

20231000006841

0 1 7

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 1 de 43

Bogotá, D.C.,

Señora

ANA KATHERINE ARTETA BARRAGAN

Coordinadora del Grupo de Hidrocarburos

Señor

GABRIEL EDUARDO LOPEZ ULLOA (SELA)

Profesional Especializado con Funciones de Subdirector Técnico

AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES – ANLA

licencias@anla.gov.co

Ciudad

Asunto: Respuesta a radicados 2022292888-2-000 del 2022-12-27 y 2023014492-2-000 del 2023-01-24 asociados a solicitud de información en el marco del proceso modificación de Licencia Ambiental global para el proyecto “Área de Explotación de hidrocarburos QUIFA”

Respetados Ana Katherine y Gabriel Eduardo

En atención a los radicados No. 2022292888-2-000 del 2022-12-27 y 2023014492-2-000 del 2023-01-24 de la ANLA, relacionados con la solicitud de información en el marco del proceso modificación de Licencia Ambiental global para el proyecto “Área de Explotación de hidrocarburos QUIFA”, el Servicio Geológico Colombiano –SGC, informa lo siguiente:

El Servicio Geológico Colombiano es un Instituto de Investigaciones Científicas y Técnicas adscrito al Ministerio de Minas y Energía, el cual hace parte del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación-“SNCTI”. La misión del SGC es contribuir al desarrollo económico y social del país, a través de la investigación en geociencias básicas y aplicadas del subsuelo, el potencial de sus recursos, la evaluación y monitoreo de amenazas de origen geológico, la gestión integral del conocimiento geocientífico, la investigación y el control nuclear y radiactivo entre otros.

Dando respuesta a la “Solicitud información en el marco del proceso modificación de Licencia Ambiental global para el proyecto “Área de Explotación de hidrocarburos QUIFA” localizado en jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán, departamento del Meta. Expediente LAM4795” a partir de la revisión del Estudio de Impacto Ambiental se presentan las siguientes observaciones, las cuales se agrupan en líneas temáticas:

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 2 de 43

MEDIO ABIÓTICO

• CARACTERIZACIÓN GEOLOGICA BÁSICA Y GEOFÍSICA

El modelo geológico básico guarda coherencia cuando se trata de la integración de los resultados de la exploración geofísica (sísmica, magnetoteléfica, tomografías eléctricas, etc.) y la correlación estratigráfica, logrando un alto grado de consistencia en la identificación de las unidades a profundidad. No obstante, hay un elemento que está totalmente ausente (cómo se expondrá con detalle más adelante): la identificación y caracterización de rasgos estructurales. Además, existen algunas incoherencias entre la caracterización geológica superficial y el modelo obtenido a partir de la integración geofísica.

En este punto es necesario aclarar que la respuesta geofísica de un material generalmente se correlaciona con sus características litológicas o granulométricas; no obstante, esta relación no es directa en todos los casos (ya que existen multiplicidad de factores que intervienen de acuerdo con el método en particular), por lo que se debe adecuar la interpretación para cada caso. Las observaciones presentadas en esta respuesta se refieren a la interpretación que los mismos autores del EIA les dan a los resultados de la exploración geofísica.

También es pertinente señalar que en muchos apartados del EIA se utiliza terminología inadecuada. Así, en la descripción general de la Formación Guayabo se utilizan términos que señalan que la unidad es rocosa:

(...) son rocas en superficie muy meteorizadas que están representadas por secuencias de lodolitas y arcillolitas de colores grises, blancas, rojizas y verdes, algunas abigarradas, con presencia de óxidos e intercaladas con capas esporádicas de arenitas (...)

Pero después, en algunos apartes, se utilizan términos como “arcillas” o “arenas finas” para referirse a las características litológicas de la misma unidad, los cuales son aplicables a depósitos no consolidados. Lo anterior genera dudas sobre la caracterización geológica básica y se puede apreciar en varios apartes del documento, como se muestra en la Figura 1 y en la interpretación de los resultados de las tomografías eléctricas.

Realizadas estas consideraciones iniciales, para la Formación Guayabo se afirma que:

Se pudo determinar zonas donde predominan superficialmente intervalos arenosos (N2c-are2) e intervalos arcillosos (N2c-arc1) siendo estos últimos predominantes para el campo por gran mayoría

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Tabla 3-1 Áreas y porcentajes de las unidades geológicas de superficie del área de influencia

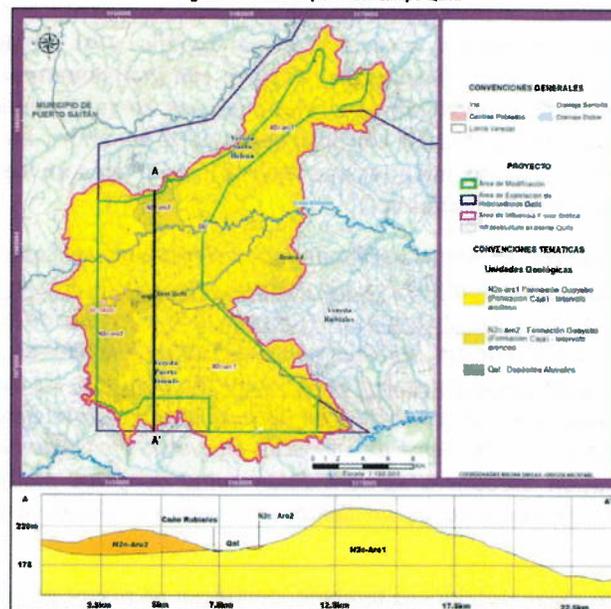
UNIDAD GEOLÓGICA	NOMENCLATURA	LITOLOGÍA	ÁREA (Ha)	% ÁREA
Formación Guayabo Caja	Intervalo arcilloso (N2c-arc1)	Arcillas de color blanco a gris oxidadas y meteorizadas.	41080.94	90.85
	Intervalo arenoso (N2c-are2)	Lodolitas arenosas intercaladas con niveles de arcillas.	3977.37	8.80
Depósitos Aluviales	Qal	Arenas, limos y arcillas.	160.57	0.36
TOTAL			45218.89	100.00

Fuente: SGI SAS, 2021.

Figura 1. Descripción litológica y datos sobre la extensión de las unidades geológicas superficiales. Tomada del EIA.

Este intervalo arcilloso sería dominante en toda el área y correspondería a las primeras decenas de metros de la Formación Guayabo (figura 2).

Figura 3-3 Perfil esquemático campo Quifa



Fuente: SGI SAS, 2021

Figura 2. Mapa y corte geológico esquemático en el área de influencia físico - biótica del proyecto. Tomada del EIA.

En la introducción del capítulo de hidrogeología, la caracterización de la unidad está de acuerdo con el predominio de este “intervalo arcilloso”, pues se indica que, en la parte superior hay un “(...) predominio de niveles arcillosos y a medida que se profundiza aumentan las capas arenosas (...)”:

Como se ha dejado expuesto a lo largo de este trabajo, la Formación Guayabo es la unidad hidrogeológicamente importante dentro de la zona y por tanto este apartado se dedicará al estudio

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pág 4 de 43

de sus características y relaciones con las demás unidades que fueron descritas en capítulos anteriores.

Depositada en un ambiente deltaico de edad terciaria, la Formación Guayabo constituye el acuífero más importante dentro de la zona de estudio. Esta unidad corresponde a un acuífero de extensión regional, tipo multicapa que almacena agua dulce, en la parte superior se presentan un predominio de niveles arcillosos y a medida que se profundiza aumentan las capas arenosas con potencial acuífero, como se observa en la información existente del Campo Rubiales.

Sin embargo, el modelo geológico resultante del conocimiento estratigráfico de la zona y la integración de los métodos geofísicos utilizados, es diferente del modelo propuesto a partir de la caracterización geológica superficial, según la cual predominan intervalos arcillosos en las primeras decenas de metros de la Formación Guayabo.

De acuerdo con la magnetotelúrica, la correlación estratigráfica y las tomografías eléctricas (figura 3), la parte superior de la Formación Guayabo se relaciona con granulometrías gruesas y a medida que se profundiza existe un mayor predominio de niveles arcillosos, cerca al contacto con la Formación León. A partir de la correlación estratigráfica se concluye que la parte superior y media de la Formación Guayabo tiene el mayor potencial acuífero, mientras que la parte inferior tiene un mayor predominio de materiales finos que constituyen un “sello hidráulico”:

De las formaciones geológicas y unidades operacionales identificadas en la zona de estudio a partir de la correlación estratigráfica 1 se identifican como sellos hidráulicos según su respuesta resistiva y SP a la parte inferior de la Formación Guayabo, a la entera de la Formación León y a la unidad operacional C2 compuestas principalmente de lutitas y arcillolitas. Como unidades acuíferas se identifica la parte media y superior de la Formación Guayabo, las cuales no alcanzan a ser visibles en la correlación, pero se identifican en los perfiles magnetotelúricos y la unidad operacional C1 que se compone principalmente de areniscas. En cuanto a la Unidad Intermedia y Areniscas Basales de la Formación Carbonera se consideran como acuíferos multicapa teniendo en cuenta la intercalación de intervalos de arcillolitas con areniscas debido a su ambiente sedimentario de formación.

Los múltiples perfiles magnetotelúricos también identifican un mayor potencial acuífero de la Formación Guayabo en la parte superior, relacionado a mayores resistividades, concluyendo que:

El primer intervalo acuífero conformado por depósitos cuaternarios recientes y la parte superior de la Formación Guayabo con mayores resistividades y que se identifican en los perfiles magnetotelúricos con tonalidades amarillas a rojas pueden alcanzar hasta los 60 metros de espesor, se extiende casi por la totalidad del área de estudio y es donde se ubican todos los puntos de agua subterránea denominados como aljibes y aquellos pozos de agua y piezómetros con profundidades menores a 60 metros. Conforman el intervalo acuífero más importante para la comunidad en la actualidad, ya que es la fuente de abastecimiento actual de agua subterránea

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 5 de 43

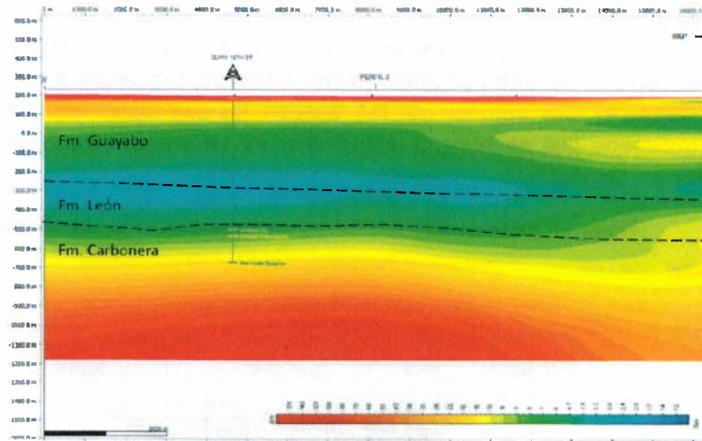
tanto para el uso doméstico como para el uso agropecuario.

Este primer intervalo acuífero presenta los mayores espesores (60 m) en la zona media del área y tiende a adelgazarse en dirección sur hasta los 35 metros de espesor.

Justo debajo se identificó un paquete de resistividades bajas a medias en todos los perfiles MT que se denominó ZONA B con una continuidad lateral clara a lo largo de toda el área del proyecto. Esta zona se correlaciona con materiales de menores resistividades que reflejan un mayor contenido de sedimentos finos, lo que dificulta el movimiento de fluidos en este segundo intervalo acuífero haciéndolo menos productivo que el primero. Sin embargo, es importante destacar que esta unidad cuenta con paquetes arenosos que son capaces de almacenar importantes volúmenes y pueden llegar a ser aprovechados. Este segundo intervalo acuífero alcanza espesores promedio de 150 metros.

Infrayaciendo el segundo intervalo acuífero, se identificó un paquete de bajas resistividades color azul que se encuentra en todos los perfiles MT y se extiende por toda el área de estudio (ZONA C). Este paquete de bajas resistividades se correlaciona con la base de la Formación Guayabo y la Formación León que se conforman principalmente de arcillas que actúan como el sello hidráulico regional. Este paquete puede alcanzar espesores promedio de 500 metros.

Figura 3-31 Perfil Magnetotelúrico 2 integrado con registro de pozo QF-127H ST



Fuente: SGI SAS, 2021.

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Figura 3-35 Perfil Magnetotelúrico 4 integrado con registro de pozo QF-550H y QF-275H

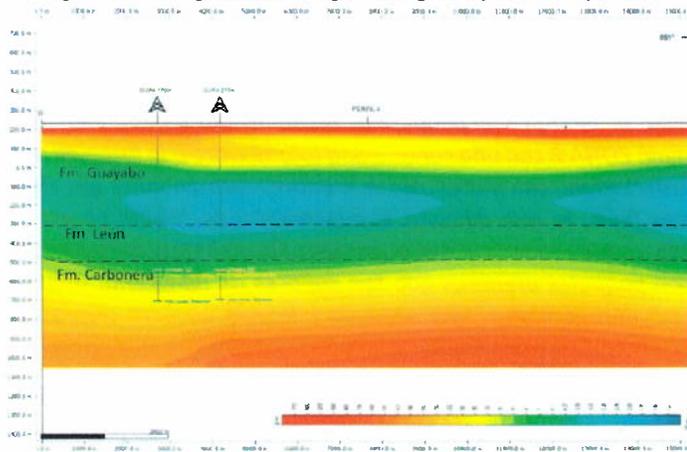
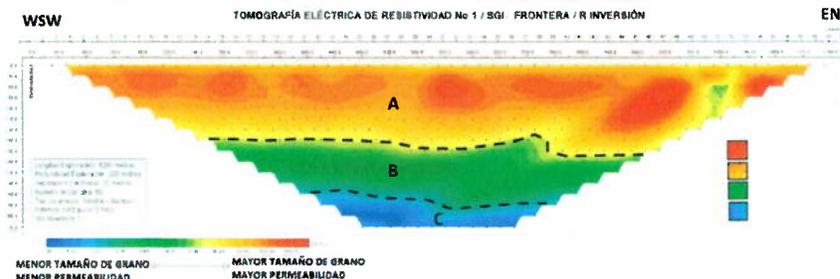


Figura 3 Algunos de los perfiles magnetotelúricos realizados área de influencia físico - biótica del proyecto. Tomada del EIA.

