



Libertad y Orden  
República de Colombia

República de Colombia  
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

# AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES

## - ANLA -

### AUTO N° 8005

(29 SEP. 2023)

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

#### **EL SUBDIRECTOR DE SEGUIMIENTO DE LICENCIAS AMBIENTALES DE LA AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES – ANLA.**

En ejercicio de las facultades otorgadas por la Ley 99 de 1993, el Decreto 3573 de 27 de septiembre de 2011, Decreto 1076 de 2015, Decreto 376 del 11 de marzo de 2020, las Resoluciones 1957 del 5 de noviembre de 2021, y 113 del 27 de enero de 2023, y,

#### **CONSIDERANDO:**

Que a través de la Resolución 999 de 29 de mayo de 2009, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial- MAVD, en adelante el Ministerio, otorgó Licencia Ambiental Global a la sociedad LUKOIL OVERSEAS COLOMBIA LTD, para el proyecto denominado “Campo de Producción Medina” localizado en el municipio de San Luis de Gaceno, departamento de Boyacá, en el municipio de Sabanalarga en el departamento de Casanare; en el municipio de Paratebueno en el departamento de Cundinamarca y en el municipio de Barranca de Upía, en el departamento del Meta.

Que de acuerdo con la Resolución 2687 de 23 de diciembre de 2010, el Ministerio modificó el artículo la Resolución 999 del 29 de mayo de 2009.

Que mediante Resolución 0241 del 13 de marzo de 2013, (LAM 2981), la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, aceptó el cambio de razón social de la empresa LUKOIL OVERSEAS COLOMBIA LTD, por el de NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA.

Que de conformidad con la Resolución 1310 del 2 de noviembre de 2016, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, en adelante Autoridad Nacional ajustó vía seguimiento la Resolución 999 de 29 de mayo de 2009.

Que mediante el Auto 5629 del 16 de noviembre de 2016, esta Autoridad realizó seguimiento y control ambiental al proyecto y estableció unos requerimientos.

Que a través del Auto 2304 del 30 de abril de 2019 esta Autoridad realizó seguimiento y control ambiental al proyecto.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Que mediante la Resolución 1111 de 24 de junio de 2020, esta Autoridad modificó vía seguimiento la Resolución 0999 del 29 de mayo de 2009.

Que mediante el Auto 5993 del 30 de junio de 2020, esta Autoridad efectuó seguimiento y control ambiental al proyecto estableciendo unos requerimientos.

Que mediante el Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021, esta Autoridad efectuó seguimiento y control ambiental al proyecto estableciendo unos requerimientos.

Que mediante Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, impuso medidas adicionales.

Que mediante comunicación con radicado en ANLA 2022061920-1-000 del 1 de abril de 2022, la Sociedad presenta informe sobre medidas cautelares impuestas por el Tribunal Administrativo de Boyacá.

Que mediante Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA resolvió recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022.

Que mediante comunicación con radicado en ANLA 2022131273-1-000 del 28 de junio de 2022, la Sociedad presenta el documento “Diseño y construcción de una red de piezómetros de monitoreo y estudio hidrogeológico en el área de los afloramientos de hidrocarburos en el municipio San Luis de Gaceno en Boyacá para análisis de la fuente de las posibles filtraciones de hidrocarburos”, en respuesta al requerimiento establecido en la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022.

Que mediante comunicación con radicado en ANLA 2022148264-1-000 del 18 de julio de 2022, el Comité de Veeduría Ciudadana sobre el Impacto Ambiental que se genera a partir de la Extracción de Hidrocarburos presenta denuncia por la afectación derivada de hidrocarburos en el municipio de San Luis de Gaceno.

Que mediante comunicación con radicado P32JAA-1-01127-22 del 14 de septiembre de 2022, la Procuradora 32 Judicial I Ambiental y Agraria Tunja presenta, al Tribunal Administrativo de Boyacá Despacho N° 1, en el marco del expediente 15001-23-33-000- 2019-173-000, Concepto Técnico N° I/D-411-2022 de fecha 18 de agosto de 2022.

Que mediante comunicación con radicado SGC 20221100068531 del 28 de septiembre de 2022, el Servicio Geológico Colombiano – SGC, presenta concepto técnico al Tribunal Administrativo de Boyacá en relación con el expediente 15001-23-33-000- 2019-173-000 y en cumplimiento del Auto del 6 de julio de 2022 mediante el cual el Tribunal Administrativo de Boyacá accedió a la petición del SGC, de brindarle acompañamiento a esta Autoridad Ambiental y apoyar la revisión de la información técnica existente y la que entrega la empresa Nikoil Energy Corp. Suc. Colombia.

Que mediante comunicación con fecha del 28 de septiembre de 2022, la Sociedad, presenta respuesta al Tribunal Administrativo de Boyacá en relación con el expediente 15001-23-33-000-2019-173-000.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Que mediante Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, esta Autoridad efectuó seguimiento ambiental en atención a quejas.

Que mediante Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA impuso medidas adicionales relacionadas a los afloramientos tanto líquidos como de gas identificados, entre otras actividades.

Que mediante Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA efectúa seguimiento y control y establece unos requerimientos al proyecto.

Que mediante comunicación con radicado en ANLA 2023038391-1-000 del 27 de febrero de 2023, la Sociedad presenta información sobre la respuesta radicada ante el Tribunal Administrativo de Boyacá por NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA al Memorial de la Procuraduría 2 Judicial II Agraria y Ambiental de Tunja del 18 de enero de 2023, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00.

Que mediante Resolución 588 del 23 de marzo de 2023, esta Autoridad Nacional resolvió recurso de reposición contra la Resolución 2969 de 14 de diciembre de 2022.

Que mediante comunicación con radicado en ANLA 20236200169662 del 31 de mayo de 2023, la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH da respuesta a esta Autoridad Nacional en relación con el estado de integridad de los pozos del Campo de Producción Medina.

**COMPETENCIA DE LA AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES**

Mediante el Decreto 3573 del 27 de septiembre de 2011, se crea la AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES - ANLA, y le asigna entre otras funciones, la de otorgar o negar las licencias, permisos y trámites ambientales de competencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

El citado Decreto-Ley en su artículo 3, numeral 2, prevé como funciones de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales la de realizar el seguimiento de las licencias, permisos y trámites ambientales.

A través del Decreto 1076 de 2015 en su artículo 2.2.2.3.9.1 establece en su párrafo 1º que “La autoridad ambiental que otorgó la licencia ambiental o estableció el plan de manejo ambiental respectivo, será la encargada de efectuar el control y seguimiento a los proyectos, obras o actividades autorizadas.”

Por medio del Decreto 376 del 11 de marzo de 2020 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible modificó la estructura de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA, estableciendo en su artículo decimo las funciones de la Subdirección de Seguimiento y específicamente en su numeral primero la de realizar el control y seguimiento a los proyectos, obras o actividades que cuenten con licencia ambiental.

Mediante la Resolución 01957 de 05 de noviembre de 2021, se adoptó el Manual Específico de Funciones y de Competencias Laborales para los empleos de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, y en el que se establece la función de elaborar, revisar y suscribir los actos

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

administrativos requeridos en el proceso de seguimiento de licencias ambientales y otros instrumentos.

Mediante la Resolución 113 del 27 de enero de 2023, se nombró con carácter ordinario a **GERMAN BARRETO ARCINIEGAS**, en el empleo de libre nombramiento y remoción de subdirector Técnico Código 150 Grado 21 de la planta de personal de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA.

**FUNDAMENTOS LEGALES**

La Constitución Política de Colombia en el Capítulo Tercero del Título Segundo denominado “De los derechos, las garantías y los deberes”, incluyó los derechos colectivos y del ambiente, con el fin de regular la preservación del ambiente y de sus recursos naturales, comprendiendo el deber que tienen el Estado y sus ciudadanos de realizar todas las acciones para protegerlo, e implementar aquellas que sean necesarias para mitigar el impacto que genera la actividad antrópica sobre el entorno natural.

El artículo 79 de la Constitución Política establece que *“Todas las personas tienen derecho a gozar de un ambiente sano”* y *así mismo, que “Es deber del Estado proteger la diversidad e integridad del ambiente, conservar las áreas de especial importancia ecológica y fomentar la educación para el logro de estos fines”*

Por mandato constitucional, contenido en el artículo 80, *“El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados”*.

Mediante el Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015 se reglamentó el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias con el objetivo de fortalecer el proceso de licenciamiento ambiental, la gestión de las autoridades ambientales y promover la responsabilidad ambiental en aras de la protección del medio ambiente.

En el artículo 2.2.2.3.9.1 *ibidem*, establece que es deber de la Autoridad Ambiental realizar el control y seguimiento a los proyectos, obras o actividades sujetos a licencia ambiental o a un Plan de Manejo Ambiental, durante su construcción, operación, desmantelamiento o abandono.

**CONSIDERACIONES TÉCNICAS**

Esta Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, realizó seguimiento para la verificación de los aspectos referentes al proyecto “Campo de Producción Medina”, específicamente en relación con la Medida Cautelar impuesta por el Tribunal Administrativo de Boyacá relacionada con que esta Autoridad evalúe y adopte las medidas técnicas a que haya lugar, de acuerdo con la información presentada por Nikoil Energy Corp. Suc. Colombia, en cumplimiento de la orden segunda de la providencia que resuelve decretar medidas cautelares en la demanda de acción popular, dentro del expediente 15001-23-33-000-2019- 00173-00, de acuerdo a lo anterior como resultado se emitió el Concepto Técnico 4738 del 31 de julio de 2023; en el que se determinó lo siguiente:

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”****“Verificación del Plan de Contingencias**

La Autoridad Nacional de licencias ambientales mediante el numeral 1 del Artículo Primero del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, solicitó el ajuste del Plan de Contingencias en los siguientes términos:

**“ARTÍCULO PRIMERO.** Requerir a la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA, para que en el término de tres (3) meses a partir de la ejecutoria de este acto administrativo, de cumplimiento y/o ejecución de las siguientes medidas de manejo y obligaciones ambientales y presentar los respectivos soportes documentales:

1. Incluir en el Plan de Contingencias presentado mediante el radicado 2020140321-1-000 del 27 de agosto de 2020 del proyecto “Campo de Producción Medina”, de conformidad con el Artículo 2.2.2.3.9.1. del Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015 y Decreto 1868 del 27 de diciembre de 2021, siguiendo la estructura establecida en el Artículo 2.3.1.5.2.1.1 del Decreto 2157 del 20 de diciembre 2017, considerando los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo de la contingencia del proyecto, obra o actividad en su fase actual, la siguiente información:
  - a. Identificación, caracterización y valoración de los escenarios de riesgo asociados a amenazas endógenas y exógenas, incluyendo los fenómenos de remoción en masa, derrame por almacenamiento de combustible y afectación por falla en la infraestructura de los pozos. Se deberá realizar una descripción detallada de las metodologías utilizadas como soporte de la valoración.
  - b. Determinación de las áreas de afectación por derrame e identificación de los elementos expuestos (personas, medios de subsistencia, servicios ambientales y recursos económicos y sociales, bienes culturales e infraestructura) que pudieran verse afectados por la materialización de los escenarios identificados, igualmente se deberá realizar una descripción detallada de la metodología utilizada para dicha valoración y de las zonas donde se presentan estos escenarios indicando la naturaleza de las sustancias y las cantidades manejadas.
  - c. Acciones de monitoreo para aquellos parámetros que incidan en el comportamiento del riesgo y que puedan generar afectación ambiental a los medios biótico, abiótico y socioeconómico, indicando los umbrales y la activación de los sistemas de alerta temprana; articular el monitoreo de dichos parámetros con el monitoreo establecido en el plan de seguimiento y monitoreo, según aplique.
  - d. Mapas de amenaza, elementos expuestos y riesgo, así como la cartografía relacionada con la georreferenciación de los eventos amenazantes identificados y los elementos expuestos e incluir dicha información en el modelo de almacenamiento geográfico según la Resolución 2182 del 23 de diciembre 2016 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Resolución 471 del 14 de mayo de 2020 del IGAC, o la que modifique y/o sustituya.
  - e. Información referente a la reducción del riesgo y manejo de contingencias, conforme al análisis de riesgo actualizado para el proyecto, haciendo especial énfasis en las medidas de reducción y manejo de los escenarios críticos identificados, así como la articulación de las medidas con las fichas de manejo del PMA según aplique.”

En cumplimiento de lo anterior, la sociedad mediante radicado 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023, presenta documento con asunto “Respuesta al Auto No. 10451 del 23 de noviembre de 2022”, en donde incluye:

**Con respecto al literal a:** en el anexo A-7.2 Análisis Semicuantitativo y en el numeral 1.2 Análisis del Riesgo del documento Sección A. Conocimiento del riesgo:

- Se realiza la identificación de diferentes eventos iniciantes y amenazantes para diferentes fases del proyecto (perforación, operación y abandono) y con base en las amenazas (natural, antrópico, socio natural y operacional), a los cuales se les realiza la evaluación del riesgo.

- Dentro del anexo en la pestaña de riesgos en la columna fase del proyecto en la denominada como perforación, se encuentra como evento iniciante descontrol de pozo y fallas en la cementación, así como en la fase de abandono se contempla el brote de pozos abandonados, que están relacionados con la falla en la infraestructura de los pozos.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- Para el caso de derrame de combustible contenido en los tanques de almacenamiento, en la fase de producción se considera el evento de pérdida de contención rebose del producto, trasiegos, donde dentro de las causas se consideran contenedores de sustancias averiados, malas prácticas de almacenamiento, procedimientos operativos inadecuados, incumplimiento de procedimientos de seguridad, daño en diques o geomembrana, falta de seguimiento en mediciones de variables operativas, falta de mantenimiento, falla de inspecciones técnicas, falla en espesores de pared en tanques, corrosión interna, corrosión externa, falla en actividades de mantenimiento, error operacional, mal funcionamiento de equipos o válvulas, válvulas o conexiones con fugas, llenado excesivo, rotura de líneas o equipos de producción.

- En el Anexo A-7.3 Análisis Cuantitativo se definen posibles eventos iniciantes y amenazantes, luego se continúa con una simulación de consecuencias y el cálculo de probabilidades de falla, para finalmente determinar y calcular los diferentes riesgos y su probabilidad de ocurrencia. Adicionalmente, se tienen en cuenta escenarios por modo de falla para fuga continua de todo el contenido, fuga por rotura en tubería de salida (20%), fuga continua por un orificio de ¼” en los tanques de almacenamiento, los pozos del campo y en los equipos que puedan tener alguna pérdida de contención de producto.

**Con respecto al literal b:** Dentro del documento Sección A. Conocimiento del riesgo en el numeral 1.3.2.4.4 Análisis de Consecuencias para la Evaluación Cuantitativa:

- Se relacionan los resultados de volúmenes de derrame y fugas, teniendo en cuenta las propiedades de la sustancia, las condiciones de operación, el tipo de rotura evaluada, los tiempos de detección y actuación determinados, los volúmenes de derrames, los resultados de las áreas de afectación directa, obtenidas para cada uno de los niveles de afectación asociados a los eventos amenazantes identificados (Pool Fire, Chorro de Fuego y Llamarada), el análisis de resultados obtenidos para cada uno de estos y los resultados gráficos de las distancias de afectación por cada evento.

- Adicionalmente, se relacionan los elementos expuestos en el Área de Afectación Directa (AAD) que son de interés desde la respuesta a emergencias.

**Con respecto al literal c:** En el numeral 1.4 Monitoreo del Riesgo del documento Sección A Conocimiento del Riesgo:

- Se describen sistemas de monitoreo con los que se cuenta la operación y por medio de los cuales se ha logrado determinar a tiempo situaciones poco favorables en los procesos, permitiendo que en lo posible se tomen medidas inmediatas que dan solución al problema o planificar desarrollos a largo plazo en el proceso.

- En conclusión, dentro del numeral se relaciona el monitoreo del riesgo en operaciones críticas, las cuales están diseñadas para garantizar el desarrollo normal de cada una de las actividades, como lo son los diferentes dispositivos de medición de parámetros como presión, flujo de productos niveles de producto e interfase, entre otros. Adicionalmente, se describen los mecanismos de monitoreo como protocolos y/o procedimientos para el monitoreo y seguimiento ambiental con los que cuenta el campo (monitoreo de calidad del agua, Caracterización fisicoquímica en aguas superficiales y subterráneas, Monitoreo de niveles de presión sonora, ruido ambiental, entre otros), la notificación previa a una situación de emergencia, se identifican parámetros e indicadores objeto de monitoreo, se considera la identificación de riesgos futuros y se tienen en cuenta antecedentes de eventos ocurridos.

**Con respecto al literal d:** en el Anexo C-11 Cartografía se encuentran:

- Los mapas de amenaza, de riesgo individual, social, las áreas de afectación, sensibilidad ambiental, elementos de control, la locación general del proyecto y de la estación, así como la cartografía con información de elementos expuestos, puntos de control externo, rutas de derrame, rutas de transporte, distancias de afectación entre otra información relevante dentro del PGRD.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Con respecto al literal e:** Dentro del documento Sección B. Reducción del Riesgo:

- Se relacionan las medidas de reducción del riesgo correctiva, prospectiva para los escenarios de riesgo identificados en el análisis del riesgo y se describe la protección con la que cuenta la compañía Nikoil Energy Limited Sucursal Colombia, así como dentro del documento Sección C. Manejo del desastre se desarrolla el Plan de emergencia y Contingencia para el Bloque Cónдор – Campo Medina.

Por otro lado, mediante el numeral 3 del Artículo Primero del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, solicitó:

1. Incluir en el Plan de Contingencia los análisis de riesgos y las estrategias de prevención y control de contingencias a implementar en el evento de materializarse algún evento de riesgo asociado al combustible existente en los tanques de almacenamiento que se encuentran ubicados al interior de la plataforma en las coordenadas origen nacional E 4984440 N 2079790, en cumplimiento del literal c del artículo quinto de la Resolución 999 del 29 de mayo de 2009.

La sociedad mediante radicado en ANLA 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023, presenta documento con asunto “Respuesta al Auto No. 10451 del 23 de noviembre de 2022”, en donde en atención al numeral 2, presenta el anexo A-7.2 Análisis Semiquantitativo y en el numeral 1.2 Análisis del Riesgo del documento Sección A. Conocimiento del riesgo:

- Incluye para el caso de derrame de combustible contenido en los tanques de almacenamiento, el evento de pérdida de contención rebose del producto, trasiegos, donde dentro de las causas se consideran: contenedores de sustancias averiados, malas prácticas de almacenamiento, procedimientos operativos inadecuados, incumplimiento de procedimientos de seguridad, daño en diques o geomembrana, falta de seguimiento en mediciones de variables operativas, falta de mantenimiento, falla de inspecciones técnicas, falla en espesores de pared en tanques, corrosión interna, corrosión externa, falla en actividades de mantenimiento, error operacional, mal funcionamiento de equipos o válvulas, válvulas o conexiones con fugas, llenado excesivo, rotura de líneas o equipos de producción.

De igual manera, dentro del Anexo A-7.3 Análisis Cuantitativo, la sociedad analiza los escenarios por modo de falla para fuga continua de todo el contenido, fuga por rotura en tubería de salida (20%), fuga continua por un orificio de ¼” en todos los tanques de almacenamiento que se ubican dentro de la locación.

Por otro lado, mediante radicado 20236200014952 del 28 de abril de 2023, la sociedad presenta alcance a la respuesta de Nikoil Energy Corp. Suc. Colombia de fecha 1 de febrero de 2023, mediante la cual se dio respuesta al Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, en donde adjunta el Plan de Gestión de Riesgos de Desastres (PGRD) del Campo Medina – Bloque Cónдор; para lo cual se realizan las siguientes consideraciones al documento en mención:

**Consideraciones del Plan de Contingencias**

<b>Contextualización del PGRD</b>
<b>Consideraciones</b>
<p>La Sociedad presenta la introducción del documento e incluye la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Objetivos, general y específicos.</li> <li>-Alcance.</li> <li>-Listado de acrónimos.</li> <li>-Glosario de términos específicos.</li> <li>-Marco jurídico y marco normativo institucional.</li> <li>-Responsable del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres.</li> <li>-Control de cambios, que para la actualización de febrero y marzo de 2023, indica que se realiza “Actualización Plan de Gestión del Riesgo de Desastres del Bloque Cónдор-Campo Medina, teniendo en cuenta las</li> </ul>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

operaciones que se desarrollan actualmente, así como en cumplimiento del Decreto 2157 de 2017 y el Decreto 1868 de 2021“.

- Mecanismos de actualización del plan de gestión del riesgo de desastres.
- Conceptualización del plan de gestión del riesgo de desastres.

E incluye como anexos:

- Anexo 1. Glosario de términos y listado de acrónimos.
- Anexo 2. Marco Institucional.

**Conocimiento del riesgo**

**Consideraciones**

**Establecimiento del contexto**

**Información general de la actividad**, en la Tabla 1-2 del documento la sociedad relaciona la información general de las actividades que se desarrollan en la Estación Cóndor, en donde se especifica el número de personal que labora en las instalaciones, incluyendo la siguiente información:

*Localización*, el Bloque Cóndor ocupa una superficie de 3088.89 Km<sup>2</sup> y se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, en jurisdicción de los municipios de San Luis de Gaceno en Boyacá, en Paratebueno y Medina en Cundinamarca y en muy pequeña proporción en los municipios de Barranca de Upía y Cumaral en el Meta, y Sabanalarga y Villanueva en Casanare.

*Dentro del Bloque* se encuentra el Área de Perforación Exploratoria Cóndor, el Campo Medina y la Estación Cóndor. En la Figura 1-1 del documento la sociedad presenta la ubicación del Bloque Cóndor, el Área de Perforación Exploratoria Cóndor, Campo Medina y la Estación Cóndor, y en la Tabla 1-2 del documento muestra las coordenadas que delimitan los diferentes polígonos y los corregimientos y veredas por donde se extienden las áreas operativas del Bloque Cóndor-Campo Medina.

*Linderos sectoriales y vías con medios de acceso*, en la Tabla 1-3 del documento la sociedad relaciona los linderos sectoriales inmediatos del Bloque Cóndor-Campo Medina, así como las vías y rutas de acceso por medio terrestre que se deben utilizar para llegar a la Estación Cóndor en donde se realizan las actividades operativas.

*Etapas y descripción del proyecto*, en la Tabla 1-4 del documento la sociedad incluye las diferentes etapas del proceso productivo que se lleva a cabo en la Estación Cóndor con su respectiva descripción, así como los equipos de proceso que intervienen en cada una de las etapas, incluyendo las etapas de extracción, tratamiento, almacenamiento y generación.

*Descripción de los procesos operativos*, la sociedad presenta la descripción de los diferentes procesos que se realizan para el tratamiento del crudo y gas que es extraído de los pozos que se encuentran activos, adicional en la Tabla 1-5 del documento resume los datos operativos y las coordenadas de los diferentes equipos que hacen parte del proceso productivo y en la Figura 1-2 del documento se incluye el diagrama del proceso básico de las actividades que se llevan a cabo en la Estación; e incluye la información referente a:

- **Pozos:** en donde la sociedad indica que actualmente el Campo Medina cuenta con 2 pozos productores en funcionamiento (Cóndor 1 y Cóndor 2) y 4 pozos suspendidos (Medina 1, Guavio 1, Guavio 2 y Guavio 3), e indica que en el Área de Perforación Exploratoria Cóndor se encuentra el pozo Lengupá el cual ya fue abandonado.

**El pozo Cóndor 1 es productor de crudo y gas, y se encuentra produciendo en la actualidad mediante el sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico, por otra parte, el pozo Cóndor 2 sólo**

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**produce crudo y el método de levantamiento artificial empleado es el levantamiento con bomba electrosumergible. En la Tabla 1-6 del documento se muestran los pozos:**

**Tabla Pozos Suspendidos y Abandonados.**

POZO	ESTADO	UBICACIÓN	COORDENADAS MAGNA SIRGAS ORIGEN NACIONAL (CTM12)	
			NORTE	ESTE
Cóndor 1	Suspendido	Campo Medina	2080347.585	4984997.776
Cóndor 2	Suspendido	Campo Medina	2080356.753	4985006.214
Medina 1	Suspendido	Campo Medina	2080220.151	4984822.385
Guavio 1	Suspendido	Campo Medina	2081461.774	4985279.747
Guavio 2	Suspendido	Campo Medina	2076792.544	4982219.961
Guavio 3	Suspendido	Campo Medina	2084026.629	4987297.256
Lengupá	Abandonado	APE Cóndor	2068560.132	4978182.032

**Fuente:** Radicado 20236200014952 del 28 de abril de 2023.

- Tratamiento del crudo en la estación cóndor, que incluye la información referente al sistema de separación, sistema de almacenamiento y sistema de despacho.
- Tratamiento del gas en la estación Cóndor.
- Tratamiento de Agua de Producción en la Estación Cóndor.
- Sistema de Generación en la Estación Cóndor.
- Descripción de las Operaciones de Transporte Terrestre, en donde la sociedad indica que la producción de los pozos que se encuentran en operación es despachada mediante carrotanques, hasta su destino que generalmente es el CPF Cusiana en el municipio de Tauramena.
- Las actividades de transporte de hidrocarburos se realizan a través de empresas contratistas, en ese sentido la sociedad se encarga de generar los lineamientos, estándares y obligaciones que deben asumir los contratistas en el cumplimiento e implementación de los Planes de Emergencias y Contingencias respectivos de cada empresa contratista, e indica que “En el caso en que se llegue a presentar algún evento durante las actividades de transporte y este sobrepase la capacidad de respuesta del contratista, NE servirá de apoyo en el momento que se requiera”.
- Áreas de servicio, en la Tabla 1-9 del documento se describen y evidencian las diferentes áreas de servicio que se encuentran en la Estación Cóndor, incluyendo la oficina HSE, área de herramientas, oficina de operaciones, área de químicos, laboratorio, acopio de residuos medina y cóndor.
- Sustancias químicas, presentadas en el Anexo A-1, con sus respectivas fichas de seguridad, los productos químicos usados durante las actividades y operaciones realizadas en la Estación Cóndor, entre las que incluye:
  - Aceite 15W40
  - ACPM
  - Agua desionizada
  - Agua destilada
  - Aquastar
  - Breakplus OG4022B
  - Chemifloc 100
  - Cloroformo
  - Cromato de potasio
  - Crudo Cóndor
  - Gel antibacterial
  - Grasa
  - Maxfloc-bio OG622B.
  - Maxfloc-bio OG698B.
  - Power Force Premium Cleaner Degreaser.
  - Refrigerante.
  - EnconHydrosep
  - Spartan EP320

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- Tritan 5
- Varsol

Y presenta el inventario de productos químicos.

