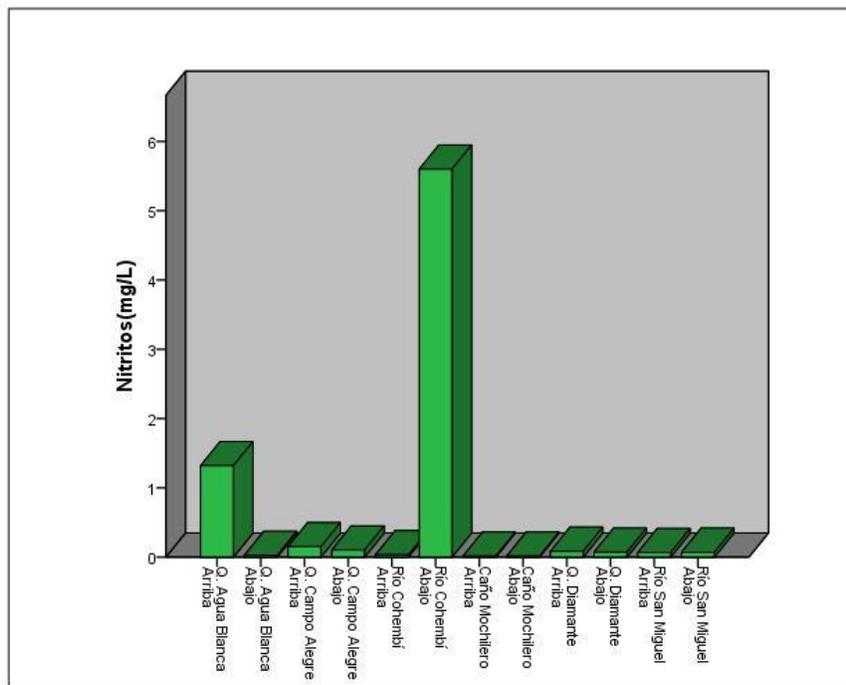


FIGURA VI. 30. CONCENTRACIÓN MÁXIMA DE NITRITOS EN FUENTES SUPERFICIALES. FUENTE: ICA (II SEMESTRE 2009 – II SEMESTRE 2014) ELABORACIÓN PROPIA.

Finalmente, se presenta el contenido de Arsénico en las aguas superficiales analizadas. En este caso, la corriente hídrica que presentó la concentración más alta considerando los demás flujos objeto de monitoreo fue la quebrada El Diamante localizada en el sector de Quillacinga con un valor de 0,0039 mg/L. El monitoreo fue realizado en el mes de septiembre de 2010.

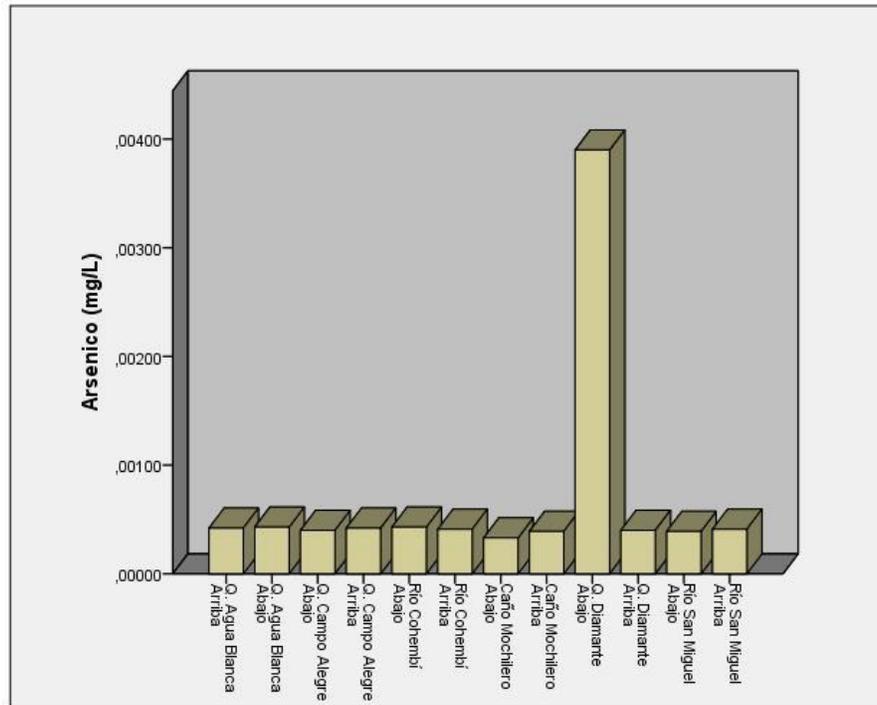


FIGURA 31. CONCENTRACIÓN MÁXIMA DE ARSÉNICO EN FUENTES SUPERFICIALES. FUENTE: ICA (II SEMESTRE 2009 – II SEMESTRE 2014) ELABORACIÓN PROPIA.

Parte de las limitaciones en el análisis se fundamenta en la baja frecuencia de monitoreo de estas corrientes hídricas. Para ilustrar dicha situación, traemos a discusión el monitoreo sobre el río San Miguel, importante por considerarse un impacto transfronterizo con el territorio ecuatoriano. Así pues, del total de registros recopilados por TERRAE de los ICA disponibles en el expediente se encontró que han sido efectuados tan solo 28 monitoreos aguas abajo de los vertimientos que en su momento fueron autorizados (Resolución No. 0937 de 2009) entre 2009 y 2014.

Podría entenderse dicha tasa tremendamente baja producto de la suspensión del vertimiento en el año 2012 para proceder a reyectarlo, no obstante, si analizamos la cantidad de monitoreos realizados en el periodo en que eran vertidas las aguas residuales industriales en el río San Miguel, se tiene un registro de 13 monitoreos, es decir, del 2009 al 2012.

De los registros documentados en los ICA aguas arriba, la tasa incrementa ligeramente, 35 lecturas de parámetros fisicoquímicos para un promedio de 5,8 lecturas al año. Así las cosas, es evidente e inaceptable que una licencia ambiental que ordena y obliga a controlar, mitigar, y prevenir impactos ambientales no cuente con información suficiente y completa para hacer seguimiento y control de la calidad de las fuentes hídricas, especialmente cuando este sector (campo Quillacinga) es el que mayor operatividad ha registrado según los informes técnicos emitidos por ANLA y la misma empresa, y los cierres y suspensiones temporales de los campos Cohembi y Quinde. Además, se suma la absoluta desorganización en que son presentados los informes a la ANLA, sin un formato adecuado para análisis de datos y tendencias.