Finalmente, las tomografías eléctricas indican mayores resistividades en la parte superior, que van disminuyendo en profundidad. Hay que resaltar que estas tomografías llegan hasta una profundidad considerable (~300 m), lo que implica que la resolución es limitada y la incertidumbre es mayor. Además, por el tipo de método de inversión y posibles efectos de borde, se pueden presentar anomalías en la parte más profunda (figura 4). Los autores del EIA asocian los contrastes en la resistividad a cambios en granulometría, indicando que en la parte superior existe un predominio “arenas”, con presencia de un porcentaje menor de “arcillas”:

Figura 3-4 Columna esquemática campo Quifa con base en tomografía eléctrica



Fuente: SGI SAS, 2021.

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 7 de 43

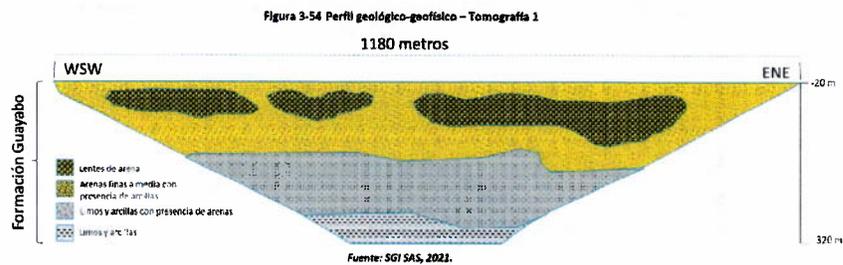


Figura 4 Correlación de las tomografías eléctricas con características litológicas de las unidades. Tomada del EIA.

Si se tiene en cuenta solo la información disponible en el EIA, existe incertidumbre (producto de las contradicciones) respecto a cuál es el carácter litológico de la Formación Guayabo en las primeras decenas de metros, por lo que se recomienda consultar la información disponible para el sector o generar mayor información propia, para unificar el modelo geológico. Esta contradicción, entre la caracterización geológica superficial y el modelo derivado de la exploración geofísica y la correlación estratigráfica, implica entre otras cosas una definición de las zonas de recarga de acuíferos que puede ser inadecuada (figura 5). Adicionalmente, no se tienen en cuenta otros factores importantes para definir las zonas de recarga, tales como los suelos:

A nivel local, las zonas de recarga del acuífero de la Formación Guayabo corresponderían a los montículos o colinas donde aflora la unidad, especialmente los intervalos arenosos de la formación, donde se infiltra más fácil el agua y luego se dirige hacia los intervalos profundos y hacia las corrientes permanentes de agua superficial. En la Figura 3-82, se presentan las zonas de recarga, descarga y tránsito de la zona de estudio teniendo como limitante la escala de trabajo del estudio.

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 8 de 43

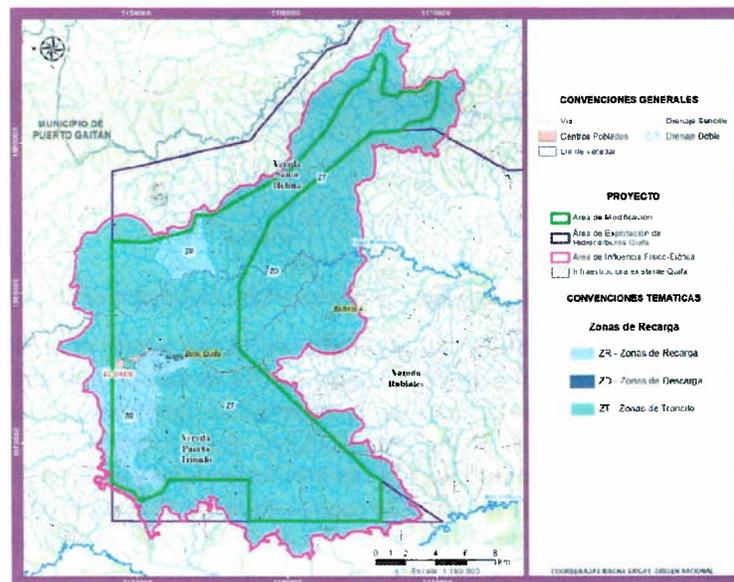


Figura 5 Definición de zonas de recarga de acuíferos en el área de influencia físico - biótica del proyecto. Tomada del EIA.

• **GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y REINYECCIÓN DE AGUAS “DE PRODUCCIÓN”**

En el EIA se afirma lo siguiente respecto a la geología estructural:

Localmente, sobre el área de influencia y zonas aledañas, a pesar de pertenecer a un marco tectónico regional estructural complejo, su geología estructural de superficie no muestra plegamientos o fallamientos para destacar.

Sin embargo, el Servicio Geológico Colombiano, en su plancha 290 Saravia del año 2010, sugiere unos lineamientos que controlan algunos pequeños cursos de agua que fluyen en dirección SW-NE y son tributarios del caño Rubiales, mientras que en la gran parte de los drenajes se encuentran predominantemente en dirección N-S.

Estos lineamientos son notorios si se observa el trazo de los drenajes en el sector (Ver Figura 3-9), pero se no se tiene certeza si corresponden a expresiones de estructuras geológicas en superficie. Es decir, pueden ser controles litológicos o topográficos, no estrictamente asociados a estructuras tipo falla.

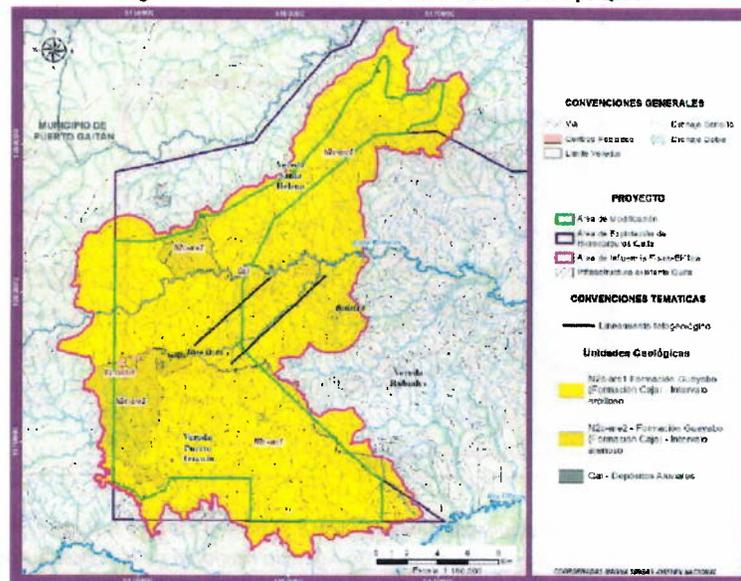
20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 9 de 43

A continuación, los autores proceden a ilustrar los dos lineamientos definidos por el Servicio Geológico Colombiano (figura 6):

Figura 3-9 Lineamientos en el área de influencia del Campo Quifa



Fuente: SGI, 2021. Modificado de SGC.

Figura 6. Mapa geológico del área de área de influencia físico - biótica del proyecto, incluyendo rasgos estructurales. Tomada del EIA.

Una vez que los Términos de Referencia HI-TER-1-03 establecen que la información geológica se debe presentar a una escala 1:25.000 para el área de influencia directa y 1:10.000 para el área de influencia indirecta, no es pertinente reproducir (sin llegar a un mayor grado de detalle) rasgos definidos a una escala 1:100.000. Aún en el supuesto de que no existan rasgos estructurales en superficie, era necesario describir las estructuras a profundidad, cuya existencia está comprobada por la geofísica 3D que se ha realizado en el área por parte del operador Pacific Rubiales Energy (Meta Petroleum Corporation), como se muestra en la figura 7 elaborada a partir del trabajo de Molina et al. (2020)¹.

La identificación y caracterización de estas fallas es de gran importancia para evaluar los eventuales impactos de la reinyección.

¹ Molina, I., Velásquez, J. S., Rubinstein, J. L., Garcia-Aristizabal, A., & Dionicio, V. (2020). Seismicity induced by massive wastewater injection near Puerto Gaitán, Colombia. *Geophysical Journal International*, 223(2), 777-791

Diagonal 53 N.º 34-53, Bogotá, D.C., Colombia, PBX (571) 2200000, 2200100, 2200200 Fax: 2220797

www.sgc.gov.co

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 10 de 43

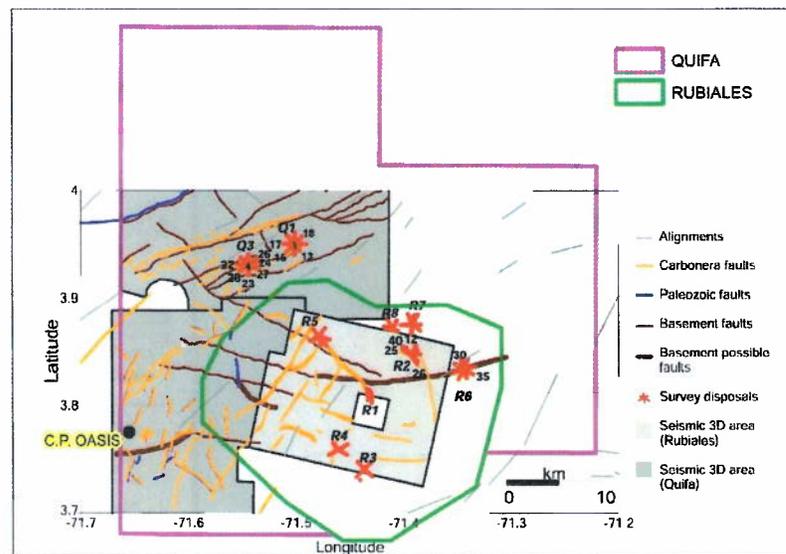


Figura 7. Cartografía de fallas y lineamientos en el área de los campos Quifa y Rubiales. Modificada de Molina et al. (2020) utilizando información del mapa de tierras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

En la figura 7 se ilustra que en el área objeto de licenciamiento existen fallas que afectan las unidades de la Formación Carbonera, las unidades paleozoicas y el basamento cristalino de la cuenca de los Llanos Orientales. A pesar de lo anterior, las afirmaciones contenidas en el EIA descartan la presencia de estos rasgos estructurales a profundidad. A partir de dos líneas sísmicas (cuya ubicación e interpretación se ilustran en la figura 8) se afirma que no se identifican fallas que afecten las formaciones de interés para la reinyección y se hace especial énfasis en la continuidad lateral de las unidades que funcionan como “sellos hidráulicos”.

En la primera línea sísmica, se observa la continuidad lateral de las unidades C1, unidad intermedia y Areniscas Basales de la Formación Carbonera que serán el objeto de inyección y que su espesor permanece aproximadamente constante a lo largo de la misma. De igual forma se evidencia la presencia y continuidad de la base de la Formación Guayabo, la Formación León y la unidad C2 de la Formación Carbonera, que son los sellos hidráulicos presentes en la zona de estudio y conforman la barrera de protección natural de los acuíferos someros aprovechables. En esta primera línea sísmica no se evidencia ninguna falla geológica que afecte alguna de las formaciones de interés para inyección o a los acuíferos someros (Ver Figura 3-20).

En la segunda línea sísmica, así como en la primera, se observa la continuidad lateral de las

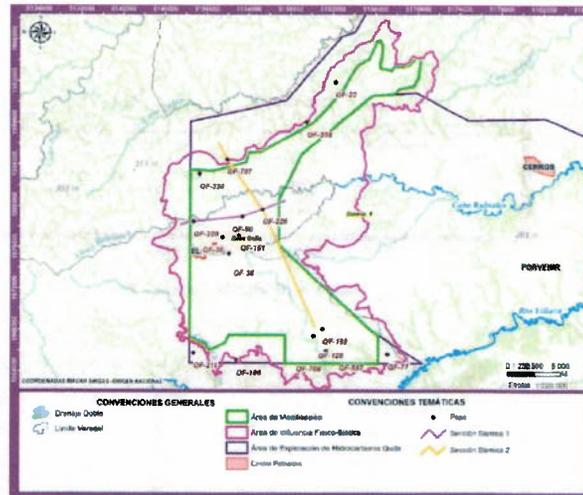
20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 11 de 43

unidades C1, unidad intermedia y Areniscas Basales de la Formación Carbonera que serán el objeto de inyección y que su espesor permanece aproximadamente constante a lo largo de la misma. De igual forma se evidencia la presencia y continuidad de la base de la Formación Guayabo, la Formación León y la unidad C2 de la Formación Carbonera, que son los sellos hidráulicos presentes en la zona de estudio y conforman la barrera de protección natural de los acuíferos someros aprovechables. En esta segunda línea sísmica tampoco se evidencia ninguna falla geológica que afecte alguna de las formaciones de interés para inyección o a los acuíferos someros (Ver Figura 3-21).

Figura 3-19 Ubicación secciones sísmicas

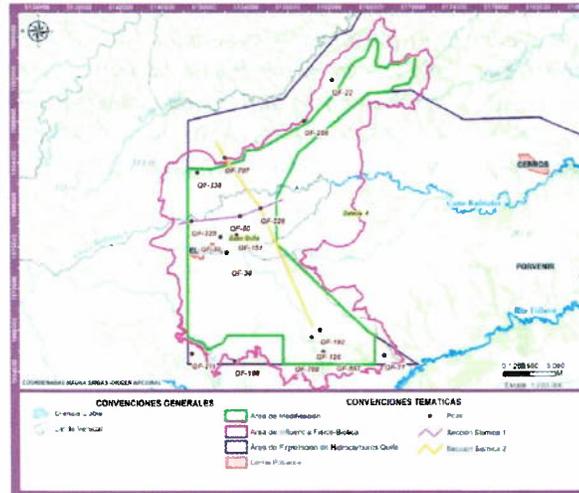


Fuente: Frontera Energy, 2021.