**Contexto externo**

Descripción del entorno de las áreas operativas, la sociedad realiza una descripción del entorno del Bloque Cóndor, teniendo en cuenta las condiciones biofísicas y de localización; esta descripción se realizó a través de:

- Caracterización ambiental, resumido en la Tabla 1-10 del documento, incluyendo información de geología, procesos geomorfológicos, zonificación geotécnica, suelos, hidrología e hidrogeología, climatología, flora, mamíferos, reptiles, anfibios, aves, servicios públicos, infraestructura social y procesos productivos.
- Sensibilidad ambiental, presentada en la Figura 1-3 del documento.

De acuerdo con los resultados de sensibilidad ambiental, la sociedad obtuvo que el mayor porcentaje corresponde a sensibilidad baja (44,43%), seguida de sensibilidad muy baja (40,43%) y moderada (15,13%). La sensibilidad baja y muy baja se da por la presencia de zonas que al ser afectadas por un derrame los efectos adversos son poco significativos en los elementos del paisaje localizados en las mismas.

- Estudio hidroclimatológico, presentado en el Anexo B-4.

Elementos expuestos en el entorno de la actividad, listados en el Anexo A-5, incluyendo asentamientos nucleados, dispersos, infraestructura social, actividad productiva y áreas ambientalmente sensibles.

Instalaciones y operaciones adyacentes al proyecto, la sociedad indica que en las cercanías del Bloque Cóndor-Campo Medina se encuentran instalaciones de las compañías Frontera Energy Colombia Corp y Ecopetrol S.A., e incluye su ubicación cartográfica en la Figura 5 del documento

Armonización del plan con los instrumentos de gestión del riesgo, la sociedad indica que el documento está articulado con el Plan de Desarrollo Departamental de Desastre de Boyacá (2020-2023) y el Plan de Desarrollo del municipio de San Luis de Gaceno (2020-2023), donde se encuentran ubicadas las operaciones de la Estación Cóndor; y en la tabla 1-13 del documento presenta los escenarios de Riesgos Identificados dentro del Municipio de San Luis de Gaceno.

**Contexto interno**

Gobierno, en donde se presenta el organigrama operacional.

Políticas de la organización, las políticas y programa correspondientes a la gestión del riesgo se encuentran relacionados en el Anexo A-2 del documento.

Capacidad para la respuesta, en la Tabla 1-15 del documento la sociedad relaciona la capacidad puntal de respuesta para las operaciones que se realizan en la Estación Cóndor y en la Figura 1-7 del documento la sociedad presenta de forma gráfica la ubicación de cada uno de los equipos y recursos.

Relaciones con las partes involucradas, en la Tabla 1-16 del documento, la sociedad relaciona las diferentes partes y áreas involucradas dentro y fuera de la Compañía para la Gestión del Riesgo.

Cultura empresarial de Nikoil Energy

Forma y extensión de las relaciones contractuales

Normas, directrices y modelos adoptados por la organización

Directivas de la compañía, en la Tabla 1-18 del documento, se encuentran los números de contacto con la dirección correspondiente para comunicarse con las directivas de la organización.

**Contexto del proceso de gestión del riesgo**

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Estructura, roles y responsabilidades de la gestión del riesgo, la estructura organizacional para la respuesta se basa en el modelo Sistema Comando de Incidentes (SCI), que proporciona un marco de referencia estandarizado en el cual todo el personal involucrado puede intervenir de forma efectiva.

Actividades de gestión del riesgo

Tiempo y localización del proyecto

Metodologías de valoración del riesgo aplicadas por la empresa, en la Tabla 1-20 del documento, se relacionan las metodologías empleadas en el análisis de riesgo.

**Análisis del riesgo**

**Criterios del riesgo**, en el caso de la evaluación semicuantitativa se hace uso de los criterios preestablecidos por la sociedad en la Matriz de Valoración de Riesgos RAM FOR-HSEQ-88 y para la evaluación cuantitativa se adoptan criterios internacionales para la aceptabilidad del riesgo de acuerdo con los resultados obtenidos en el análisis cuantitativo del riesgo y realiza la descripción de los criterios del riesgo para cada una de las metodologías mencionadas.

Definición de probabilidad y sus marcos temporales, desarrollada para:

- Metodología semicuantitativa, en la Tabla 1-18 del documento se presentan los criterios considerados para asignar la probabilidad de ocurrencia a cada evento teniendo en cuenta marcos temporales específicos, desde el criterio A (que no ha ocurrido en la industria) a E (Sucede varias veces al año en la Unidad, Superintendencia o Departamento).
- Metodología Cuantitativa, en las figuras 1-9 y 1-10 del documento, se presenta el árbol de eventos general sobre el cual parte el desarrollo del análisis para el Bloque Córdor.

Definición de consecuencias y sus marcos temporales desarrollada para:

- Metodología semicuantitativa, la sociedad indica que en la matriz RAM usada para la evaluación semicuantitativa (Matriz de Valoración de Riesgos FOR-HSEQ88) se encuentran categorías de consecuencias determinadas, cuya matriz evalúa consecuencias a personas, económicas, ambientales, a los clientes e imagen de la empresa y en la Tabla 1-19 del documento se observan los diferentes criterios y el nivel de criticidad para cada categoría, calificada desde nivel 5 a 0.
- Metodología cuantitativa, las consecuencias son definidas por la sociedad a partir de las distancias de afectación obtenidas para el modo de falla evaluado y las condiciones en el momento de la descarga del producto; la sociedad presenta los impactos generados por un derrame de sustancias peligrosas, los niveles de afectación por radiación térmica de un incendio de piscina y chorro de fuego, así como los efectos por radiación térmica emitida por una llamarada a partir del incendio de una nube de vapor, e incluye la siguiente información:
  - Efectos por contaminación (derrame): La sociedad indica que debido a los diversos factores que determinan la afectación por derrame “(...) no se establecen unos criterios estándar para calificar la severidad de un derrame (...)”; y en la Tabla 1-20 del documento, se presenta de forma general los impactos que se pueden generar por un derrame de una sustancia peligrosa sobre el suelo y/o el agua.
  - Efectos por radiación térmica: la sociedad en la Tabla 1-21 del documento se presentan los efectos por radiación térmica (kW/m<sup>2</sup>) generados por un incendio. De otra parte, en la Tabla 1-22 del documento se presenta los niveles de afectación por una llamarada. En la Figura 1-11 y en la Figura 1-12 del documento se puede observar de manera gráfica los efectos generados por estos eventos amenazantes.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Definición del nivel de riesgo, definido a partir de la combinación entre la probabilidad y las consecuencias, desarrollados para:

- Metodología semicuantitativa. Para la evaluación semicuantitativa, la sociedad determina el nivel de riesgo con base en lo definido en la matriz de riesgo (Matriz de Valoración de Riesgos FOR-HSEQ-88), en donde se establecen cinco (5) niveles de riesgo diferentes que van desde “Ninguno” hasta “Muy alto”, cuya definición e interpretación se expone en la Tabla 1-23 del documento.
- Metodología cuantitativa. En la evaluación cuantitativa el nivel de riesgo se determina según el evento generado como consecuencia de un derrame y su modo de falla. Según la Guía para Análisis de Consecuencias y Análisis Cuantitativo del Riesgo (HSE-G-022) de Ecopetrol, los niveles de riesgo pueden determinarse a partir del establecimiento de criterios y valores umbrales como consecuencia de una pérdida de contención de un producto y la materialización de un evento amenazante. En este análisis se calcularán 2 tipos de riesgo: el riesgo individual y el riesgo social.

Aceptabilidad del nivel de riesgo, desarrollada para:

- Metodología semicuantitativa, consignados en la tabla 1-24 del documento, que califica riesgo desde ninguno (N) a muy alto (VH).
- Metodología cuantitativa, para el caso del riesgo individual, la sociedad considera el criterio ALARP4 (As Low As Reasonably Practicable), el cual describe el nivel de riesgo que se espera ver en un área de proceso y que debe ser controlado por medio de una operación y un diseño correcto de las instalaciones, la Figura 1-13 del documento muestra el límite máximo de riesgo que bajo ninguna circunstancia puede ser sobrepasado y un límite inferior por debajo del cual el riesgo no necesita ser reducido.

Con respecto al riesgo social, para este estudio se considera el criterio general establecido por Brasil que indica que valores superiores a  $1,1E-3$  (Año<sup>-1</sup>) suponen un riesgo no tolerable para la población evaluada y el cual va siendo más restrictivo conforme aumenta el número de fatalidades generadas; así mismo define que el riesgo se puede calificar como aceptable si se reportan valores por debajo de  $1,1E-5$  (Año<sup>-1</sup>).

**Valoración del riesgo**

**Identificación del riesgo**, en el Bloque Cónдор se identificaron actividades relacionadas con la operación como: perforación, extracción, producción, almacenamiento y transporte de crudo y gas, además de uso de diésel en sistemas auxiliares.

Metodología para la identificación del riesgo, consignada en el flujograma de Metodología para la Identificación de Riesgos.

Identificación de eventos de riesgo, detallados en:

- Metodología semicuantitativa: Teniendo en cuenta las actividades realizadas en el Bloque Cónдор la sociedad identificó las amenazas o eventos de tipo exógeno y endógeno que podrían presentar y generar daño (consecuencias) a los elementos expuestos, de acuerdo con su localización. Con base en ellos se definieron eventos iniciantes de los cuales se pueden derivar determinados eventos amenazantes, los cuales son objeto de la valoración del riesgo.

Como parte de la identificación de eventos de riesgo se realiza un análisis según su origen ya sean estos naturales, antrópicos, socio naturales y operacionales.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

ORIGEN	EVENTO INICIANTE	EVENTO AMENAZANTE
Origen Natural	Sismo	Colapso estructural
		Derrame de Crudo / fuga por rotura de equipos o tuberías
		Incendio
		Explosión
	Altas Precipitaciones	Inundación
	Tormenta Eléctrica / Actividad Cerámica	Incendio
		Explosión
Afloramientos naturales de hidrocarburos	Presencia de hidrocarburos en áreas externas con interrupción parcial o paro definitivo de la operación	
	Incendio de hidrocarburos en áreas externas con afectación a la compañía	
Origen Antrópico	Atentados Terroristas	Derrame de Crudo / Fuga
		Incendio
	Secuestro de Personal	Explosión
		Secuestro de Personal
		Derrame de Crudo / Fuga
	Sabotaje	Incendio
		Explosión
		Paro de operación de producción
Paro de Comunidades	Derrame de Crudo / Fuga	
	Incendios no Operacionales	
Origen Socio natural	Sequias	
	Quemas no Controladas Actividad Antrópica	Incendios Forestales
Origen Operacional	Pérdida de resistencia en paredes y piso de tanques almacenamiento por cargas puntuales	Derrame de Crudo / Fuga
		Incendio
	Brote en pozos suspendidos	Derrame de crudo por descontrol en pozo suspendido

- Metodología cuantitativa: en la Tabla 1-26 del documento se presentan los equipos identificados en el Bloque Cónдор. En esta se indica un código asignado al equipo, el modo de falla evaluado y la sustancia que maneja dicho equipo; en el Anexo B-5-3 Análisis Cuantitativo Bloque Cónдор la sociedad presenta la información operativa asociada a cada equipo seleccionado.

Una vez se realiza la verificación de los eventos iniciantes, se identificaron los eventos amenazantes de derrame de sustancias peligrosas, fuga de gas, incendio de piscina de producto, incendio de chorro de fuego e incendio de nube de vapor.

La sociedad presenta en el Anexo B-5.1, el análisis de amenazas según su origen, e incluye:

**Amenazas de origen natural:**

- Amenaza sísmica (se utilizó el Mapa Nacional de Amenaza Sísmica de Colombia desarrollado por INGEOMINAS, actualmente Servicio Geológico Colombiano – SGS); Con base la aceleración pico efectiva se definió las zonas de amenaza para Colombia y en el caso del APE Cónдор éste se encuentra **en una zona de amenaza alta**, y se presenta el mapa correspondiente.
- Amenaza por inundación, Como se puede observar en la Figura 1-2 del anexo, los municipios de San Luis de Gaceno y Paratebueno durante los periodos 1988, 2000, 2011 y 2012 no se vieron afectados por las altas precipitaciones que se desencadenaron en el territorio nacional, y en el APE Cónдор no se da una vulnerabilidad marcada ante eventos de inundación, esto obedece a que en su mayoría los suelos de la zona son suelos bien drenados y no son susceptibles a inundaciones, únicamente los suelos asociados a los valles del río Lengupa, terrazas con topografía plana a ligeramente ondulada o vegas podrían ser susceptibles a inundaciones ocasionales, y se presenta el mapa correspondiente.
- Amenaza por tormenta eléctrica o evento cerámico, (se revisó el mapa de DDT (Densidad de Descargas Eléctricas Atmosféricas a Tierra, desarrollado por la Universidad Nacional de Colombia), los municipios de San Luis de Gaceno y Paratebueno presentan un nivel de amenaza media comportamiento que depende de la incidencia de rayos en esta zona del país, presentando el mapa correspondiente en la Figura 1-3 del anexo.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- Amenaza por remoción en masa, la sociedad incluye la definición y valoración del riesgo, e indica que el área de influencia del Campo Medina se encuentra en una zona con una caracterización de amenaza por remoción en masa alta y para el Bloque Cóndor se caracteriza como alto (en su mayoría) y bajo hacia la zona suroriental; debido a que se encuentra en una zona geológicamente activa, con actividades de ganadería que fomentan la deforestación y debido a los desplazamientos de material litológico, desestabilización de la banca (reducción en el ancho y en la capacidad de la vía) por donde transitan los vehículos que transportan el crudo producido en el campo.
- Amenaza por afloramientos naturales de hidrocarburos: la sociedad indica que “... en el área de influencia del Bloque Cóndor se han identificado diferentes puntos de afloramientos de hidrocarburos sobre el suelo, según los estudios que se han realizado contratados por Nikoil y sobre los cuales la compañía ha realizado las acciones de seguimiento y monitoreo necesarias para verificar que dichos afloramientos no corresponden a la operación actual o actividades realizadas anteriormente en el campo medina (perforación de los pozos). Esto particularmente porque el fluido caracterizado en los afloramientos, aunque corresponde a hidrocarburo, no posee una composición similar o igual al crudo producido en los pozos del campo. De otra parte, la compañía cuenta con resultados de pruebas de integridad que validan el estado mecánico de los pozos durante los últimos Workover, los cuales comprueban la integridad de los revestimientos de los tres pozos. En el documento **Error! Reference source not found.** se presenta la localización geográfica de los afloramientos identificados.”

Amenazas de origen socio-natural, en donde la sociedad incluye:

- Amenaza por incendio forestal (mapa de susceptibilidad de la vegetación a incendios para Colombia del IDEAM), en el que se puede identificar que los municipios de San Luis de Gaceno en Boyacá y Paratebueno en Cundinamarca tienen una susceptibilidad que varía entre moderada y muy baja a presentar incendios en las coberturas de la vegetación existentes, bajo el fenómeno del niño, presentando el mapa correspondiente en la Figura 1-6 del anexo.  
Por su parte el EIA del APE Cóndor refiere que los balances hídrico-climáticos realizados permiten clasificar la zona como muy Húmeda para la mayor parte del año lo cual reduce sensiblemente el riesgo ante posibles incendios, quedando expuestos básicamente en la época más seca que corresponde a los meses de diciembre a febrero.  
La sociedad presentó los registros en la Tabla 1-1 del anexo los eventos catalogados como desastre en los que se tienen reportes históricos para Colombia, para este caso se muestra los eventos ocurridos en los municipios de San Luis de Gaceno y Paratebueno, consultados en la plataforma de Desinventar.

Amenazas de origen antrópicos, la sociedad describe algunas consecuencias que se pueden generar por las actividades de la fase de construcción, perforación, operación y/o abandono en el Bloque Cóndor:

- Atentados terroristas.
- Sabotaje.
- Paro de trabajadores.
- Paro de comunidades.
- Secuestro de trabajadores.

Amenazas de origen operacional, incluyendo la descripción de los eventos por:

- Derrame o fuga de sustancias peligrosas.
- Connato de incendio.
- Incendio.
- Pérdidas de Contención y Pérdida de Trasiego de Combustible.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- Accidente por Transporte Terrestre.
- Pega de tubería.
- Brote de pozo.
- Descontrol de pozo.

Identificación de las causas y fuentes del riesgo, en la Tabla 1-28 del documento se presentan las causas para cada evento identificado en el Bloque Cóndor.

Caracterización de controles preventivos y correctivos, que incluye las experiencias y lecciones aprendidas y actores relacionados, cuyo detalle se desarrolla en la sección de reducción del riesgo.

**Análisis del riesgo**

Factores que afectan las probabilidades y consecuencias, en la Tabla 1-32 del documento se presentan los factores considerados para la modificación de las probabilidades y las consecuencias.

Estimación y análisis de la probabilidad, evaluados en:

- Metodología semicuantitativa, en la Tabla 1-33 se presenta la calificación de probabilidad de cada evento para la fase de producción teniendo en cuenta los controles implementados actualmente en Bloque.

Seguidamente, se realizó el análisis de la probabilidad según los resultados obtenidos en estimación de las probabilidades de ocurrencia de los eventos amenazantes. En el documento se muestra la distribución porcentual de probabilidades considerando la evaluación en cada una de las fases.

Con respecto a los resultados obtenidos por las actividades desarrolladas en el Bloque Cóndor durante las fases de Construcción, Perforación, Producción y Abandono se identificaron un total de 21 eventos iniciantes los cuales son punto de partida para la posible generación de 19 eventos amenazantes.

La sociedad indica que, durante la fase transitoria de suspensión de actividades se encuentran eventos con probabilidades catalogadas como E, el 8.70% de los eventos, siendo principalmente todo lo asociado a paros de operación de producción debido a las comunidades y presencia de hidrocarburos en áreas externas con interrupción parcial o paro definitivo de la operación debido a afloramientos naturales de hidrocarburos, esto debido a la actualidad de la operación y las inconformidades presentes por la comunidad aledaña.

- Estimación de la probabilidad en la evaluación cuantitativa, se realiza a partir del árbol de eventos con el cual se estiman las probabilidades para la ocurrencia de eventos amenazantes. En la Figura 1-23 del documento, la sociedad presenta los posibles eventos amenazantes que se pueden presentar en el Bloque Cóndor que corresponden a derrames, incendios de piscina, chorros de fuego y llamarada.

Una vez identificados los eventos amenazantes, la sociedad determinó la probabilidad de ocurrencia. Las frecuencias base de ocurrencia se seleccionan de bases de datos estadísticas, para este caso, la sociedad tomó las frecuencias genéricas de falla para cada tipo de equipo reportadas en diferentes fuentes bibliográficas, que fueron modificadas multiplicando el valor base por un factor determinado considerando las horas de operación de cada equipo. En la Tabla 1-35 del documento se presentan las frecuencias base y las frecuencias modificadas para cada uno de los equipos.

Una vez definidas las frecuencias de los eventos iniciantes, la sociedad realizó el cálculo de las frecuencias de ocurrencia de los eventos amenazantes para lo cual se usaron las probabilidades de ignición directa presentadas en la Tabla 1-35 del documento y la clasificación de las sustancias presentada en la Tabla 1-37 del documento. Con respecto a las probabilidades de ignición tardía se usaron: 0,9 por presencia de llama en

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

la tea, 0,4 por presencia de motores de vehículo o generadores y 0,01 considerando una persona como elemento de fricción.

Los resultados se encuentran en el **Anexo B-5.3 Análisis Cuantitativo Bloque Cóndor**.

- *Análisis de Probabilidad en la Metodología Cuantitativa, en la Figura 1-24 del documento se presentan las gráficas de frecuencias de ocurrencia de los eventos amenazantes para el Bloque Cóndor.*

En donde se concluye:

- *En los pozos, bomba, brazo y manguera de cargue y los generadores, se puede evidenciar un comportamiento similar en las frecuencias, en donde el evento de derrame o fuga es la más probable de materializarse, seguido de la frecuencia para materializar un incendio de piscina. Como estos equipos manejan crudo pesado, no presentar eventos como el chorro de fuego o la llamarada por la poca volatilidad del crudo.*
- *En relación a las teas, se observa que el evento con mayor frecuencia de ocurrencia es el incendio de piscina, seguido de la llamarada, que a su vez le sigue la fuga o derrame y por último el chorro de fuego.*
- *En el scrubber y la bota de gas, se pueden presentar los eventos de derrame, chorro de fuego y llamarada; para ambos equipos la mayor frecuencia de ocurrencia la presenta el derrame o fuga. En el scrubber se observa una tendencia donde el evento que continua en frecuencia de materializarse es chorro de fuego y por último la llamarada, en cambio en la nota de gas se presenta la llamarada como segundo evento con mayor frecuencia y por último el chorro de fuego.*
- *En relación con los tanques y vasijas, y líneas de flujo en el Bloque Cóndor, se presenta un comportamiento similar ya que el evento con mayor frecuencia es el derrame o fuga seguido del incendio de piscina. La única excepción es el gun barrel, el cual, además de los eventos ya mencionados, también puede presentarse un incendio en su superficie, evento que cuenta con la menor frecuencia de ocurrencia en este equipo.*

Como conclusión, la sociedad indica que se obtienen valores de frecuencia de ocurrencia que oscilan entre  $1 \times 10^{-3}$  y  $1 \times 10^{-8}$ , además el evento de derrame de una sustancia peligrosa o fuga de gas es el que mayor probabilidad de ocurrencia anual tiene para todos los equipos y vasijas presentes en el Bloque Cóndor, mientras que los eventos de llamarada y chorro de fuego tienen la menor frecuencia de ocurrencia anual. Los cambios en dichas frecuencias obedecen básicamente a las frecuencias de falla base que son particulares por cada equipo, el modo de falla (continua o instantánea) y por las sustancias contenidas.