Para cerrar el tema de la poca representatividad de los datos de calidad de agua, no se entiende cómo ANLA define en la resolución de modificación de la licencia (No. 0551 de 2014) una

periodicidad en el monitoreo de seis meses, cuando era evidente a la fecha, que los incumplimientos eran reiterativos en lo que a ARI se refiere, y que algunas anomalías presentadas en las aguas superficiales podrían ser la respuesta a este incumplimiento, además de las múltiples denuncias y contingencias manifestadas por la comunidad y de la evidencia que la misma ANLA tenía en su poder, y que quedó contenida en los informes técnicos de seguimiento ambiental que serán analizados en el siguiente capítulo.

Así pues, el análisis de resultados es preocupante no solo por el deterioro ambiental de la riqueza hídrica de esta región y el perjuicio y daño a aguas internacionales, cuya denuncia no se hizo esperar, y mediante radicado No. 00109-DDPS-2011MEGF del 28 de octubre de 2011 la Defensoría del Pueblo del territorio ecuatoriano manifestó su preocupación por la contaminación que el proyecto ha generado sobre el río San Miguel, límite políticoadministrativo entre el territorio colombiano y ecuatoriano, sino los graves riesgos a la salud y la vida de la población por el consumo de agua.

Lo anterior, se soporta con lo señalado por ANLA mediante Concepto Técnico No. 2176 del 11 de septiembre de 2010, el cual indica lo siguiente respecto a los usos de agua de la zona donde se localiza el proyecto: *“El uso predominante del agua de las corrientes superficiales en el área de estudio son consumo humano, uso doméstico y recreación, en menor proporción uso agrícola y pecuario. (...)”*

Entre las denuncias manifestadas por la comunidad por contaminación, se encuentra la señalada en el Auto 3968 del 20 de diciembre de 2011, por el cual se ordena una apertura de investigación ambiental. De lo contenido en dicho proceso se destaca que las causales de dicho daño son por contaminación de corrientes hídricas como las quebradas La Cristalina o Agua Blanca y Lorenzó producto del indecuaado manejo de la piscina de tratamiento de aguas residuales localizada en el sector de Cohembí que colmatada escurre llevando aguas contaminadas hasta estas fuentes hídricas.

Asimismo, denuncian la contaminación de la quebrada El Diamante producto del mal manejo de suelo contaminado acopiado cerca a esta corriente, generando filtraciones de agua contaminada y lixiviación hasta esta fuente. El uso de agua de estas quebradas, según señala el auto de apertura de investigación ambiental, indica que *“(...) la quebrada La Cristalina o Agua Blanca, la cual provee agua para uso doméstico y consumo a varias familias que residen en estas veredas y en otras ubicadas aguas abajo (...)”*. De la quebrada El Diamante mencionalo siguiente: *“(...) se abastecen de agua para consumo doméstico 15 familias de la vereda Los Ángeles y es posible que, aguas abajo, otras familias utilicen también el recurso hídrico.”*

7. ACCIONES DE SEGUIMIENTO Y CONTROL DE ANLA FRENTE AL INCUMPLIMIENTO DE LA LICENCIA

En vista del incumplimiento relativo a las condiciones de calidad del agua, Decreto 1594 de 1984, norma de referencia para determinar el cumplimiento de los parámetros fisicoquímicos relacionados con los vertimientos y calidad del agua superficial, la ANLA ha emitido una serie de conceptos técnicos de seguimiento. En 2010 elaboró el concepto No. 2176 del 11 de septiembre, el cual señala lo siguiente:

“ (...)”

4.2.2 Modificación del sistema de tratamiento de aguas residuales industriales

En los resultados de los monitoreos del efluente del sistema de tratamiento de aguas residuales industriales de la estación Quillacinga se observan concentraciones elevadas de parámetros como cloruros, conductividad y sólidos y se tienen bajos porcentajes de remoción de DBO5, DQO y SST, que indican condiciones de inestabilidad en su operación, por lo que se requiere una modificación del sistema, que permita ajustar las condiciones de diseño y operación (...)” (Subrayado fuera de texto)

Luego, la ANLA emite el Auto de seguimiento No. 33 del 13 de enero de 2012, el cual, en materia de vertimientos considera el incumplimiento por parte de la empresa indicando lo siguiente:

“De acuerdo con los valores reportados, el sistema de tratamiento de aguas residuales industriales de la estación Quillacinga, no cumple con los requerimientos estipulados en el Decreto 1594 de 1984, en cuanto al vertimiento directo al río San Miguel, específicamente por los porcentajes bajos de remoción de las grasas, aceites, sólidos suspendidos totales, DBO, así como los altos valores de conductividad y cloruros. Por otra parte, el sistema de tratamiento de aguas residuales de la estación Cohembí se encuentra fuera de servicio desde hace más de un año, los resultados de los parámetros analizados, indican una mala calidad del agua (...). En la zona de skimmer se reportaron concentraciones elevadas de grasas, aceites y DBO, mientras que en la piscina se reportaron concentraciones elevadas de cloruros y conductividad” (Subrayado fuera de texto)

Meses más tarde, la ANLA emite un nuevo concepto técnico, No. 2382 del 28 de diciembre de 2012. En el concepto entregado por esta entidad permanece el incumplimiento de las obligaciones relativas a los vertimientos de aguas residuales. En esta oportunidad, la ANLA señala lo siguiente:

“(...) Los monitoreos analizados corresponden al último semestre de 2011 y del mes de enero de 2012, donde se encuentran variaciones en diferentes parámetros fisicoquímicos principalmente en las unidades que componen el sistema de tratamiento de aguas residuales de la estación Quillacinga. Esta situación hace prever una inconsistencia en los procesos de tratamiento que se llevan a cabo en la Estación Quillacinga y que tienen repercusión en la disposición del efluente tratado que se realizaba anteriormente sobre el río San Miguel y que en la actualidad se hace a través del sistema de reinyección”.