20231000006841

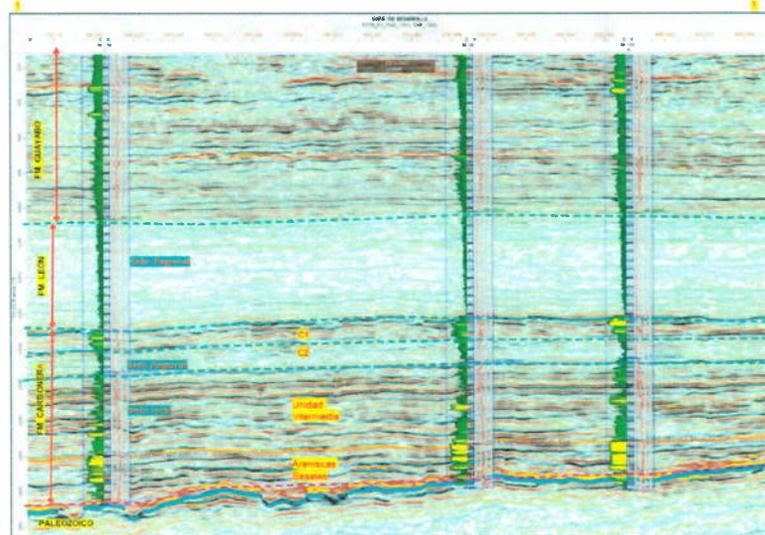
Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Figura 3-19 Ubicación secciones sísmicas



Fuente: Frontera Energy, 2021.

Figura 3-20 Sección sísmica 1 W-E.



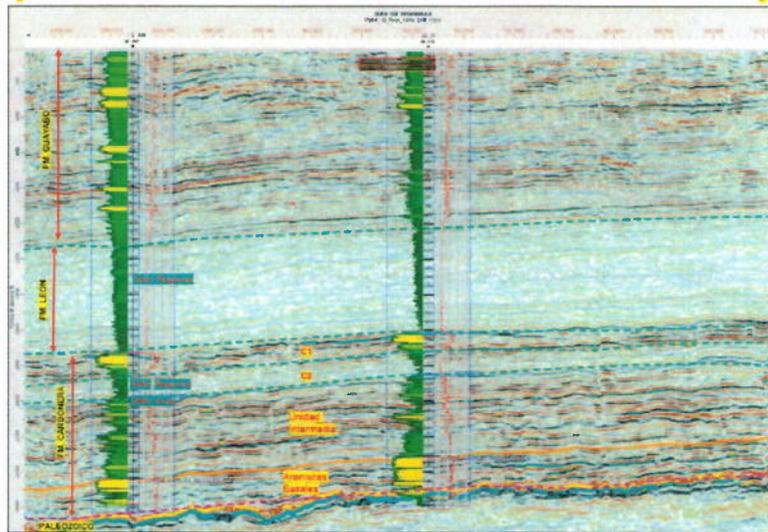
Fuente: Frontera Energy, 2021.

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 13 de 43

Figura 3-21 Sección sísmica 2 NW - SE.



Fuente: Frontera Energy, 2021.

Figura 8. Ubicación e interpretación de las líneas sísmicas utilizadas. Tomada del EIA.

No obstante, la información disponible para el área de estudio sugiere la existencia de fallas que afectan las unidades objeto de reinyección. En primer lugar, el campo Rubiales (adyacente a Quifa) se encuentra en el subdominio estructural de los Llanos del Meta, que se caracteriza por un estilo dominante de "(...) fallas normales con vergencia hacia el Oeste y de sus correspondientes fallas antitéticas con vergencias hacia el Este, causadas por flexión como respuesta a la carga" (Gómez et al. 2010). El corte esquemático de la figura 9 (donde la zona de estudio estaría ubicada hacia el sector este) Dasilva et al. 2013 ilustra la posibilidad de que existan fallas a profundidad. La sección sísmica de la imagen inferior ilustra la zona cercana al río Meta (Baranova et al. 2012).

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 14 de 43

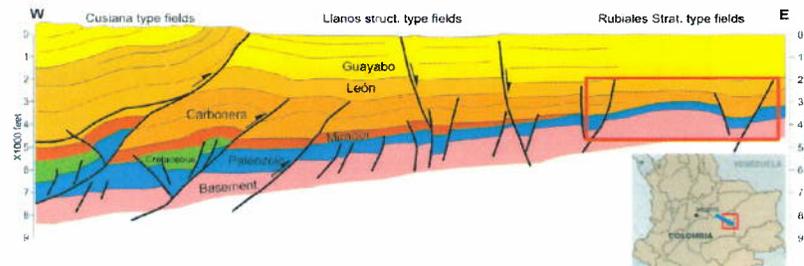


Figure 2 Structural section of Llanos Basin (modified from Gomez, et al., 2009)



Figure 14. A schematic geological cross-section of the Llanos foreland basin. Please note the flower structures at nearly every thrust level showing structural rotation/shear throughout the basin. The seismic section on the right across the Meta fault zone show the sag. The main shear zone is rarely mapped by seismic due to the flow of Meta River which flows almost all the way along the fault.

Figura 9. Modelo estructural regional de la cuenca de los Llanos Orientales. Tomada de Dasilva et al. (2013) y Baranova et al. (2012), quienes elaboraron a partir de Gómez et al. (2010)

La interpretación sísmica 3D en el área de Rubiales (figura 10) indica la presencia de fallas normales de longitud variable con pequeños desplazamientos verticales, del orden de entre 10 y 20 pies (Gómez et al. 2010). La sísmica 3D realizada por el operador Pacific Rubiales Energy (Meta Petroleum Corporation) en el campo Quifa, indica que algunas de las fallas en la Formación Carbonera son paralelas a las fallas que

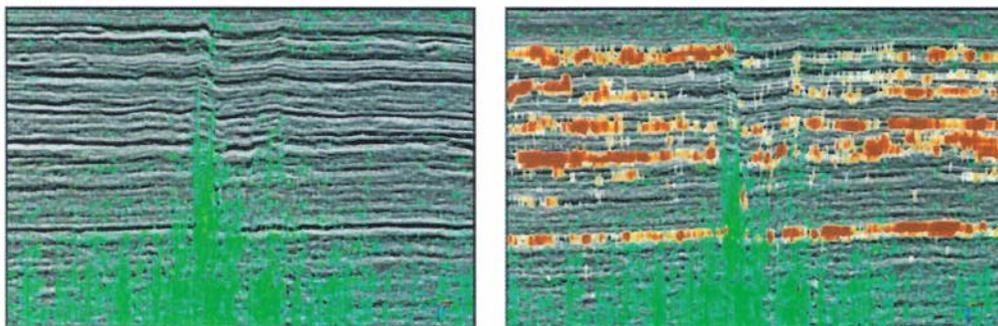


Figure 15: The Chimney Analysis, a multi attribute Supervised Neural Network application shows the past or present vertical migration of fluids. Also note the change in Energy of the seismic marked by red patches across the faults.

Figura 10. Migración vertical de fluidos a través de fallas en la cuenca de los Llanos Orientales. Tomada de Baranova

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 15 de 43

et al. (2012)

Considerando estos argumentos, hay una clara deficiencia en la caracterización estructural realizada en el EIA, que tiene implicaciones en el modelo geológico – hidrogeológico y en aspectos como la subestimación de los impactos relacionados con la amenaza sísmica. Al respecto, los autores del EIA establecen que:

La amenaza sísmica para el Área de Explotación de Hidrocarburos Quifa es estimada a partir del MAPA NACIONAL DE AMENAZA SÍSMICA PERIODO DE RETORNO 475 AÑOS producido por INGEOMINAS (SGC) y la UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA (2010), sede Bogotá y representa un modelo probabilístico que podría interpretarse como la ocurrencia de sismos en Colombia, asociados a la configuración tectónica de las regiones.

Como se muestra en la existe un valor medio de aceleración horizontal máximo en roca PGA cercano a 100 PGA (cm/s²) de un máximo de 750, por lo cual existe una probabilidad baja de ocurrencia de un sismo, como amenaza natural.

Cabe resaltar que, si bien la probabilidad de ocurrencia es baja, un evento sísmico es impredecible y su riesgo asociado depende de muchos otros factores, como magnitud, profundidad, localización y vulnerabilidad asociada a él, por tanto, el grado de la amenaza no implica de forma directa la ocurrencia o no de una emergencia.

Cabe resaltar que en el periodo de tiempo consultado existen más de 200 registros, pero la mayor parte de los eventos sísmicos, tienen características comunes como baja magnitud y poca profundidad, por tanto, no se considera como una amenaza importante, salvo de presentarse un evento catastrófico fuera del rango esperado.

Sin embargo, esta caracterización se puede considerar insuficiente si se tienen en cuenta los antecedentes del sector en relación con la sismicidad inducida generada por la reinyección de aguas “de producción”. Al respecto, en junio del 2013 el Servicio Geológico Colombiano se pronunció acerca de la sismicidad atípica registrada desde abril de ese año en cercanías de la población de Puerto Gaitán (SGC, 2013), pues en el periodo de abril a junio se presentaron 78 sismos, que de inmediato se consideraron extraños teniendo en cuenta que, desde 1993, la Red Sismológica Nacional de Colombia solo tenía dos registros en el área (Molina et al., 2020).

Lo consignado en el EIA resta importancia a este tema y se limita a mencionar que “(...) la amenaza sísmica para el área sigue siendo baja, considerando que, eventualmente, pueden ocurrir microsismos asociados a procesos de inyección”. Esta afirmación es debatible considerando que, para el mes de marzo de 2021, la cantidad de sismos en el área alcanzó la cifra de 1408, de los cuales diecinueve presentaron magnitudes entre 4 y 4,9, mientras que uno alcanzó una magnitud de 5 (SGC, 2021). En el trabajo de Molina et al. (2020) se ilustra la distribución espacial y a profundidad de algunos de los sismos ocurridos cerca a los campos Quifa y Rubiales (figura 11); dichos sismos han sido reprocesados para garantizar errores en la

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 16 de 43

ubicación de menos de 0,5 km en la vertical (esto requirió el solapamiento de dos redes, la primera de ellas correspondiente a la Red Sismológica Nacional y la segunda correspondiente a una red más densa, instalada específicamente para hacer seguimiento a los sismos inducidos por la reinyección en esta zona, entre 2013 y 2016).

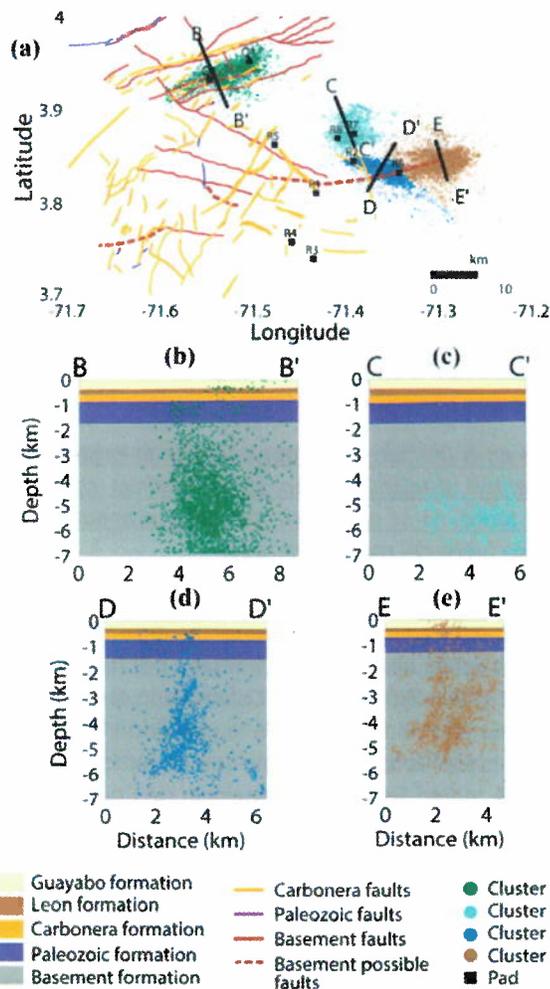


Figura 11. Distribución espacial y a profundidad de los sismos ocurridos cerca a los campos Quifa y Rubiales. Tomada de Molina et al. (2020).

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 17 de 43

A partir de estos resultados y otras evidencias Molina et al. (2020) concluyen que existe una fuerte correlación entre la reinyección de aguas “de producción”, la presencia de fallas y la generación de sismicidad inducida en los campos Quifa y Rubiales, de tal manera que “(...) la densidad de fallas, su orientación y la proximidad a los pozos de inyección son los principales factores geológicos que controlan la ocurrencia de sismicidad (...)”. La sísmica 3D y el conocimiento que se tiene de la zona plantean la presencia de fallas en las unidades destinadas a reinyección, si estas fallas no se consideran en el Estudio de Impacto Ambiental, es evidente que se está subestimando la posibilidad de generar sismicidad inducida. Además, los resultados de Molina et al. (2020) sugieren que también se deben tener en cuenta las características de estas fallas, en especial su orientación y las condiciones de esfuerzo, pues se concluye que la sismicidad inducida es producto de la activación de fallas con condiciones de esfuerzo críticas. También, es relevante destacar que los grupos de sismos (*clusters*) se encuentran atravesando las “capas sello” de las formaciones León y Carbonera (en particular los grupos 1, 3 y 4) (Molina et al., 2020), lo que pone en duda las bajas conductividades verticales asignadas a estas unidades.