Estimación y análisis de consecuencias, en donde la sociedad incluye la siguiente información:

- *Estimación de consecuencias en la metodología semicuantitativa, en la Tabla 1-39 del documento la sociedad presenta la calificación del nivel de consecuencias para cada categoría: personas, medio ambiente, activos y financiera y reputación empresarial en la fase de suspensión de actividades en el Bloque.*
- *Análisis de consecuencias en la metodología semicuantitativa, la sociedad presenta de la Figura 1-25 a la Figura 1-29 del documento, la distribución porcentual sobre cada una de las categorías de vulnerabilidad teniendo en cuenta el nivel de consecuencias asignado a cada evento y la totalidad de eventos evaluados; como conclusión, la sociedad indica que en las etapas de perforación y producción se pueden generar mayores consecuencias en caso de materializarse un evento amenazante, debido a los procesos que se llevan a cabo y la duración de estas fases, y el que menores consecuencias puede generar a las personas es la fase de suspensión de actividades donde la mayor consecuencia es de nivel 5, con 4,35% de los eventos evaluados para dicha fase.*

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- *Estimación de consecuencias en la metodología cuantitativa, para la estimación la sociedad tiene en cuenta las consideraciones para el modelamiento, sustancias a evaluar, condiciones climatológicas y consideraciones para el cálculo de volúmenes de derrame, incluyendo en la Tabla 1 43 del documento, los tiempos de respuesta operativos considerados para estimar los volúmenes de derrame.*
- *Análisis de consecuencias en la metodología cuantitativa, la sociedad presenta los resultados en volúmenes de derrames y fugas, en la Figura 1-30 y en la Figura 1-31 del documento, presenta los volúmenes de derrame de crudo y diésel en barriles (bbl) y volúmenes de fuga de gas en (MSCF) de los equipos y tanques presentes en el Bloque Cóndor.*

*La sociedad presenta las siguientes conclusiones con respecto al análisis de resultados de los volúmenes de derrame:*

- *Con respecto a los equipos presentes en el Bloque Cóndor se observa que, el brazo de cargue es el equipo que presenta el mayor volumen de derrame de crudo con un total de 0,93 bbls, lo cual está relacionado con el caudal de 200 bph que manejan y los tiempos de detección y actuación; y con respecto a los equipos que manejan gas, la teas son las que mayores volúmenes de fuga presentan con 0,006 MSCF, en el primer caso cuando se da una rotura total y en el segundo, cuando se da un apagado de la llama de la tea.*
- *En relación con los tanques y recipientes, los mayores volúmenes de derrame se presentan en los tanques de almacenamiento horizontal del 101 al 105 con 250 bbls en volumen de derrame cada uno, seguido por el gun barrel y el carrotanque con 230 bbls cada uno. Por otra parte, la mayor fuga en vasijas y recipientes que manejan gas, se presenta en la bota de gas, la cual puede generar una fuga de 0,67 MSCF en caso de presentarse una fuga de todo el contenido.*
- *Con respecto a las líneas, se obtienen los valores de derrame más altos en la línea de producción del pozo Medina 1 al presentarse una rotura total con un derrame de 9,53 bbls.*
- *De los equipos evaluados se puede notar un comportamiento en los volúmenes de derrame, en donde todos los equipos de la locación, con los mayores volúmenes se reportan por las roturas totales (100% del diámetro), seguido de las roturas parciales (10% o 20% del diámetro dependiendo del equipo) y por último las roturas mínimas (¼”), este comportamiento evidencia como las tasas de descarga son proporcionales al diámetro de rotura, por tanto a mayor tamaño de rotura, mayor volumen de derrame, y los tiempos de respuestas no presentan gran variación entre las roturas totales a las mínimas, haciendo que prevalezca la linealidad entre el tamaño de la rotura y el volumen a derramarse.*
- *En conclusión, se evidencia que, en la mayoría de los equipos, los tiempos de respuesta y la tasa de descarga dependiendo del tipo de rotura afectan el volumen de derrame. Además, en el caso de tanques se considera una descarga total de todo el contenido, por lo que el volumen de derrame está directamente relacionado con la capacidad de almacenamiento de los mismos.*

*La sociedad presenta en la Figura 1-32 del documento las gráficas de distancias de afectación por el evento de incendio de piscina. De igual forma en la Figura 1-33 del documento se presentan las gráficas de distancias de afectación por el evento de chorro de fuego. En la Figura 1-34 del documento se presentan las distancias de afectación por llamada.*

*La sociedad presenta las conclusiones, análisis de resultados y salidas gráficas para los eventos identificados.*

*La sociedad en la Tabla 1-44 del documento define las áreas de afectación directa, determinadas por la unión de todos los posibles eventos que pueden ocurrir en Bloque Cóndor, también, en la Figura 1-37 y Figura 1-38 del documento, presenta las mayores distancias de afectación para las áreas de facilidades y ruta de transporte, en el Anexo D-12 Cartografía, la sociedad incluye los mapas con las áreas de afectación directas, las cuales se cruzaron espacialmente con los elementos expuestos identificados para analizar una posible afectación.*

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

EQUIPOS	AAD(M)	EVENTO
Campo Cóndor		
Carrotanque	77,77	Incendio de Piscina
Tea	76,55	Chorro De Fuego
Tea	14,86	Llamarada

**Evaluación del riesgo***Estimación del nivel de riesgo*

- *Estimación del nivel de riesgo en la metodología semicuantitativa, en la Tabla 1-45 y Tabla 1 46 del documento, la sociedad presenta los resultados del nivel de riesgo para la fase de producción y la fase transitoria de suspensión de actividades del Bloque Cóndor, con esta información, la sociedad presenta en la Tabla 1-48 del documento, el máximo nivel de riesgo obtenido para los eventos iniciantes y sus correspondientes eventos amenazantes que potencialmente se pueden presentar en el Bloque Cóndor en la etapa de suspensión de actividades.*
- *Estimación del nivel de riesgo en la metodología cuantitativa, identificado:*
  - *Riesgo individual, la sociedad realizó el cálculo del riesgo individual desde los 0 m hasta los 50, distancia a la cual las afectaciones de los eventos amenazantes identificados generan alguna probabilidad de muerte; se calculó el riesgo individual que aporta cada evento iniciante y finalmente se calculó un valor de riesgo global para cada equipo, por medio de los cuales se establecieron contornos de riesgo para determinar su aceptabilidad. Las gráficas presentan los valores de riesgo obtenidos en escala logarítmica y el comportamiento del riesgo aportado específicamente por cada equipo analizado.*
  - *Riesgo social, para el caso Bloque Cóndor la sociedad evaluó las zonas de concentraciones de personal cercanas o pertenecientes al Bloque*

*La Sociedad determinó que los eventos amenazantes tales como, incendio de piscina, chorro de fuego y llamarada no se cruzan con las áreas de concentración de personal analizadas en el bloque razón por la cual no se podrían generar fatalidades a causa de dichos eventos, y concluyó que no existe un cruce con casas dispersas ubicadas a lo largo de la ruta de transporte. Razón por la cual no es aplicable presentar un resultado de riesgo social para el Bloque Condor.*

*Comparación de los niveles de riesgo*

- *Comparación del nivel de riesgo en la evaluación semicuantitativa, en la Tabla 1-51 del documento, la sociedad presenta la aceptabilidad del riesgo en la Evaluación Semicuantitativa para la Fase de Suspensión de actividades.*
- *Para los eventos de la fase de suspensión de actividades evaluados según la metodología semicuantitativa y comparados con los criterios definidos, identificando la presencia de hidrocarburos en áreas externas con interrupción parcial o paro definitivo de la operación como eventos no aceptables.*

*Comparación del nivel de riesgo en la evaluación cuantitativa, en donde la sociedad indica que:*

- *Ningún equipo se encuentra en la región de riesgo intolerable.*
- *Los equipos como los pozos, bombas, brazos y mangueras de cargue presentan riesgo dentro de la región ALARP a los 0 m, pero este riesgo baja a la región aceptable desde los 10 m. Para las teas, es un poco diferente ya que la tea 1 presenta un riesgo en la región ALARP a los 0m y a los diez metros ya se encuentra en la región aceptable, pero la tea 2 presenta riesgo en la región ALARP a los 0 y 10 m hasta que a los 20 m presenta riesgo en la región aceptable.*

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- Para los contenedores y tanques, el gun barrel, tanques de almacenamiento horizontal y tanque de diésel, presentan valores de riesgo que se sitúan en la región ALARP desde los 0 m hasta los 10 m. Adicionalmente, el carrotanque presenta valores de riesgo en la región ALARP desde los 0 m hasta los 20 m. Los demás tanques o vasijas solo presentan valores de riesgo a 0 m, por lo cual no se pueden representar ya que no hay dos puntos para que se puedan observar en la gráfica.
- En relación con las líneas de producción, solo presentan valores de riesgo a los 0 m, donde la línea del pozo Cóndor 1 y Medina 1 presentan valores en la región ALARP y el pozo Cóndor 2 presenta valores en la región aceptable y a los 10 m, ninguna de estas líneas presenta valores de riesgo, por lo no se puede representar ninguna línea para el riesgo individual del bloque.

En la Tabla 1-52, la sociedad presenta la aceptabilidad del Riesgo en la Evaluación Cuantitativa del Bloque Condor.

Priorización del riesgo, que incluye:

- Priorización del riesgo en la evaluación semicuantitativa, en la Tabla 1-53 la sociedad presenta aquellos eventos que de acuerdo con los resultados se sugiere sean priorizados.

FASE	EVENTO INICIANTE	EVENTO AMENAZANTE	NIVEL MÁXIMO DE RIESGO	ACEPTABILIDAD
Producción	Afloramientos naturales de hidrocarburos	Presencia de hidrocarburos en áreas externas con interrupción parcial o paro definitivo de la operación	Muy Alto	No Aceptable
	Paro de Comunidades	Paro de Operación de Producción	Muy Alto	No Aceptable
Suspensión de actividades	Afloramientos naturales de hidrocarburos	Presencia de hidrocarburos en áreas externas con interrupción parcial o paro definitivo de la operación	Muy Alto	No Aceptable
	Paro de Comunidades	Paro de operación de producción	Muy Alto	No Aceptable

- Priorización del riesgo en la evaluación cuantitativa, en la Tabla 1-54 del documento, la sociedad presenta aquellos equipos que de acuerdo con la evaluación cuantitativa se sugiere sean priorizados en el Bloque Cóndor.

EQUIPO	MÁXIMO VALOR DE RIESGO INDIVIDUAL TOTAL (AÑO <sup>-1</sup> )	ACEPTABILIDAD
Brazo de Cargue	2.86E-05	Región ALARP
Manguera de Cargue	7.23E-05	Región ALARP
Generador 1 y 2	3.95E-05	Región ALARP
Tanque de almacenamiento Horizontal 101a105	2.61E-05	Región ALARP
Tanque de almacenamiento Horizontal Diésel	2.61E-05	Región ALARP

Elementos para la toma de decisiones:

**Monitoreo del riesgo**

**Monitoreo del riesgo en operaciones**, en la Tabla 1-58 del documento se listan los dispositivos de medición y la actividad en la cual se utilizan y en la Tabla 1-59 del documento se listan los controles que se han implementado en la operación de la Estación Cóndor, con los respectivos formatos de registro que usan en campo y que permiten evidenciar alguna anomalía en las operaciones.

**Mecanismos de monitoreo adicionales**, la sociedad indica que cuenta con personal dedicado a realizar recorridos locales periódicos, con el fin de evidenciar que el proceso tanto de producción como tratamiento esté operando dentro de las condiciones habituales, y que no existan anomalías en sus actividades productivas como presencia

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

de personal no autorizado o ajeno cerca o en la infraestructura del Bloque Cóndor, dichos recorridos son realizados por personal autorizado y/o encargado de la vigilancia y operación de las actividades.

**Protocolos y/o procedimientos de monitoreo del riesgo**, en la Tabla 1-61 del documento la sociedad presenta los monitoreos implementados en los Planes de Seguimiento y Monitoreo.

- Notificación previa a una situación de emergencia.**
- Adopción de Medidas de Respuesta a las Alerta Generadas.**
- Selección de parámetros e indicadores objeto de monitoreo.**
- Diseño e instalación de instrumentación.**
- Obtención de Información adicional.**

**Análisis y aprendizaje de lecciones.**

**Identificación de riesgos futuros**, la sociedad indica que, de acuerdo con las actividades desarrolladas en el Bloque Cóndor, existen ciertos riesgos futuros que podrían tener consecuencias graves y que, aunque no se presenten en la operación, si se han presentado en la industria o en la zona. Estos eventos a una explosión, podría generarse si se cambian las condiciones operativas o se implementa el uso de sustancias o equipos que puedan desencadenar este evento.

**Reducción del riesgo**  
**Consideraciones**

La sociedad establece las medidas orientadas a reducir los riesgos de los distintos eventos identificados con niveles altos y medios.

**Intervención correctiva**

**Medidas de intervención correctiva**, la sociedad presenta las medidas y/o acciones para la mitigación, disminución, reducción y prevención de las condiciones de amenaza identificadas en el análisis de riesgo en la Tabla 1-2.

**Identificación de alternativas de intervención correctiva**, aquellas alternativas de medidas técnicas estructurales y no estructurales que puedan ser implementadas en pro de la reducción del riesgo actual, serán revisadas y seleccionadas, con base en el desarrollo del formato que se encuentra en el Anexo C-1.

**Priorización de la medida de intervención**

**Diseño, especificaciones y desarrollo de las medidas de intervención**

**Intervención prospectiva**

**Medidas de intervención prospectiva**, en la Tabla 1-4 del documento se presentan las medidas de intervención prospectiva planteadas para los eventos amenazantes de origen operacional identificados en el Análisis de Riesgos para el Bloque Cóndor-Campo Medina.

**Para actividades nuevas**, la sociedad indica que en el caso en que se vayan a implementar nuevas actividades operativas en el Bloque Cóndor, se deberán tener en cuenta los criterios establecidos en la Tabla 1-5 del documento.

**Para actividades existentes**

**Protección financiera**, en donde la sociedad presenta las siguientes medidas generales:

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- Para las operaciones y sus riesgos inherentes, los activos de edificios y maquinaria se tiene contratada una Póliza Anual de Control de Pozos bajo la modalidad de todo riesgo de contratista para cubrir todos los pozos que estén en producción o se vayan a perforar o efectuar workover donde se cubren gastos extras de reperfusión, filtración y contaminación, control de pozo ocasionada por accidentes operativos, al igual que riesgos de la naturaleza y riesgo político, los activos están cubiertos por daños bajo la modalidad de todo riesgo.
- Para cubrir el riesgo resultante de responsabilidad civil extracontractual derivado de todas las operaciones se cuenta con una Póliza Anual tipo Umbrella que cubre todas las empresas del grupo.
- En todos los contratos que se suscriben con terceros se contratan pólizas específicas para cubrir los riesgos contractuales de cumplimiento y responsabilidad civil con todos los seguros exigidos en dichos contratos. Para los contratos efectuados con contratistas se les exigen seguros de cumplimiento y responsabilidad civil acordes con la magnitud de dichos contratos.

**Manejo de la contingencia**

**Consideraciones**

**Componente estratégico**

**Prioridades para la respuesta**, la sociedad indica que las acciones de respuesta para la atención de emergencias que se puedan presentar durante las actividades que se llevan a cabo en el Bloque Cóndor-Campo Medina, están dirigidas a preservar la vida e integridad física de las personas expuestas.

**Responsabilidades de atención en la emergencia**, la sociedad presenta en la Tabla 2-2 del documento la lista de actuación por el tipo de emergencia que se puede presentar; incluyendo las responsabilidades de atención en la emergencia y de las autoridades o entidades externas.

**Clasificación de emergencias**, en la Tabla 2 5 del documento, la sociedad presenta los criterios que deberá tener en cuenta el comandante de incidentes, para definir el nivel de la emergencia.

**Organización para la respuesta**, en donde la sociedad incluye:

- Equipo de Respuesta a Incidentes Colombia SCI.
- Grupo de Comando de Incidentes en la Escena.
- Brigadistas.
- Comando Unificado.
- Puesto de mando Unificado.
- Roles y responsabilidades del equipo de respuesta.

**Actividades críticas en la atención de emergencias**

**Servicios de respuesta**, incluido en el Anexo D-3 análisis de los servicios de respuesta.

**Gestión de la comunicación**, en donde la sociedad incluye las estrategias de comunicación interna y pública.

**Programa de capacitación y entrenamiento**, en la Tabla 2-10 del documento, la sociedad presenta las temáticas que conforman el plan de capacitación, junto con el personal al cual se encuentra dirigida cada temática, y en el Anexo D-4, se encuentra el Plan de Capacitaciones que realiza Nikoil a todo el personal.

Además, en la tabla 2-11 del documento, la sociedad presenta los diferentes simulacros que se pueden realizar en el Bloque Cóndor-Campo Medina, junto con los elementos que se evalúan del Plan de Emergencias y Contingencias.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Articulación con planes y estrategias municipales**

**Apoyo a terceros**, la sociedad indica que en cuanto a los planes de cooperación y/o ayuda mutua con otras empresas o entidades cercanas al área del Bloque Cóndor-Campo Medina, en la actualidad no cuenta con uno, de acuerdo a esto la Compañía debe concretar un Plan de Ayuda Mutua con empresas del sector que en determinado momento puedan colaborar con la atención de una emergencia, las cuales deben operar en el área de influencia regional.

**Socialización del PGR y el PEC**, la sociedad indica que considera necesario realizar la socialización al personal de Nikoil, comunidades en el área de influencia, autoridades, operadores y contratistas, para lo cual podrá desarrollar:

- Reuniones informativas (sobre el plan, estructura, las amenazas, como y a quien informar cuando detecten una emergencia etc.).
- Demostración de sonido del sistema de alerta y alarma para evacuación.
- Diseño y presentación de vídeos para inducción de personal nuevo y visitantes.
- Entrega de folletos con los procedimientos.
- Plegable o folleto con instrucciones para visitantes.

**Evaluación del PEC**, la sociedad indica que como mínimo se realizará la revisión y evaluación del PEC anualmente.

**Actualización del PEC**

**Componente operativo**

**Procedimiento general de respuesta**, en la Figura 3-1 del documento, la sociedad presenta la forma en la que se realiza la articulación de las líneas de acción, teniendo en cuenta que durante la atención a una emergencia se tienen actividades adicionales de soporte y otras obligatorias como los reportes a las autoridades correspondientes.

**Procesos operativos iniciales**, que se presentan en forma de diagramas de flujo, incluyendo:

- Aviso y confirmación de la emergencia
- Evidencia de la Ocurrencia del Incidente, Notificación y Alerta
- Evaluación Preliminar de la Emergencia e Inicio de la Acción

**Acciones operativas iniciales**

**Comunicación interna de la emergencia**

**Notificación externa**

**Evaluación preliminar de la emergencia**

**Alerta y alarma**, la sociedad en el documento incluye el código de alarma establecido para Producción y presenta registro fotográfico de la dispuesta en campo.

**Activación del PEC**, la sociedad indica que los niveles de activación están basados en la superación de las capacidades de respuesta de la empresa y que dado el caso de una emergencia de nivel mayor o del escalonamiento de una emergencia de nivel menor o medio se deberá establecer el punto de intervención de entidades externas que apoyen las labores de atención con los recursos e insumos locales, regionales o nacionales según sea las necesidades para la atención. En el caso del Bloque Cóndor-Campo Medina de llegarse a requerir apoyo externo, la sociedad indica que se deberá recurrir al CMGRD de los municipios de San Luis de Gaceno, Sabanalarga y Paratebueno y al CDGRD de Boyacá, Casanare y Cundinamarca dependiendo del nivel de la emergencia, e incluye en la Figura 3 5 del documento las ubicaciones de las diferentes entidades y en la Tabla 3 4

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

del documento, establece los tiempos de respuesta de los cuerpos de bomberos más cercanos a la Estación Cóndor.

ENTIDAD	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	TIEMPO ESTIMADO DE DESPLAZAMIENTO (hh:mm)
BOMEROS	Sabanalarga	Casanare	1:14
	Yopal		3:54
	Santa María	Boyacá	1:59
	Tunja		5:00

La sociedad incluye las líneas de activación de la emergencia y mecanismos de reporte de la emergencia.

De igual manera, la sociedad desarrolla un apartado que describe el método de coordinación de emergencias, gestión de incidentes bajo el modelo SCI, respuesta operacional, plan de evacuación y terminación de operaciones y post emergencia.

Es importante indicar que, la sociedad cuenta con líneas de acción específicas.

Puntos de control de derrames, incluye:

- Puntos de control internos, en la Tabla 3-8 del documento, la sociedad presenta seis (6) puntos de control internos establecidos.
- Puntos de control externos, en la Tabla 3-9 del documento, presenta los puntos de control externos establecidos, y su localización se observa en la Figura 3-11 del documento.

NOMBRE	COORDENADAS		MUNICIPIO	CUENCA	COBERTURA
	ESTE	NORTE			
PCD-01 Ramada Caño Catatumbo	1104505,39	1013994,12	San Luis de Gaceno	Caño Catatumbo	Bloque Cóndor
PCD-02 Caño Grande	1109628,61	1017057,43	San Luis de Gaceno	Río Guavio	Bloque Cóndor
PCD-03 Río Guavio	1111721,73	1016175,96	San Luis de Gaceno	Río Upiá	Bloque Cóndor
PCD-04 Caño Grande	1110653,46	1015101,00	San Luis de Gaceno	Río Guavio	Bloque Cóndor
PCD-05 Afluente Río Legunpa	1108346,03	1025150,47	San Luis de Gaceno	Río Legunpa	Ruta de Transporte Bloque Cóndor
PCD-06 Río Upiá	1024881,11	1114239,85	San Luis de Gaceno	Río Meta	Ruta de Transporte Bloque Cóndor
PCD-07 Río Upiá	1114239,85	1019631,26	San Luis de Gaceno	Río Meta	Ruta de Transporte Bloque Cóndor

**Componente Informático**

**Directorios**, incluidos en el Anexo D-10, que incluyen los contactos del personal interno, externo y organizaciones de apoyo, para las actividades de respuesta a emergencias. Además, se relacionan los datos de las entidades que conforman el Consejo Municipal de Gestión del Riesgo de San Luis de Gaceno, Sabanalarga, Páez, Paratebueno, así como el Consejo Departamental de Gestión del Riesgo de Casanare y Boyacá y entidades nacionales que pueden prestar apoyo en caso de emergencia en el departamento de Casanare.

**Equipos e insumos**, incluidos en el Anexo D-11 en donde se relacionan los equipos e insumos de control de derrames, control de incendios, equipo de rescate y atención médica, disponibles tanto en las plataformas del Bloque Cóndor-Campo Medina, como en áreas anexas de Nikoil. Adicionalmente, se encuentran descritos los recursos con los que cuentan las entidades que conforman el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres.

**Material cartográfico**, que incluye:

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- Localización General
- Localización Estación Cóndor
- Infraestructura
- Sensibilidad Ambiental
- Elementos de Control
- Áreas de Afectación Estación
- Áreas de Afectación Ruta de Transporte
- Riesgo Individual Estación
- Riesgo Individual Ruta de Transporte.

*De acuerdo con lo anterior, se considera que la sociedad cuenta con un plan de contingencia que incluye los escenarios ajustados a la fase de suspensión de actividades, cumpliendo con la estructura establecida en el Artículo 2.3.1.5.2.1.1 del Decreto 2157 del 20 de diciembre 2017, será responsabilidad de la sociedad el mantener la implementación de los procesos de gestión establecidos en la Ley 1523 de 2012: Conocimiento del riesgo, Reducción del riesgo y Manejo de Desastres, de conformidad con el Artículo 2.3.1.5.2.8.1., del Decreto 1081 de 2015, adicionado por el Decreto 2157 de 2017, el numeral 9º del artículo 2.2.2.3.5.1 y el artículo 2.2.2.3.9.3 del Decreto 1076 de 2015; no obstante, deberá actualizar el mencionado plan incluyendo el análisis de riesgo de los escenarios de riesgo asociados a la construcción y funcionamiento de las obras de mitigación y contención de afloramientos de hidrocarburos.*

*Es importante aclarar que este Plan de Contingencia deberá ser ajustado en caso de que se generen cambios en las condiciones de riesgo del proyecto y/o cuando surja la necesidad de acciones de mejoramiento siguiendo los lineamientos descritos en el Decreto 1081 del 2015 adicionado por el Decreto 2157 del 20 de octubre de 2017 en el Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Numeral 3.1.2, Literal f y el Decreto 1076 de 2015 en el Artículo 2.2.2.3.5.1, Numeral 9 y el Artículo 2.2.2.3.9.3 o aquellos que los modifiquen o sustituyan y en caso de no presentarse un ajuste en el documento, indicar las razones por las cuales no se realiza.*

**Seguimiento a la implementación del Plan de Contingencias**

*A continuación, se indican las actividades correspondientes al plan en mención que fueron implementadas durante el periodo objeto de seguimiento:*

**Tabla Implementación Plan de Contingencias**

<b>Monitoreo del riesgo</b>
<b>Consideraciones</b>
<p><i>La Autoridad Nacional de licencias ambientales mediante el numeral 2 del Artículo Primero del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, solicitó</i></p> <p><i>“Realizar las acciones de monitoreo del riesgo, para evidenciar si los movimientos en masa en algún momento pueden llegar a afectar la infraestructura del proyecto y generar la pérdida de contención de hidrocarburos, en cumplimiento del numeral 1.3 del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017.”.</i></p> <p><i>En cumplimiento de lo anterior, la sociedad mediante radicado 2023020021-1-000 del 01 de febrero de 2023, presenta documento con asunto “Respuesta al Auto No. 10451 del 23 de noviembre de 2022”, en donde indica “En el PGRD en el numeral 1.4 Monitoreo del Riesgo del documento Sección A Conocimiento del Riesgo se relacionan las medidas y procedimientos de monitoreo, no se incluyen las acciones de monitoreo ante movimientos en masa, por lo que actualmente a través de contrato con la empresa VARICHEM, se están realizando las acciones de monitoreo de riesgo incluyendo los movimientos en masa, los cuales no son inherentes a la operación del campo Medina, sino que son factores exógenos.”</i></p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Debido a lo anterior, se considera que la sociedad se encuentra realizando las acciones de monitoreo del riesgo, para evidenciar si los movimientos en masa en algún momento pueden llegar a afectar la infraestructura del proyecto y generar la pérdida de contención de hidrocarburos.

**Disponibilidad y estado de equipos de atención a contingencias**

**Consideraciones**

La Autoridad Nacional de licencias ambientales mediante el numeral 15 del Artículo Primero del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022, solicitó

“Presentar el soporte de la implementación de medidas de reducción de riesgo por pérdida de contención de sustancias peligrosas en las instalaciones de almacenamiento y los procedimientos y equipos para garantizar de manera oportuna respuesta ante la posible materialización de un evento de contingencia, en cumplimiento del plan de contingencias del proyecto y de lo estipulado en el numeral 3.1.1 del artículo 2.3.1.5.2.1.1 del Decreto 1081 del 25 de mayo de 2015, adicionado por el Decreto 2157 del 20 de diciembre de 2017. (...)”.

Debido a que la sociedad no ha radicado la documentación en respuesta del mencionado requerimiento, se considera reiterar su cumplimiento.

**ANÁLISIS DE CUMPLIMIENTO DE ACTOS ADMINISTRATIVOS**

A continuación, se incluyen únicamente aquellas obligaciones relacionadas con el objetivo de este seguimiento específico.

**Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022**

<b>Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022</b>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<b>ARTÍCULO PRIMERO. (...)</b> 2. Realizar las acciones de monitoreo del riesgo, para evidenciar si los movimientos en masa en algún momento pueden llegar a afectar la infraestructura del proyecto y generar la pérdida de contención de hidrocarburos, en cumplimiento del numeral 1.3 del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017.	Temporal	NO
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
En cumplimiento de lo anterior, la sociedad mediante radicado 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023, presenta documento con asunto “Respuesta al Auto No. 10451 del 23 de noviembre de 2022”, en donde indica “En el PGRD en el numeral 1.4 Monitoreo del Riesgo del documento Sección A Conocimiento del Riesgo se relacionan las medidas y procedimientos de monitoreo, no se incluyen las acciones de monitoreo ante movimientos en masa, por lo que actualmente a través de contrato con la empresa VARICHEM, se están realizando las acciones de monitoreo de riesgo incluyendo los movimientos en masa, los cuales no son inherentes a la operación del campo Medina, sino que son factores exógenos.”		
Debido a que la sociedad no ha radicado la documentación en respuesta del mencionado requerimiento, se considera reiterar su cumplimiento.		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022.** A través de la cual la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA impone medidas ambientales adicionales al proyecto Campo de Producción Medina.

**Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022**

Obligación	Carácter	Cumple
<p><b>ARTÍCULO PRIMERO.</b> Imponer a la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA, las siguientes medidas ambientales adicionales, en el marco del proyecto Campo de Producción Medina, localizados en los municipios de Municipio de San Luis de Gaceno, en el departamento de Boyacá, Sabanalarga en el departamento del Casanare, Paratebueno en el departamento de Cundinamarca y Barranca de Upía en el departamento del Meta, para que en un término de un (1) mes, contado a partir de la ejecutoria de este acto administrativo, realice lo siguiente:</p>		
Obligación	Carácter	Cumple
<p>1. Implementar un seguimiento permanente a cada uno de los puntos de afloramientos tanto líquidos como de gas identificados, de acuerdo con las siguientes condiciones:</p> <p>a. En el caso de Río Chiquito se utilizarán las iniciales “RC” y para aquellos ubicados en la microcuenca de Caño Grande las iniciales “CG”, posteriormente se separará con un guion y se adicionará el tipo de afloramiento, para los líquidos se utilizará la inicial “L”, en caso de aquellos de gas se utilizará la inicial “G” y por último se denominarán cada uno de los afloramientos como “PX” indicando consecutivamente los afloramientos encontrados.</p> <p>b. Implementar la siguiente codificación y/o marcación de los puntos de afloramiento hasta ahora identificados, en caso de encontrarse nuevos se adicionarán a la tabla y se les realizará el mismo seguimiento aquí exigido a los afloramientos identificados.</p>	Permanente	NO
<p>c. Generar ficha técnica para cada uno de los puntos de afloramiento con la siguiente información:</p>		

ID_Afloramiento	Predio	Tipo de Afloramiento	Microcuenca relacionada	Coordenadas Origen Único Nacional	
				Este	Norte
RC-L-P1	Dumar Martínez	Líquido	Río Chiquito	4984440	2079790
RC-G-P1	Dumar Martínez	Gas	Río Chiquito	4984190	2080080
CG-L-P1	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984941	2080486
CG-L-P2	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984905	2080476
CG-L-P3	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984878	2080413
CG-L-P4	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984822	2080388
CG-L-P5	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984802	2080371
CG-G-P1	Sucesión Salvador Ávila	Gas	Caño Grande	4984755	2080354
CG-G-P2	Sucesión Salvador Ávila	Gas	Caño Grande	4984655	2080337
CG-G-P3	Sucesión Salvador Ávila	Gas	Caño Grande	4984671	2080312

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>		<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<b>Generalidades</b>			
<b>Código:</b>	Marcación asignada de acuerdo con las indicaciones dadas en este seguimiento para este fin.		
<b>Fotografía de identificación:</b>	Primera fotografía tomada al Punto del afloramiento		
<b>Coordenadas:</b>	Coordenadas en origen único nacional de la ubicación exacta del afloramiento		
<b>Descripción detallada del afloramiento:</b>	Hacer una descripción físico- biótica detallada del lugar de afloramiento y su entorno en un radio de 50 m a la redonda, describir la apariencia del afloramiento con el mayor detalle posible, tener en cuenta tipo y estado de vegetación aledaña, topografía e indicar si el afloramiento se relaciona con roca, nacimiento de agua, o similar.		
<b>Monitoreo in situ:</b>	Realizar monitoreo <i>in situ</i> de parámetros fisicoquímicos de pH, conductividad (µS/cm) y sólidos totales (mg/l) y consignar los resultados del monitoreo.		
<b>Nombre del Predio:</b>	Nombre del predio donde se localiza el afloramiento, este debe corroborado con el propietario del predio		
<b>Vereda:</b>	Vereda en la que se encuentra el predio donde se halle el afloramiento		
<b>Nombre(s) del Propietario(s):</b>	Nombre del propietario o propietarios del predio donde se ubique el afloramiento		
<b>Fecha aproximada de la aparición del afloramiento:</b>	Se debe corroborar con el propietario del predio y personas de la comunidad, a partir de que fecha se percibió la aparición del afloramiento, en lo posible incluir mes y año.		
<b>Obras de contención:</b>	Se deberá describir la obra de contención realizada por la Sociedad conforme lo requerido por la ANLA. (Aplica solo para afloramientos líquidos)		
<b>Medidas de mitigación:</b>	Describir una a una las medidas de mitigación implementadas por parte de la Sociedad con el fin de no ampliar el radio de la posible afectación generada por el fluido aflorante.		
<b>Medidas de limpieza:</b>	Describir las medidas de limpieza que deberá desarrollar durante cada visita de inspección que se realice por parte de la Sociedad, semanalmente o en caso de requerirse en menor periodicidad.		
<p><i>d. Presentar los soportes del seguimiento al estado de cada uno de los afloramientos, que deberán incluir como mínimo lo siguiente:</i></p> <p><i>i. Dentro de la misma ficha técnica de cada afloramiento, se documentará cada uno de los seguimientos realizados, utilizando un libro de Excel por mes para cada afloramiento y en cada hoja del mismo archivo ingresar uno a uno, los seguimientos.</i></p> <p><i>ii. Los seguimientos a realizar deberán contener como mínimo la siguiente información:</i></p>			

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>		<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<b>Generalidades</b>			
<b>Código:</b>	Marcación asignada de acuerdo con las indicaciones dadas en este acto administrativo para este fin.		
<b>Fecha y hora de visita:</b>	Fecha y hora exacta de la visita de seguimiento		
<b>Descripción detallada del estado actual del afloramiento y su área circundante:</b>	Hacer una descripción físico- biótica detallada del lugar de afloramiento y su entorno en un radio de 50 m a la redonda, describir la apariencia del afloramiento con el mayor detalle posible, indicar en este punto si se presentan diferencias respecto a la visita inmediatamente anterior y adicionalmente siempre comparar con la información tomada inicialmente en el punto de afloramiento.		
<b>Monitoreo in situ</b>	Realizar monitoreo <i>in situ</i> de parámetros fisicoquímicos de pH, conductividad (µS/cm) y sólidos totales (mg/l) y consignar los resultados del monitoreo y presentar la comparación con los anteriores de forma histórica. (Puede ser una página del libro de Excel utilizado mensualmente. <b>Nota:</b> Siempre se debe hacer una comparación de flujo aflorante, si este aumenta, disminuye o se mantiene, comparándola con la visita inmediatamente anterior y en general a medida que se van realizando otras inspecciones		
<b>Registro fotográfico:</b>	Presentar Fotografía del afloramiento al detalle, otra en que se observe su entorno, una panorámica y otra en la que se pueda detallar el estado de la vegetación si la hay, cada foto debe estar nombrada de acuerdo con lo que se muestre en ella, y cada inspección debe contar como mínimo con 3 fotografías		
<b>Seguimiento y mantenimiento a obras de contención:</b>	Se deberá indicar el estado y efectividad de las obras de contención, en caso de requerirse ajuste en las obras, esto deberá indicarse tanto en el reporte de la visita en que se identifique la necesidad, como en el reporte de la visita en el momento en que se realice el ajuste correspondiente. (Aplica solo para afloramientos líquidos)		
<b>Efectividad obras de contención:</b>	Deberá señalar el porcentaje de efectividad que las obras de contención estén presentando conforme lo observado durante cada visita de inspección, si el porcentaje es inferior al 80% deberá incluir el ajuste a las medidas o la implementación de nuevas para la visita inmediatamente siguiente.		
<b>Medidas de mitigación:</b>	Se debe detallar las medidas de mitigación implementadas, en cada visita, los ajustes que se realicen en su implementación en pro de que sean efectivas		
<b>Efectividad medidas de mitigación:</b>	Deberá señalar el porcentaje de efectividad de las medidas de mitigación conforme lo observado durante cada visita de inspección, si el porcentaje es inferior al 80% deberá incluir el ajuste a las medidas o la implementación de nuevas para la visita inmediatamente siguiente.		
<b>Medidas de limpieza</b>	Describir las medidas de limpieza que deberá desarrollar durante cada visita de inspección que se realice por parte de la Sociedad, semanalmente o en caso de requerirse en menor periodicidad.		
<b>Efectividad medidas de Limpieza:</b>	Deberá señalar el porcentaje de efectividad de las medidas de limpieza, conforme lo observado durante cada visita de inspección, si el porcentaje es inferior al 80% deberá incluir el ajuste a las medidas o la implementación de nuevas para la visita inmediatamente siguiente		
<b>Condiciones climáticas fecha seguimiento</b>	Indicar si durante la semana en que se realiza el seguimiento se presentaron lluvias o si por el contrario se tuvo temporada seca y finalmente indicar las condiciones del día en que se realiza la visita de seguimiento.		
<b>Observaciones y conclusiones:</b>	En este numeral se debe hacer un análisis de las condiciones observadas y los cambios presentados, así como el manejo a darle, si continua igual o debe ajustarse, en cualquiera de los casos se debe explicar las respectivas razones.		
<p><i>e. Si alguno de los afloramientos deja de aflorar, la ficha de este debe mantenerse y el punto debe continuar con su respectivo seguimiento, en el formato respectivo, simplemente, en observaciones se indicará la novedad, haciendo una descripción de cómo se observa y las condiciones por las que se concluye que no continuó el afloramiento.</i></p> <p><i>f. En caso de surgir nuevos afloramientos, se generarán las fichas técnicas que corresponda, siguiendo las indicaciones mencionadas en este acto administrativo.</i></p>			
<b>Análisis del Cumplimiento</b>			
<p><i>En revisión de la información consignada en el expediente LAM4273 no se encuentra información que dé cuenta del cumplimiento a esta obligación, por lo que se reitera.</i></p>			
<b>Obligación</b>		<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<b>ARTÍCULO PRIMERO. (...)</b>			
2. Realizar la respectiva señalización y encerramiento de cada uno de los puntos de afloramiento, dando cumplimiento a las siguientes condiciones:		Permanente	NO

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>a. Instalar aviso con la marcación correspondiente al afloramiento, en material impermeable, debe ser legible y si se deteriora o se pierde, deberá ser reemplazado inmediatamente de tal forma que siempre el punto de afloramiento esté identificado.</p> <p>b. Instalar encerramiento al punto de afloramiento, el cual dependerá de las condiciones topográficas y morfológicas de cada afloramiento, así como del área afectada, buscando que el área aledaña al afloramiento sea protegida y minimizar los impactos que puedan generarse a partir de cualquier intervención externa.</p> <p>c. Instalar aviso señalando que es un área de estudio y que no debe ser manipulada.</p>		

**Análisis del cumplimiento**

En revisión de la información consignada en el expediente LAM4273 no se encuentra información que, de cuenta del cumplimiento a esta obligación, por lo que se reitera.

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p><b>ARTÍCULO PRIMERO. (...)</b></p> <p>3. Implementar medidas de limpieza en cada uno de los puntos de afloramiento líquido se deberán cumplir como mínimo las siguientes condiciones:</p> <p>a. Instalación y mantenimiento de barreras oleofílicas que deberán ser ubicadas como complemento a las medidas de contención con el fin de recoger el material contaminado y evitar que este discurra sobre la vegetación y fuentes cercanas.</p> <p>b. Realizar jornadas de limpieza a los puntos de afloramiento líquido, una vez por semana y en temporada de lluvias mínimo dos veces por semana. La descripción de las acciones relacionadas con ello, deberán ser incorporados en la ficha técnica arriba mencionada.</p> <p>c. Las jornadas de limpieza deben incluir la recolección del material contaminado, su transporte y disposición final con terceros autorizados.</p> <p>d. Presentar soportes de la relación las cantidades recogidas de material contaminado en cada jornada de limpieza por punto de afloramiento, manifiestos de transporte y certificado de disposición final en el que se debe especificar la Empresa que entrega y ubicación del sitio de generación de los residuos.</p>	Permanente	NO

**Análisis del cumplimiento**

En revisión de la información consignada en el expediente LAM4273 no se encuentra información que, de cuenta del cumplimiento a esta obligación, por lo que se reitera.

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p><b>ARTÍCULO TERCERO. (...)</b></p> <p>1. Realizar monitoreos físicoquímicos del recurso hídrico, con una frecuencia mensual, la primera campaña de monitoreo deberá realizarse en un plazo máximo de dos (2) meses y teniendo en cuenta los siguientes criterios:</p> <p>a. Seguir los lineamientos establecidos en la Guía para el Monitoreo de Vertimientos, Aguas Superficiales y Subterráneas del 2002 del IDEAM o cualquiera que lo modifique o sustituya.</p>	Permanente	NO

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>b. Los monitoreos fisicoquímicos deberán realizarse en los siguientes siete (7) puntos: (...)</p> <p>c. Los monitoreos deberán realizarse hasta lograr la efectiva aplicación de medidas de manejo relacionadas con la contención, limpieza y recolección de las sustancias provenientes de los afloramientos líquidos, de manera que se garantice la no afectación de los cuerpos de agua asociados con las cuencas del caño Grande y río Chiquito.</p> <p>d. Tomar una muestra integrada en la sección transversal establecida de acuerdo con los lineamientos de la Guía en mención.</p> <p>e. Georreferenciar los puntos donde se realiza el monitoreo y almacenar la información obtenida de los monitoreos, de acuerdo con el modelo de almacenamiento geográfico establecido en la Resolución 2182 de 2016 del MADS, o aquella que la modifique o sustituya.</p> <p>f. Registrar en cada monitoreo como mínimo los siguientes parámetros de calidad del agua: caudal, nivel de la lámina de agua, temperatura, pH, conductividad, oxígeno disuelto, DBO5, DQO, sólidos suspendidos totales, sólidos sedimentables, turbiedad, alcalinidad, dureza, coliformes totales, coliformes fecales, grasas y aceites, fenoles, hidrocarburos totales, hidrocarburos aromáticos policíclicos, BTEX, compuestos orgánicos halogenados absorbibles (AOX), fosforo total, ortofosfatos, nitratos, nitrógeno amoniacal, nitrógeno total, cianuro total, cloruros, fluoruros, sulfatos, sulfuros, arsénico, bario, cadmio, cinc, cobre, cromo, hierro, mercurio, níquel, plata, plomo, selenio, vanadio, acidez total, alcalinidad total, dureza cálcica, y TPH.</p> <p>g. Registrar el estado del tiempo (nubosidad, temperatura del aire, velocidad del viento, humedad relativa, temperatura del punto de rocío) durante el monitoreo.</p> <p>h. Presentar los reportes de laboratorio, las cadenas de custodia y el análisis multitemporal de los resultados que refleje la tendencia de la calidad del medio afectado por los afloramientos y su comparación con los límites establecidos en el artículo 11 de la Resolución 631 de 2015 y de los artículos artículo 2.2.3.3.9.5 y 2.2.3.3.9.6 del Decreto 1076 de 2015. En caso de no cumplir con algún parámetro monitoreado, el titular de la presente licencia ambiental realizará el análisis y propondrá las medidas a que haya lugar para dar cumplimiento.</p> <p>i. Realizar los monitoreos a través de laboratorios acreditados por el IDEAM, tanto para la toma de la muestra, como para el análisis de los parámetros monitoreados, y presentar los certificados; dichos laboratorios, deberán contar con las técnicas de medición que cuenten con los límites de detección de los diferentes parámetros que permitan verificar el cumplimiento normativo de los mismos.</p>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>Mediante Artículo Primero de la Resolución 005888 del 23 de marzo de 2023 con fecha de ejecutoria el 27 de marzo de 2023, se confirmó en su totalidad la Resolución 2969 de 14 de diciembre de 2022, por lo que el plazo para entregar la información solicitada es a partir de los dos (2) meses de ejecutoria de la obligación, es decir el primer monitoreo debió entregarse en mayo de 2023 y posteriormente los monitoreos se deberán presentar cada mes, información que la Sociedad no ha presentado y por lo cual no se ha dado</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<i>cumplimiento a esta obligación.</i>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p><b>ARTÍCULO TERCERO.</b></p> <p>2. Ejecutar un programa de monitoreo a partir de la caracterización de comunidades hidrobiológicas, con una frecuencia mensual, la primera campaña de monitoreo deberá realizarse en un plazo máximo de dos (2) meses, de acuerdo con las siguientes características:</p> <p>a. Ejecutar el monitoreo de comunidades hidrobiológicas en los siete (7) puntos relacionados a continuación y que deben corresponder con los mismos sitios de monitoreo de parámetros fisicoquímicos: (...)</p> <p>b. El monitoreo deberá realizarse hasta lograr la efectiva aplicación de medidas de manejo relacionadas con la contención, limpieza y recolección de las sustancias provenientes de los afloramientos líquidos, de manera que se garantice la no afectación de los cuerpos de agua asociados con las cuencas del caño Grande y río Chiquito.</p> <p>c. Georreferenciar los puntos donde se realiza el monitoreo, y almacenar la información obtenida de los monitoreos, de acuerdo con modelo de almacenamiento geográfico establecido en la Resolución 2182 de 2016 del MADS, o la que la modifique o sustituya.</p> <p>d. Las comunidades hidrobiológicas objeto de monitoreo serán: Macroinvertebrados acuáticos, Fitoplancton, Perifiton, Zooplancton, Macrófitas e Ictiofauna.</p> <p>e. Presentar los reportes de laboratorio que deberán incluir comomínimo: metodologías (campo y laboratorio); resultados; análisis de resultados; análisis multitemporal acumulativo, análisis del estado de calidad ecosistémica a partir de grupos taxonómicos bioindicadores; conclusiones y anexos (cadenas de custodia, registro fotográfico, reportes de resultados emitidos por el laboratorio, entre otros).</p> <p>f. Tanto los muestreos como los informes de laboratorio deberán ser ejecutados y elaborados por laboratorios que cuenten con acreditación emitida por el IDEAM para el muestreo y análisis de las comunidades hidrobiológicas relacionadas en el literal d). Los certificados de acreditación deberán ser presentados a esta autoridad.</p>	Permanente	NO
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>Mediante Artículo Primero de la Resolución 005888 del 23 de marzo de 2023 con fecha de ejecutoria el 27 de marzo de 2023, se confirmó en su totalidad la Resolución 2969 de 14 de diciembre de 2022, por lo que el plazo para entregar la información solicitada es a partir de los dos (2) meses de ejecutoria de la obligación, es decir que el informe con los resultados del primer muestreo del monitoreo debieron ser entregados en mayo de 2023 y los siguientes informes de monitoreo se deberán presentar cada mes.</p> <p>De acuerdo con lo anterior y una vez verificada la información que hace parte del Expediente LAM4273, esta Autoridad considera como no cumplida la obligación para el presente periodo de seguimiento.</p>		