(Subrayado fuera de texto)

Continuando con las consideraciones técnicas indicadas por la ANLA dentro de los conceptos de seguimiento al proyecto de explotación, se menciona ahora lo contenido en el Concepto Técnico No. 13134 del 18 de diciembre de 2014, donde de manera preocupante se menciona que el incumplimiento a las obligaciones relativas a vertimientos y calidad del agua se mantiene. Algunos apartes del texto señalan: “(...) se observan parámetros tanto aguas arriba como aguas abajo del

punto de captación sobre la Quebrada Campo Alegre, que sobrepasan los límites permisibles establecidos en el Decreto 1594/84, así como parámetros que aguas arriba del punto de captación se encuentran en niveles menores que los reportados aguas abajo del sitio de la captación. En los informes de monitoreos, solo en algunos, se establece que los valores altos de Hierro y Turbiedad encontrados en esta fuente hídrica, obedecen al tipo de suelo y a las precipitaciones de la zona, sin embargo, de los demás parámetros no se describen las causas o razones por las cuales se encuentran en niveles que sobrepasan los límites permisibles, o en niveles que se incrementan después del punto de captación (aguas abajo). De igual forma no se evidencia un análisis tendencial, histórico, cronológico y acumulativo de los monitoreos realizados durante los periodos reportados, para establecer la incidencia o no de las actividades desarrolladas del proyecto sobre esta fuente hídrica". (Subrayado fuera de texto)

Finalmente, y haciendo alusión al ya mencionado Auto de seguimiento No. 0841 de 2015, donde ANLA señala "(...)La tendencia del medio es acumulativa, teniendo en cuenta que el área corresponde a una red de humedales, por lo cual, la medida no es efectiva, en relación a que no se han realizado actividades de seguimiento y monitoreo a estos aljibes y áreas aledañas para determinar la incidencia de los derrames de crudo en estas áreas, lo cual es responsabilidad de la Empresa, teniendo en cuenta las actividades petroleras que realiza en estas áreas", refiriéndose al sector de Quinde, donde la comunidad denunció la perturbación al medio producto de la actividad petrolera en dicho campo, lo que deja entrever que la problemática en la zona es supremamente preocupante, y los informes de seguimiento citados corroboran que el incumplimiento por parte de la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY ha sido permanente y pese a que ANLA ha realizado una serie de requerimientos que se remontan al año 2011, la situación no mejora y el perjuicio social y ambiental se hace evidente conforme continúa vigente la licencia, pese a los múltiples incumplimientos que se configuran en graves pasivos ambientales. (Subrayado fuera de texto)

En conclusión, la ANLA ha iniciado varios procesos sancionatorios ambientales producto del incumplimiento de las obligaciones contenidas en la licencia ambiental. En el 2011 se emite el Auto 3938 del 19 de diciembre, por el cual se ordena la apertura de una indagación preliminar en materia ambiental y con el Auto 3968 del 20 de diciembre se ordena la apertura de la investigación por contar con toda la evidencia de la infracción ambiental identificada y descrita por ANLA mediante CT No. 1493 y No. 1357 de 2011. Las causales de dicho proceso se asocian con contaminación de agua; quebrada el Diamante, la cual abastece a 15 familias de la vereda Los Ángeles, quebrada la Cristalina o Agua Blanca y río San Miguel.

Asimismo, mediante Resoluciones No 0294 del 29 de diciembre de 2011 y No. 509 del 26 de junio de 2012, impone medida preventiva, la primera, por afectación a los cuerpos de agua cercanos a la estación Cohembí producto del rebose de la piscina de tratamiento de aguas, y lixiviación de suelos contaminados dispuestos en cercanía a las fuentes hídricas. Y la segunda medida, por los impactos negativos ocasionados al río Lorenzó producto de las actividades de instalación de los

pozos Cohembí 4, 5 y 6. Esta última medida preventiva se levantó mediante Resolución No. 0573 del 19 de julio de 2012.

En ese mismo año, ANLA emite el Auto 3061 del 26 de diciembre, el cual niega la solicitud de la empresa de revocar el sancionatorio impuesto mediante Auto 3968 del 20 de diciembre de 2011. Un año más tarde, es emitida la Resolución No. 1225 del 03 de mayo, la cual hace apertura de investigación ambiental por las causales contenidas en la Resolución No. 509 del 26 de junio de 2012. Lo anterior indica que a la fecha se encuentran abiertos los procesos sancionatorios iniciados mediante Auto 3968 de 2011 y Auto 1225 de 2013.

8. ACCIONES DE SEGUIMIENTO Y CONTROL DE OTRAS ENTIDADES FRENTE AL INCUMPLIMIENTO DE LA LICENCIA

De lo mencionado respecto a la apertura de procesos sancionatorios ambientales a la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY por el incumplimiento de las obligaciones consignadas en la licencia ambiental, la Procuraduría General de la Nación a través de su Delegada de Asuntos Ambientales y Agrarios, emitió concepto técnico a la ANLA con fecha de 13 de junio de 2012, relacionado con la contaminación y el incumplimiento del Plan de Manejo Ambiental del proyecto de explotación de hidrocarburos en los campos Quinde, Cohembí y Quillacinga, por parte de la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY.

Dentro de las consideraciones técnicas mencionadas por este ente de control se destaca lo siguiente:

(...)

CONCLUSIONES

Se evidencia que la queja instaurada por la comunidad de Puerto Asís tiene fundamento y se justifica en la medida en que el consorcio Colombia Energy, ha incumplido su Plan de Manejo Ambiental, dejando ver en sus actuaciones frente a la contaminación provocada por sus procesos de producción, una falta de compromiso con el medio ambiente y con el acatamiento de las resoluciones y autos emitidos por la autoridad ambiental (ANLA).

(...)

Se evidencia que el ANLA ha pasado por alto algunos ítems de revisión técnica que son reiterativos y que debían ser cumplidos como parte del acatamiento a la licencia y al plan de manejo ambiental; quizás evaluando la magnitud de algunos de ellos, no sean de mayor gravedad, pero afectan a la comunidad adyacente del proyecto.

Es indudable que la zona donde se desarrolla el proyecto es un ecosistema rico en recursos hídricos, con una gran cantidad de bajos inundables y fuentes de agua, lo cual obliga a que el otorgamiento de licencias de explotación esté condicionado a un estricto control ambiental, con el objetivo de conservar el medio ambiente de los habitantes de la región.

El tiempo que transcurre entre una visita de campo por parte de los funcionarios del ANLA y la elaboración del respectivo concepto técnico y los autos y/o resoluciones pueden llegar a ser hasta de 8 meses, lo que lleva a que no se corrijan inmediatamente los hechos que constituyen incumplimientos a la licencia y al plan de manejo ambiental.

No se evidencia una coordinación entre el ANLA y Corpoamazonía, que permita por lo menos un monitoreo de las labores cotidianas que están incluidas en la licencia y el Plan de Manejo Ambiental.

RECOMENDACIONES

Requerir a la Autoridad Ambiental de Licencias Ambientales ANLA para no conceder una nueva ampliación de la licencia ambiental otorgada mediante resolución 937 de Mayo 22 de 2009, hasta cuando el Consorcio Colombia Energy cumpla a cabalidad dicha licencia y el Plan de Manejo asociado.