Uno de los factores más importantes en la generación de sismicidad inducida en los campos Quifa y Rubiales es la tasa de inyección, de tal manera que Molina et al. (2020) encontraron que a partir de una tasa de inyección superior a $\sim 2 \times 10^6$ m³ por mes (en cada PAD) se desencadenó la sismicidad inducida en el área. No obstante, en el EIA no se realiza un análisis que tenga en cuenta la ubicación de los pozos actuales y proyectados (figura 12), la temporalidad y las tasas de inyección (que están alrededor de los 100.000 barriles diarios), para determinar si se pueden alcanzar volúmenes similares.

Figura 3-31 Ubicación Pozos Inyectores actuales en el modelo numérico

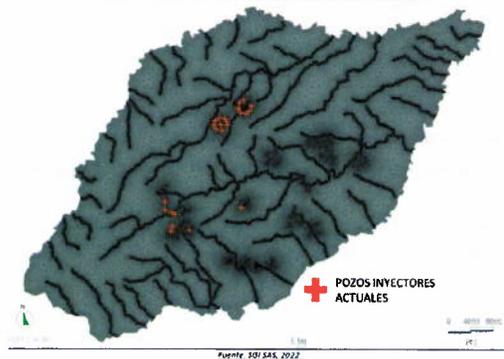


Figura 3-32 Ubicación Pozos Inyectores proyectados en el modelo numérico

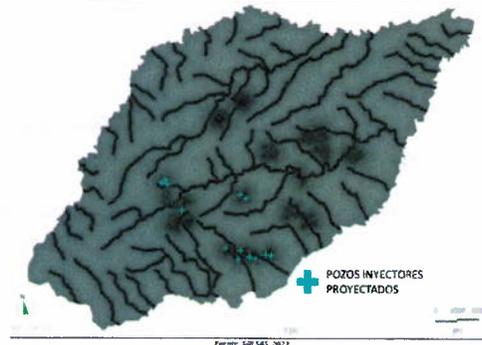


Figura 12. Distribución espacial de los pozos inyectores actuales y proyectados. Tomada del EIA

En resumen, la causa de la sismicidad en el área de los campos Quifa y Rubiales puede explicarse por diferentes factores relacionados entre sí (Molina et al., 2020): el incremento en la presión de inyección, la densidad de fallas (muchas de ellas en condiciones de esfuerzo crítico) y las altas tasas de inyección. A

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 18 de 43

partir de la revisión del EIA se puede concluir que ninguno de estos factores fue estudiado a profundidad (tampoco su interrelación), por lo que existen incertidumbres acerca de los impactos relacionados con la reinyección de aguas “de producción”.

• **HIDROGEOQUÍMICA Y CALIDAD DEL AGUA**

Para el tema de calidad del agua subterránea se seleccionan dos zonas de muestreo. La primera corresponde a las áreas adyacentes a dónde se planea realizar disposición de aguas, con 11 puntos distribuidos así: 1 piezómetro, 3 aljibes y 7 manantiales (figura 13).

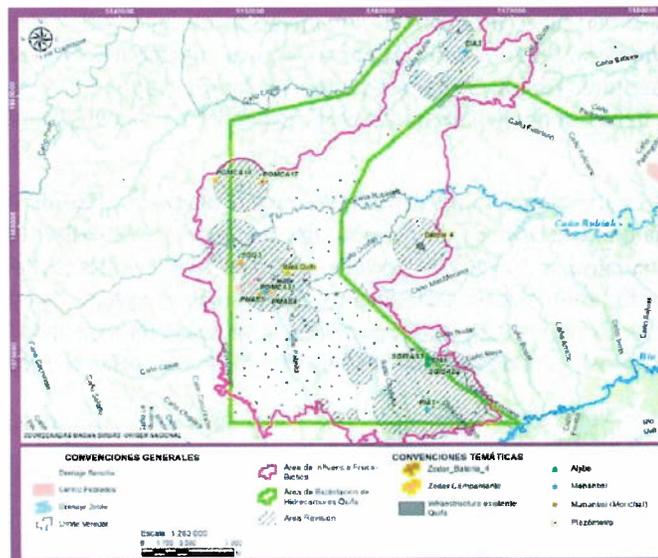


Figura 13. Puntos de agua subterránea cercanos a las zonas destinadas para disposición de aguas. Tomada del EIA

Como se observa en la figura 14, para la totalidad de estos puntos se presentan concentraciones de fenoles totales que exceden entre 5 y 16 veces la normativa nacional (Decreto 1594 de 1984).

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 19 de 43

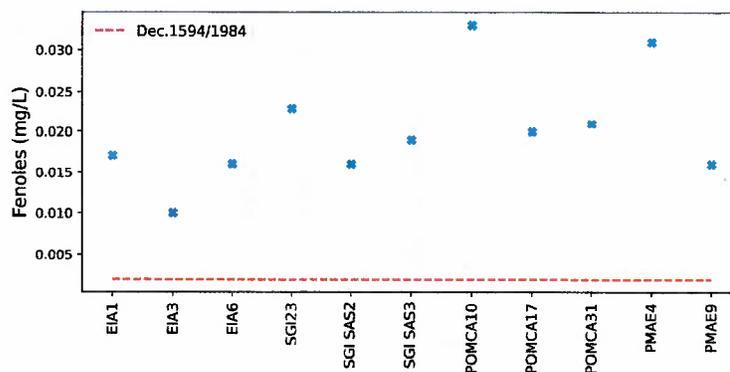


Figura 14. Concentración de fenoles en los puntos de agua subterránea cercanos a las zonas destinadas para disposición de aguas, comparada con la normativa nacional. Elaboración propia

Así mismo, para las fuentes de agua superficial en el área de influencia del proyecto, se presentan concentraciones que superan ampliamente la normativa de calidad del agua para consumo humano, incluyendo aquellas zonas donde el proyecto pretende realizar captaciones de agua u ocupar cauces (figura 15). Las concentraciones altas están asociadas, principalmente, a épocas secas o de menor precipitación.

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Figura 3-37 Fenoles Totales en las fuentes superficiales loticas en área de influencia Campo Quifa

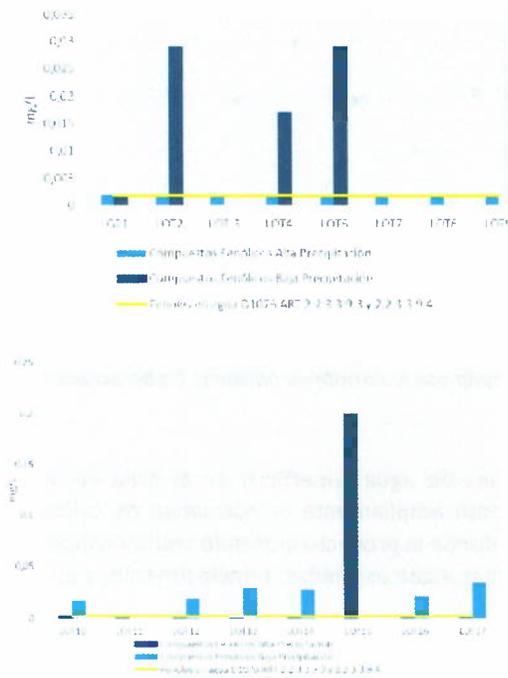
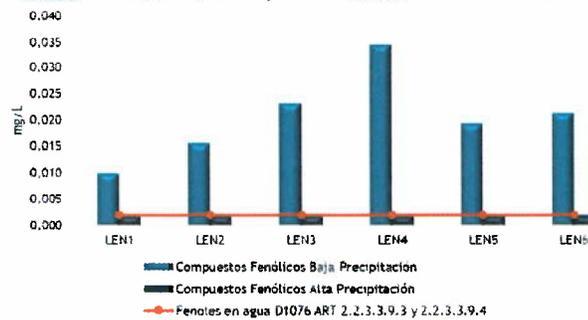


Figura 3-58 Fenoles Totales en las fuentes superficiales lénticas en área de influencia de Campo Quifa



Fuente: SGI S.A.S., 2021

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 21 de 43

Figura 3-73 Fenoles Totales en los puntos de captación y ocupaciones de cauce en área de influencia de Campo Quifa

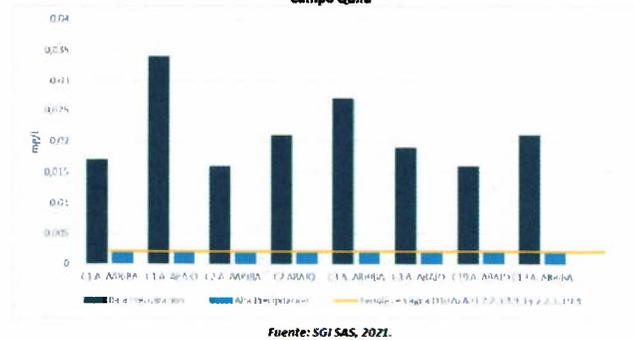


Figura 15. Concentración de fenoles en puntos de agua superficial del área de influencia físico - biótica del proyecto, comparada con la normativa nacional. Tomada del EIA

Para explicar estas altas concentraciones los autores del EIA afirman que:

De acuerdo con las observaciones realizadas en campo, se ha logrado identificar el desarrollo de actividades económicas en la zona de estudio como lo son la agricultura y la ganadería, y en las cuales se puede hacer uso de materiales que contengan dichos compuestos. Estos compuestos, al llegar por procesos de escorrentía o aspersión a los cuerpos de agua señalados, pueden afectar seriamente la salud, debido a que son tóxicos por contacto e ingestión.

Esta explicación no es satisfactoria ya que no se presentan evidencias que comprueben con contundencia que la presencia de fenoles se relaciona necesariamente a la agricultura y la ganadería. Hay que recordar que este tipo de compuestos son comunes en zonas de explotación petrolera y generalmente se encuentran en las aguas "de producción". Al respecto, Fakhru'l-Razi et al. (2009), presentan un resumen de los parámetros medidos en aguas "de producción" alrededor del mundo, utilizando datos de Tibbets et al. (1992), tal como se ilustra en la figura 16. Los fenoles se identifican como contaminantes comunes en este tipo de desechos de la industria petrolera, de tal manera que en Colombia existe una regulación específica para estos vertimientos dentro de la Resolución 631 de 2015, que incluye los fenoles.

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Parameter	Values	Heavy metal	Values (mg/L)
Density (kg/m ³)	1014-1140	Calcium	11-25000
Surface Tension (dynes/cm)	43-78	Sodium	132-80000
TOC (mg/L)	0-1500	Potassium	24-4300
COD (mg/L)	1220	Magnesium	8-6000
TSS (mg/L)	1.2-1000	Iron	<0.1-100
pH	4.3-10	Aluminum	310-410
Total oil (IR) (mg/L)	1-365	Boron	5-95
Volatile (BTEX) (mg/L)	0.39-15	Barium	13-650
Barbiturals (mg/L)	<140	Calcium*	<0.005-0.2
Total non-volatile oil and grease by GLC/MS) base (µg/L)	275	Chromium	0.02-1.1
Chloride (mg/L)	80-200,000	Copper	<0.002-1.5
Bicarbonate (mg/L)	77-3990	Lithium	3-50
Sulfate (mg/L)	<2-1650	Manganese	<0.004-175
Ammomiacal nitrogen (mg/L)	10-300	Lead*	0.002-8.8
Sulfide (mg/L)	10	Strontium	0.02-1000
Total potas (mg/L)	0.2-800	Titanium	<0.01-0.7
Higher acids (mg/L)	<1-63	Zinc*	0.01-35
Phenols (mg/L)	0.0001-23	Arsenic*	<0.005-0.3
VFA's (volatile fatty acids) (mg/L)	2-4900	Mercury	<0.001-0.002
		Silver**	<0.001-0.15
		Beryllium	<0.001-0.004

Figura 16. Resumen de parámetros medidos en aguas "de producción" petrolera en el mundo. Tomada de Fakhru'l-Razi et al. (2009), elaborada con datos de Tibbets et al. (1992)

Considerando lo anterior, existe incertidumbre respecto a los impactos de la actividad petrolera en la calidad del agua. Se requerirían estudios específicos que puedan determinar el origen de los fenoles en el agua.

También resulta relevante analizar las concentraciones obtenidas para el selenio. De acuerdo con Cotruvo (2018), el MCLG (Maximum Contaminant Level Goal) y el MCL (Maximum Contaminant Level) para el selenio son de 0,05 mg/L. El límite establecido por la OMS es de 0,04 mg/L, y los establecidos por la Unión Europea y la normativa canadiense son de 0,01 mg/L. La normativa nacional, por medio de la Resolución 2115 del 2007, adopta el límite más restrictivo de 0,01 mg/L para el agua destinada a consumo humano.

Teniendo en cuenta lo anterior, varios de los puntos de agua subterránea presentan concentraciones que superan el límite establecido por la normativa nacional (figura 17).

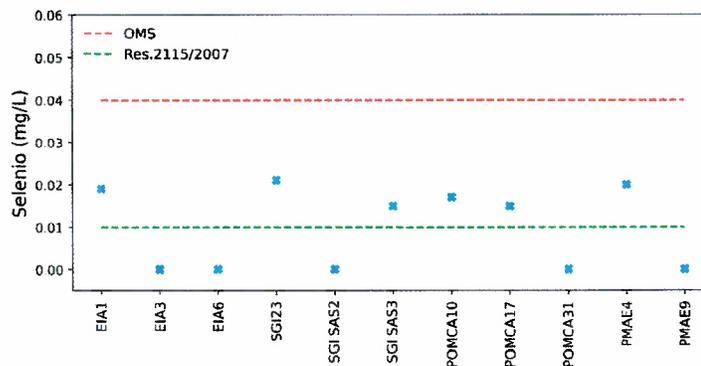


Figura 17. Concentración de selenio en los puntos de agua subterránea cercanos a las zonas destinadas para disposición de aguas, comparada con la normativa nacional. Elaboración propia

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 23 de 43

En el caso de los puntos de agua superficial, también se presentaron varios cuerpos lénticos que superan el límite de la normativa nacional. Adicionalmente, se midió un valor de 0,018 mg/L en el punto destinado para captación “C3. Aguas Arriba” en época seca (figura 18).