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<b>Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</b>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<b>ARTÍCULO PRIMERO.</b> Requerir a la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA, para que ejecute las siguientes medidas de manejo y obligaciones ambientales y en el próximo Informe de Cumplimiento Ambiental, presente los respectivos soportes documentales de cumplimiento:		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<b>ARTÍCULO PRIMERO. (...)</b> 15. Presentar el soporte de la implementación de medidas de reducción de riesgo por pérdida de contención de sustancias peligrosas en las instalaciones de almacenamiento y los procedimientos y equipos para garantizar de manera oportuna respuesta ante la posible materialización de un evento de contingencia, en cumplimiento del plan de contingencias del proyecto y de lo estipulado en el numeral 3.1.1 del artículo 2.3.1.5.2.1.1 del Decreto 1081 del 25 de mayo de 2015, adicionado por el Decreto 2157 del 20 de diciembre de 2017.	Temporal	NO
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
Debido a que la sociedad no ha radicado la documentación en respuesta del mencionado requerimiento, se considera reiterar su cumplimiento.		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<b>ARTÍCULO SEGUNDO.</b> Reiterar a la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA, el cumplimiento de las obligaciones y medidas ambientales en los términos y condiciones en que fueron establecidas en los actos administrativos a los que se hace referencia en el presente artículo:		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b> 2. Realizar exploración geofísica de tipo geoelectrónica continua (tomografías) que involucre la plataforma Cóndor y la zona de afectación de los afloramientos, en donde se generen dos (2) perfiles 2D de resistividad del subsuelo en dirección de la plataforma hacia los afloramientos, con un arreglo geométrico tal, que permita obtener la mejor resolución para identificar anomalías asociadas a la presencia de la pluma de hidrocarburos en el acuífero somero y zona vadosa del área estudiada, mediante contrastes en la resistividad del subsuelo, en cumplimiento del Numeral 1 del Artículo Primero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022 y numeral 1 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.	Temporal	NO
<b>Reiteraciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numeral 1 del Artículo Primero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022</li> <li>- Numeral 1 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022</li> </ul>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
En radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023, la Sociedad da respuesta al requerimiento original establecido en el numeral 1 del artículo primero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, y al requerimiento reiterado mediante numeral 1 del artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 mediante radicado 2023069827-1-000 del 03 de abril de 2023, indicando lo siguiente:		
<p>“El 28 de junio de 2022, NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA radicó ante ANLA el documento: “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”. Radicado 2022131273-1-000.</p> <p>Durante el desarrollo del Estudio Hidrogeológico, en la etapa de trabajo de campo se incluyó exploración geofísica mediante Sondeos Eléctricos Verticales (SEV), con la finalidad de conocer la</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>geometría de las unidades hidrogeológicas más superficiales del área caracterización hidrogeológica.</p> <p>Se realizaron 13 sondeos eléctricos verticales (SEV). Fue seleccionado el método de los SEV, toda vez que la unidad hidrogeológica a caracterizar presenta una distribución subhorizontal.</p> <p>Con los SEV se interpretaron capas geoeléctricas mediante la relación entre la litología de la zona y las diferentes resistividades encontradas.</p> <p>Con la finalidad de establecer el comportamiento geométrico de los primeros 100 metros de la unidad hidrogeológica más superficial, fueron desarrolladas dos (2) perfiles geofísicos usando como insumo las columnas geoeléctricas.</p> <p>No obstante lo anterior, Nikoil se encuentra en el proceso de contratación de una empresa especializada que pueda realizar la exploración geofísica mediante tomografías.”</p> <p>La Sociedad mediante radicado 2023076596-1-000 del 12 de abril de 2023 indica lo siguiente:</p> <p>“Con respecto al requerimiento del numeral 1 del artículo de la mencionada Resolución, nos permitimos informar que se ha realizado el proceso precontractual, el cual arrojó como resultado la declaración de desierto debido a la complejidad del requerimiento y a que los dos oferentes que presentaron propuesta, éstas fueron bastante disimiles.</p> <p>Actualmente, y para asegurar que el estudio que contrate NIKOIL sea lo que requiere la ANLA, la empresa se encuentra en proceso de contratación del mismo cuyo objeto es: “Realizar exploración geofísica de tipo geoeléctrica continua (tomografías) que involucre la plataforma Cóndor y la zona de afectación de los afloramientos, en donde se generen dos (2) perfiles 2D de resistividad del subsuelo en dirección de la plataforma hacia los afloramientos, con un arreglo geométrico tal, que permita obtener la mejor resolución para identificar anomalías asociadas a la presencia de la pluma de hidrocarburos en el acuífero somero y zona vadosa del área estudiada, mediante contrastes en la resistividad del subsuelo”. Tan pronto se tenga el resultado del estudio, se le allegará a la ANLA”.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, se concluye que no se ha dado cumplimiento al requerimiento efectuado por parte de esta Autoridad y por tanto se constituye como una obligación no cumplida y objeto de reiteración.</p>		
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b></p> <p>4. En cumplimiento del artículo segundo de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, debe caracterizar geoquímicamente los hidrocarburos de los pozos de producción y afloramientos presentes en el área de influencia del proyecto</p> <p>c. Presentar un análisis de parámetros totales de los hidrocarburos, indicando claramente los valores de parámetros como la gravedad API y porcentaje de elementos no orgánicos como: Azufre, Níquel y Vanadio; que permitan interpretar algunos cambios por efectos de biodegradación, y madurez de la roca productora e incluso permitan diferenciar grupos de hidrocarburos.</p>	Temporal	NO
<b>Reiteraciones</b>		
– Numeral 1 del artículo segundo de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022.		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>La sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA allega a esta Autoridad el documento 10042023225115946, presentado bajo radicado 2023021410-1-000 del 3 de febrero de 2023, en respuesta al numeral 1 del artículo segundo de la Resolución 0455 del 25 de febrero de 2022, en lo concerniente con la caracterización geoquímica de los hidrocarburos presentes en los afloramientos en las inmediaciones del área de influencia del proyecto y su correlación con los hidrocarburos de producción y el cual contiene los siguientes documentos anexos:</p>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Geochemical evaluation of oil seep samples Afloramiento #1, #2, #3, #4 and #5, and crude oil Tanque #2, for Quality, Source, and Maturity”. By: Seare Ocubalidet, MSc. Organic Petrology &amp; Geochemistry January 2023 Core Laboratories, Inc. Houston Advanced Technology Center 6316 Windfern Road Houston, Texas 77040.</li> <li>• Geochemistry of Afloramiento 1, 2, 3, 4 and 5, and Tanque # 2 crude oils, for Reservoir Continuity Analysis, January 2023 Core Laboratories, Inc. Houston Advanced Technology Center 6316 Windfern Road Houston, Texas 77040.”</li> </ul>		
<p>Así las cosas, con respecto al literal a, NIKOIL realiza la caracterización geoquímica a siete (7) muestras, así: 5 muestras de crudo de afloramiento predios Dumar Martínez y Salvador Ávila, una muestra del crudo del Tanque #2 (mezcla de los pozos Cóndor 1 (Formación Mirador y Cóndor 2 (Formación Carbonera) y un duplicado del tanque # 2. Ver tabla 1 de los documentos anexos y, plantea que el objeto del análisis es determinar si actualmente existe comunicación fluida entre los crudos analizados mediante el análisis de las huellas cromatográficas en el contexto del análisis de compartimentación de yacimientos (RCA por sus siglas en ingles) por ende, y como se indica en el documento Geochemistry of Afloramiento.</p>		
<p>“Cuando dos o más reservorios dentro de un mismo reservorio tienen características petrofísicas y/o geológicas que permiten que sus fluidos se comuniquen (es decir, no existe compartimentación entre un yacimiento y otro), estos fluidos generalmente tienen una composición molecular similar, como lo revelan sus huellas dactilares cromatográficas obtenidas por cromatografía de gases de alta resolución.</p>		
<p>Por otro lado, si los yacimientos no están en continuidad fluida, los hidrocarburos presentes en cada compartimento generalmente presentan una huella cromato gráfica única con la que se puede diferenciar claramente, aun cuando hayan sido generados por la misma roca generadora.”</p>		
<p>Otras diferencias adicionales dentro del análisis incluyen los procesos de alteración sufridos dentro de cada yacimiento, así como las condiciones presión volumen y temperatura. En conclusión, es posible identificar la compartimentación de los reservorios analizados y la similitud de los trazos cromatográficos puede estar indicando la continuidad de fluidos de 2 o más compartimentos del yacimiento, pero estas interpretaciones deben complementarse con datos estructurales, pruebas de presión, producción y registros eléctricos.</p>		
<p>Así las cosas, se realiza la comparación visual de las similitudes y diferencias entre las muestras de hidrocarburos analizadas mediante diagramas de estrella, análisis de componentes principales (PCA) y el análisis multivariado de las proporciones entre muestras agrupándolas mediante diagramas de conglomerados. El análisis incluyó la comparación de inspección detallada en los cromatogramas de los picos aromáticos y nafténicos en los rangos de parafinas nC9 – nC19. Según lo anterior, los resultados obtenidos indican que las 5 muestras de los afloramientos de petróleo, el petróleo crudo y el duplicado difieren y, mediante la distancia estadística entre la muestra del Tanque #2, se indicaría la aparente compartimentación de sus reservorios con respecto a los demás crudos, además de exhibirse una aparente comunicación fluida entre los crudos de afloramiento a pesar de existir una aparente subdivisión entre estos.</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p><i>En lo concerniente con el literal b, cuyo objeto es observar las diferencias o similitudes entre los hidrocarburos de producción y los de los afloramientos, deducir la roca fuente y determinar la madurez termal de estos, NIKOIL en el documento Geochemical evaluation of oil seep samples, presenta los análisis de huellas dactilares de crudo basados en parámetros de calidad, Fuente, madurez, edad, ambiente y litología de las muestras de afloramientos de crudo #1, #2, #3, #4 y #5, y crudo Tanque #2. Los analisis realizados incluyen:</i></p>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Separación por cromatografía líquida y cuantificación de Saturados-Aromáticos-Resinas- Asfáltenos (SARA) por MPLC (Medium Pressure Liquid Chromatography).</i></li> <li>• <i>Cromatografía de Gas de alta Resolución “High Resolution Gas Chromatography (HRGC) (C4+).”</i></li> <li>• <i>Cromatografía de gas, Gas / Espectrometría de masas (GC/MS) analisis (para parámetros moleculares, incluidos indicadores de biomarcadores y no-biomarcadores) para ambas fracciones saturadas y aromáticas.</i></li> <li>• <i>Análisis de Isotopos estables de carbono (<math>\delta^{13}C</math>) del aceite y las fracciones saturadas y aromáticas.</i></li> </ul>		
<p><i>Los resultados de los análisis indican que las muestras de los crudos no se han alterado posgenéticamente de manera severa, según los parámetros de la cromatografía de gases ya que no hay agotamiento de los n- alcanos en comparación con los isoprenoides pristano (IP19) y fitano (IP20), tampoco se evidencia la presencia de mezcla compleja no resuelta (UCM), pero existen diferencias importantes entre los crudos de afloramientos (estos presentan similitud entre los cromatogramas) y el del tanque número 2 (Más rico en hidrocarburos livianos y pesados). Además, en lo concerniente con el diagnóstico del nivel de alteración postgenética a partir de las relaciones n-heptano/metilciclohexano y tolueno/n-heptano se identifica que los crudos del tanque # 2 se ubican más cerca de las rutas de maduración y lavado con agua mientras los crudos de los afloramientos parecen verse más afectados por procesos de biodegradación e incluso fraccionamiento evaporítico selectivo (muestra del afloramiento # 2).</i></p>		
<p><i>Otras relaciones utilizadas son las de los hidrocarburos C1-C5 y las de hidrocarburos C7, donde se muestran las proporciones transformation ratio Tr1-Tr8 (diagramas estrella de correlación y transformación para crudos. Halpern, 1995). En conclusión, estos gráficos apuntan a la gran posibilidad de que los crudos hayan sido generados a partir de la misma roca fuente y, en general, hayan experimentado historias similares de alteración posterior a la acumulación.</i></p>		
<p><i>La interpretación de las diferentes relaciones analizadas: pristano/fitano (Pr/Ph), pristano/heptadecano normal (Pr/n -C17) y las proporciones de fitano/octadecano normal (Ph/n-C18), Pr/Ph y DBT/Phen como fuente clave de parámetros ambientales de depósito, es decir, origen y/o fuente de los hidrocarburos(ambiente de depositación (EOD por sus siglas en inglés)), indican que los crudos de afloramiento son afines y similares con fuente de materia orgánica naturaleza terrígena (Kerógeno Tipo III) y para el tanque #2 mixta (Kerógeno Tipo II y III). Sin embargo, Los valores de isótopos de carbono estables de los aceites se ven menos afectados por los procesos posteriores a la deposición; por lo tanto, son útiles para interpretar los datos del petróleo y establecer una línea base confiable. Así las cosas y a partir de la relación Pr/Ph y los valores de <math>\delta^{13}C</math> la fuente de materia orgánica de los afloramientos es de naturaleza mixta (Kerógeno Tipo II y III), con mayor aporte marino; provinieron de rocas generadoras arcillosas del Cretácico superior o más jóvenes, depositadas en un ambiente deltaico/marino poco profundo y el aceite Tanque #2 no es lo mismo que los crudos de afloramiento el cual recibió una carga por separado; su fuente tenía aporte de materia orgánica mixta (pero con aporte más terrígeno); roca madre arcillosa, posiblemente algún aporte de carbonato, del Cretácico superior o de una edad más joven; madurez temprana superior de la fuente de la ventana de petróleo, encontrándose evidencias de la presencia de una mezcla de al menos</i></p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>dos fuentes de cargas de hidrocarburos que contribuyeron a los aceites; uno biodegradado, de baja madurez, derivado marino (kerógeno Tipo II); y otro de mayor madurez, y terrígeno (Kerógeno Tipo III).</p> <p>De acuerdo con lo anterior, la evaluación de la madurez termal hay evidencias de la presencia de una mezcla de al menos dos fuentes de cargas de hidrocarburos que contribuyeron a los crudos; uno biodegradado, de baja madurez, derivado marino (kerógeno Tipo II); y otro de mayor madurez y terrígeno (Kerógeno Tipo III). En conclusión, el crudo Tanque #2 es térmicamente más maduro que los aceites de Afloramiento, lo que sugiere que la carga terrígena de la que recibió más contribución es más madura que la carga marina (biodegradada) de la que los crudos de Afloramiento parecen haber estado más influenciados.</p> <p>Finalmente, con respecto al análisis de biomarcadores su interpretación está enfocada en la identificación del EOD de la roca fuente y como indicador de madurez y también se pueden utilizar como diagnósticos de edad para ciertos periodos de tiempo geológico. Los resultados de análisis de biomarcadores muestran evidencia de un a biodegradación severa en al menos una de las cargas (no la carga de hidrocarburo liviano, ya que las trazas de GC se ven bien), lo que comprometió algunos de los parámetros de los biomarcadores. La figura a continuación exhibe niveles de biodegradación más altos para los afloramientos posiblemente porque son filtraciones/muestras de superficie. No obstante, parece haber una inconsistencia en la figura 17, en donde, es más normal que el grado de biodegradación sea menor cuando se tienen bajas concentraciones de hopanos y altas concentraciones de saturados y que, a la vez, es inconsistente con la figura 24 del documento anexo Geochemical evaluation of oil seep simples en donde el hecho de tener refreshing aleja las muestras de afloramientos de las zonas de biodegradación y biodegradación severa.</p> <p>Otros análisis de biomarcadores incluyen la interpretación de esteroides claves para el diagnóstico de organismos eucariotas (es decir, microbios no bacterianos, no arqueales, plantas y animales superiores) y son extremadamente útiles para EOD y estimaciones de madurez y los terpanos tricíclicos, biomarcadores extremadamente útiles para diferenciar aceites y extractos de diferentes orígenes (es decir, marino distal, marino proximal, terrígeno, afloramiento, etc.). Su utilidad aumenta en el contexto de una mayor madurez o acumulaciones de hidrocarburos biodegradados siendo estos más resistentes a los procesos de biodegradación; a partir de estos análisis se puede observar la gran similitud (relación genética) entre los crudos de los afloramientos actuales mientras que el aceite Tanque #2 tiene su propio patrón diferente, como con lo muestra la cromatografía de gases (GC) y los analisis de isotopos.</p> <p>Finalmente, la cromatografía de gases por espectrometría de masas (GCMS, por sus siglas en inglés) muestra, en primer lugar, para las fracciones saturadas en el fragmentograma masa carga (m/z 217) figura (a) a continuación, que la biodegradación borro los esteranos en el crudo de afloramiento y no en el crudo del tanque indicando, posiblemente, un refresh no muy activo o un refresh de un crudo sin presencia de esteranos o debido a procesos de biodegradación diferencial y, en segundo lugar, las respuestas en los fragmentogramas masa carga (m/z 253 esteroides monoaromáticos y m/z 231 esteroides triaromáticos) tienen leves diferencias en cuanto a la cantidad de picos pero similar orientación pudiendo ser genéticamente similares pero con reducción de picos en los crudos de afloramientos por biodegradación, mientras en el fragmentograma masa carga (m/z 245) triaromáticos metilesteroides si se observa una completa diferencia entre los picos y la orientación, recuadro rojo figura b, ratificando el refresh en los crudos de los afloramientos y diferenciándolo completamente del crudo de los tanques.</p> <p>En conclusión, la caracterización geoquímica en términos de análisis de huellas dactilares de crudo basados en parámetros de calidad, fuente, madurez, edad, ambiente y litología de las muestras de afloramientos de crudo #1, #2, #3, #4 y #5, y crudo Tanque #2 son diferentes, y que estos hallazgos son una buena indicación de biodegradación, mezcla y renovación, ver figura a continuación, y que los aceites deben haber recibido</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>más de una carga que ahora están mezcladas: una carga de hidrocarburos ligeros con firma terrestre (como indica el GC) y una carga marina (como indican los biomarcadores e isótopos), biodegradación en algún punto (como lo muestra la saturación biomarcadores). Lo anterior hace que la interpretación de los resultados sea más compleja ya que, como se observa en la figura a continuación, si los aceites no se biodegradaran, los valores del eje y no se habrían detectado, pero hay un valor alto. Si los aceites se biodegradaran, pero no se renovarían, los valores del eje x serían bajos, pero son altos. Es decir, debe haber ocurrido tanto biodegradación como restauración con carga ligera.</p> <p>Con relación al literal c, NIKOIL, en los radicados suministrados a la fecha de corte no allega la información requerida. Así las cosas y acorde con las consideraciones anteriores, esta Autoridad da por cumplidos los literales a y b del presente requerimiento e indica que se debe reiterar el literal c debido a la ausencia de la información, la cual es importante en términos de complementar los análisis hasta ahora realizados, más aún cuando existe una posible recarga de los afloramientos de hidrocarburos la cual puede ser un indicativo importante de contaminación y, que como se menciona en los documentos adjuntos:</p> <p>“Las similitudes y diferencias entre los petróleos con base en sus huellas dactilares presentadas en este informe se pueden comprender mejor si las observaciones finales anteriores que se basan en la geoquímica se integran con geología regional/local, datos estructurales e información de yacimientos de las áreas locales y regionales en Colombia.”</p> <p>Hasta el momento y, acorde con las consideraciones del presente Acto Administrativo realizadas en el numeral 40 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de octubre de diciembre de 2022 que establecen, en primer lugar, no se identificaron manchamientos de aceite ni en categoría pobre, moderada o alta para ninguno de los dos pozos en la unidad C1 de la formación Carbonera la unidad geológica que aflora en superficie y contiene presencia de sustancias de hidrocarburos que afloran en el suelo y, en segundo lugar, de acuerdo con los diferentes topes definidos para formaciones que funcionan como sellos, por lo cual se hace difícil la migración de fluidos desde unidades que sean más profundas. Así las cosas, las huellas dactilares entre los crudos de afloramientos y los crudos de yacimiento hasta el momento indican fuentes diferentes siendo coherente con la poca probabilidad de la migración de fluidos del yacimiento.</p> <p>En conclusión, el equipo técnico de la ANLA considera que las obligaciones establecidas en los literales a y b de presente requerimiento se deben dar por cumplidas y concluidas; mientras que en relación con el literal c, no se encontró evidencia de cumplimiento por lo tanto debe reiterarse.</p>		
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b></p> <p>5. En cumplimiento de los literales a y d del artículo segundo de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, evaluar hidrogeológicamente los sistemas subterráneos presentes en el área, incluyendo:</p> <p>a. Implementar el método geofísico más adecuado que permita establecer la geometría del acuífero somero y la saturación de fluidos, por medio de contrastes en las propiedades físicas del subsuelo (roca y fluidos). El área de exploración geofísica deberá incluir la plataforma Cóndor y las zonas en donde se presenten los rezumaderos, mediante perfiles 2D con una profundidad y resolución tales que permitan identificar: el nivel freático, zonas de hidrocarburo en fase libre, zonas acuíferas someras y correlación con los piezómetros a instalar.</p>	Temporal	NO
<b>Reiteraciones</b>		
– Literal a del numeral 2, del numeral 2 del artículo segundo de la resolución 455 del 25 de febrero de 2022		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>En radicado 2023069827-1-000 del 3 de abril de 2023, la Sociedad da respuesta a la obligación inicial impuesta en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022.</p> <p>“El 28 de junio de 2022, NIKOIL radicó ante ANLA el documento: “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLOGÍCO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”. Radicado 2022131273-1-000</p> <p>En el Informe del Estudio Hidrogeológico radicado ante ANLA, se encuentra la Evaluación Hidrogeológica de los sistemas subterráneos presentes en el área, de acuerdo con lo requerido en los literales a. b. c. d. y e.”</p> <p>No obstante como se mencionó en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.El método desarrollado por la sociedad y descrito mediante los perfiles geoeléctricos no incluye la ubicación de la plataforma Condor, así como las zonas en donde se presentan los rezumaderos tampoco identifica el nivel freático, zonas de hidrocarburo en fase libre, zonas acuíferas someras y correlación con los piezómetros a instalar.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, no se presentan las correlaciones solicitadas en el requerimiento. Además, esta Autoridad considera que el cambio definido “como aumento en el espesor de la capa” no es concluyente para la correlación con una anomalía producto de los afloramientos de hidrocarburo, teniendo en cuenta que las variaciones de espesor de las areniscas en la zona pueden estar asociados a cambios de facies de la arenisca, en tal caso se considera que el método geofísico de sondeos eléctricos verticales no es determinante para llegar a dicha conclusión. Así mismo en anexo 3. Geofísica, carpeta Curvas geoeléctrica, las curvas definen como máxima profundidad de exploración 59.91 metros y no 100 metros como lo indican las columnas descritas en las tablas 5-3, Tabla 5-4, Tabla 5-5 y Tabla 5-6, presentándose una incongruencia en la profundidad de las capas.”</p> <p>La sociedad reitera y refiere el mismo estudio “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLOGÍCO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”. Radicado 2022131273-1-000. No obstante, no se presentan análisis adicionales que indiquen la correlación solicitada por la autoridad, por lo anterior el literal a, del numeral 5 del artículo segundo se considera no cumplido y se reitera en el presente seguimiento.</p>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b>                      5. (...)                      b. Realizar la instalación de una red de piezómetros de por lo menos tres (3) pozos de monitoreo en cada una de las zonas donde se presentan las filtraciones, ya sea por contacto o por fracturas ubicado uno (1) aguas arriba y dos (2) aguas abajo de los afloramientos. La profundidad de estos piezómetros deberá estar 2 m por debajo del nivel freático para establecer la calidad del agua subterránea.</p>	Temporal	NO
<b>Reiteraciones</b>		
– Literal d del numeral 2, Artículo segundo de la resolución 455 del 25 de febrero de 2022		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>En radicado 2023069827-1-000 del 3 de abril de 2023, la Sociedad da respuesta a la obligación inicial impuesta en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022.</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>“El 28 de junio de 2022, NIKOIL radicó ante ANLA el documento: “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”. Radicado 2022131273-1-000</p> <p>En el Informe del Estudio Hidrogeológico radicado ante ANLA, se encuentra la Evaluación Hidrogeológica de los sistemas subterráneos presentes en el área, de acuerdo con lo requerido en los literales a. b. c. d. y e.”</p> <p>Teniendo en cuenta que la sociedad no entrega información nueva o análisis adicionales sobre la información descrita en el informe citado, la Autoridad reitera lo considerado en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:</p> <p>“La sociedad realiza la instalación de una red de piezómetros de por lo menos tres (3) pozos de monitoreo en la zona donde se presentan las infiltraciones por contacto (predios de la familia Ávila); así mismo, estos pozos se ubican uno (1) aguas arriba y dos (2) aguas abajo de los afloramientos y la profundidad de estos 2 metros por debajo del nivel freático como se describe en el informe. Con respecto a las zonas donde se presentan las infiltraciones por fractura (predio Dumar Martínez), solo se realizó la instalación de una red de piezómetros que consta de 2 pozos de monitoreo, uno aguas arriba y el segundo aguas abajo de los afloramientos y la profundidad de estos a dos metros por debajo del nivel freático como se describe en el informe. Sin embargo la ubicación de los pozos de monitoreo no presenta una correlación con los afloramientos que permita evidenciar la eficacia para establecer la calidad del agua subterránea posiblemente afectada por los afloramientos; así mismo, no se presenta una correlación entre el modelo geológico – geofísico y la ubicación de estos pozos de monitoreo, por lo anterior se presenta un grado alto de incertidumbre con respecto a los criterios usados para la localización de los puntos y la veracidad de la información para efectos de los análisis solicitados.”</p> <p>De acuerdo con lo anterior la autoridad reitera el requerimiento del Literal b del numeral 5, Artículo segundo del auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.</p>		

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b></p> <p>6. Establecer mediante el análisis de la información geológica, geofísica y del inventario de puntos de agua, una red de monitoreo que incluya como mínimo los piezómetros instalados, los manantiales donde se evidencia salida de hidrocarburo y las corrientes de agua superficial. El monitoreo deberá tener como mínimo el nivel freático, parámetros fisicoquímicos in-situ (pH, conductividad eléctrica, temperatura), análisis de hidrocarburos totales de petróleo (TPH) y BTX; y caudales en manantiales. Compararlo con lo establecido en los diferentes Estudios de Impacto Ambiental que tienen los diferentes expedientes, relacionados con el área donde se presentan los afloramientos. En cumplimiento del literal e) del artículo segundo de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022.</p>	Temporal	NO

**Reiteraciones**

– Literal e) del Artículo segundo de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022

**Análisis del cumplimiento**

En radicado 2022085662-1-000 del 4 de mayo de 2022, la Sociedad entrega documento de informe elaboración piezómetros donde indica: “En la semana del 25 al 29 de abril fue finalizada la perforación de cinco (5) piezómetros. La localización de los mismos fue realizada de conformidad con los lineamientos de

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”****Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
ANLA en el marco de nuestro contrato. La profundidad de investigación de los piezómetros fue condicionada a encontrar el nivel estático en la unidad hidrogeológica y profundizar 3 metros”		

**Tabla 1** Coordenadas de los piezómetros

id	inicio construcción	Fin construcción	NORTE	ESTE	Z	NIVEL ESTÁTICO
1	31/03/2022	5/04/2022	1014591	1104323	1097	0.53
2	5/04/2022	8/04/2022	1014607	1104320	1083	0.60
3	5/04/2022	10/04/2022	1014550	1104347	1105	9.20
4	10/04/2022	12/04/2022	1014117	1102579	889	1.08
5	22/04/2022	28/04/2022	1013960	1104040	1076	11

Fuente: Geoda Ingeniería y Geociencias SAS, 2022

Así mismo por medio del radicado 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022, la sociedad entrega documento denominado Estudio Hidrogeológico San Luis que a su vez contiene el informe denominado “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS” con fecha del 21 de junio de 2022, en este se cita: “ La empresa NIKOIL ENERGY CORP SUC COLOMBIA, en adelante NIKOIL, contrató a GEODA INGENIERÍA Y GEOCIENCIAS para realizar “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”, con el propósito de dar cumplimiento tanto a las medidas cautelares impuestas por el Tribunal Administrativo de Boyacá, en adelante TAB, como para dar respuesta a los Subnumerales 1.1 y 1.2 de AUTO No 00099 del 14 de enero del 2020 de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA):

- **1.1** El establecimiento de una red de monitoreo de aguas subsuperficiales, cuya profundidad estará condicionada a la tabla de agua, que incluya al menos tres (3) puntos de medición entre la plataforma de los pozos Cóndor y el afloramiento, en línea recta y aguas abajo de la citada plataforma. Los resultados de estos monitoreos deberán confrontarse con la norma Louisiana 29B, teniendo en cuenta como mínimo los siguientes parámetros: Hidrocarburos totales, fenoles, grasas y aceites y Betex”.

- **1.1.1 “Criterios de localización**

Siguiendo los lineamientos establecidos en el Subnumeral 1.1 y 1.2 del ARTÍCULO PRIMERO del AUTO No 00099 del 14 de enero del 2020, la compañía adelanto la construcción de una red de monitoreo hidrogeológico a través de la perforación de cinco (5) piezómetros, en el mes de mayo del 2022, cuya profundidad estuvo condicionada por la tabla de agua.

Los piezómetros fueron localizados entre la plataforma de los pozos Cóndor y los afloramientos de hidrocarburos, en línea recta y aguas abajo de la citada plataforma, siguiendo la siguiente distribución:

- Tres (3) piezómetros fueron localizados en el predio del señor Salvador Ávila, uno (1) aguas arriba y dos (2) aguas abajo de los afloramientos de hidrocarburos.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dos (2) piezómetros fueron localizados en el predio del señor Dumar Martínez, uno (1) aguas arriba y uno (1) aguas debajo de los afloramientos de hidrocarburos.</li> </ul> <p>La sociedad presenta las coordenadas de los cinco (5) piezómetros <b>Error! Reference source not found.</b> y la localización de estos. La columna litoestratigráfica, descripción litológica y diseño de los piezómetros instalados puede ser consultada en el Anexo 5 Exploración piezómetros. Se pone en realce que la unidad geológica sobre la cual fueron instalados los piezómetros fue Formación Carbonera en su miembro C1.</p> <p>Donde además relaciona en el numeral 5.3 inventario de puntos de agua “El inventario de puntos de agua subterránea del área de caracterización hidrogeológica fue construido a partir del trabajo de campo realizado en el mes noviembre del año 2021. El inventario tuvo el objeto de recolectar, ordenar, almacenar y analizar la información básica de las captaciones de agua subterránea que servirán como insumo en la construcción del modelo hidrogeológico conceptual.”</p> <p>“Los siguientes numerales presentan las principales características de los 31 puntos de agua subterránea inventariados entre el 22 de noviembre y el 1 de diciembre del 2021. Los formatos FUNIAS pueden ser consultados en el Anexo Hidrogeológico. Fue utilizada como nomenclatura de identificación de los diferentes puntos de agua subterránea las siglas: para Manantiales la sigla MN- y Aljibes AL- seguidas de un número consecutivo.”</p> <p>De acuerdo con contenido del informe la Sociedad en el numeral 5.5 Evaluación Hidrogeoquímica indica lo siguiente: “Siguiendo los lineamientos establecidos en el Subnumeral 1.2 del ARTÍCULO PRIMERO del AUTO No 00099 del 14 de enero del 2020, GEODA INGENIERÍA adelantó el monitoreo hidrogeoquímico de los cinco (5) piezómetros referenciados en el numeral 4.4 del presente informe y de seis (6) puntos de agua subterránea inventariados por la consultoría en el mes de enero del 2022. Fueron monitoreados los parámetros hidrocarburos totales, fenoles, grasas y aceites y BTX de acuerdo con los lineamientos de 1.2 del ARTÍCULO PRIMERO y adicionados los parámetros Na, Ca, Mg, K, HCO3 Cl, SO4, NO3 y Si con la finalidad de poder hacer un análisis hidrogeoquímico.”</p> <p>Finalmente, la Sociedad entrega el siguiente análisis de resultados:</p> <p>“En primera medida los parámetros hidrocarburos totales, fenoles, grasas y aceites y BTEX solicitados en el Auto 99 del 2020, los compuestos orgánicos se tienen que la concentración de fenoles en los puntos de monitoreo fue inferior al límite de cuantificación de la técnica utiliza por el laboratorio inclusive en los piezómetros que monitorean directamente los afloramientos de hidrocarburos, por lo que se estima que las concentraciones son bajas y no interfieren en el equilibrio de los ecosistemas.</p> <p>Para los hidrocarburos totales, ocho (8) de los once (11) puntos de monitoreo presentaron concentraciones entre inferiores al límite de cuantificación de la técnica analítica empleada para su determinación, mientras que los puntos CMA 6, CMA1 y P_2 presentaron valores entre 1.1, 1.4 y 8.62 mg/L respectivamente. El Decreto 1076 de 2015 no establece límites normativos para esta variable.</p> <p>Los BTEX por su parte mostraron valores inferiores al límite de cuantificación de 0,030 mg/L en diez (10) de los once (11) puntos, siendo el P_1 el punto que presenta valores de Benceno 142, m, p-Xileno 705, o-Xileno 118, Tolueno de 53.3 µg/L</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>Con relación a las grasas y aceites, se presentaron concentraciones entre 3,3, 6,8 y 9.21 mg/L, correspondientes respectivamente a los puntos CAL 15, CMA2 y P_2. A nivel normativo, los artículos 2.2.3.3.9.3 al 2.2.3.3.9.6 del Decreto 1076 de 2015 no fijan límites para este parámetro, pero sí establecen que no se deben presentar películas visibles de grasas y aceites flotantes, las cuales de acuerdo con las observaciones de campo solo fueron identificadas en el punto CMA1 y en la red de piezómetros instalada, que coincide en ser el punto con mayor presencia de hidrocarburos y uno de los datos más altos de grasas y aceites.</p>		
<p>Una vez dado respuesta a lo exigido por la obligación impuesta por la ANLA y con el fin de comprender el estado de la hidroquímica en el territorio se realiza una interpolación de algunos de los parámetros con el objetivo de obtener planos de isoconcentraciones que proporcionen elementos para establecer mayor conocimiento de la cuenca y los flujos presentes en el área de estudio.</p>		
<p>En primera medida se analizará la temperatura que proporcionan una idea de las condiciones físicas de los flujos en la Figura 5-20 se evidencia que las zonas de los afloramientos de hidrocarburos se encuentran en un mismo nivel térmico alrededor de los 22°C promedio mientras que las zonas más alejadas al NE y al W los puntos oscilan alrededor de los 25°C, esto podría darse por encontrarse en diferentes niveles dentro la misma unidad C1.</p>		
<p>Ahora bien, la distribución del pH en el territorio muestra una tendencia acida hacia el NE y gradual y progresivamente una tendencia más neutra hacia la parte central, inclusive en los puntos de afloramientos de hidrocarburos, comportamiento opuesto a la distribución se presenta en la concentración de las Grasas y Aceites que al contrario del pH muestra una ligera tendencia de aumento hacia el NE.</p>		
<p>El análisis de los valores en sulfatos muestra una superficie uniforme con dos focos puntuales y discontinuos asociados a los afloramientos de hidrocarburos, por último, la distribución de la conductividad eléctrica en el área muestra que hacia la cresta del Anticlinal del Guavio las concentraciones decrecen siendo mayores en el flanco NE-SW, el cual coincide con la dirección del anticlinal y de la unidad litológica.”</p>		
<p>De acuerdo con lo anterior esta Autoridad considera que la Sociedad entrega evidencias de la ejecución de un inventario de puntos de agua compuesto por 31 puntos de agua subterránea y 5 piezómetros en los cuales no se presentan los manantiales donde se constata salida de hidrocarburo y las corrientes de agua superficial, razón por la cual no se cumple con lo solicitado en el requerimiento.</p>		
<p>Así mismo indica el desarrollo de análisis de hidrogeoquímico en los 5 piezómetros y 6 puntos de agua, donde no se presentan los manantiales donde se evidencia salida de hidrocarburo y las corrientes de agua superficial, ni los caudales de los manantiales, incumpliendo con lo solicitado en el requerimiento.</p>		
<p>Finalmente, la Sociedad presenta el análisis de resultados, de los parámetros evaluados en los 5 piezómetros y 6 puntos de agua, pero no indica el análisis comparativo con los estudios de impacto ambiental de diferentes proyectos que tienen operación en la zona cercana a los afloramientos.</p>		
<p>Así mismo se realizó revisión de la información presentada por la Sociedad en los radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023 y no se presenta ninguna información adicional que pueda dar complemento o respuesta a este requerimiento.</p>		
<p>Teniendo en cuenta lo anterior esta Autoridad considera que el requerimiento no se da por cumplido y se reitera el requerimiento para este seguimiento.</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<b>Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</b>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b> 38. Realizar un inventario de fuentes potenciales de contaminación en la zona estudiada, con el fin de descartar posibles fugas de hidrocarburo de la infraestructura petrolera, en cumplimiento del Numeral 5 del Artículo Primero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, confirmado mediante el artículo segundo de la Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022, y el numeral 2 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.	Temporal	NO
<b>Reiteraciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numeral 5 del Artículo Primero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022.</li> <li>- Artículo segundo de la Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022</li> <li>- Numeral 2 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022</li> </ul>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>En radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023, la Sociedad da respuesta al requerimiento original establecido en el numeral 5 del artículo primero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022; así mismo, da respuesta mediante radicado 2023069827-1-000 del 3 de abril de 2023, al requerimiento del numeral 2 del artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 que corresponde a su reiteración, indicando lo siguiente:</p> <p>“NIKOIL ha realizado inspecciones periódicas a las facilidades de superficie incluidos los tanques de almacenamiento de crudo y ha verificado que no existen fugas, sin embargo, Nikoil se encuentra en el proceso de contratación de una empresa especializada que pueda realizar un inventario de fuentes potenciales de contaminación en la zona estudiada, con el fin de descartar posibles fugas de hidrocarburo de la infraestructura petrolera”</p> <p>Teniendo en cuenta la respuesta de la Sociedad, es claro que a pesar de señalar que se encuentran en contratación de una Empresa especializada que realice el inventario del que trata esta obligación, aún no se ha realizado, por lo que se considera incumplida y se reiterará el requerimiento.</p>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b> 39. Correlacionar la columna estratigráfica de los pozos Medina y Cóndor 1 y 2 con la geología de superficie en la zona de los afloramientos y definir la secuencia estratigráfica desde superficie hasta el reservorio de hidrocarburo, en cumplimiento del Numeral 6 del Artículo Primero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022 confirmado mediante el artículo segundo de la Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022 y el numeral 3 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.	Temporal	NO
<b>Reiteraciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numeral 6 del Artículo Primero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022 confirmado mediante el artículo segundo de la Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022.</li> <li>- Numeral 3 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</li> </ul>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>En radicados 2023020021-1-000 del 01 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 02 de febrero de 2023 la Sociedad da respuesta al requerimiento del numeral 3, artículo segundo del Auto 10451 con lo siguiente:</p> <p>“La correlación de la columna estratigráfica de los pozos Medina y Cóndor 1 y 2 con la geología de superficie en la zona de los afloramientos y la definición de la secuencia estratigráfica desde superficie hasta el</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>reservorio de hidrocarburo, se encuentra en el Estudio Hidrogeológico radicado el 28 de junio de 2022 a ANLA. Radicado: 2022131273”</p> <p>Y posteriormente, en radicado 2023069827-1-000 del 03 de abril de 2023 la Sociedad da respuesta a la obligación inicial establecida en el numeral 6 del artículo primero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, así:</p> <p>“El 28 de junio de 2022, NIKOIL radicó ante ANLA el documento: “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”. Radicado 2022131273-1-000.</p> <p>Asimismo, mediante Radicado ANLA 20236200102052 del 12 de mayo de 2023, la Sociedad realizó entrega de oficio con Asunto: “Primera Entrega de Información solicitada mediante Auto No. 11889 del 30 de diciembre de 2022”, en el cual reporta específicamente para el presente numeral:</p> <p>“La información solicitada anteriormente fue entrega a ANLA el día 28 de junio del 2022 mediante radicado: 2022131273-1-000”.</p> <p>No obstante, dicha información presentada por medio del Radicado 2022131273 del 28 de junio de 2022 fue evaluada por parte esta Autoridad en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, en el cual al respecto se consideró:</p> <p>“En lo relacionado al requerimiento de correlacionar la columna estratigráfica de los pozos Medina y Cóndor 1 y 2 con la geología de superficie en la zona de los afloramientos, esta Autoridad Nacional realizó la revisión de la información presentada en el Radicado 2022131273-1-000 del 28 de junio de 2022 y demás comunicaciones entregadas a partir del mes de febrero de 2022 por parte de la sociedad para dar respuesta a los requerimientos establecidos en la Resolución 00455 de 25 de febrero de 2022 (“por la cual se imponen medidas adicionales en desarrollo de un control y seguimiento ambiental y se toman otras determinaciones”). No obstante, no se encontró información de carácter técnico que presente una correlación estratigráfica de los pozos Medina y Cóndor 1 y 2 con la geología de superficie en la zona de los afloramientos, lo cual constituye uno de los dos aspectos que componen el requerimiento”.</p> <p>Teniendo en cuenta lo expresado con anterioridad en relación a que la Sociedad no presentó la información solicitada, se considera que no se dio cumplimiento al presente requerimiento, y se procede a reiterarlo.</p>		
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b> 40. (...) b. Adicionalmente, un informe en el que se registren los siguientes análisis: i. Los barriles que se perdieron en piscinas de manejo de fluidos y en lodos de perforación durante las actividades de perforación y completamiento de los pozos del proyecto. ii. Las profundidades de las pérdidas. iii. Comparación de las características fisicoquímicas del lodo de perforación y de las sustancias usadas para mitigar las pérdidas en pozo, respecto a los afloramientos que se presentan en los alrededores de la locación Cóndor 1.</p>	Temporal	NO
<b>Reiteraciones</b>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
– Numeral 3 del Artículo Tercero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022 confirmado mediante el artículo segundo de la Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022		
– Literal b del numeral 4 del artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022		
– Literal b del numeral 40 del Artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022		

**Análisis del cumplimiento**

**LITERAL B. Presentar un informe en el que se registren los siguientes análisis:**

**i. Número de barriles que se perdieron en piscinas de manejo de fluidos y en lodos de perforación durante las actividades de perforación y completamiento de los pozos del proyecto.**

Por medio del Radicado 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023, la Sociedad presenta documento titulado “i. Los barriles que se perdieron en piscinas de manejo de fluidos y en lodos de perforación durante las actividades de perforación y completamiento de los pozos del proyecto”.

Según señala la Sociedad “el pozo **Cóndor 1** fue perforado con lodo base agua en las secciones de 24” y 17 ½”, llegando a una profundidad de 4.905 pies. Posteriormente se perforó la tercera sección con lodo base aceite (4.905’ – 8.525’). Las demás secciones 4 y 5 fueron perforadas con lodo base agua hasta llegar a la profundidad total. El pozo **Cóndor 2 ST** fue perforado en su totalidad con lodo base agua utilizando en sus primeras secciones la técnica del casing drilling”. Por su parte, el pozo Medina 1 según la información allegada por la Sociedad fue perforado entre febrero 1.982 y febrero de 1.983 y fue perforado utilizando lodo base agua en toda su trayectoria.

No obstante, en dichos documentos la Sociedad no responde si hubo barriles perdidos en piscinas de manejo de fluidos durante las actividades operativas realizadas en los pozos del proyecto y el número de estos barriles. Igualmente, no señala el número total de barriles de lodo de perforación equivalente a las pérdidas del fluido durante la actividad de perforación. Teniendo en cuenta lo expresado con anterioridad en relación a que la Sociedad no presentó la información solicitada, se considera que no se dio cumplimiento al presente requerimiento establecido en el sub-literal i del literal b y procede a reiterarlo.

**ii. Las profundidades de las pérdidas de lodo de perforación.**

Por medio del Radicado 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023, la Sociedad presenta documento titulado “II. PROFUNDIDADES DE LAS PÉRDIDAS”. En relación a las profundidades de las pérdidas la Sociedad señala para el pozo **Medina 1** pérdidas a 8505 pies únicamente. Según la Sociedad para el pozo Medina 1 en revisión documental realizada encontró que “Cuando se perforaba a **8.505’** se presentó una pérdida total de circulación y se necesitaron varios días para controlar el problema. Una vez se controló la pérdida de circulación se trató de continuar la perforación sin éxito dadas las malas condiciones del hueco y por tanto fue necesario bajar revestimiento de 9 5/8” y cementar a **8.086 pies**”.

Por su parte, para el pozo Condor 1 y 2 ST la Sociedad reseña pérdidas parciales entre los 1.600’ a 2.300 pies de profundidad únicamente. Lo cual corresponde con el miembro C1 de la Formación Carbonera que es la unidad que contiene los Afloramientos de hidrocarburos.

No obstante, en la revisión del Grafico Compuesto del pozo Condor 1 realizada por esta Autoridad para la unidad C1 se han encontrado pérdidas adicionales a las señaladas con anterioridad por la Sociedad. Entre los 0 pies y los 1600 pies se identificaron en el Grafico compuesto 15 profundidades adicionales de pérdidas y entre los 2300 pies y los 2600 pies se identificaron en el Grafico compuesto 5 profundidades adicionales de pérdidas.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>A pesar de que en el informe la Sociedad no reporta diferentes pérdidas que se registran en el Grafico Compuesto, presentó la información donde se puede identificar dicha información relacionada con la profundidad de las pérdidas ocurrida. Teniendo en cuenta lo expresado con anterioridad en relación a que la Sociedad presentó la información solicitada, se considera que se dio cumplimiento al presente requerimiento establecido en el sub-literal ii del literal b. No obstante, siendo que esta Autoridad no conceptúa cumplimientos parciales, y siendo que los sub-literales i y iii no son cumplidos, se procede a reiterar el requerimiento completo.</p> <p><b>iii. Comparación de las características fisicoquímicas del lodo de perforación y de las sustancias usadas para mitigar las pérdidas en pozo, respecto a los afloramientos que se presentan en los alrededores de la locación Cóndor 1.</b></p> <p>Por medio del Radicado 2023020021-1-000 del primero de febrero de 2023 la Sociedad presenta documento titulado “III. CARACTERISTICAS FISICOQUÍMICAS DE LOS LODOS Y SUSTANCIAS USADAS PARA MITIGAR LAS PÉRDIDAS”. En dicho documento la sociedad señala que:</p> <p>“Para la perforación de los pozos Cóndor 1 y Cóndor 2 se contrató a la Empresa Halliburton para que diseñara los lodos de perforación con base en las experiencias del pozo Medina 1 y aplicando las nuevas técnicas y productos. “</p> <p>Por otro lado, la Sociedad indica que “En el archivo “Cóndor Drilling Fluid Program” se describen las propiedades fisicoquímicas de los lodos a ser utilizados en el programa de perforación, haciendo énfasis en los materiales que se requieren para controlar las pérdidas cuando éstas se presenten. Este programa fue llevado a cabo en ambos pozos. Para el caso del pozo Medina 1 no se encontró el programa de lodos de perforación, posiblemente esta información no está digitalizada y se encuentra en el Ministerio de Minas y Energía. Como en las operaciones de perforación y workover no se han presentado incidentes o accidentes ambientales en los planos de los pozos que impliquen infiltración de fluidos contaminantes al subsuelo no se han puesto en marcha los procedimientos establecidos por Nikoil o los planes ambientales descritos en los PMA para estos casos”.</p> <p>No obstante, no se presenta un análisis que contenga una comparación de las características fisicoquímicas del lodo de perforación y de las sustancias usadas para mitigar las pérdidas en pozo, respecto a los afloramientos que se presentan en los alrededores de la locación Cóndor 1. Teniendo en cuenta lo expresado con anterioridad en relación a que la Sociedad no presentó la información solicitada, se considera que no se dio cumplimiento al presente requerimiento establecido en el sub-literal iii del literal b y se procede a reiterarlo.</p>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b>                      41.Presentar un informe sobre el workover de los pozos Cóndor 1 y Cóndor 2 y Medina 1 y remitir los soportes que permitan verificar que se desarrollaron en el marco de la Licencia Ambiental Global otorgada mediante la Resolución 999 del 29 de mayo de 2009, en cumplimiento del numeral 2 del artículo primero del Auto 5629 del 16 de noviembre de 2016, el numeral 7 del artículo primero del Auto 2304 del 30 de abril de 2019, el numeral 14 del del artículo segundo del Auto 5393 del 30 de junio de 2020, numeral 7 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021 y numeral 5 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</p>	Temporal	NO
<b>Reiteraciones</b>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numeral 2 del artículo primero del Auto 5629 del 16 de noviembre de 2016</li> <li>- Numeral 7 del artículo primero del Auto 2304 del 30 de abril de 2019</li> <li>- Numeral 14 del del artículo segundo del Auto 5393 del 30 de junio de 2020</li> <li>- Numeral 7 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021</li> <li>- Numeral 5 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022</li> <li>- Numeral 41 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 diciembre de 2022</li> </ul>		

**Análisis del cumplimiento**

En radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023, la Sociedad da respuesta al requerimiento del numeral 5 del artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, con lo siguiente:

“En cumplimiento del numeral anterior, se presenta nuevamente el informe sobre el workover de los pozos Cóndor 1 y Cóndor 2 y Medina 1, es importante mencionar que mediante el radicado 2021274205-1-000 del 16 de diciembre de 2021 se realizó, la segunda entrega de información dando respuesta al numeral 7 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021. Igualmente, nos permitimos adjuntar radicado de entrega del “Plan de Manejo Ambiental para el Pozo Pozo Medina 1, San Luis de Gaecno (Boyacá):



**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<b>Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</b>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>En su respuesta la Sociedad como bien lo indica, entrega el mismo informe sobre el workover de los pozos Cándor 1 y Cándor 2 y Medina 1 que ha venido entregando a esta Autoridad y que en cada oportunidad se han explicado las razones por las que lo presentado no es suficiente para dar por cumplida esta obligación, pues corresponde al desarrollo operativo del workover, pero no a las actividades en material ambiental, que son las que le competen a esta Autoridad en el marco de la Licencia Ambiental otorgada para el proyecto, mediante Resolución 999 del 29 de mayo de 2009, esto se señaló en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</p> <p>De otra parte, adjunta el radicado de entrega del “Plan de Manejo Ambiental para el Pozo Medina 1, San Luis de Gaceno (Boyacá), de lo que se aclara que el hecho de presentar el plan de manejo ambiental, previo al desarrollo de las actividades, no exime de la presentación de información y soportes que den cuenta de que las actividades efectivamente realizadas dieron cumplimiento a lo establecido en la Licencia Ambiental otorgada para el Expediente LAM4273, que corresponde a la Resolución 999 del 29 de mayo de 2009, por lo que la Empresa deberá presentar dicha relación debidamente soportada.</p> <p>Así las cosas, es claro que la situación frente al cumplimiento de esta obligación continúa siendo la misma, pues la Sociedad ha venido entregando la misma información que ya ha sido valorada y en los anteriores seguimientos se considera insuficiente, por lo que nuevamente se reitera.</p>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b>                      43. Demostrar técnicamente el origen y la permanencia de los afloramientos localizados en inmediaciones de la localización Cándor 1, para lo cual deberá presentar todas las evidencias técnico científicas necesarias, en cumplimiento del numeral 6 del requerimiento 25 del Acta No. 20 del 7 de mayo de 2019, del numerales 2 y 6 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020, del numeral 39 del artículo primero del auto 10045 de 23 de noviembre de 2021 y del numeral 7 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</p>	Temporal	NO
<b>Reiteraciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numeral 6 del requerimiento 25 del Acta No. 20 del 7 de mayo de 2019</li> <li>- Numerales 2 y 6 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020</li> <li>- Numeral 39 del artículo primero del auto 10045 de 23 de noviembre de 2021</li> <li>- Numeral 7 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022</li> <li>- Numeral 43 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</li> </ul>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>En radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023, la Sociedad da respuesta al requerimiento del numeral 7 del artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, con lo siguiente:</p> <p>“El 28 de junio de 2022, NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA radicó ante ANLA el documento: “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLOGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”. Radicado 2022131273-1-000.</p> <p>En dicho Estudio realizado por Especialistas en Hidrogeología se demostró técnicamente que los afloramientos de hidrocarburos son de origen natural.”</p> <p>Respecto a lo presentado por la Sociedad se hacen las siguientes consideraciones:</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<b>GEOLOGÍA:</b>		
<p><i>La información presentada por medio del Radicado 2022131273-1-000 del 28 de junio de 2022, fue evaluada por parte esta Autoridad en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, en el cual al respecto se mencionó:</i></p>		
<p><i>“... realizada la revisión de la información adicional presentada en el Radicado 2022131273-1-000 del 28 de junio de 2022 y demás comunicaciones radicadas por parte de la sociedad de manera posterior a la realización del Concepto Técnico No. 05703 del 20 de septiembre de 2021 se pudo establecer por parte de esta Autoridad Nacional que no se ha presentado información adicional de carácter geológico que demuestre técnicamente el origen y la permanencia de los afloramientos localizados en inmediaciones de la localización de los pozos Cóndor y Medina”.</i></p>		
<p><i>En el Radicado 2022131273-1-000 del 28 de junio de 2022, la Sociedad presenta en materia de geología una línea sísmica en donde se marca el reflector de las unidades C7 y C8, Formación Mirador y Une con un mapa estructural al tope de la Formación Mirador; todo lo anterior, sin redacción alguna que busque explicar el origen de los afloramientos. Adicionalmente, en la carpeta “Registros” se presentan registros Open Hole y Cased Hole de los pozos Condor 1, Condor 2ST y Medina 1, todo lo anterior sin redacción alguna que busque explicar el origen de los afloramientos. Adicionalmente se presenta un modelamiento petrofísico en las formaciones Mirador, Une y Cuervos de los pozos Condor 1 y Medina 1, todo lo anterior sin redacción alguna que busque explicar el origen de los afloramientos. Por otra parte, se presenta columna estratigráfica en el documento “COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS FORMACIÓN CARBONERA, SECCIÓN VEREDA HORIZONTES” sin redacción alguna que busque explicar el origen de los afloramientos.</i></p>		
<p><i>En el Radicado 2022131273-1-000 del 28 de junio de 2022, la Sociedad no presenta un análisis que, usando información sísmica, de registros eléctricos y muestras de roca presente una interpretación de como la geología estructural y la estratigrafía pueden configurar unas características del sistema petrolífero que sean favorables para la acumulación de hidrocarburos aflorando en superficie.</i></p>		
<b>HIDROGEOLOGÍA:</b>		
<p><i>La información presentada por medio del Radicado 2022131273-1-000 del 28 de junio de 2022 fue evaluada por parte de esta Autoridad en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, en el cual al respecto se manifestó:</i></p>		
<p><i>“Los documentos descritos son de carácter administrativo y descriptivo sobre las actividades que la sociedad plantea realizar y no presentan ningún argumento técnico que permita dar respuesta al requerimiento, de acuerdo con lo anterior, la autoridad considera que no se presenta la respuesta al requerimiento solicitado. Adicionalmente, revisando la información presentada por la sociedad mediante Radicado 2022131273- 1-000 del 28 de junio de 2022 y demás comunicaciones radicadas por parte de la sociedad de manera posterior a la realización del Concepto Técnico No. 05703 del 20 de septiembre de 2021, se pudo establecer por parte de la Autoridad Nacional que la información no demuestra técnicamente el origen y la permanencia de los afloramientos localizados en inmediaciones de la localización de los pozos Cóndor y medina.”</i></p>		
<p><i>Si bien la sociedad entrega el estudio hidrogeológico con los componentes generales del modelo hidrogeológico, no presenta un análisis de correlación entre las unidades hidrogeológicas, la dirección de flujo y la presencia de los afloramientos en los dos sectores donde estos se presentan; así mismo, no presenta un modelo geofísico adecuado que permita identificar la geometría de las unidades hidrogeológicas y la</i></p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>correlación con las manifestaciones de hidrocarburos ya que como se ha descrito anteriormente los sondeos eléctricos verticales, son métodos de exploración indirecta de carácter puntual. En virtud de lo anterior, la sociedad entrega un estudio hidrogeológico de la zona, donde describe de manera general las condiciones del medio, sin embargo, no genera los análisis de correlación de información que permitan, definir el origen de los afloramientos, y la dinámica de los mismos en el contexto hidrogeológico de la zona de estudio. Basados en la información entregada y el análisis realizado, se concluye que la sociedad no da cumplimiento al requerimiento.</p> <p><b>GEOQUÍMICA:</b></p> <p>Acorde con las consideraciones realizadas en el presente Acto Administrativo, en la verificación de cumplimiento del numeral 4 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022, la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA allega a esta Autoridad el documento 10042023225115946, presentado bajo radicado en ANLA 2023021410-1-000 del 3 de febrero de 2023, con información relevante en la caracterización geoquímica de afloramientos y, si bien no se presenta información específica en respuesta al presente requerimiento, los documentos anexos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• “Geochemical evaluation of oil seep samples Afloramiento #1, #2, #3, #4 and #5, and crude oil Tanque #2, for Quality, Source, and Maturity”. By: Seare Ocularidet, MSc. Organic Petrology &amp; Geochemistry January 2023 Core Laboratories, Inc. Houston Advanced Technology Center 6316 Windfern Road Houston, Texas 77040.</li> <li>• Geochemistry of Afloramiento 1, 2, 3, 4 and 5, and Tanque # 2 crude oils, for Reservoir Continuity Analysis, January 2023 Core Laboratories, Inc. Houston Advanced Technology Center 6316 Windfern Road Houston, Texas 77040.”</li> </ul> <p>Contienen el análisis de siete (7) muestras así: 5 muestras de crudo de afloramiento predios Dumar Martinez y Salvador Ávila, una muestra del crudo del Tanque #2 (mezcla de los pozos Cóndor 1 (Formación Mirador y Cóndor 2 (Formación Carbonera) y un duplicado del tanque # 2. Ver tabla 1 de los documentos anexos y, plantea que el objeto del análisis es determinar si actualmente existe comunicación fluida entre los crudos analizados mediante el análisis de las huellas cromatográficas en el contexto del análisis de compartimentación de yacimientos (RCA por sus siglas en inglés). Si bien las conclusiones del análisis indican diferencias entre las huellas dactilares de crudo basados en parámetros de calidad, fuente, madurez, edad, ambiente y litología, no ha sido posible cumplir con el objetivo de demostrar técnicamente el origen y la permanencia de los afloramientos. En los documentos adjuntos se realiza la siguiente afirmación:</p> <p>“Las similitudes y diferencias entre los petróleos con base en sus huellas dactilares presentadas en este informe se pueden comprender mejor si las observaciones finales anteriores que se basan en la geoquímica se integran con geología regional/local, datos estructurales e información de yacimientos de las áreas locales y regionales en Colombia.”</p> <p>En este entendido, y acorde con los resultados de análisis realizados en términos de geoquímica de hidrocarburos, se concluye que la sociedad no da cumplimiento al requerimiento.</p>		
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b></p> <p>44. Presentar los soportes documentales donde se indique el desarrollo de las actividades con los actores sociales e institucionales del municipio de San Luis de Gaceno y presentar información, de conformidad con la Ficha MS-3 Programa de</p>	Temporal	NO