Requerir a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA a hacer seguimiento estricto de las resoluciones 937 y 1930 y los planes de manejo asociados y llevar a cabo los procesos sancionatorios a que haya lugar por los incumplimientos que se han presentado a la mayor brevedad posible”. (Subrayado fuera de texto)

Por su parte, la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Sur de la Amazonía (Corpoamazonía) mediante Concepto Técnico No. 1125 del 14 de septiembre de 2012, presentó concepto frente al proceso de modificación de la licencia ambiental otorgada mediante Resoluciones No. 0937 de 2009 y No. 1930 de 2010. Dentro de lo consignado en el concepto técnico se destaca lo siguiente:

“(…)

5.4 DERECHO COLECTIVO AL MEDIO AMBIENTE

En el mes de noviembre del año 2011, en consecuencia de los 19 PASIVOS AMBIENTALES resultados de la explotación de aproximadamente 13 pozos, las comunidades hicieron la tercera movilización Pacífica. Se hizo por “la grave afectación a los derechos ambientales por el alto grado de contaminación de las fuentes hídricas Lorenzo, Aguablanca Cristales, Diamante, Campoalegre quebrada Temblón, Teteyé, Peligrosa, Toaya y las aguas internacionales del río San Miguel, por la contaminación a humedales (...)”

(…)

6. CONCEPTO

6.1 Corpoamazonía recomienda que se debe reconsiderar la modificación de la Licencia Ambiental Global 0937 de 2009, modificada por la Resolución 1930 de 2010, para el proyecto “Desarrollo de los Campos Quinde, Cohembí y Quillacinga” otorgada por el MAVDT, municipio de Puerto Asís, Departamento del Putumayo; sustentado en las siguientes premisas: Por una parte, existen 19 pasivos ambientales producto de derrame de hidrocarburos los cuales han sido mitigados y remediados parcialmente por el solicitante, por otra parte, existe un conflicto de uso del suelo en tres sentidos, uno es la superposición del 60% del área del polígono

solicitado con la Reserva Campesina Cohembí Comandante, el segundo es con el área de influencia con el Resguardo Alto Lorenzó y el tercero y más sensible es con la red de ecosistemas de humedales en la zona, y que son utilizados por las comunidades para varios usos, entre esos el de dotación para consumo humano.” (Subrayado fuera de texto)

9. CONSIDERACIONES FINALES

- Pese a los múltiples incumplimientos a las obligaciones establecidas en la licencia ambiental global evidenciados a través de la documentación referenciada a lo largo del documento, llámese conceptos técnicos y autos de seguimiento, pronunciamiento de la Procuraduría General de la Nación y de Corpoamazonía, denuncias allegadas por la Defensoría del Ecuador, y la apertura de procesos sancionatorios ambientales a la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY (Auto 3968 de 2011 y Auto 1225 de 2013), la ampliación del proyecto fue aprobada mediante Resolución No. 0551 de 2014. Ni los 19 pasivos ambientales referenciados por Corpoamazonía, ni los reiterativos incumplimientos a la licencia señalados en los conceptos técnicos de seguimiento, ni las recomendaciones de la Procuraduría General de “no conceder una nueva ampliación de la licencia ambiental otorgada mediante resolución 937 de Mayo 22 de 2009, hasta cuando el Consorcio Colombia Energy cumpla a cabalidad dicha licencia y el Plan de Manejo asociado”, fueron suficientes para denegar la nueva solicitud que dicha empresa presentó a la ANLA para la ampliación de la producción de hidrocarburos.
- Respecto al recurso de reposición interpuesto por el señor Marco Leopoldo Rivadeneira Zabala, obrando en calidad de Presidente de la Asociación Campesina del Sur Oriente del Putumayo - ACSOMAYO contra la Resolución 0551 del 30 de mayo de 2014, la ANLA omitió y desconoció los daños ocasionados por fallas operativas y vertimientos realizados sobre el río San Miguel y otras fuentes hídricas denunciadas, cuya responsabilidad recae sobre el CONSORCIO COLOMBIA ENERGY del perjuicio y daño ambiental en esta región, evidenciado además en los conceptos técnicos de seguimiento donde el incumplimiento en lo relativo a vertimientos fue reiterativo, y en la apertura de procesos sancionatorios ambientales. ANLA justifica y argumenta que los vertimientos realizados sobre fuentes superficiales se encuentran suspendidos y por tanto los argumentos y peticiones realizadas por ACSOMAYO no fueron aceptadas, lo que se considera inaceptable e irresponsable, dadas las condiciones de calidad de agua reportadas durante el periodo autorizado para vertimiento sobre el río San Miguel y otras fuentes superficiales, que demuestran el daño ocasionado por el CONSORCIO, y por tanto, el argumento presentado por ACSOMAYO ostentaba todo el soporte y argumento técnico necesario para que dicha licencia no fuera concedida.
- A la fecha, y de acuerdo con la información suministrada, se encuentran abiertos los procesos sancionatorios iniciados mediante Auto 3968 de 2011 y Auto 1225 de 2013, los cuales incluían dentro de sus causales el daño y contaminación de fuentes hídricas producto del incumplimiento de las obligaciones de la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY. Pese a ello, en el año 2014, con dos procesos sancionatorios abiertos en contra de la empresa, fue autorizada la modificación de la licencia ambiental mediante Resolución No. 0551. Así las cosas, el proceder de ANLA va en contravía de los preceptos ambientales promulgados por la Ley 99 del 93, artículo 1°, numeral 6: La formulación de las políticas ambientales tendrá en cuenta el resultado del proceso de investigación científica. No obstante, las autoridades ambientales y los particulares darán aplicación al principio de precaución conforme al cual,

cuando exista peligro de daño grave e irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces para impedir la degradación del medio ambiente”.