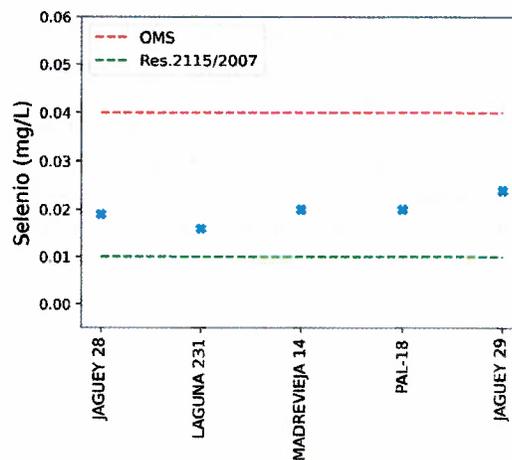


Figura 18. Concentración de selenio en algunos puntos lénticos del área de influencia físico - biótica del proyecto, comparada con la normativa nacional. Elaboración propia.

Cotruvo (2018) considera que aún el límite de 0,05 mg/L es conservador, teniendo en cuenta que el selenio es un nutriente esencial en bajas dosis, por lo que este tipo de concentraciones no son preocupantes en términos de salud pública en la mayoría de los casos. No obstante, los valores hallados son relevantes si se considera que las concentraciones de selenio en agua superficial y subterránea rara vez exceden los 0,001 mg/L (Hem, 1985) y la concentración promedio en el agua de mar es de 0,004 mg/L (Boyd, 2019).

Adicionalmente, es necesario tener en cuenta que el selenio se puede bioacumular en las cadenas tróficas (Hamilton, 2004), pudiendo generar toxicidad para la vida acuática. En el marco de un contexto petrolero, se reconoce que el selenio puede entrar al aire como resultado de la quema de carbón o petróleo, depositándose eventualmente en los suelos o en el agua (ATSDR, 2003).

A pesar de lo anterior, en el EIA no se realiza ningún análisis de los resultados obtenidos. A la luz de las consideraciones expuestas es evidente que se requieren estudios más detallados que permitan confirmar o descartar la relación del selenio con actividades propias de la explotación de petróleo, para llegar a establecer si en algún momento puede representar una amenaza a la salud pública. Lo anterior, incluye medir las concentraciones de esta sustancia en el aire.

Posteriormente, en el EIA se evalúa la calidad del agua en 14 puntos de agua subterránea que se

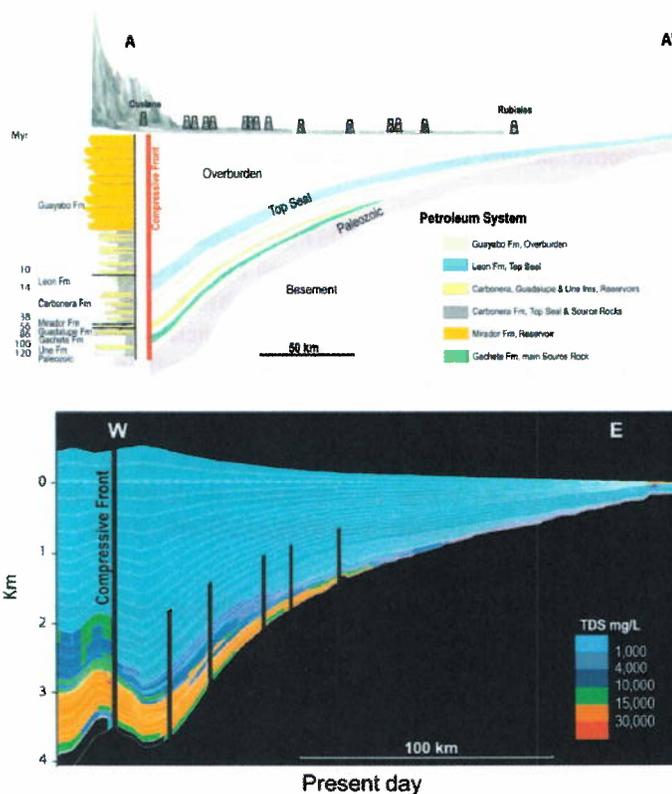
20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 24 de 43

encuentran dentro del centro poblado El Oasis: 6 piezómetros, 6 pozos y 2 manantiales. Los resultados sugieren que existen condiciones aceptables de calidad del agua, pero llama la atención que no se midieron parámetros que para los anteriores puntos de agua sí se consideraron, entre ellos el plomo y el selenio.

En el caso de la caracterización hidrogeoquímica básica, todos los resultados apuntan a que la recarga se da de manera local, considerando que el agua tiene una marcada influencia meteórica que se refleja valores muy bajos de conductividad eléctrica y de mineralización (iones mayores). Esto está de acuerdo con los estudios disponibles para la zona, pues la cuenca de los Llanos se caracteriza por la presencia de aguas con baja salinidad, con una marcada influencia meteórica (Gonzalez, Moretti & Guichet, 2017) figura 19). Incluso se mencionan complejidades en las direcciones de flujo con migración de fluidos profundos en dirección vertical (hacia arriba) y el flujo de agua meteórica hacia abajo, ambos siguiendo el buzamiento de las capas.



20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 25 de 43

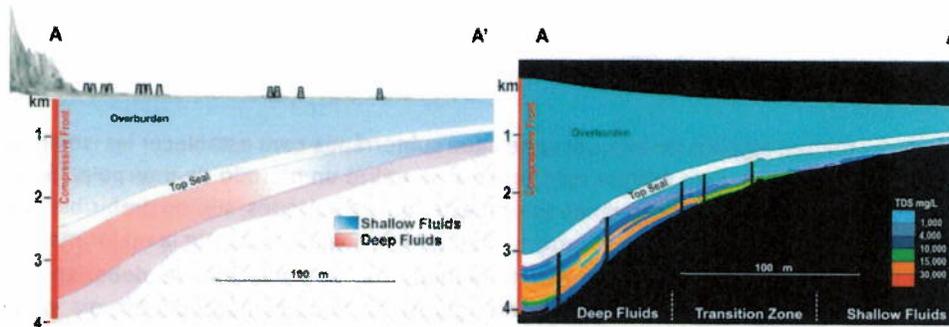


Figura 19. Modelo de salinidad del agua en la cuenca de los Llanos Orientales, los campos Quifa y Rubiales se ubican hacia la parte oriental. Tomada de Gonzalez, Moretti & Guichet (2017)

Este tipo de modelos (como el que se ilustra en la figura 19) resaltan la importancia de la recarga de aguas meteóricas y además la particularidad de la cuenca de los Llanos, donde existen aguas con baja salinidad incluso por debajo de la Formación Guayabo (Formaciones León y Carbonera). El modelo plantea la posibilidad de que las aguas meteóricas atraviesen el llamado “sello hidráulico” de la Formación León. Considerando esto, es recomendable realizar una caracterización química adecuada de las aguas profundas, siguiendo principios internacionales como los de la Agencia de Protección Ambiental Estadounidense (EPA, por sus siglas en inglés) que, por ejemplo, establece un límite para los TDS de 10.000 mg/L, debajo del cual las aguas se consideran fuentes de agua potable que deben protegerse (Kang & Jackson, 2016). Para el caso colombiano, el Ministerio de Minas y Energía (MME) define un límite máximo de 4000 mg/L (TDS) por debajo del cual se definen los “acuíferos aprovechables para el consumo humano”, según la Resolución 90341 de 2014.

En el caso de la Formación Carbonera, a partir del EIA elaborado en 2011, los autores del EIA afirman que las aguas son de mala calidad por la presencia de material carbonáceo y posiblemente hidrocarburo (figura 20). Sin embargo, no se presenta una caracterización hidrogeoquímica rigurosa de estas aguas.

<p>Formación Carbonera</p>	<p>Con espesores que varían entre los 800 m y 960 m, la formación carbonera está conformada por arcillolitas grises y moteadas alternando con arenitas grises y gris verdosas y con limolitas grises (ASI, 2011).</p>	<p>Acuitardo Carbonera, Acuitardo de extensión regional, en los niveles arenosos conforma acuíferos, que almacenan agua de mala calidad por la presencia de material carbonáceo y posiblemente hidrocarburo (ASI, 2011).</p>
----------------------------	---	---

Figura 20. Descripción hidrogeológica de la Formación Carbonera. Tomada del EIA.

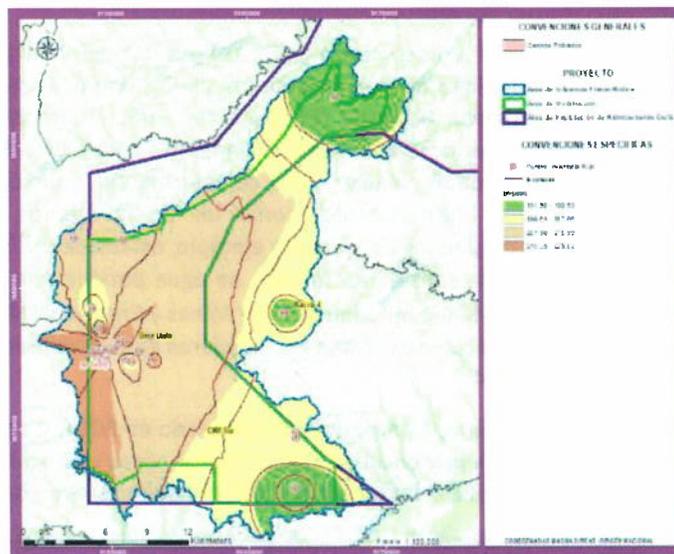
20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 26 de 43

• **MODELO HIDROGEOLOGICO**

Los autores utilizan algunos de los puntos de agua subterránea para establecer las isopiezas y las líneas de flujo correspondientes. Para realizar este proceso se utilizó un método de interpolación del inverso de la distancia. En general, no se recomienda utilizar este tipo de métodos, siendo preferible la interpretación a cargo de un profesional que tenga el criterio hidrogeológico para trazar de la mejor manera los contornos (Siegel, 2008). En caso de utilizar estos métodos de interpolación se deberían tener en cuenta consideraciones estadísticas y una evaluación rigurosa de cómo el método interpola, para evitar errores. Para el caso de los mapas de isopiezas presentados en el EIA no se tuvieron en cuenta estas consideraciones y se presentan contornos poco realistas, que implican direcciones locales de flujo que no guardan coherencia (figura 21).



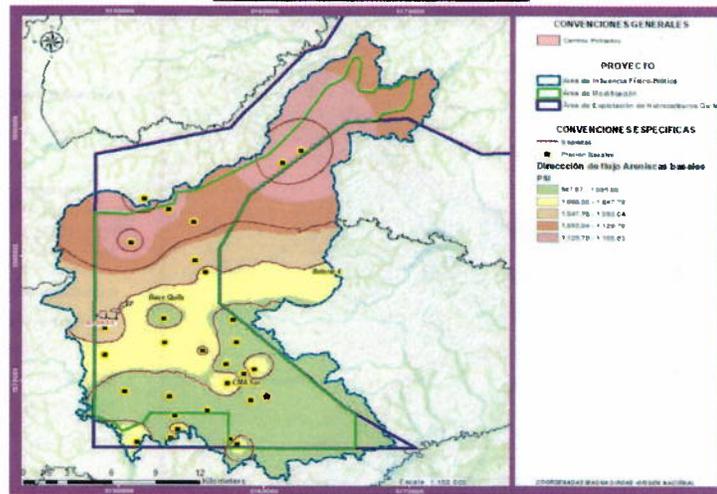
Fuente: SGI SAS, 2022.

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 27 de 43

Figura 3-81 Dirección de flujo – Arenas Basales



Fuente: SGI SAS, 2022.

Figura 21. Algunos de los mapas de isopiezas y dirección de flujo realizados. Tomada del EIA.

Retomando el tema de la definición de las zonas de recarga en el área, se debe insistir en que la zonificación no tiene el soporte suficiente, puesto que la integración geofísica y la correlación estratigráfica no tienen coherencia con la cartografía geológica. En el EIA se afirma que:

En cuanto a la zona de recarga regional del acuífero, esta se encuentra en dirección contraria a las zonas de descarga y se ubicaría en el piedemonte de la cordillera oriental, donde la precipitación es mayor y se infiltra en los depósitos cuaternarios no consolidados y las zonas de afloramiento de la Formación Guayabo.

No obstante, la información hidrogeoquímica sugiere que la recarga más importante para el área es la recarga local y, por lo tanto, se esperaría que la extensión de las zonas de recarga de acuíferos sea mucho mayor. Aun admitiendo la delimitación efectuada, es posible apreciar que estas zonas no son incluidas en la zonificación ambiental del proyecto a pesar de que, de acuerdo con los Principios Generales Ambientales de la Ley 99 de 1993, las zonas de recarga de acuíferos deben ser objeto de protección especial. De hecho, en la figura 22 se puede apreciar que algunas de las zonas que se definen como “Zonas de Recarga” aparecen en la zonificación ambiental como “Áreas de Intervención”, sin ningún tipo de restricción.