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<b>Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</b>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>apoyo a la capacidad de gestión institucional y en cumplimiento del numeral 4 del artículo segundo del Auto 5629 del 16 de noviembre de 2016 y de los términos y condiciones establecidos en el Numeral 12 del Artículo Primero del Auto 02304 de 30 de abril de 2019, el numeral 18 del Artículo Segundo del Auto 5993 del 30 de junio de 2020, y del numeral 10 del artículo primero del auto 10045 de 23 de noviembre de 2021 y del numeral 8 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</p>		
<b>Reiteraciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numeral 4 del artículo segundo del Auto 5629 del 16 de noviembre de 2016</li> <li>- Numeral 12 del Artículo Primero del Auto 02304 de 30 de abril de 2019</li> <li>- Numeral 18 del Artículo Segundo del Auto 5993 del 30 de junio de 2020</li> <li>- Numeral 10 del artículo primero del auto 10045 de 23 de noviembre de 2021</li> <li>- Numeral 8 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022</li> <li>- Numeral 44 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</li> </ul>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>En radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023, la Sociedad da respuesta al requerimiento del numeral 8 del artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, con lo siguiente:</p> <p>“El 27 de enero de 2022 se allegó a ANLA comunicación con Asunto “Tercera Entrega de Información solicitada mediante Auto No. 10045 del 23 de Noviembre de 2021”. Radicado de ANLA: 2022011674-1-000. En el documento entregado a ANLA se dio respuesta al numeral 10 del artículo primero del Auto 10045 de 23 de noviembre de 2021.”</p> <p>Al respecto, esta Autoridad Nacional ya se pronunció en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 en los siguientes términos:</p> <p>“Con radicado 2022011674-1-000 27 de enero de 2022 la Sociedad da respuesta a este requerimiento, así:</p> <p>“En cumplimiento del numeral anterior, se presentan los soportes documentales en los cuales se describen las actividades realizadas con los actores sociales e institucionales del municipio de San Luis de Gaceno, lo anterior en cumplimiento de la Ficha MS-3 Programa de apoyo a la capacidad de gestión institucional. Así mismo, se realiza la siguiente precisión, que la información requerida en el presente numeral fue radicada el día 13 de Noviembre de 2020 mediante radicado: <u>2020200394-1-000 de ANLA</u>, dando cumplimiento a lo requerido mediante del numeral 4 del artículo segundo del Auto 5629 del 16 de noviembre de 2016 y de los términos y condiciones establecidos en el Numeral 12 del Artículo Primero del Auto 02304 de 30 de abril de 2019 y el numeral 18 del Artículo Segundo del Auto 5993 del 30 de junio de 2020.”</p> <p>Sin embargo, no presenta soportes que permitan evidenciar la respuesta dada por la Sociedad. Posteriormente en radicado 2022108583-1-000 del 31 de mayo de 2022, la Sociedad nuevamente da respuesta a este requerimiento así:</p> <p>“En cumplimiento del numeral anterior, se presentan los soportes de ejecución de la Ficha MS-3 Programa de apoyo a la capacidad de gestión institucional. Es pertinente precisar que los soportes solicitados mediante el presente numeral, se han entregado en cada informe de cumplimiento ambiental radicado a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, mediante el expediente LAM4273.”</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>Como evidencia anexa un documento de dos páginas titulado “2021 Apoyo a la Gestión Institucional Municipio de San Luis de Gaceno (Boyacá) Campo de Producción Medina 10/09/2021”, en la segunda hoja de dicho documento indica que “Teniendo en cuenta que durante el primer semestre del 2021 persiste el alto índice de contagios y fatalidades como consecuencia de la Pandemia COVID-19 que el porcentaje vacunación a nivel municipal para el caso de San Luis de Gaceno es tan solo del 38.4%.1 Se limitan las gestiones a contactar a diferentes instituciones y solicitar la inclusión del este Municipio en Agendas para capacitaciones durante el segundo semestre de 2021, a través de la ESAP.” Sin embargo, no adjunta evidencias de las gestiones realizadas hasta la fecha de presentación de la respuesta a este requerimiento, es decir hasta el 31 de mayo de 2022.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, esta Autoridad considera que la Sociedad no cumple con el presente requerimiento y por ello se considera pertinente”</p> <p>Siendo así, es claro que la Sociedad persiste en el incumplimiento de la presente obligación por tanto se reitera y desarrollarán las acciones establecidas en el procedimiento Sancionatorio Ambiental, de acuerdo con lo establecido en la Ley 1333 de 2009.</p>		

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b></p> <p>45. Presentar la evidencia de la implementación de las medidas de manejo necesarias para el manejo puntual de los flujos de hidrocarburos que brotan por las laderas aledañas del pozo Condor 1 en el área del Campo Medina, con el fin de minimizar el impacto de los mismos a nivel hidrogeológico, ecosistémico y en la estabilidad del terreno, de conformidad con la medida 2.2 de la ficha MA-1.5. manejo de residuos líquidos, el artículo segundo del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021 y el numeral 9 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</p>	Temporal	NO

**Reiteraciones**

- Artículo Segundo del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021
- Numeral 9 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022
- Numeral 45 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022

**Análisis del cumplimiento**

En radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023, la Sociedad da respuesta al requerimiento del numeral 9, artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, con lo siguiente:

“Nikoil entregó a ANLA el Informe de Cumplimiento Ambiental (ICA) N° 6 correspondiente al periodo del 1 enero de 2022 al 30 de junio de 2022 mediante radicado 2022189959-1-000 de 31 de agosto de 2022, en el cual se incluyó actas, fotografías, registros de asistencia sobre acciones informativas a las comunidades. Igualmente, en el ICA N° 5 de 1 de julio de 2021 a 31 de diciembre de 2021, se incluyeron las actas, fotografías y registros de las acciones informativas, radicado 2022035795-1- 000 de 1 de marzo de 2022.”

Frente a lo señalado por la Sociedad en la respuesta allegada, es importante señalar que los ICA 5 y 6 fueron valorados dentro del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022, en el que se señaló en las obligaciones relacionadas con esta, que no se encontraron soportes que permitieran verificar el cumplimiento de la obligación. Afirmación que se realizó teniendo en cuenta que en los formatos 3a de los mencionados ICA, la Sociedad indico para el ICA 5 : “Durante el primer semestre de 2022 se dará respuesta a la presente obligación” y en el ICA 6: “Mediante Radicado No. 2022085962-1-000 del 04 de mayo de 2022 la Empresa NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA da respuesta a la presente solicitud (quinta entrega). Ver Carpeta

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<b>Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</b>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>Anexos / Anexo 3 Respuesta Actos Administrativos / quinta Respuesta Auto 10045”, respuesta que ya había sido analizada en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, en el que se concluyó:</p> <p>“A la fecha del presente concepto técnico no se presentan evidencias por parte de la sociedad de ejecución de “Las medidas de manejo necesarias para el manejo puntual de los flujos de hidrocarburos que brotan por las laderas aledañas del pozo Condor 1 en el área del Campo Medina”. De la misma manera, no se observaron evidencias de la implementación de medidas para minimizar los impactos a nivel de estabilidad del terreno.</p> <p>Es importante aclarar que el argumento presentado por la Sociedad para este requerimiento, basado en su exposición de que los afloramientos son enteramente naturales, no se considera procedente, toda vez que, en la Resolución 455 del 25 de febrero del 2022, en su aparte “Geología de superficie en zonas aledañas al campo Medina y a los afloramientos de hidrocarburos” en el estado de avance del Medio Abiótico, esta Autoridad Ambiental realizó un análisis detallado de la información presentada por la Sociedad y a partir de esta, técnicamente se concluyó que “LOS AFLORAMIENTOS NO TIENEN UN ORIGEN NATURAL”.</p> <p>Conforme lo anterior, no se entiende a que actas, fotografías, registros de asistencia sobre acciones informativas a las comunidades y registros de las acciones informativas se refiere la Sociedad, pues en relación con la obligación que se verifica, en los ICA 5 y 6 no se relaciona ninguna de estas y por esta razón, se ha reiterado esta obligación mediante Numeral 9 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y Numeral 45 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022. Para este seguimiento se tiene que continúa presentándose la misma situación, respecto a la falta de información y claridad por parte de la Sociedad, por lo que nuevamente se reitera.</p>		
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b></p> <p>47. Desarrollar acciones orientadas a brindar claridad a las comunidades frente a las actividades de mantenimiento de la vía ejecutadas en el marco del proyecto y las desarrolladas mediante convenios con la Alcaldía Municipal; dando alcance y brindando información permanente respecto al cumplimiento de los acuerdos pactados, en cumplimiento de lo establecido en la ficha de manejo MS-7. Programa de manejo de la infraestructura social afectada por el proyecto y entregar los respectivos soportes, y en cumplimiento del numeral 10 del artículo cuarto del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021 y numeral 11 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</p>	<p>Temporal</p>	<p>NO</p>
<b>Reiteraciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numeral 10 del artículo Cuarto del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021</li> <li>- Numeral 11 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022</li> <li>- Numeral 47 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 diciembre de 2022</li> </ul>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>En radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023, la Sociedad da respuesta al requerimiento del numeral 11 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, con lo siguiente:</p> <p>“El 4 de mayo de 2022 se allegó a ANLA comunicación con Asunto “Octava Entrega de Información solicitada mediante Auto No. 10045 del 23 de Noviembre de 2021”. Radicado de ANLA: 2022085962-1-000. En el documento entregado a ANLA se dio respuesta al numeral 10 del artículo cuarto del Auto 10045 de 23 de noviembre de 2021. Igualmente, es necesario precisar que, NIKOIL ENERGY ha venido dando cumplimiento a lo requerido, brindando con claridad información a las comunidades frente a las actividades de mantenimiento de la vía ejecutadas en el marco del proyecto y las desarrolladas mediante convenios con la</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>Alcaldía Municipal, de igual manera se ha reportado a ANLA, la información en mención mediante la entrega de los Informes de Cumplimiento Ambiental del Campo de Producción Medina.”</p> <p>Sin embargo, una vez verificada la información presentada mediante radicado ANLA 2022085962-1-000 del 4 de mayo de 2022, se evidencia que la Sociedad no dio respuesta al presente requerimiento en dicha comunicación.</p> <p>Por otra parte, en cuanto a la información que indica que ha presentado en los ICA, esta Autoridad Nacional ya se pronunció en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, en los siguientes términos:</p> <p>“En el ICA 5 presentado con radicado 2022035795-1-000 del 1 de marzo de 2022, la Sociedad indica que adjunta la información que da cumplimiento a la presente obligación. Es así que presenta 5 carpetas de información de los años 2013, 2014, 2018, 2019 y 2020; además de un documento denominado Pedido N° 4400000518 con Objeto: Sistema General de Regalías Saldos OC 4400000284 según factura N° 1009, sin tener relación con la presente obligación.</p> <p>En las carpetas mencionadas se encuentran diferentes actividades que realizó la Sociedad durante dichos años, pero en ninguna se identifica que la Sociedad haya realizado, posterior a la vigencia del presente acto administrativo, acciones orientadas a brindar claridad a las comunidades frente a las actividades de mantenimiento de la vía ejecutadas en el marco del proyecto y las desarrolladas mediante convenios con la Alcaldía Municipal; dando alcance y brindando información permanente respecto al cumplimiento de los acuerdos pactados.</p> <p>En el ICA 6, la Sociedad presenta en la carpeta denominada Anexo_4_Ficha_MS_7 un documento denominado “INFORME FINAL DE CONSTRUCCIÓN PILOTAJE EN EL PR 9+700 Y AMPLIACIÓN BANCA PR 6+700 MONUMENTO - SAN LUIS DE GACENO – BOYACÁ. MAYO DE 2022”, que incluye la información del contrato que consiste en la ejecución por parte de SOLUCIONES INTEGRALES J&amp;D CONSTRUCCIONES S.A.S., de las obras necesarias para la construcción de la vía en las secciones afectadas y la atención de emergencias en el PR 6+700 y PR 9+700 en el tramo Puente la Mesa – Centro Poblado Horizontes. También presenta un documento de transporte de material para afirmado y un informe final de dicho mantenimiento.</p> <p>Sin embargo, ninguno de los soportes presentados por la Sociedad permite identificar que hubiera desarrollado acciones orientadas a brindar claridad a las comunidades frente a las actividades de mantenimiento de la vía ejecutadas en el marco del proyecto y las desarrolladas mediante convenios con la Alcaldía Municipal; dando alcance y brindando información permanente respecto al cumplimiento de los acuerdos pactados, en cumplimiento de lo establecido en la ficha de manejo MS-7. Programa de manejo de la infraestructura social afectada por el proyecto</p> <p>De acuerdo con lo anterior, esta Autoridad considera que la Sociedad no dio cumplimiento a la presente obligación.”</p> <p>Siendo así, es claro que la Sociedad persiste en el incumplimiento de la presente obligación por tanto se reitera.</p>		
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b></p> <p>48. Presentar evidencias documentales que incluyan material pedagógico, actas, fotografías, registros de asistencia, acuses de recibido, etc., que permitan verificar el cumplimiento de que la Sociedad realizó el desarrollo de acciones informativas</p>	Temporal	NO

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<b>Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</b>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>encaminadas a dar a conocer a las autoridades municipales y comunidades del área, de manera oportuna el avance de las acciones orientadas a dar cumplimiento a los requerimientos establecidos por esta Autoridad frente al manejo y monitoreo de los afloramientos, dando alcance a las expectativas de la comunidad y en conformidad con lo contemplado en el programa de MS-2 Información y comunicación con la comunidad; en cumplimiento del numeral 1 del artículo tercero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022 y el numeral 12 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</p>		
<b>Reiteraciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numeral 1 del Artículo Tercero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022</li> <li>- Numeral 12 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022</li> <li>- Numeral 48 del Artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</li> </ul>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>En radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023, la Sociedad da respuesta al numeral 12 del artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, con lo siguiente:</p> <p>“Nikoil entregó a ANLA el Informe de Cumplimiento Ambiental (ICA) N° 6 correspondiente al periodo del 1 enero de 2022 al 30 de junio de 2022 mediante radicado 2022189959-1-000 de 31 de agosto de 2022, en el cual se incluyó actas, fotografías, registros de asistencia sobre acciones informativas a las comunidades. Igualmente, en el ICA N° 5 de 1 de julio de 2021 a 31 de diciembre de 2021, se incluyeron las actas, fotografías y registros de las acciones informativas, radicado 2022035795-1-000 de 1 de marzo de 2022.”</p> <p>Sin embargo, esta Autoridad Nacional ya se pronunció en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 frente a la información consignada por la Sociedad en el ICA 6, en los siguientes términos:</p> <p>“Una vez verificada la información presentada por la Sociedad en el ICA 6, se encuentra que en el Anexo_4_Ficha_MS_2 presenta 3 carpetas que contienen la siguiente información relacionada con la ficha MS-2 Información y comunicación con la comunidad, sin embargo, en este análisis solo se orientará a determinar la información que esté relacionada con las acciones informativas encaminadas a dar a conocer a las autoridades municipales y comunidades del área, de manera oportuna el avance de las acciones orientadas a dar cumplimiento a los requerimientos establecidos por esta autoridad frente al manejo y monitoreo de los afloramientos.</p> <p>Sin embargo, no es posible identificar cuáles de las actividades que está reportando en las diferentes actas presentadas, corresponden al cumplimiento de la presente obligación o al cumplimiento de las actividades previamente establecidas en le Ficha MS-2 Información y comunicación con la comunidad, ya que la ficha ICA3a del ICA 6, correspondiente a la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022 no fue diligenciada, como se observa a continuación:</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

Obligación	Carácter	Cumple
<p>ARTÍCULO TERCERO. La sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA, deberá dar cumplimiento y/o ejecución a las siguientes medidas de manejo y obligaciones ambientales y presentar los respectivos soportes documentales, en el próximo informe de Cumplimiento Ambiental a presentar para el proyecto Campo de Producción Medina:</p> <p>1. Realizar el desarrollo de acciones informativas encaminadas a dar a conocer a las autoridades municipales y comunidades del área, de manera oportuna el avance de las acciones orientadas a dar cumplimiento a los requerimientos establecidos por esta autoridad frente al manejo y monitoreo de los afloramientos, dando alcance a las expectativas de la comunidad y en conformidad con lo contemplado en el programa de MS-2 Información y comunicación con la comunidad.</p> <p>2. Construir obras de mitigación y control en los puntos de los afloramientos de la parte baja del Talud de las facilidades de producción de los pozos Condor, en los predios de los Señores Ávila y Dumar Martínez.</p> <p>3. Presentar la siguiente información:</p> <p>a) Para todos los pozos perforados y a los cuales se les realizó mantenimiento, Workover, así como el Reentry del pozo Medina 1, asociados al expediente LAM4273, lo siguiente:</p>	feb-22	
	feb-22	

Fuente: Ficha 3a. ICA 6. NIKOIL ENERGY COL, 2022

Por otro lado, no es posible verificar que efectivamente se hubieran llevado a cabo las acciones informativas, pues la Sociedad presenta oficios de convocatoria a reuniones sin los correspondientes recibidos y los documentos denominados Actas \*\*\* no tiene firmas, ni fotografías que puedan darle validez a los documentos.

Vale la pena señalar que en el Manual de Seguimiento Ambiental de Proyectos (MinAmbiente, 2002), se indica que en el ICA se deben presentar los soportes adecuados “El soporte de la información, el análisis y los datos en que se basa el seguimiento ambiental debe ser válido y confiable” y que “El ESA debe buscar evidencias documentadas (formatos, registros, actas, cartas, procedimientos, etc.) que ayuden a verificar lo establecido en el Informe de Cumplimiento Ambiental, y a orientar el proceso de seguimiento”. En dicho Manual, también se indica que “En caso de que no se tenga suficiente información o se tengan incertidumbres respecto al cumplimiento del beneficiario de la licencia ambiental (...) se ordenará al beneficiario de la licencia ambiental el incremento de la calidad o la cantidad de la información para el siguiente informe de cumplimiento”.

De acuerdo con lo anterior, esta Autoridad considera que la Sociedad no cumple con la presente obligación dado que no informa sobre su ejecución y las evidencias que presenta no son suficientes para confirmar que se hubieran desarrollado las reuniones señaladas.”

En conclusión, teniendo en cuenta que la Sociedad no ha presentado información nueva en relación con el presente requerimiento, esta Autoridad considera que persiste el incumplimiento de la presente obligación por tanto se reitera.

<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b></p> <p>49. Actualizar la base de datos geográfica relacionada con la Zonificación de Manejo Ambiental y la definición de las Áreas de Exclusión, conforme los parámetros establecidos al Artículo Sexto de la Resolución 999 de 29 de mayo de 2009, según lo establecido en el Artículo Quinto de la Resolución 77 de 2019, modificada por la Resolución 549 de 2020, al igual que la inclusión de la información solicitada relacionada con los Manaderos, en cumplimiento del artículo tercero del Auto 2304 del 30 de abril de 2019, reiterado en el numeral 20 del artículo tercero del Auto 5993 del 30 de junio de 2020, numeral 33 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2022 y numeral 13 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</p>	Temporal	NO
---	----------	----

**Reiteraciones**

- Artículo tercero del Auto 2304 del 30 de abril de 2019
- Numeral 20 del artículo tercero del Auto 5993 del 30 de junio de 2020

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
– Numeral 33 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2022		
– Numeral 13 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022		
– Numeral 49 del Artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022		

**Análisis del cumplimiento**

En los radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023, la Sociedad da respuesta al numeral 13 del artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, con lo siguiente:

“Nikoil entregó a ANLA el Informe de Cumplimiento Ambiental (ICA) N° 6 del Campo de Producción Medina, correspondiente al periodo del 1 enero de 2022 al 30 de junio de 2022 mediante radicado 2022189959-1-000 de 31 de agosto de 2022, en el cual se incluyó la actualización del Modelo de Almacenamiento Geográfico GDB, reglamentado en la Resolución 2182 del 23 de diciembre de 2016. Numeral 14”;

Sin embargo, al revisar esta información, no se encontró la capa geográfica asociada a la Zonificación de Manejo Ambiental o a los manaderos. En el ICA No. 7, correspondiente al periodo del 1 de julio al 31 de diciembre de 2022, mediante radicado 2023039828-1-000 del 28 de febrero de 2023, la Sociedad presentó la información geográfica correspondiente a la Zonificación de Manejo Ambiental, pero no la información asociada a la ubicación de los manaderos:

- Cartografía Base: En el dataset de Superficie\_Agua no está la capa asociada a manaderos.
- Cartografía temática: Presentan los puntos de muestro de aguas superficiales y subterráneas donde se mencionan piezómetros y nacederos; sin embargo, no especifican puntos de "Manaderos"

Asimismo, mediante Radicado en ANLA 20236200102052 del 12 de mayo de 2023, la Sociedad realizó entrega de oficio con Asunto: “Primera Entrega de Información solicitada mediante Auto No. 11889 del 30 de diciembre de 2022”, en el cual reporta específicamente para el presente numeral:

“En cumplimiento del numeral anterior se presenta la GDB con la actualización de la Zonificación de Manejo Ambiental y la definición de las Áreas de Exclusión.”

En la ruta PRIMERA ENTREGA Auto 11889 / Art 2 / 49. GDB Zonificación Manejo Ambiental / 3. CARTOGRAFÍA / 3.2\_Salidas gráficas GDB; se encuentra el archivo en formato PDF, denominado “5. ZonificacionManejo”.

Se corroboró la ubicación de los manaderos recopilados durante la visita de control y seguimiento ambiental desarrollada del 22 al 25 de junio de 2022 y que se recopilan en la siguiente tabla:

ID_Aflora miento	Predio	Tipo de Afloramiento	Microcuena relacionada	Coordenadas Origen Unico Nacional	
				Este	Norte
RC-L-P1	Dumar Martínez	Líquido	Rio Chiquito	4984440	2079790
RC-G-P1	Dumar Martínez	Gas	Rio Chiquito	4984190	2080080
CG-L-P1	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984941	2080486
CG-L-P2	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984905	2080476
CG-L-P3	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984878	2080413
CG-L-P4	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984822	2080388
CG-L-P5	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984802	2080371
CG-G-P1	Sucesión Salvador Ávila	Gas	Caño Grande	4984755	2080354
CG-G-P2	Sucesión Salvador Ávila	Gas	Caño Grande	4984655	2080337
CG-G-P3	Sucesión Salvador Ávila	Gas	Caño Grande	4984671	2080312