- La facultad sancionatoria que debe ser ejercida por ANLA no solo busca el resarcimiento por el daño ambiental ocasionado, sino que está habilitada para imponer y ejecutar las medidas preventivas y sancionatorias consagradas en la Ley 1333 de 2009 que sean aplicables según el caso. No obstante, ANLA no adelantó de manera diligente la indagación, apertura de investigación o procedimiento sancionatorio iniciados por el incumplimiento de la licencia ambiental, por tanto mal podría realizar u ordenar las medidas de manejo ambiental necesarias para resarcir o superar los impactos ambientales asociados a las conductas investigadas previamente, aprobando la ampliación del proyecto sin cerrar dichos procesos.
- Las condiciones de calidad de las fuentes hídricas de la zona se han visto claramente afectadas producto de la operación del proyecto, y pese a que la zona es blanco de repetidos atentados de grupos al margen de la ley contra infraestructura petrolera, es claro que la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY es responsable de la contaminación de las fuentes hídricas de la zona tal y como se evidenció en el capítulo de análisis de datos fisicoquímicos de las aguas residuales industriales generadas por la operación, las cuales no solo incumplen con los parámetros establecidos por la normativa colombiana, sino presentan concentraciones elevadas, incluso después de haber sido tratadas, elementos que dan muestra que los sistemas de tratamiento son ineficientes.
Asimismo el riesgo de las poblaciones es inminente puesto que se abastecen de fuentes superficiales y aljibes, que presentan entre otras especies químicas, altos contenidos de especies metálicas como Arsénico, Cadmio, Plomo y Bario, elementos potencialmente tóxicos para la salud de la población.
- Se desconoce el impacto que se puede estar presentando en los acuíferos dadas las condiciones de calidad del agua residual industrial que está siendo reinyectada. Los estudios técnicos presentados no exponen si tales condiciones fisicoquímicas son aceptables e inofensivas para el medio donde están siendo inyectadas. La empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY presentó a la ANLA a través de los Informes de Cumplimiento Ambiental datos relativos a este proceso (reportados en los ICA correspondientes al primer y segundo semestre de 2013 y primer semestre de 2014), solo datos relativos a variables como presión y caudal de inyección dentro del pozo, y no, información relativa a la calidad fisicoquímica del agua a inyectar, tal y como le fue exigido en el ARTÍCULO SÉPTIMO de la Resolución No. 1930 de 2010, y reiterado en el ARTÍCULO DÉCIMO SEXTO de la Resolución No. 0551 de 2014.
El riesgo ambiental por el incumplimiento del monitoreo de las aguas subterráneas se hace aún más complejo debido a que las actividades de reinyección de aguas residuales industriales iniciaron en el mes de abril de 2012, y solo hasta la promulgación de la Resolución No. 0551 de 2014 se estableció como de obligatorio cumplimiento el monitoreo de las aguas subterráneas, pese al ya descrito riesgo potencial de contaminación de acuíferos.
- Los modelos de calidad del agua presentados por la empresa CONSORCIO COLOMBIA ENERGY a la ANLA, los cuales son elementos fundamentales para autorizar o no los vertimientos de aguas residuales, emplean observaciones de diversos parámetros fisicoquímicos registrados en el año 2008, datos que obraron en ese entonces como línea base y variables de entrada del modelo. No obstante, las modelaciones realizadas en el 2012 emplearon las mismas

observaciones registradas en 2008, observaciones que no corresponden a las condiciones fisicoquímicas reales de los vertimientos teniendo en cuenta el periodo de análisis.

- Los datos recopilados de los Informes de Cumplimiento Ambiental relativos a calidad del agua superficial, evidencian que las fuentes hídricas de mayor afectación son los ríos San Miguel y Cohembí, y las quebradas Agua Blanca y El Diamante. Respecto al río Putumayo, eje hídrico principal del sector, no es monitoreado pese a su importancia en la región.
- Los monitoreos contratados por el Gobierno Nacional a través del laboratorio Corporación Integral del Medio Ambiente (CIMA), no estuvieron acorde con las necesidades del proceso, puesto que para varios de los parámetros monitoreados no tenían la capacidad técnica relativa a niveles de detección y cuantificación que permitieran determinar tanto el incumplimiento de las normas (Decreto 1594 de 1984) como los riesgos a la salud de población. El mejor ejemplo de ello fue el contenido de fenoles y Bario, especies químicas típicas resultantes y liberadas en procesos relativos a hidrocarburos y que como fue expuesto en el documento, presentan un grave riesgo para la población tanto por contacto como su consumo en agua o alimentos.
- Algunos de los monitoreos realizados por CIMA en aljibes y fuentes hídricas asociadas al área del proyecto, cuya concentración superó el límite de cuantificación de la técnica en laboratorio, permitieron determinar el grado de contaminación por hidrocarburos y la presencia de especies químicas como Arsénico, Cadmio y Plomo en aljibes que son empleados para uso doméstico. Tal situación pone de manifiesto el riesgo a la salud de las comunidades del sector.

PARTE VII. Análisis del documento ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO PARA LA REINYECCION DE AGUAS PRODUCIDAS EN EL BLOQUE SURORIENTE DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO

Resumen

El presente texto hace un análisis del modelo hidrogeológico tanto conceptual como numérico. Se debe resaltar que los modelos numéricos si bien permiten predecir el comportamiento de un sistema natural en forma aproximada, la información de base (entradas) del modelo es clave, es decir los modelos numéricos requieren información de parámetros hidráulicos obtenidos de ensayos hidráulicos y geometría o disposición de las formaciones estimada de forma directa con pozos y con información de superficie o indirecta por medios de métodos geofísicos (presentando el grado de incertidumbre). Si la información de base no es lo suficientemente robusta la sola calibración de un modelo no es suficiente, ya que la calibración de un modelo (problema inverso) busca entre un número muy grande de posibilidades siendo todas válidas, de tal forma que para obtener la mejor solución es necesario partir de un modelo inicial lo suficientemente bueno, o utilizar métodos de optimización global, por ello resulta delicado tener un modelo sin calibración. En el documento se presenta un modelo sin fases de calibración y validación, por tanto con muy baja rigurosidad científica para predecir la migración de fluidos de las formaciones objetivo.

1. Introducción

El análisis de la información se realizó por capítulos buscando en cada uno la información más relevante para generar un modelo numérico. Para iniciar con el análisis y como se encontrará muy a menudo en el documento se cita el siguiente apartado.

(.....)

Limitaciones

- No se cuenta con pruebas de bombeo que permitan determinar propiedades geohidráulicas de los acuíferos presentes.
- *No existe una red de pozos de monitoreo que permita establecer registros históricos de niveles estáticos existentes en el área.*
- *No existe una nivelación topográfica de los puntos de agua a escala centimétrica que permita establecer un modelo de flujo detallado.*

Se debe aclarar si las pruebas de bombeo fueron de corta o larga duración, no se entiende como se asignan las propiedades hidráulicas del medio y como se calibra y valida el modelo.