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 28 de 43

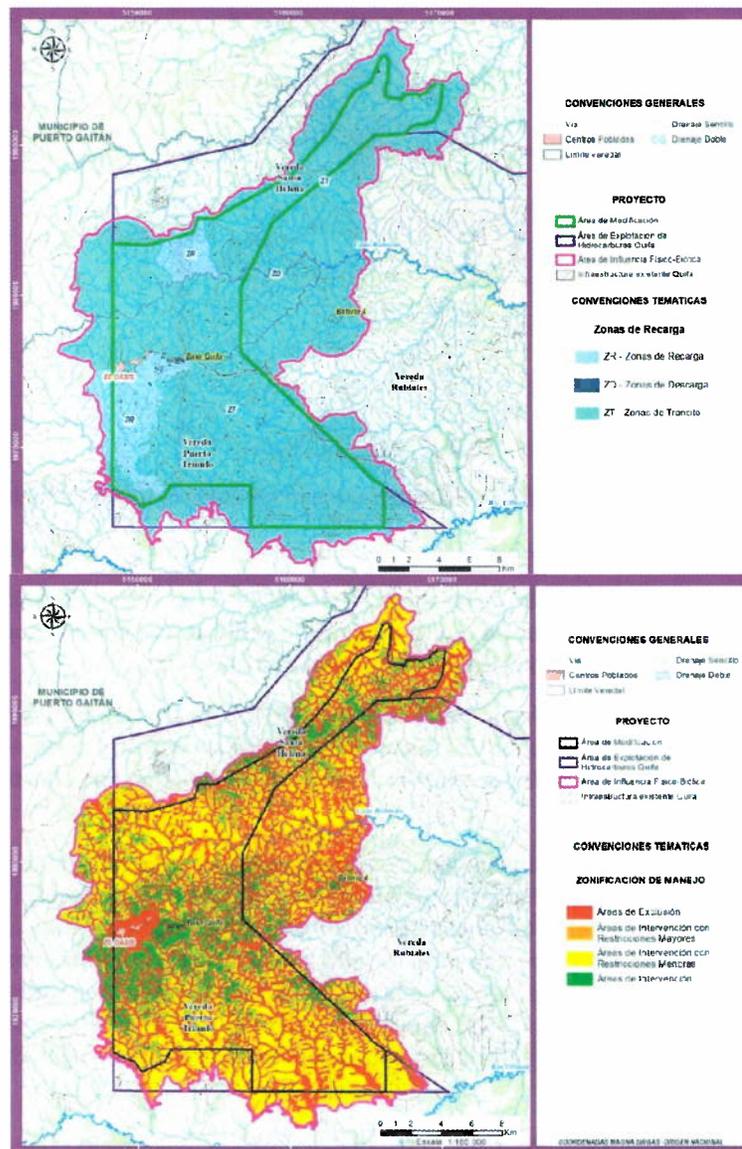


Figura 22. Definición de áreas de recarga y zonificación de manejo ambiental del área de influencia físico - biótica del proyecto. Tomada del EIA.

Sin entrar en los detalles de los métodos que se utilizaron para obtener el valor de recarga potencial en el Diagonal 53 N.º 34-53, Bogotá, D.C., Colombia, PBX (571) 2200000, 2200100, 2200200 Fax: 2220797 www.sgc.gov.co

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 29 de 43

área, la selección del método adecuado y el valor resultante no tienen el soporte suficiente, pues el hecho de que por medio de dos métodos se obtengan resultados similares, no necesariamente implica que esos resultados son representativos (figura 23). Lo correcto es calibrar de alguna forma estas metodologías para obtener resultados fiables:

Se escogió el método de Cheeturvedi por su semejanza con los resultados obtenidos del modelo GR4J. El modelo GR4J al tener mayor cantidad de parámetros y al ser un modelo ampliamente aplicado y comprobado, es una excelente referencia para escoger alguno de los métodos empíricos, los cuales permiten tener un comportamiento especializado.

De la misma forma, para la expresión empírica de Sehgal, se puede apreciar que tiende a sobrevalorar significativamente los resultados, llegando a ser un 100% mayor a los valores hallados en el modelo GR4J y el método de Cheeturvedi.

Tabla 3-42 Valores de recarga potencial según método

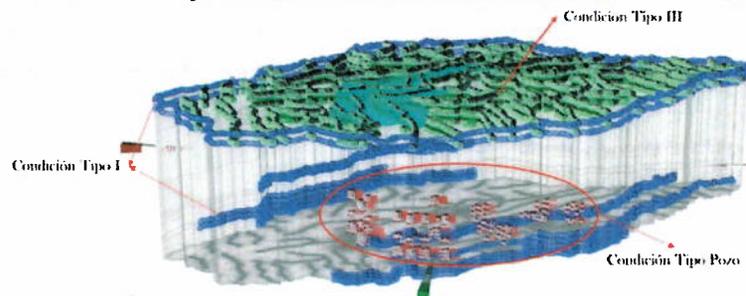
MÉTODO	VALOR
Modelo GR4J	200
Cheeturvedi	284 - 334
Sehgal	518 - 611

Fuente: SGI SAS, 2021.

Figura 23. Valores de recarga potencial para el área del proyecto. Tomada del EIA.

A pesar de que se halló este valor de recarga potencial, en el modelo numérico aparentemente no se asignó ninguna condición de frontera para simular este proceso, que debería corresponder a una condición tipo II (Neumann) (Figura 24).

Figura 3-15 Condiciones de frontera en el modelo numérico



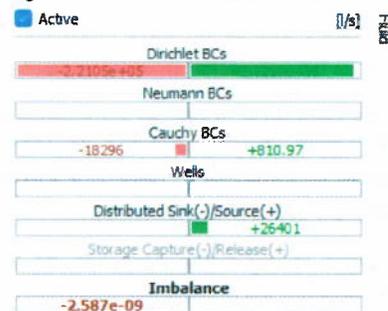
Fuente: SGI SAS, 2022.

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 30 de 43

Figura 3-26 Imbalance en estado estacionario



Fuente: SGI SAS, 2022.

Figura 24. Condiciones de contorno del modelo numérico y balance de agua en estado estacionario. Tomada del EIA.

La caracterización hidráulica presenta algunas limitaciones, debido a que para algunas unidades se utilizan valores “teóricos” que podrían no reflejar las propiedades hidráulicas a nivel local. Así, para la calibración del modelo numérico se afirma lo siguiente, refiriéndose a la conductividad hidráulica:

Para la capa 3 que representa la parte inferior de la Formación Guayabo se usó un valor de $1e-3$ tomado de Freeze & Cherry (1979) el cual se asocia a los materiales arcillo-arenosos

Al respecto, Freeze & Cherry, (1979) destacan que la conductividad hidráulica es un parámetro que varía en varios órdenes de magnitud, por lo que puede ser inexacto asociar un valor único a un tipo de material (figura 25). El valor de 1×10^{-3} m/día reseñado en el EIA equivale aproximadamente a 1×10^{-8} m/s. Al comparar con la gráfica contenida en Freeze & Cherry (1979) no hay una categorización para “materiales arcillo-arenosos” que permita verificar si el valor utilizado es coherente. Además, nuevamente se podría estar cometiendo un error conceptual al utilizar valores característicos de depósitos no consolidados para una formación rocosa, como se describe a la Formación Guayabo en la caracterización geológica básica.

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: 20231000006841
15-02-2023

Pag 31 de 43

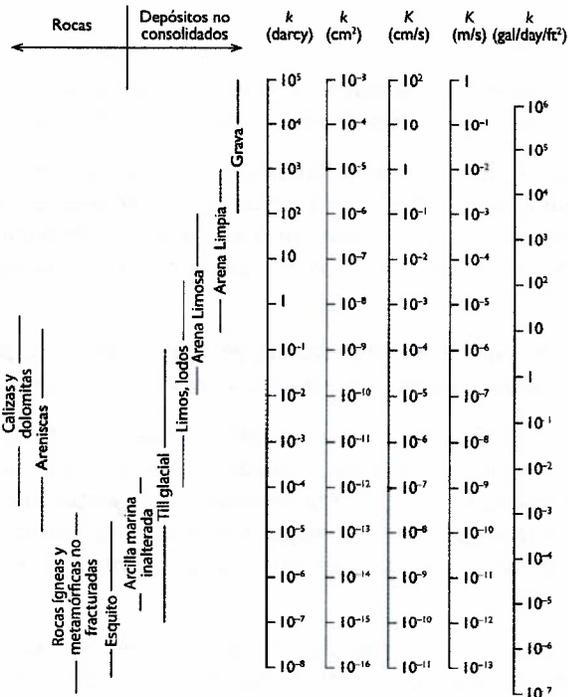


Figura 25. Intervalo de valores de conductividad hidráulica y permeabilidad. Tomada de Freeze & Cherry (1979), versión en español disponible en <https://gw-project.org/>.

Para la Formación León y el miembro C2 de la Formación Carbonera, calificados como “sellos regionales”, se utiliza un valor de 1×10^{-6} m/día equivalente a 1×10^{-11} m/s, que es un valor bastante bajo y representativo de materiales casi impermeables, no afectados por deformación estructural. En este caso no se exponen los criterios utilizados para asignar este valor. Como se evidenció anteriormente, en el área de estudio hay evidencia de fallas y sismos que se propagan verticalmente, incluso a través de estas unidades llamadas “sellos regionales”. Debido a lo anterior, se requeriría una evaluación rigurosa sobre la pertinencia de considerar conductividades hidráulicas isotrópicas y, particularmente, conductividades hidráulicas verticales tan bajas en estas unidades.

Para algunas de las unidades intermedias de la Formación Carbonera se establecen promedios ante la ausencia de datos medidos en campo:

Para los paquetes arenosos de la Unidad Intermedia de la Formación Carbonera, al no contar con datos medidos en campo y teniendo en cuenta su similitud en cuanto a los ambientes de depositación de las arenas de la Formación Carbonera se consideró el uso de un promedio entre la permeabilidad de la Unidad C1 y de la unidad Arenas Basales. De esta manera, se obtuvo un rango

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 32 de 43

de valores (...) pag. 177

Un caso similar se da en la asignación del coeficiente de almacenamiento para las unidades objeto de inyección, donde se asignan “valores teóricos” para los cuales no se brinda la referencia utilizada:

En la Tabla 2-35 se presentan las propiedades hidráulicas asignadas a las unidades C1, Unidad Intermedia y Arenas Basales de la Formación Carbonera con base en la información presentada en las figuras anteriores. En cuanto al coeficiente de almacenamiento se utilizaron valores teóricos entre 1×10^{-4} a 1×10^{-5} , teniendo en cuenta que las unidades objetivo de inyección se tratan de acuíferos confinados.

Dicho parámetro de almacenamiento resulta de vital importancia, pues es uno de los que se considera directamente en el cálculo del volumen a almacenar en la formación.

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede establecer que hay algunas deficiencias e incertidumbres en la caracterización hidráulica de algunas unidades, que debieron haberse solventado con información proveniente de ensayos. En el caso de la información presentada para la parte superior de la Formación Guayabo, que es el acuífero más relevante para el uso de la población, las tres pruebas realizadas tuvieron dificultades para garantizar caudal constante (debido a la caída del nivel de energía). Esto es referenciado en el siguiente apartado:

Es importante resaltar que, durante el desarrollo de tres de las cuatro pruebas de bombeo realizadas para el estudio, el centro poblado El Oasis presentó bajas y altas de luz constantemente, esto afecta directamente los resultados de las pruebas de bombeo porque generó inestabilidad en la potencia de la bomba utilizada en dichos pozos. Por esta razón, es importante considerar como dato más relevante la fase de recuperación de las pruebas, los cuales dependen del acuífero y no se relacionan con las variaciones de energía eléctrica del centro poblado El Oasis. pag.156.

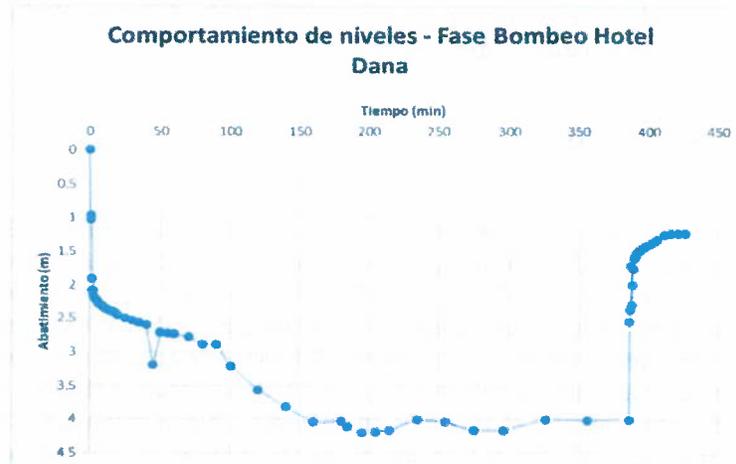
A causa de esto, los resultados de estas pruebas muestran variaciones atípicas en el comportamiento del acuífero, como se puede ver en los resultados reportados (figura 26).

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 33 de 43

Figura 3-61 Datos de tiempo vs abatimiento obtenidos durante la fase de bombeo del Hotel Dana



Fuente: SGI SAS, 2021.

Figura 26. Resultados de una de pruebas de bombeo, donde se evidencian variaciones atípicas asociadas a cambios en la energía eléctrica. Tomada del EIA.

Este factor limita el uso de los datos: más allá de la posibilidad de ajustarlos a un modelo tradicional del subsuelo (tipo Theis), no hay posibilidad de usar metodologías como las curvas diagnósticas (Renard, Glenz & Mejias, 2009) para identificar el tipo de acuífero que se tiene. Dada la importancia de las aguas subterráneas para la población, es importante identificar las interacciones que hay entre los cuerpos de agua superficial y el agua subterránea.

Para finalizar, es necesario indicar que una de las carencias más importantes del modelo numérico, es el modelo geológico – hidrogeológico que lo soporta, y particularmente la ausencia de una caracterización estructural adecuada. En ese sentido, y de acuerdo con los resultados del modelo (con todos los escenarios planteados), el incremento en la presión del reservorio causado por la inyección no superaría la presión de fractura de la roca y, por lo tanto, no existiría fracturamiento hidráulico. Sin embargo, esto no implica que no se puedan reactivar fallas existentes y generar sismicidad inducida, o que se pueda asegurar con toda confianza que no existen fallas que conecten hidráulicamente las unidades objeto de inyección con unidades suprayacentes.

Igualmente, en el caso de la vulnerabilidad de los acuíferos a la contaminación, la evaluación se restringe al uso de la metodología DRASTIC, la cual se enfoca en evaluar la vulnerabilidad por actividades desarrolladas superficialmente. Esta metodología se puede justificar para el caso de vertimientos

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 34 de 43

(accidentales o no) de aguas “de producción” petrolera en superficie. Sin embargo, para el caso en cuestión, donde la principal alternativa de manejo de disposición de aguas residuales es la inyección a profundidad, se recomienda el uso de otras metodologías.