2. Balance hidroclimatológico (Capítulo 4)

En el caso de los volúmenes producidos por las cuencas por la densidad de la información y las características de las microcuencas se acepta el uso de metodologías como SOIL (avalada por el Ministerio de Medio Ambiente en la Resolución 0865 del 2004), sin embargo, en cuanto a la

infiltración resulta preocupante como se usa una metodología de la ONU (“ Manual de estudios hidrológicos”), mediante la cual se obtiene un coeficiente para estimar la infiltración o lluvia efectiva , los parámetros que tiene en cuenta la metodología se muestran en la siguiente tabla. En este caso se aconseja en uso de infiltrómetros y ajuste de parámetros a modelos establecidos para definir las tasas de infiltración en función de cada suelo.

COMPONENTE	EQUIVALENCIA
Por Pendiente	Kp
Plana	0.30
Moderada	0.20
Colinas	0.10
Por Cobertura vegetal	Kv
Terrenos Cultivados	0.10
Bosques	0.20
Por textura del Suelo	Kfc
Arcilla compacta impermeable	0.10
Combinación de limo y arcilla	0.20
Suelo limo arenoso no muy compacto	0.40

Tabla 4.22. Componentes del coeficiente de infiltración

El uso de esta metodología hace que la definición de los parámetros de la ONU sea muy subjetiva como se muestra en el siguiente apartado.

(....)

a. Formación Ospina (Tmo2)

Pendiente: Presentan un relieve ligeramente ondulado de cimas planas y redondeadas. Terrenos de pendientes 7-12% y 25%. Para el Coeficiente de Infiltración, este componente se tomará como 0.20 (Ver Tabla 4.22).

Cobertura Vegetal: La Cobertura Vegetal presenta Bosque Fragmentado y Mosaicos de pastos y cultivos con espacios naturales, también se encuentran pastos limpios y pastos arbolados. Para el Coeficiente de Infiltración, este componente se tomará como 0.20. (Ver Tabla 4.22.)

Textura del Suelo: Estos suelos son bien drenados, de texturas franco-arcillo-arenosas, ácidos, bajos en materia orgánica y aluminio. Para el Coeficiente de Infiltración, este componente se tomará como 0.20. (Ver Tabla 4.22.)

3. Prospección Geofísica (capítulo 8)

Es muy preocupante que en este aparatado no se haga un avance en el estado del conocimiento, en este caso la información presentada es la misma que se presenta a lo largo de todos los EIA presentados por Vetra S.A.S, 5 sondeos eléctricos verticales para toda la zona. El análisis del informe geofísico ya fue presentado y todas las deficiencias en los componentes de litología, tectónica, hidrología e hidrogeología han sido descritas en detalle para cada uno de los EIA.

4. Modelación hidrogeológica (capítulo 9)

En cuanto a las unidades hidrogeológicas se menciona lo siguiente en la sección 9.1:

(.....)

- ✓ La hidrogeología del área de estudio está compuesta por tres unidades hidrogeológicas conformadas por Sedimentos y rocas con flujo esencialmente intergranular y tres (3) tipos de acuíferos (Acuífero Cuaternario, Acuífero Somero Ospina y Acuífero Pepino) la otra unidad hidrogeológica está compuesta por Rocas con Flujo Combinado (Intergranular y Fracturadas) y cuatro (4) tipos de acuíferos (Acuífero Villeta y Acuífero Caballos) y por último la unidad acuífera conformada por Sedimentos y Rocas con Limitados Recursos de Aguas Subterráneas (Acuífero profundo Ospina, Acuífero Orito-Belén, Acuífero Orito Ortegaza y acuífero Rumiyaco).

En cuanto a las zonas de recarga y descarga lo siguiente:

(....)

Existe una zona de recarga importante que pertenece a las zonas más elevadas del área donde se pone en contacto rocas del terciario con rocas del cuaternario. A nivel local la recarga es directa, y está conformada por la precipitación que cae sobre los niveles arenosos presentes en la Formación Ospina y Cuaternarios de los principales ríos.

Las zonas de descarga están asociadas al Río Putumayo y San Miguel a nivel regional; y a nivel local las áreas de descarga están asociadas al Río Coembi, adicionalmente la presencia de nacederos y la explotación de aguas subterráneas por pozos y aljibes actúan como puntos de descarga de agua subterránea de forma puntual.

Esta información es muy similar a los análisis regionales presentados por el IDEAM en los estudios de las cuencas hidrogeológicas de las cuencas. Al final de este aparte se presenta el modelo conceptual de la zona:

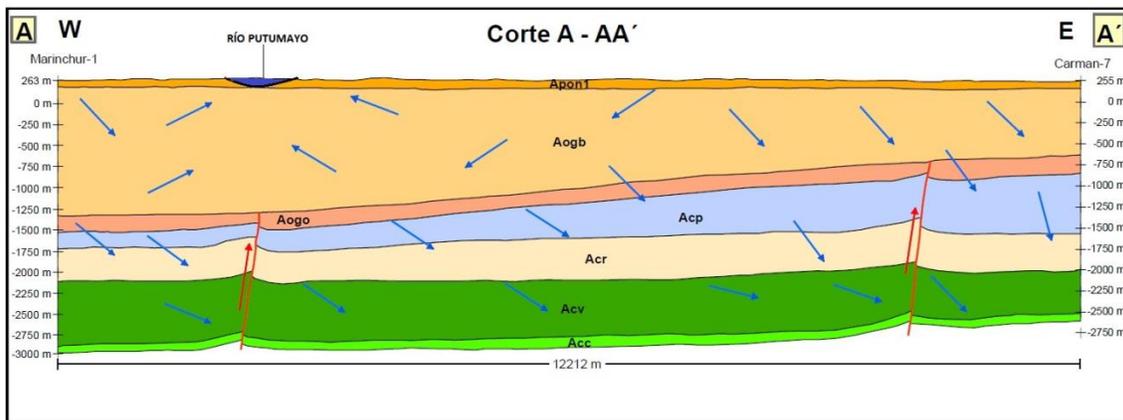


FIGURA 9.1 CORTE GEOLÓGICO Y MOVIMIENTO SUBSUPERFICIAL DEL AGUA.

Del análisis presentado no se indica ni una de las fuentes o datos de pozos o sondeos geofísicos con los cuales se construyó el perfil, tampoco se muestra la metodología que se usó para definir las zonas de recarga y descarga. En el caso de que las suposiciones hechas estén basadas en bibliografía (Como la del IDEAM), estas no son mencionadas. En cuanto al anexo 9.1 del cual se tienen registros de pozo, estos son relacionados con los intereses del sector petrolero, por tanto se centra en las unidades con capacidades de producción e interés de este sector.