- **ZONIFICACIÓN AMBIENTAL**

ANTECEDENTES

En el marco del Convenio 006 del 23 de mayo de 2019, suscrito entre el Servicio Geológico Colombiano (SGC) y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), el SGC adquirió el compromiso de apoyar técnicamente a la ANLA en la proyección de especificaciones técnicas y protocolos para el seguimiento de la sismicidad inducida en regiones con presencia de proyectos sujetos a licenciamiento ambiental del sector de hidrocarburos (exploración y explotación) y del sector de energía (construcción y operación de centrales generadoras de energía hidroeléctrica) y disponer de los recursos técnicos, científicos, humanos, operativos, y demás necesarios para el desarrollo del convenio. De igual manera, el SGC tiene como función asesorar al Gobierno Nacional para la formulación de las políticas en materia de amenazas y riesgos geológicos, e investigar, evaluar, generar e integrar conocimientos, sobre amenazas geológicas, con afectación regional y nacional en el territorio nacional. Así mismo, a través de la Red Sismológica Nacional de Colombia (RSNC) el SGC realiza el monitoreo, evaluación e investigación sismológica en el territorio colombiano.

AMENAZA SÍSMICA

Respecto a *“las consideraciones técnicas de la Dirección de Geoamenazas referentes a las condiciones de Sismicidad, considerando la actividad de inyección de agua que se está solicitando y los riesgos de sismicidad asociados”*, uno de los principales efectos relacionados con la inyección de aguas residuales es la sismicidad inducida (Boak, 2017). En Colombia, en la región de Puerto Gaitán (Meta), la correlación espacio-temporal, sugiere que el origen de ésta sismicidad se encuentra asociada a la inyección de aguas residuales (Gómez-Alba et al., 2015, Molina et al., 2020). Esa sismicidad ha sido localizada alrededor de los pozos de inyección de aguas residuales (figura 27). En esa región, entre 2013 y 2023 se destacan 20 sismos con magnitudes mayores a M 4.0 (figura 28).

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 35 de 43

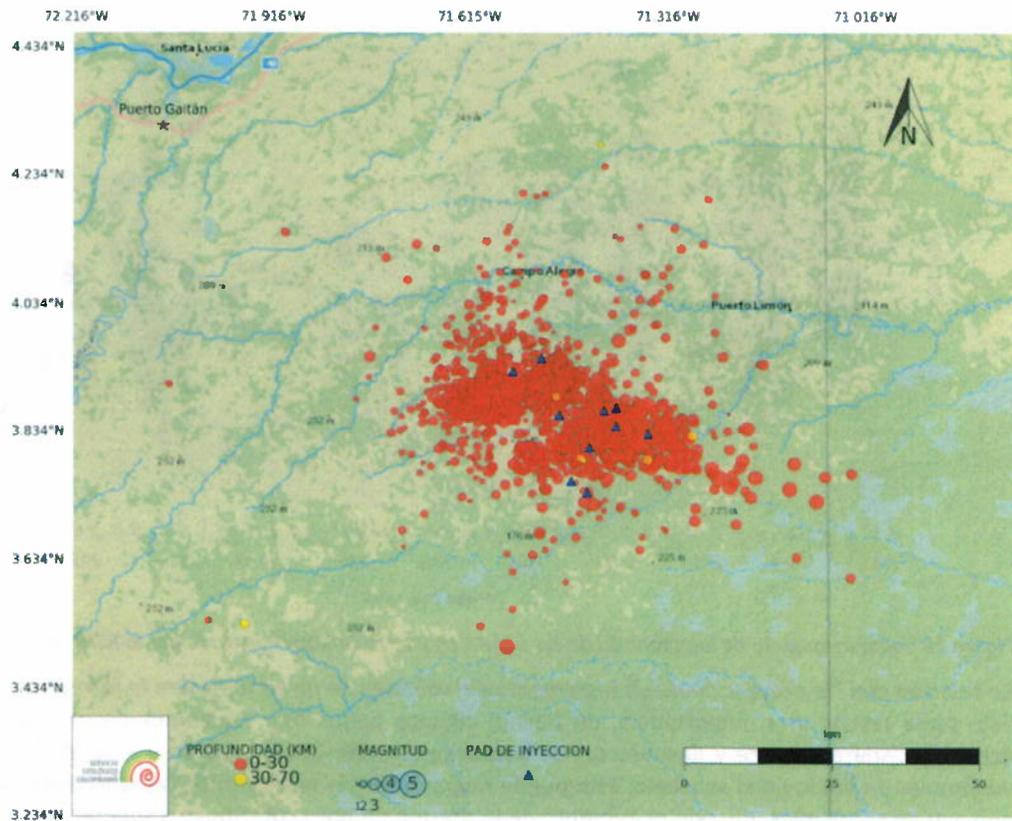


Figura 27 Mapa de sismicidad alrededor de Puerto Gaitán registrada por la RSNC entre 2013 y 2023

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 36 de 43

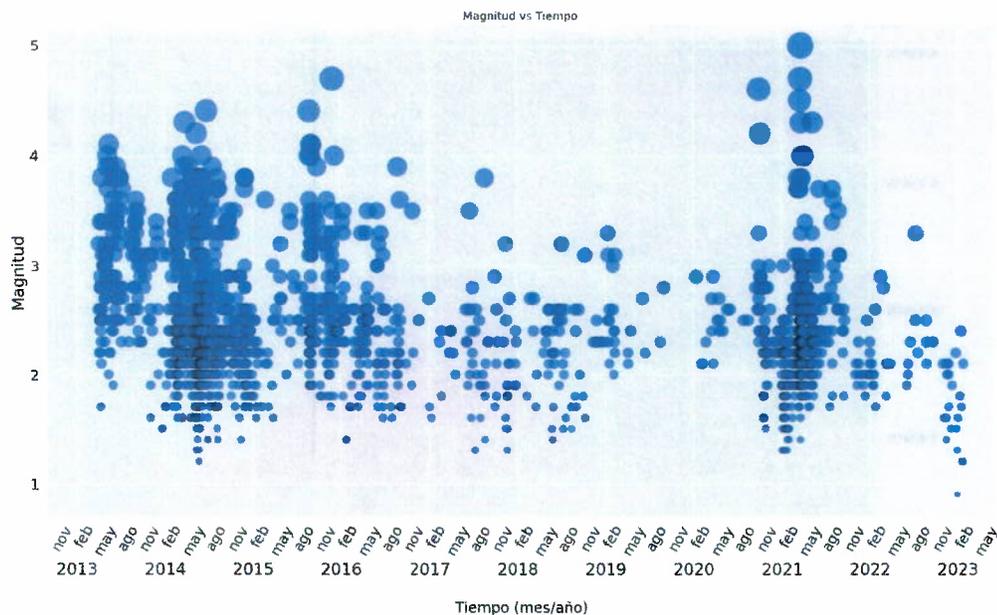


Figura 28 Comportamiento de la magnitud de los sismos en Puerto Gaitán registrada por la RSNC entre 2013 y 2023

En relación con “la proyección de un incremento del volumen de inyección sobre la formación Carbonera”. Este tema reviste gran importancia, de hecho, algunos países han reglamentado el monitoreo de la actividad sísmica durante y después de las operaciones (AER, 2015). Debido a la inyección de grandes volúmenes de fluido en el subsuelo, éste puede migrar hacia las fallas geológicas, afectando las presiones que actúan sobre ellas. Cuando el aumento de la presión de poro contribuye a superar la fricción en una falla activa, es posible que cause un deslizamiento que libere energía en forma de sismicidad (Ellsworth, 2013). En Colombia el sismo más energético asociado a inyección de aguas residuales sucedió en marzo de 2021 en la región de Puerto Gaitán (Meta), con una magnitud Mw 5.0 (región en la que se registró un aumento drástico en la sismicidad desde 2013). En esta región hubo un aumento significativo de inyección de aguas residuales desde 2010 (alrededor de 7×10^5 m³ a través de más de 50 pozos), cuando el volumen de agua de producción llegó al 95 % (Molina et al., 2020).

Se ha evidenciado que varios parámetros operacionales influyen en la probabilidad de causar un evento sísmico inducido, estos son, la tasa de inyección (Keranen et al., 2014), el volumen inyectado acumulado (McGarr, A., 2014.), la presión de inyección en el pozo (Block et. al., 2014) y la inyección cerca del basamento cristalino (Zhang, et. al., 2013). Frohlich, C., (2012) en la región de Barnett Shale en Texas encontró que los sismos generalmente ocurren cuando se inyectan más de 150 mil BWPM (siglas en inglés que se traducen en barriles de agua por mes). Nicholson et al. (1988) reportó que la secuencia de sismos en *Painesville, Ohio* - Estados Unidos (1986), se relacionó con una inyección total de 1.2 millones de metros

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 37 de 43

cúbicos de aguas residuales. Un estudio en el centro y este de los Estados Unidos, estableció que la probabilidad de inducir un sismo aumenta cuando la inyección de fluido supera los trescientos mil BWPM (Weingarten et al., 2015). Molina et al., (2020) en un estudio para la zona de puerto Gaitán encontraron que existe un umbral de tasa de inyección de aproximadamente 2 millones de metros cúbicos por mes, para la cual se observa la ocurrencia de sismicidad. Este índice está asociado a una presión superficial de inyección inferior a 8.3 MPa, capaz de sostener una perturbación de presión lo suficientemente grande como para activar fallas Molina et al., (2020).

Por otra parte, es necesario mencionar que en el estudio de McGarr (2014) se recopilan varios casos alrededor del mundo, evidenciando que no existe una relación directa entre el volumen total inyectado y la magnitud máxima reportada en un área de operaciones (figura 29). Esto no quiere decir que las inyecciones de agua residuales no causen sismos cuyos tamaños tienen varias magnitudes. La sismicidad inducida ocurre típicamente cerca del punto de inyección dentro del basamento cristalino y entre 1-10 km desde la superficie (Keranen et al., 2014; Stabile et al., 2014; Yeck et al., 2016; Rubinstein et al., 2018). En cuanto a los pronósticos de amenaza sísmica por inyección de fluidos, con base en la sismicidad observada con antelación, se requiere de la suposición de que las operaciones (caudal y presión de inyección) no varían en el tiempo (Bommer, 2022), por ende, ante un eventual aumento del volumen inyectado, el pronóstico del comportamiento de la sismicidad se vuelve imprevisible (Bommer, 2022) puesto que las formaciones bajo el subsuelo son heterogéneas pudiendo presentar diferentes respuestas visco-elásticas antes la propagación de los fluidos (e.g., cierre o apertura de poros).

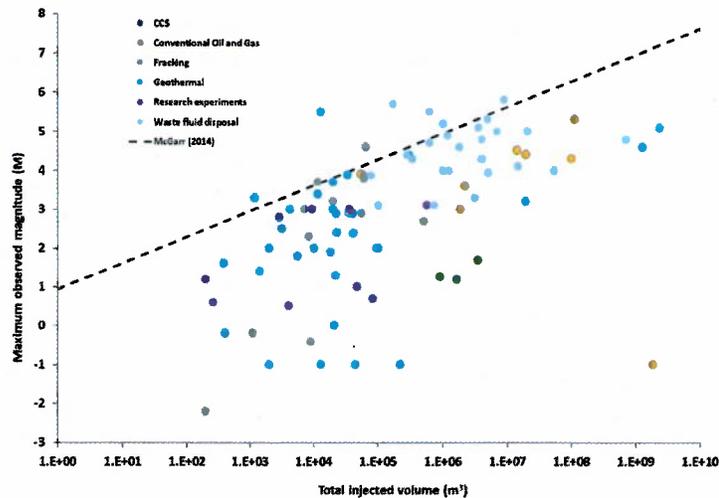


Figura 29 Máxima magnitud observada de sismos asociados con operaciones antrópicas y su relación con el volumen total de inyección. Tomado de McGarr, 2014.

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 38 de 43

En cuanto a *“las recomendaciones técnicas que den lugar frente al comportamiento de la amenaza de sismicidad en la zona y cómo el proyecto en mención podría llegar a influir en la dinámica de ésta”*. El SGC recomienda que la inyección de fluidos se realice en zonas lejanas a fallas geológicas, para lo cual es importante que la ANLA solicite al operador, tanto las coordenadas de los pozos inyectoros como las imágenes sísmicas interpretadas, para que verifique de manera independiente las estructuras cercanas a los pozos inyectoros. A este respecto, en el decreto 328 de 2020 del MME existe un precedente normativo (para yacimientos no convencionales), en el que los pozos deben tener una distancia mayor a 1 km respecto a una falla geológica. De otra parte, debe evitarse en lo posible, que la inyección se realice en una unidad sedimentaria en contacto con el basamento cristalino (o una unidad de baja permeabilidad). De esta manera, en el caso de la Formación Carbonera, se recomienda que la inyección no se realice en su miembro basal. Adicionalmente, es importante que la operadora busque localizaciones alternativas para realizar la inyección (diferentes a las actuales donde se ha asociado espacialmente la inyección con la sismicidad). En cuanto a los volúmenes de inyección asociados a sismicidad, en la literatura científica no se reporta un modelo determinístico que permita establecer el volumen de agua inyectado y la ocurrencia de sismicidad potencialmente destructiva; sin embargo, Molina *et al.*, (2020) encuentran que para la zona de Quifa y Rubiales el umbral de inyección no debería superar los $\sim 2 \times 10^6 \text{ m}^3$ por mes. Es importante que la ANLA requiera al operador estudios de amenaza sísmica en la zona de operaciones.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

En algunas publicaciones se precisa que por cada barril de hidrocarburo que se extrae en el Campo Rubiales operado por Ecopetrol, adyacente al Campo Quifa que opera Frontera Energy Colombia Corp., se tienen 30 barriles de agua de producción, lo que se constituye en un reto a la hora de en el subsuelo este volumen de agua, el cual requiere grandes tasas de energía y una manifiesta actividad sísmica resultante y afectaciones a los acuíferos.

El sistema petrolífero se evidencia con la presencia de crudos pesados, los cuales tienen una gravedad específica de alrededor de 13°API en un reservorio localizado a unos 950 metros bajo la superficie del terreno, hacia la parte más inferior de la denominada Formación Carbonera, en un intervalo que en ocasiones es conocido como Areniscas Basales. Éste aspecto resulta relevante, ya que, el reservorio yace a escasos metros del contacto reservorios/basamento y la producción de hidrocarburos se encuentra relacionada a un empuje hidrodinámico, razón por la cual el volumen de agua de producción es elevado.

Es de resaltar que en el año 2009 el Campo Rubiales inicia la curva ascendente en producción de hidrocarburos y en el 2013, cuando decae la producción de crudo se incrementa la producción de agua, allí la disposición de aguas residuales converge con el inicio de la actividad sísmica representada en la figura 30.

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 39 de 43

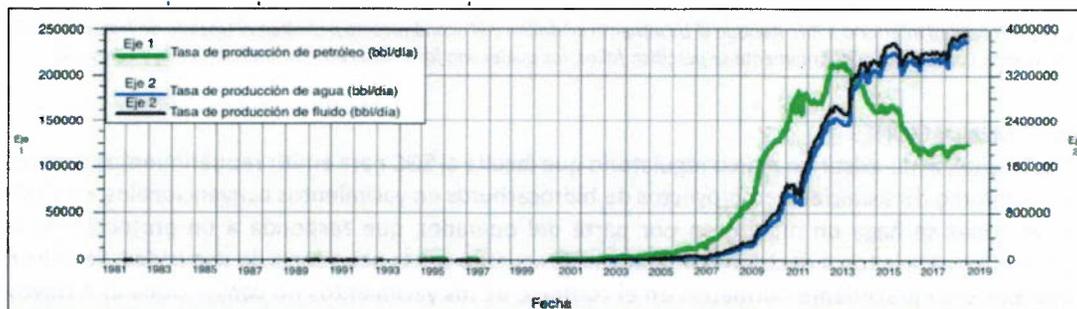


Figura 30 Tasas de producción promedio mensual de Campo Rubiales (tomado de Betancourt, 2019)

Aunque algunos especialistas estiman que la inyección de aguas de producción debe hacerse a una distancia no inferior a UN kilómetro, este aspecto, así como los volúmenes de fluido debe estar condicionado a las características de cada yacimiento. En el caso de Quifa, CPO14, Pirirí, Rubiales, etc, tanto cualquier intervalo poroso apto para almacenar aguas residuales se encuentra a menos de 1 kilómetro del basamento económico, el cual está afectado por múltiples fracturas, las cuales no son perceptibles mediante métodos geofísicos ya que las rocas tienen carácter isotrópico (figura 31). Así que interceptar una falla, lograr que sea lubricada con aguas inyectadas es algo muy frecuente.

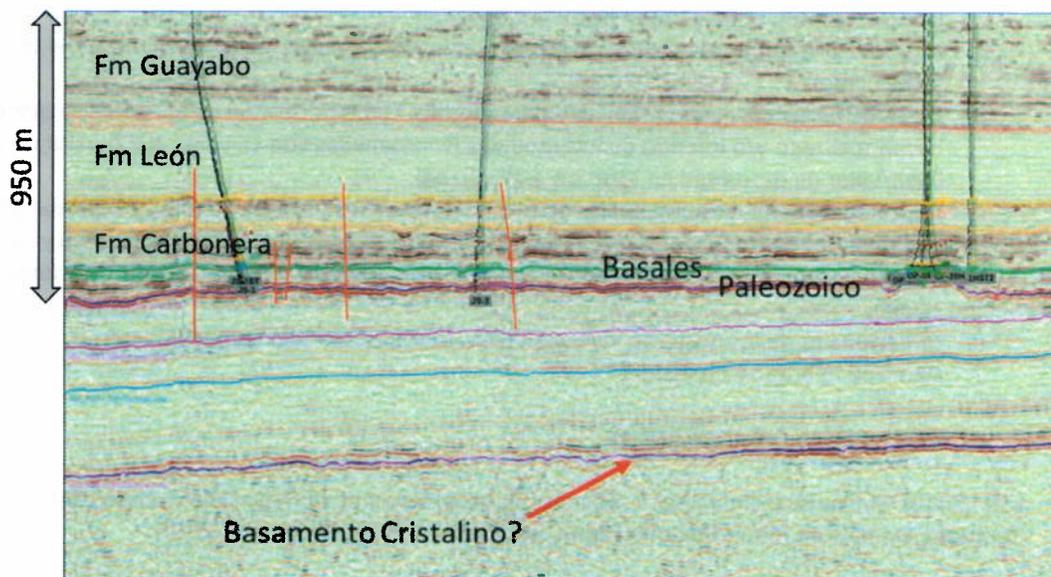


Figura 31 Aspecto del subsuelo en el área Quifa – Rubiales, en donde se tiene el basamento económico, rocas del Paleozoico, a

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 40 de 43

una profundidad inferior a 1 Km. Aunque el basamento cristalino y el económico no permiten el trazado de fracturas, en la Formación Carbonera, ocasionalmente se perciben fallas, las cuales son fosilizadas por las unidades León y Guayabo

RECOMENDACIONES

Finalmente, al no existir un marco regulatorio que faculte al SGC para emitir requerimientos técnicos sobre el monitoreo de sismicidad en proyectos de hidrocarburos en yacimientos convencionales, es vital que en estas zonas se haga un monitoreo por parte del operador, que responda a un protocolo de carácter preventivo para la toma de decisiones operativas de acuerdo con la ocurrencia de sismicidad. Se debe resaltar que existe un precedente normativo en el contexto de los yacimientos no convencionales a través de los artículos 8 (Red de monitoreo local) y 16 (Semáforo sísmico) de la Resolución 40185 de 2020 del MME y la resolución D-304 del SGC 2020.

En este contexto, le solicitamos comedidamente a la ANLA apoyo administrativo y jurídico para gestar una normatividad que regule el monitoreo de sismicidad en yacimientos convencionales en el país. Así mismo, les solicitamos la gestión ante las operadoras y a la ANH, para la entrega de datos operacionales de los campos Quifa y Rubiales, que le permitan al SGC seguir adelantando estudios en pro de la comprensión de la sismicidad inducida. Se hace necesario contar con la siguiente información de los campos QUIFA y RUBIALES:

1. Perfil de la evolución del corte de agua de producción (% de agua que sale de los pozos de extracción) del campo entre el 2007 hasta la actualidad.
2. Datos de presión y caudales de inyección de los PADs, desde el 10 de octubre del 2015 hasta la fecha actual.
3. Datos de porosidad y permeabilidad tanto vertical como horizontal de los pozos inyectoros en que hayan realizado y/o inferido dichas medidas (coordenadas con su valor: X,V,Z, valor de permeabilidad/valor de porosidad en formato ascii .shape).
4. Dirección de esfuerzos principales en profundidad en los pozos inyectoros y/o productores que se han medido (Coordenadas X,V,Z, valor azimuth dirección esfuerzo en formato ascii y .shape)
5. Presión de poro en profundidad (Coordenadas X,V,Z, valor presión de poro en formato ascii y .shape).
6. Direccionales de los pozos de inyección ((X,V/Z en formato ascii v.shape).
7. Datos de minifrac y breakouts

• REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AER. (2015). Subsurface Order No. 2. Monitoring and Reporting of Seismicity in the Vicinity of Hydraulic Fracturing Operations in the Duvernay Zone, Fox Creek, Alberta. Bulletin 2015-07.

Agencia para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades (ATSDR). 2003. Reseña Toxicológica del Selenio (edición actualizada) (en inglés). Atlanta, GA: Departamento de Salud y Servicios Humanos de los

Diagonal 53 N.º 34-53, Bogotá, D.C., Colombia, PBX (571) 2200000, 2200100, 2200200 Fax: 2220797

www.sgc.gov.co

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 41 de 43

EE. UU., Servicio de Salud Pública.

Baranova, V., Mustaqeem, A., Brouwer, F., & Connolly, D. (2012) Integrated Geomechanical Reservoir Characterization Approach to Study Migration and Accumulation of Hydrocarbons in Llanos Basin, Colombia.

Betancourt, 2019. Optimización del sistema de inyección de agua de un pad del campo rubiales mediante la evaluación del potencial de los pozos y el rediseño de los equipos de bombeo. Proyecto integral de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos. Fundación Universidad de América Facultad de Ingeniería.

Boak, J. (2017). Best Practices for Subsurface Injection of Fluids and Induced Seismicity. Adapted from oral presentation given at AAPG 2017 Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, United States, April 2-5, 2017

Bommer, J.J. Earthquake hazard and risk analysis for natural and induced seismicity: towards objective assessments in the face of uncertainty. *Bull Earthquake Eng* 20, 2825–3069 (2022). <https://doi.org/10.1007/s10518-022-01357-4>

Boyd, C. E. (2019). *Water quality: an introduction*. Springer Nature.

Cotruvo, J. (2018). *Drinking water quality and contaminants guidebook*. CRC Press.

Dasilva, A., Gomez, Y., Villa, M. A., Yoris, F., & Morales, D. (2013). Oil Distribution in the Carbonera Formation, Arenas Basales Unit: A Case Study in the Quifa and Rubiales Fields, Eastern Llanos Basin, Colombia. In AAPG International Conference & Exhibition.

Ellsworth. W. L., (2013), Injection-induced earthquakes. *Science* 341, 1225942.

Fakhru'l-Razi, A., Pendashteh, A., Abdullah, L. C., Biak, D. R. A., Madaeni, S. S., & Abidin, Z. Z. (2009). Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of hazardous materials*, 170(2-3), 530-551.

Freeze, R. A., & Cherry, J. A. (1979). *Groundwater*. Prentice-hall.

Frohlich. C., (2012), Two-year survey comparing earthquake activity and injection-well locations in the Barnett Shale, Texas. *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.* 109, 13934–13938.

Gómez, Y., Yoris, F., Rodriguez, J., Portillo, F. & Araujo, Y., 2010. Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales, Colombia, *Rev. Geo Petróleo ACGGP*, 9, 4–10

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 42 de 43

Gonzalez-Penagos, Felipe, Isabelle Moretti, and Xavier Guichet, 2017, Fluid Flow Modeling in the Llanos Basin, Colombia, in Mahdi A. AbuAli, Isabelle Moretti, and Hege M. Nordgård Bolås, eds., Petroleum Systems Analysis—Case Studies: AAPG Memoir 114, p. 191–217

Hamilton SJ (2004) Review of selenium toxicity in the aquatic food chain. *Sci Total Environ* 326:1–31

Hem JD (1985) Study and interpretation of the chemical characteristics of natural water. *Watersupply paper 2254*, United States Geological Survey, United States Government Printing Office, Washington

Kang, M., & Jackson, R. B. (2016). Salinity of deep groundwater in California: Water quantity, quality, and protection. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 113(28), 7768-7773.

Keranen, KM, et al. (2014), Sharp increase in central Oklahoma seismicity since 2008 induced by massive wastewater injection. *Science* 345, 448–451 (2014)

McGarr, A. (2014), Maximum magnitude earthquakes induced by fluid injection, *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 119, 1008–1019.

Molina, I., Velásquez, J. S., Rubinstein, J. L., Garcia-Aristizabal, A., Dionicio, V. (2020). Seismicity induced by massive wastewater injection near Puerto Gaitán, Colombia, *Geophysical Journal International*, Volume 223, Issue 2, Pages 777–791.

Renard, P., Glenz, D., & Mejias, M. (2009). Understanding diagnostic plots for well-test interpretation.

Rubinstein, J.L., Ellsworth, W.L. & Dougherty, S.L., 2018. The 2013–2016 induced earthquakes in Harper and Sumner Counties, Southern Kansas, *Bull. seism. Soc. Am.*, 108 (2), 674–689

Sebastián Gómez-Alba, Carlos Eduardo Fajardo-Zarate, Carlos Alberto Vargas (2016). Stress field estimation based on focal mechanisms and back projected imaging in the Eastern Llanos Basin (Colombia), *Journal of South American Earth Sciences*, Volume 71, Pages 320-332, ISSN 0895-9811.

Servicio Geológico Colombiano (2013) Informe Preliminar Sismicidad Atípica Puerto Gaitán abril – junio 2013

Servicio Geológico Colombiano (2021) Boletín Informativo. Viernes 26 de marzo de 2021

Siegel, D. (2008). Reductionist hydrogeology: ten fundamental principles. *Hydrological Processes: An International Journal*, 22(25), 4967-4970

20231000006841

Para contestar cite:
Radicado SGC No.: **20231000006841**
15-02-2023

Pag 43 de 43

Stabile, T.A., Giocoli, A., Perrone, A., Piscitelli, S. & Lapenna, V ., 2014. Fluid injection induced seismicity reveals a NE dipping fault in the south-eastern sector of the High Agri Valley (southern Italy), Geophys. Res. Lett., 41 (16), 5847–5854

Tibbetts, P. J. C., Buchanan, I. T., Gawel, L. J., & Large, R. (1992). A comprehensive determination of produced water composition. In Produced water (pp. 97-112). Springer, Boston, MA

Weingarten, M., et al. (2015), la inyección de alta velocidad está asociada con el aumento de la sismicidad en el medio de los EE. UU., Science , 348 , 1,336–1,340.

Yeck, W.L., Weingarten, M., Benz, H.M., McNamara, D.E., Bergman, E.A., Herrmann, R.B., Rubinstein, J.L. & Earle, P.S., 2016. Far-field pressurization likely caused one of the largest injection induced earthquakes by reactivating a large preexisting basement fault structure, Geophys. Res. Lett., 43 (19), 10198–110207

Zhang, Y, et. al.(2013), Hydrogeologic controls on induced seismicity in crystalline basement rocks due to fluid injection into basal reservoirs. GroundWater 51, 525–538 (2013).

Quedo atento a sus comentarios.

Atentamente



JULIO FIERRO MORALES
DIRECTOR GENERAL