En el apartado 9.1.2 no se presenta ningún tipo de información robusta para definir las zonas de recarga y descarga, posteriormente en el análisis de las condiciones hidráulicas de las unidades hidrogeológicas y tipos de acuíferos (capítulo 9.2) es evidente la inexistencia de pruebas de bombeo o fuente de información de la cual se infieren las propiedades de las unidades como se muestra en el siguiente apartado.

(.....)

UNIDAD HIDROGEOLÓGICA: SEDIMENTOS Y ROCAS CON FLUJO ESENCIALMENTE INTERGRANULAR

Sub-Unidad hidrogeológica.

Sedimentos y Rocas de Extensión Local de Muy Baja A Baja Productividad.

Sistemas acuíferos complejos discontinuos de extensión regional a local con rendimientos específicos entre 0.05 l/s y 0.5 l/s, lo que equivale a acuíferos que varían de muy baja a baja productividad de tipo libre a semiconfinado. Se caracterizan por estar asociados a litofacies no consolidadas y/o poco consolidadas granulares de grano fino, medio a grueso depositadas en ambientes fluviales. Se correlaciona con los depósitos aluviales de terraza, barras longitudinales; y las sedimentitas de la Formación Ospina.

UNIDAD HIDROGEOLÓGICA: ROCAS CON FLUJO COMBINADO (INTERGRANULAR Y FRACTURADAS)

Sub-unidad hidrogeológica: Rocas de baja productividad.

Sistemas de acuíferos complejos discontinuos de extensión regional con rendimientos específicos entre 0.05 y 1 l/s, lo que equivale a acuíferos de baja productividad. Se caracterizan por estar asociados a litofacies consolidadas de sedimentitas carbonatadas de origen marino (calizas, arenitas calcáreas, shales etc.) y sedimentitas clásticas de origen marino a transicional de tipo confinado; se pueden correlacionar litoestratigráficamente con las sedimentitas de la Formación Villeta y Formación Caballos con un espesor estimado para la zona de estudio menor a 350 m (Formación Villeta) y de 40 m (Formación Caballos). Por último debido a que este tipo de agua en el área de estudio presenta contenidos de hidrocarburos y salinidades elevadas ya que son horizontes productores, por lo cual no es apta para consumo humano.

En este documento se presenta la forma en que se definen las propiedades hidráulicas de dos unidades pero la definición de las propiedades de todas las demás presenta la misma tendencia. Además, si se tiene que las fracturas son medios preferenciales para las rocas con flujo combinado, la información referente a esfuerzo-deformación tectónica es inexistente, o al menos no ha sido remitida a las autoridades ambientales.

5. Pozo inyector de agua (Capítulo 11.)

En este capítulo se hace un análisis de la unidad objeto de la reinyección, la cual corresponde a la Formación Villeta, en particular las areniscas denominadas informalmente “T” y “U” inferior. En el documento se hace mención a un estudio, que no ha sido remitido a la mesa minero-energética del corredor Puerto Vega – Teteyé:

(...)

“A continuación se describe de manera detallada el informe suministrado por VETRA S.A.S en el cual se presenta **“PROYECTO PARA DISPOSICIÓN FINAL DE AGUAS DE PRODUCCIÓN MEDIANTE INYECCIÓN EN SUBSUELO”**.”

En concordancia con ese estudio, del cual no se puede especificar el tipo de información obtenida, para cada una de las areniscas se hace un análisis de los cambios de presión estática y se estima la porosidad teniendo en cuenta los registros de pozo (anexo 9.1). La conclusión del estudio, que se traduce en las unidades para reinyectar las aguas se basa en que la presión estática del reservorio ha cambiado bastante, sin embargo, aunque se tienen valores de porosidad y se afirma que estas presenta una permeabilidad importante, no se indica valores cuantitativos de la permeabilidad y menos aún se muestra los resultados de las pruebas de reinyección mencionados en el documento.

(....)

- **Características Roca y Fluidos Formación Villeta – Arena T**

La arena T se caracteriza por la presencia de paquetes de arena con espesores entre 20 y 30 pies. Las porosidades alcanzan valores de hasta 18% con muy buenas permeabilidades. Ver Tabla 11.3.

Tabla 11.3 Propiedades Petrofísicas de la Arena T en el Campo Quillacinga Frontera.

Arenisca T				
Pozo	Yacimiento	Porosidad	Saturación Agua	Espesor Neto (pies)
Curiquinga-1	T hasta CAPO	14%	30%	23.16

Las areniscas del tope del intervalo muestran presencia de hidrocarburo, no así a partir de 9306 pies donde se observa una alta saturación de agua. En este pozo la arena T muestra porosidades entre 12 y 15 %, son cuerpos de entre 4 y 8 pies de espesor intercalados con lutitas.

Lo anterior es inquietante ya que si bien las unidades en donde se va a reinyectar se encuentran a una profundidad que oscila en promedio entre 9400 ft (2865 m para la arena T) y 9300 ft (2835m para la arena Uinf), y los cambios de presión han sido importantes, no se tiene un conocimiento del grado de interconexión hidráulica. Si bien se argumenta en el texto que los espesores de las unidades suprayacentes son lo suficiente para evitar la migración del fluido, no se tiene un análisis de este fenómeno de forma científico técnica aceptable. A este respecto en hidrogeología el análisis de las gráficas de los ensayos de pozo (abatimientos y derivadas de pruebas de corta y larga duración) dan información del grado de conexión hidráulica de las formaciones geológicas (cap. 5-Fetter, 200028 y Renard et al., 200929), o también el uso de atributos sísmicos. Evidentemente, estas metodologías ni otras se muestran como soporte para las afirmaciones respecto a la conectividad hidráulica y por lo tanto, no se cuenta con información que ayude a prevenir la eventual contaminación de acuíferos.

²⁸ Fetter (2000), Applied hydrogeology, 4 edition, chapter 5 (Ground-water : Flow to wells)

²⁹ Renard; Glenz & Mejias (2009), Understanding diagnostic plots for well-test interpretation, Hydrogeology journal, vol 17, issue 3.

A este respecto, y de acuerdo con la CGR30 (2014), el diseño de la presión y la mezcla de lodos de perforación se basa en inferencias, falta de precisiones geofísicas y en los resultados de las perforaciones exploratorias que dan lugar a modelos muy complejos, pero las condiciones de esfuerzo-deformación de las rocas pueden cambiar de un metro a otro dada la complejidad de la historia geológica y condición real de esfuerzos, la heterogeneidad y la anisotropía de las rocas (las fracturas pueden cambiar totalmente su comportamiento de una capa a otra y de hecho, expertos como Ingraffea proponen un comportamiento no lineal caótico para los fluidos dentro de las fracturas). Dicha incertidumbre puede llevar a la posibilidad de inyectar soluciones o gases a cuerpos rocosos adyacentes que contienen aguas subterráneas -de manera accidental y no prevista- como metano, lodos naturales provenientes de las lutitas, químicos de los fluidos de fracturamiento, entre otros.

6. Parámetros geohidráulicos. (Capítulo 12)

El modelo numérico es construido con base en la información obtenida de los pozos (anexo 9.1), pero no se encuentra una continuidad a lo largo del pozo, ni de registros de pozo ni estratigráfica. Por otro lado, en el modelo numérico se considera los 5 sondeos eléctricos verticales, los cuales dan información que oscila entre 0 y 100m de profundidad, de tal forma que no es claro como se definió la geometría y características de las demás unidades.

Si la información fuera suficiente para definir en forma aproximada la geometría de las unidades geológicas (pozos y secciones sísmicas, no mostradas en el documento), el siguiente paso es definir las características hidráulicas del modelo numérico, que de acuerdo con el estudio en análisis, se hizo así:

(...)

Con el fin de representar tanto la geología de superficie como en profundidad del área de estudio a cada unidad geológica se le asignó un valor de conductividad hidráulica en las tres direcciones (x,y,z), coeficiente de almacenamiento y porosidad (total y efectiva) de acuerdo a los valores definidos previamente, esto ayudado con datos suministrados por Vetra S.A.S.

*Por último, y debido a la carencia de información se asumieron ciertos parámetros dentro de los rangos normales de incertidumbre, aun así durante el proceso de calibración del modelo en estado estacionario se evaluó la respuesta de este al cambio de estos parámetros. Los valores finales empleados se muestran en la **Tabla 12.2**, y en la **Figura 12.9** se puede observar la capa 12 que está representada por la Fm. Caballos y las líneas en blanco son la distribución de las fallas en la formación.*

Ríos

*La relación entre los cauces superficiales y los acuíferos más someros, se simuló los ríos Putumayo y San Miguel. Para lo anterior se definieron los parámetros hidráulicos del mismo como son: lámina de agua, conductividad hidráulica, y espesor del lecho del río. Estos valores se asumieron tomando como base la topografía del área, información suministrada por Vetra exploración y Producción Colombia S.A.S., en la **Tabla 12.3** se*

³⁰ Contraloría General de la República (2014). Informe de actuación especial - AT No. 31 Seguimiento Función de advertencia. Principio de Precaución y Desarrollo Sostenible, posibles riesgos Hidrocarburos No Convencionales.

*muestra un resumen de los datos empleados y en la **Figura 12.10**, la distribución en superficie, (cabe anotar que el río San Miguel aparece en la capa 1 y en la capa 2).*

La información suministrada en el estudio no permite validar la forma en que se estimó el tensor de conductividades (conductividades en las direcciones principales), y los demás parámetros hidráulicos, tampoco se encuentran en los anexos la información. Si esta información fue estimada por Vetra S.A.S, es necesario mostrar la forma como fue hecho, en especial si se llega a estimar el tensor de conductividades, clave para el avance del conocimiento hidrogeológico de Colombia.

Una vez se tiene el modelo numérico con ciertos parámetros, es necesario realizar un proceso de calibración o estimación de parámetros para poder hacer predicciones. En lo que sigue del documento no se presenta ninguna etapa de calibración o validación del modelo numérico. Sin esta etapa el modelo no puede ser usado para hacer predicciones y mucho menos para tomar decisiones que pueden llevar al menoscabo de la base natural de los colombianos.

Conclusión

El estudio presenta limitada utilidad si el modelo no tiene fase de calibración y validación, adicionalmente se debe mencionar que no se ve ningún aporte al estado del conocimiento hidrogeológico de Colombia. No obstante, con base en ello se han tomado decisiones de adelantar actividades que como la reinyección pueden afectar de manera grave, irreversible y permanente la base natural, en este caso, los acuíferos y las aguas subterráneas.

10. BIBLIOGRAFÍA

- Agency for Toxic Substances and Disease Registry - ATSDR. (2008). *Reseña Toxicológica del Bario y compuestos del bario*. Agosto de 2007.
- Agency for Toxic Substances and Disease Registry - ATSDR. (2008). *Reseña Toxicológica del Fenol*. Septiembre de 2008.
- Antek S.A. (2014). *Caracterización fisicoquímica de aguas residuales industriales en el campo suroriente*. Septiembre de 2014
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (2011). Auto 3938 del 19 de diciembre de 2011. Por el cual se ordena la apertura de una indagación preliminar en materia ambiental.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (2011). Auto 3968 del 20 de diciembre de 2011. Por el cual se ordena la apertura de una indagación preliminar en materia ambiental.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (2012). Auto 3061 del 26 de diciembre de 2012. Por el cual se resuelve una solicitud de revocación directa.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (2015). Auto 0841 del 03 de marzo de 2015.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (2011). Concepto Técnico No. 2176 del 11 de septiembre de 2011.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (2012). Concepto Técnico No. No. 2382 del 28 de diciembre de 2012.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (2014). Concepto Técnico No. 13134 del 18 de diciembre de 2014.
- Corporación Integral del Medio Ambiente – CIMA (2015). *Caracterización fisicoquímica e Hidrobiológica en cuerpos de agua Superficial y subterránea, en el corredor Sur oriente Puerto Vega – Teteyé*. Bogotá, D.C.
- Corporación para el Desarrollo Sostenible del Sur de la Amazonía – Corpoamazonía. (2012). Concepto Técnico No. 1125 del 14 de septiembre de 2012.
- Daphnia Ltda. (2012). *Monitoreo agua residual industrial – Estación Quillacinga*. Informe Final. Bogotá D.C, Febrero de 2012.
- Geocol (2009). *Estudio de impacto ambiental para la modificación de licencia ambiental global 0937 de 2008, de los campos Quillacinga, Cohembí y Quinde, en el Bloque Sur Oriente*. Modelación Calidad Del Agua Bloque Sur Oriente.

Revisión del proceso de licenciamiento ambiental para la explotación petrolera en el Corredor Puerto Vega – Teteyé (Putumayo).

- Geocol. (2011). Estudio de impacto ambiental para la modificación de la licencia ambiental global resolución 937 de 2009 y modificada por la resolución 1930 de 2010.
- Informes de Cumplimiento Ambiental (ICA). Expediente 4174
- Organización Mundial de la Salud. (2006). Guías para la calidad del agua potable. Volumen 1. Recomendaciones. Suiza, 2006.