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<b>Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</b>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>La zonificación de manejo entregada por la Sociedad no refleja la inclusión de los manaderos como elemento a tener en cuenta en la zonificación de manejo ambiental del proyecto.</p> <p>Teniendo en cuenta lo anterior, es claro que la Sociedad ha presentado información relacionada con Zonificación de Manejo Ambiental, infraestructura asociada al proyecto, Uso y demanda de recursos naturales y Puntos de monitoreo ambiental, pero NO ha presentado información relacionada con los “Manaderos”.</p> <p>De acuerdo con lo anterior, esta Autoridad considera que la Sociedad no ha cumplido con la presente obligación.</p>		
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b>                      50. Construir obras de mitigación y control en los puntos de los afloramientos de la parte baja del Talud de las facilidades de producción de los pozos Condor, en los predios de los Señores Ávila y Dumar Martínez; en cumplimiento del numeral 2 artículo tercero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, confirmado mediante el artículo segundo de la Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022 y el numeral 14 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</p>	Temporal	NO
<b>Reiteraciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numeral 2 Artículo Tercero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022. Confirmado mediante el Artículo Segundo de la Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022</li> <li>- Numeral 14 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022</li> <li>- Numeral 50 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</li> </ul>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>En radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023, la Sociedad da respuesta al requerimiento del numeral 14 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, con lo siguiente:</p> <p>“Teniendo en cuenta que los mencionados afloramientos son enteramente naturales, corresponde al Estado Colombiano dar solución integral, como bien lo señala la Ley 99 de 1993, por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones. La cual en su Artículo 5º Numeral 13, establece:</p> <p><b>Funciones del Ministerio.</b> Corresponde al Ministerio del Medio Ambiente: 13) Definir la ejecución de programas y proyectos <b>que la Nación, o ésta en asocio con otras entidades públicas, deba adelantar para el saneamiento del medio ambiente</b> o en relación con el manejo, aprovechamiento, conservación, <b>recuperación o protección de los recursos naturales renovables y del medio ambiente</b>”. Resaltado fuera de texto original.</p> <p>Es claro que, ante el hecho físico de los mencionados afloramientos naturales, corresponde al Estado Colombiano en cabeza del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible definir, si es necesario, en asocio con otras entidades de carácter público, en este caso particular con CORPOCHIVOR, e igualmente con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la ejecución de programas y proyectos que la Nación deba adelantar para el saneamiento del medio ambiente, que es lo que actualmente se requiere para la protección de los recursos naturales renovables en el sitio de los afloramientos naturales en predios del Señor Luis Ávila; por lo tanto NO CORRESPONDE A NIKOIL, como empresa privada, asumir roles y funciones propias de la autoridad ambiental en Colombia, pues al hacerlo, la Empresa estaría incumpliendo con la Ley 99 de 1993, en el sentido que estaría usurpando funciones que corresponden de manera exclusiva y privativa al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, como lo estableció la mencionada Ley en 1993.</p> <p>Así mismo, el numeral 17 del citado artículo 5º de Ley 99 de 1993 establece:</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p><b>“Funciones del Ministerio.</b> Corresponde al Ministerio del Medio Ambiente: 17) <b>Contratar, cuando sea necesario para el cumplimiento de sus funciones, la elaboración de estudios de investigación y de seguimiento de procesos ecológicos y ambientales</b> y la evaluación de estudios de impacto ambiental”. Resaltado fuera de texto original.</p> <p>Es muy clara la función encomendada por el Ejecutivo al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y este caso específico de afloramientos naturales corresponde a procesos ecológicos naturales, para lo cual el Estado Colombiano delegó en la Autoridad Ambiental esta función, y mal haría NIKOIL en acometer acciones encaminadas a la elaboración de estudios de investigación y de seguimiento de procesos ecológicos, cuando corresponde al estado realizarlos por mandato de la Ley 99 de 1993, contando además el Estado con todos los recursos económicos, técnicos, tecnológicos y humanos necesarios para la contratación de tales estudios de investigación.</p> <p>Pese a que, como se ha indicado inequívocamente, dichas actividades no son del resorte de NIKOIL, por las razones que hemos expuesto, NIKOIL ha realizado estudios y análisis de los fluidos de los afloramientos naturales de hidrocarburos desde el año 2017 hasta la fecha, incluido el diseño y construcción de una red de monitoreo de aguas subsuperficiales y un estudio hidrogeológico en el sitio de los afloramientos mencionados, con el fin de determinar su procedencia, que como se indicó anteriormente demostró que dichos rezumaderos de hidrocarburos son de procedencia natural, que no tienen relación con las actividades operacionales del Bloque Cóndor – Campo Medina. Éste último estudio le costó a la empresa TRESCIENTOS SETENTA Y TRES MILLONES CIENTO SIETE MIL SEISCIENTOS OCHENTA Y TRES PESOS COLOMBIANOS (\$ 373.107.683).</p> <p>NIKOIL, se permite referir el Artículo 5º. Numeral 35 de la Ley 99 de 1993, 35, el cual establece:</p> <p><b>“Funciones del Ministerio.</b> Corresponde al Ministerio del Medio Ambiente: 35) <b>Hacer evaluación, seguimiento y control de los factores de riesgo ecológico y de los que puedan incidir en la ocurrencia de desastres naturales y coordinar con las demás autoridades las acciones tendientes a prevenir la emergencia o a impedir la extensión de sus efectos”</b> Resaltado fuera de texto original.</p> <p>Es decir, la misma Ley 99 de 1993 establece a la Autoridad Ambiental como función exclusiva y privativa, la de realizar evaluaciones, seguimiento y control cuando ocurran desastres naturales y además coordinar con las demás autoridades, llámese CORPOCHIVOR, ANH, las acciones de control tendientes a prevenir la emergencia, es decir elaborar el Plan de Contingencia para impedir la extensión de esos efectos originados por afloramientos naturales, por lo que mal haría NIKOIL en elaborar un Plan de Contingencia para un fenómeno natural, cuya responsabilidad por ley es del Estado Colombiano, quien ha delegado esta función en la Autoridad Ambiental, más aún en predios privados, cuyos impactos ambientales han sido causados por acciones naturales y no por la actividad que desarrolla la Empresa. Ahora bien, con respecto al rol o papel de CORPOCHIVOR, en este caso específico de los afloramientos naturales en veredas Caño Grande y Río Chiquito del municipio de San Luis de Gaceno; la ley 99 de 1993 en su Título VI, <b>“DE LAS CORPORACIONES AUTÓNOMAS REGIONALES”</b> en su Artículo 31, Numerales 7, 20 y 23, establece:</p> <p><b>“Funciones.</b> Las Corporaciones Autónomas Regionales ejercerán las siguientes funciones:</p> <p>7) <b>Promover y realizar conjuntamente con los organismos nacionales adscritos y vinculados al Ministerio del Medio Ambiente, y con las entidades de apoyo técnico y científico del Sistema Nacional Ambiental (SINA), estudios e investigaciones en materia de medio ambiente y recursos naturales renovables.</b></p> <p>20) <b>Ejecutar, administrar, operar y mantener en coordinación con las entidades territoriales, proyectos, programas de desarrollo sostenible y obras de infraestructura cuya realización sea necesaria para la defensa y protección o para la descontaminación o recuperación del medio ambiente y los recursos naturales renovables;</b></p> <p>23) <b>Realizar actividades de análisis, seguimiento, prevención y control de desastres, en coordinación con las demás autoridades competentes, y asistirles en los aspectos medioambientales en la prevención</b></p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p><b>y atención de emergencias y desastres;</b> adelantar con las administraciones municipales o distritales programas de adecuación de áreas urbanas en zonas de alto riesgo, <b>tales como control de erosión, manejo de cauces y reforestación</b>”. Resaltado fuera de texto original</p> <p>Es decir, la misma Ley 99 de 1993, máximo mandato legal ambiental en Colombia, estableció funciones claras y precisas a las Corporaciones Autónomas Regionales y les dio herramientas jurídicas para que puedan adelantar conjuntamente con organismos nacionales adscritos y vinculados al Ministerio de Ambiente, llámense ANLA, Servicio Geológico Colombiano, IDEAM, Direcciones, entre otros, estudios e investigaciones como para el caso de los afloramientos naturales en la vereda Caño Grande del municipio de San Luis de Gaceno, propiedad privada del señor Luis Ávila; por lo tanto es IMPROCEDENTE que se le exija y requiera a una empresa privada como NIKOIL adelantar las acciones que por ley y los reglamentos le corresponden tanto a Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, como a ANLA y CORPOCHIVOR, en este caso. No obstante lo anterior, y teniendo en cuenta que ninguna Entidad del Estado ha realizado estas obras de mitigación y control en los puntos de los afloramientos en los predios provados de los Señores Salvador Ávila y Dumar Martínez; Nikoil se encuentra en el proceso de contratación de una empresa especializada para elaborar los diseños para la construcción de las obras de mitigación y control.”</p> <p>De otra parte, es importante mencionar que la Sociedad solicitó reunión presencial la cual se llevó a cabo el jueves 25 de mayo de 2023, en la que la sociedad expuso las obras a realizar consistentes en captación y almacenamiento temporal de hidrocarburos.</p> <p>Las obras de captación, conforme a lo mencionado por la sociedad, estarán conectadas a una estación de bombeo donde el hidrocarburo captado llegará por gravedad para posteriormente ser almacenado temporalmente y luego bombeado al Skimmer tank ubicado en el Pozo Condor, mientras se alcanza un nivel determinado en la estación de bombeo.</p> <p>De las obras propuestas, la Sociedad destacó su practicidad en cuanto a método constructivo y posibles mantenimientos requeridos en función de los daños que se puedan presentar por efectos del desplazamiento del terreno, recordando que algunos de estos sitios de afloramiento coinciden con sitios inestables geotécnicamente. Esto es, cajas de mampostería con pañete y estructuras sencillas de concreto reforzado con malla electrosoldada, así como zanjas de coronación con sacos de suelo-cemento, que son estructuras que se pueden acoplar adecuadamente al terreno y presentar buen funcionamiento. Finalmente, la Sociedad indicó que haría entrega oficial de esta información, sin embargo, no se ha realizado la radicación de esta.</p> <p>Así las cosas, aunque se entiende que la Sociedad ha iniciado la búsqueda de opciones para dar cumplimiento a esta obligación, aún no se han ejecutado y por ende no se ha dado cumplimiento a la misma, razón por la cual se reitera el requerimiento.</p>		
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b></p> <p>51. Presentar soportes de los reportes de visitas semanales al sitio con información sobre las condiciones ambientales existentes en la zona y las características del sitio de afloramiento. En el evento de un cambio repentino de las condiciones existentes que pudieran poner en riesgo el ecosistema o la salud y seguridad de la población (como un cambio abrupto en los volúmenes de afloramiento o en el aspecto de la sustancia que brota del suelo) deberá poner en alerta a las comunidades del área de influencia y activar el plan de contingencias, en lo que se refiere al control de los peligros que se deriven de un derrame desmesurado de dicha sustancia, en cumplimiento del parágrafo del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018, numeral 5 del requerimiento 25 del Acta No. 20 del 7 de mayo de 2019, el numeral 5 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020, el numeral 38 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de</p>	<p>Temporal</p>	<p>NO</p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<b>Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</b>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
2021 y numeral 15 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.		
<b>Reiteraciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Parágrafo del Artículo Segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018 (LAM2981)</i></li> <li>- <i>Numeral 5 del requerimiento 25 del Acta No. 20 del 7 de mayo de 2019 (LAM2981)</i></li> <li>- <i>Numeral 5 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020 (LAM2981)</i></li> <li>- <i>Numeral 38 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021 (LAM4273)</i></li> <li>- <i>Numeral 15 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 (LAM4273)</i></li> </ul>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>En radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023, la Sociedad da respuesta al requerimiento del numeral 15 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, con lo siguiente:</p> <p>“NIKOIL se permite informar a ANLA que, se han realizado inspecciones con fines de vigilancia al sitio de los afloramientos naturales de hidrocarburos en predios privados de veredas Caño Grande y Río Chiquito del municipio de San Luis de Gaceno, Boyacá, con el propósito de mantener monitoreadas las condiciones ambientales físicas y bióticas, cuyos registros se han entregado a ANLA mediante las siguientes comunicaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Comunicación con radicado de ANLA 2022061920-1-000 de 01/04/2022. Referencia: “Informe de NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA sobre medidas cautelares impuestas por el Tribunal Administrativo de Boyacá mediante Auto de 25 de noviembre de 2020 Expediente: 15001-23-33-000-2019-00173-00 del TAB. Expedientes LAM2981 y LAM4273”. Páginas 44 a 49</b></li> <li>• <b>Comunicación con radicado de ANLA: 2022085662-1-000 de 4/05/2022. Referencia: “Cuarta entrega de información solicitada Auto 10045 de 23 nov 2021” Carpeta 36. Inspección afloramientos.</b></li> </ul> <p>NIKOIL, se permite informar a ANLA que, continuamos realizando las inspecciones (vigilancia) a los sitios de los afloramientos naturales de hidrocarburos en predios privados de veredas Caño Grande y Río Chiquito del municipio de San Luis de Gaceno, Boyacá, las cuales evidencian que no ha habido perturbación ni acciones exógenas, por lo tanto, las condiciones físicas, bióticas y de entorno continúan igual.”</p> <p>Respecto a lo señalado por la Sociedad, se encuentra que la información relacionada ya fue verificada por esta Autoridad en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y en este se indicó lo siguiente:</p> <p>“En los Anexos 36 y 38 de la respuesta anteriormente mencionada, se presenta la misma información que corresponde a inspecciones a los afloramientos en 4 fechas de la siguiente forma:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <b>Inspecciones realizadas el 22 de agosto de 2021:</b> Se realizó inspección a 5 afloramientos referenciados en propiedad del señor Salvador Ávila.</li> <li>2. <b>Inspecciones realizadas el 21 de octubre de 2021:</b> Al igual que el anterior, se realizó inspección a 5 afloramientos referenciados en propiedad del señor Salvador Ávila.</li> <li>3. <b>Inspecciones realizadas el 13 de enero de 2022:</b> se realizó inspección a 6 afloramientos referenciados en propiedad del señor Salvador Ávila y 3 en propiedad del señor Dumar Martínez</li> <li>4. <b>Inspecciones realizadas el 6 de abril de 2022:</b> Se realizó inspección a 5 afloramientos en propiedad de Salvador Ávila y 3 en propiedad de Dumar Martínez.</li> </ol>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p><i>Al comparar la información entregada por la Sociedad y lo solicitado en esta obligación, es claro que no se está entregando los soportes de visitas semanales, solo se presentan 4 registros, 2 del año 2021 y 2 del año 2022, a pesar de que este requerimiento viene desde el año 2018 y que tiene como fin establecer el comportamiento de los afloramientos con el fin de darles control y manejo, se concluye que no ha dado cumplimiento a esta obligación, por lo tanto, se reitera ”</i></p> <p><i>Es importante resaltar que, el objetivo de la vigilancia a los sitios de los afloramientos busca establecer las condiciones del área a nivel físico biótico, con el fin de generar las medidas de manejo pertinentes, pero este objetivo se ve truncado, si las inspecciones se realizan sin ninguna periodicidad, ni rigurosidad que es lo que se ha venido presentando; adicionalmente, el formato diligenciado no da detalles del lugar del afloramiento.</i></p> <p><i>En resumen, se realizaron 2 inspecciones en el año 2021 y 2 en el año 2022, lo que se considera insuficiente para indicar que el área se encuentre monitoreada, más aún cuando no se realiza ningún tipo de análisis o comparación de la información capturada en dichas inspecciones, ni se presenta alguna explicación técnica del por qué se realizaron solo en estas fechas; así mismo, no es posible establecer las condiciones de un lugar y en este caso de la situación que se está presentando con los afloramientos, si solo se realizan inspecciones aleatorias, en formatos que no proporcionan información detallada que pueda compararse y establecer patrones que permitan efectuar visitas y verificar condiciones de los sitios de afloramientos, así como eventualmente aplicar el plan de contingencias ante la ocurrencia de algún evento.</i></p> <p><i>Conforme lo anterior, se considera no cumplida esta obligación para el periodo de seguimiento, teniendo en cuenta que la Sociedad presenta como respuesta la misma información ya revisada y señalada por esta Autoridad como insuficiente por las razones ya expuestas. Por lo anterior, se reiterará el requerimiento.</i></p>		
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b></p> <p><i>52. Presentar los resultados de la perforación manual que permita establecer la secuencia estratigráfica en el sitio de afloramiento de la sustancia, así como un estudio hidrogeológico de la zona, que demuestre la procedencia de la filtración del hidrocarburo existente en las coordenadas E1104424 N1014645 de la vereda Horizontes del municipio de San Luis de Gaceno, departamento de Boyacá. En cumplimiento del numeral 2 del requerimiento 23 del Acta 20 del 7 de mayo de 2019, literal a del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018 y el numeral 2 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020 y el numeral 35 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021 y numeral 16 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</i></p>	Temporal	NO
<b>Reiteraciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numeral 2 del requerimiento 23 del Acta 20 del 7 de mayo de 2019</li> <li>- Literal a del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018</li> <li>- Numeral 2 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020</li> <li>- Numeral 35 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021</li> <li>- Numeral 16 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022</li> <li>- Numeral 52 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</li> </ul>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p><i>En radicados 2023020021-1-000 del 01 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 02 de febrero de 2023 la Sociedad da respuesta al requerimiento del numeral 16 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022, con lo siguiente:</i></p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

Obligación	Carácter	Cumple
<p>“El 28 de junio de 2022, NIKOIL radicó ante ANLA el documento: “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”.</p> <p>Radicado 2022131273-1-000 de 28/06/2022 03:18 PM Sec Día: 467.</p> <p>En dicho documento, en la carpeta Anexos/Exploración Piezómetros, se encuentra: “CONSTRUCCIÓN DE PIEZÓMETROS PARA MONITOREO DE AGUAS SUBTERRÁNEAS. PERFORACIÓN E INSTALACIÓN DE PIEZOMETROS PARA MONITOREO DE AGUAS SUBTERRÁNEAS EN EL CAMPO MEDINA, LOCALIZADO EN LA VEREDA HORIZONTES, MUNICIPIO DE SAN LUIS DE SAN LUIS DE GACENO – BOYACÁ”</p> <p>En el documento “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS” la sociedad indica</p> <p>En la Carpeta anexos subcarpeta 5. Exploración Piezómetros, se encuentra el informe “PERFORACIÓN E INSTALACIÓN DE PIEZOMETROS PARA MONITOREO DE AGUAS SUBTERRÁNEAS EN EL CAMPO MEDINA, LOCALIZADO EN LA VEREDA HORIZONTES, MUNICIPIO DE SAN LUIS DE SAN LUIS DE GACENO – BOYACÁ”. Donde se muestran los soportes de las perforaciones y las descripciones de las secuencias estratigráficas de los puntos de construcción de los piezómetros.</p> <p>Si bien la ubicación de las perforaciones no es en el sitio exacto de las coordenadas solicitadas en el requerimiento, estas perforaciones si se encuentran en un radio aceptable para la correlación, que permite determinar la secuencia estratigráfica de la zona adyacente a los afloramientos.</p> <p>Asimismo, mediante Radicado ANLA 20236200102052 del 12 de mayo de 2023, la Sociedad realizó entrega de oficio con Asunto: “Primera Entrega de Información solicitada mediante Auto No. 11889 del 30 de diciembre de 2022”, en el cual reporta específicamente para el presente numeral:</p> <p>“La información solicitada anteriormente fue entrega a ANLA el día 28 de junio del 2022 mediante radicado: 2022131273-1-000.”</p> <p>No obstante, teniendo en cuenta que el estudio hidrogeológico presentado por la sociedad no demuestra técnicamente la procedencia de la filtración y la relación entre el medio hidrogeológico y los afloramientos presentes en la zona se considera que la Sociedad no cumple con la obligación definida en el Numeral 52 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.</p>		
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b></p> <p>53.Presentar soportes del establecimiento de la vigilancia del sitio del afloramiento de hidrocarburos localizado en las coordenadas E1104424 N1014645, con miras a mantener monitoreadas las condiciones ambientales físicas y bióticas, en cumplimiento del numeral 3 del requerimiento 24 del Acta No. 20 del 7 de mayo del 2019, literal b del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018, el numeral 3 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020, el numeral 36</p>	Temporal	NO

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<b>Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</b>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021 y numeral 17 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.		
<b>Reiteraciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Numeral 3 del requerimiento 24 del Acta No. 20 del 7 de mayo del 2019</li> <li>- Literal b del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018</li> <li>- Numeral 3 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020</li> <li>- Numeral 36 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021</li> <li>- Numeral 17 del Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022</li> <li>- Numeral 53 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</li> </ul>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>En radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023, la Sociedad da respuesta a este requerimiento, con lo siguiente:</p> <p>“Ver respuesta al numeral 15”</p> <p>La Sociedad señala que se vea respuesta del numeral 15 del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 de la respuesta entregada, que corresponde a: “Presentar soportes de los reportes de visitas semanales al sitio con información sobre las condiciones ambientales existentes en la zona y las características del sitio de afloramiento. En el evento de un cambio repentino de las condiciones existentes que pudieran poner en riesgo el ecosistema o la salud y seguridad de la población (como un cambio abrupto en los volúmenes de afloramiento o en el aspecto de la sustancia que brota del suelo) deberá poner en alerta a las comunidades del área de influencia y activar el plan de contingencias, en lo que se refiere al control de los peligros que se deriven de un derrame desmesurado de dicha sustancia, en cumplimiento del párrafo del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018, numeral 5 del requerimiento 25 del Acta No. 20 del 7 de mayo de 2019, el numeral 5 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020 y el numeral 38 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021.” En esa respuesta la Sociedad responde lo siguiente:</p> <p>“NIKOIL se permite informar a ANLA que, se han realizado inspecciones con fines de vigilancia al sitio de los afloramientos naturales de hidrocarburos en predios privados de veredas Caño Grande y Río Chiquito del municipio de San Luis de Gaceno, Boyacá, con el propósito de mantener monitoreadas las condiciones ambientales físicas y bióticas, cuyos registros se han entregado a ANLA mediante las siguientes comunicaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Comunicación con radicado de ANLA 2022061920-1-000 de 01/04/2022. Referencia: “<b>Informe de NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA sobre medidas cautelares impuestas por el Tribunal Administrativo de Boyacá mediante Auto de 25 de noviembre de 2020.</b></li> </ul> <p><b>Expediente: 15001-23-33-000-2019-00173-00 del TAB. Expedientes LAM2981 y LAM4273”.</b> Páginas 44 a 49</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Comunicación con radicado de ANLA: 2022085662-1-000 de 4/05/2022. Referencia: “<b>Cuarta entrega de información solicitada Auto 10045 de 23 nov 2021</b>” Carpeta 36. Inspección afloramientos.</li> </ul> <p>NIKOIL, se permite informar a ANLA que, continuamos realizando las inspecciones (vigilancia) a los sitios de los afloramientos naturales de hidrocarburos en predios privados de veredas Caño Grande y Río Chiquito del municipio de San Luis de Gaceno, Boyacá, las cuales evidencian que no ha habido perturbación ni acciones exógenas, por lo tanto, las condiciones físicas, bióticas y de entorno continúan igual.”</p>		

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
<p>Respecto a lo señalado por la Sociedad, se encuentra que la información relacionada ya fue verificada por esta Autoridad en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y en este se indicó lo siguiente:</p> <p>“En los Anexos 36 y 38 de la respuesta anteriormente mencionada, se presenta la misma información que corresponde a inspecciones a los afloramientos en 4 fechas de la siguiente forma:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>Inspecciones realizadas el 22 de agosto de 2021:</b> Se realizó inspección a 5 afloramientos referenciados en propiedad del señor Salvador Ávila.</li> <li><b>Inspecciones realizadas el 21 de octubre de 2021:</b> Al igual que el anterior, se realizó inspección a 5 afloramientos referenciados en propiedad del señor Salvador Ávila.</li> <li><b>Inspecciones realizadas el 13 de enero de 2022:</b> se realizó inspección a 6 afloramientos referenciados en propiedad del señor Salvador Ávila y 3 en propiedad del señor Dumar Martínez</li> <li><b>Inspecciones realizadas el 6 de abril de 2022:</b> Se realizó inspección a 5 afloramientos en propiedad de Salvador Ávila y 3 en propiedad de Dumar Martínez.</li> </ol> <p>Al comparar la información entregada por la Sociedad y lo solicitado en esta obligación, es claro que no se está entregando los soportes de visitas semanales, solo se presentan 4 registros, 2 del año 2021 y 2 del año 2022, a pesar de que este requerimiento viene desde el año 2018 y que tiene como fin establecer el comportamiento de los afloramientos con el fin de darles control y manejo, así las cosas, no ha dado cumplimiento a esta obligación, por lo tanto, se reitera”</p> <p>Es importante resaltar que, el objetivo de la vigilancia a los sitios de los afloramientos busca establecer las condiciones del área a nivel físico biótico, con el fin de generar las medidas de manejo pertinentes, pero este objetivo se ve truncado, si las inspecciones se realizan sin ninguna periodicidad, ni rigurosidad que es lo que se ha venido presentando, adicionalmente el formato diligenciado no da detalles del lugar del afloramiento.</p> <p>En resumen se realizaron 2 inspecciones en el año 2021 y 2 en el año 2022, lo que se considera insuficiente para indicar que el área se encuentre monitoreada, más aún cuando no se realiza ningún tipo de análisis o comparación de la información capturada en dichas inspecciones, ni se presenta alguna explicación técnica del por qué se realizaron solo en estas fechas, así mismo, es imposible establecer las condiciones de un lugar y en este caso de la situación que se está presentando con los afloramientos, si solo se realizan inspecciones aleatorias, en formatos que no proporcionan información detallada que pueda compararse y establecer patrones que permitan generar medidas de manejo, que es finalmente lo que se pretende con este requerimiento.</p> <p>Conforme lo anterior, se considera no cumplida esta obligación para el periodo de seguimiento, teniendo en cuenta que la Sociedad presenta como respuesta la misma información ya revisada y señalada por esta Autoridad como insuficiente por las razones ya expuestas, por lo anterior, se reitera el requerimiento.</p>		
<p><b>ARTÍCULO SEGUNDO. (...)</b></p> <p>54. Presentar los soportes de la realización de una evaluación Nivel 2 con el fin de establecer el origen de los TPH y de algunos analitos de los PAH que se encuentran por encima de los límites establecidos en el manual técnico para el análisis de riesgo y las altas concentraciones reportadas en el punto de afloramiento del hidrocarburo localizado en las coordenadas E1104424 N1014645, teniendo en cuenta el informe de laboratorio presentado por la Sociedad, en cumplimiento al literal d del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018 numeral 4 del requerimiento 24 del Acta No. 20 del 7 de mayo del 2019, el numeral 4 del Artículo Primero del Auto 9060</p>	Temporal	NO

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<b>Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</b>		
<b>Obligación</b>	<b>Carácter</b>	<b>Cumple</b>
del 15 de septiembre del 2020, el numeral 37 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021 y numeral 18 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.		
<b>Reiteraciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Literal d del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018</li> <li>- Numeral 4 del requerimiento 24 del Acta No. 20 del 7 de mayo del 2019</li> <li>- Numeral 4 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020</li> <li>- Numeral 37 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021</li> <li>- Numeral 54 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022</li> </ul>		
<b>Análisis del cumplimiento</b>		
<p>En radicados 2023020021-1-000 del 1 de febrero de 2023 y 2023020425-1-000 del 2 de febrero de 2023 la Sociedad da respuesta al requerimiento del numeral 18 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022, con lo siguiente:</p> <p>“NIKOIL, respetuosamente se permite informar a la ANLA que, el INFORME DE MONITOREO DE AGUA LOCACIÓN CONDOR, IL- 16-0151-V2 presentado a ANLA, mediante radicado 2017096484- 1-000 del 09 de noviembre de 2017, incluyó en el numeral “7. Discusión de los resultados”:</p> <p style="padding-left: 40px;">“Debido a que estas concentraciones de los TPH y de algunos analitos de los PAH que se encuentran por encima de los límites establecidos en el manual técnico para el análisis de riesgo, es recomendable continuar con una evaluación Nivel 2 con el fin de establecer el origen de estos contaminantes y las altas concentraciones reportadas en este punto de muestreo”.</p> <p>Es decir, el laboratorio S.G.I. hace una recomendación, pero no para que NIKOIL realice dicha evaluación nivel 2, pues ya se ha podido demostrar que los afloramientos de hidrocarburos citados son de origen natural y por lo tanto no es NIKOIL quien deba avanzar en este tipo de estudios. Además, es claro que las muestras tomadas por dicho laboratorio corresponden a hidrocarburo del afloramiento natural, por lo tanto, tiene concentraciones de TPH y PAH propias de este tipo de compuestos. No obstante, Nikoil se encuentra desarrollando el proceso de contratación para la realización de una evaluación Nivel 2 con el fin de establecer el origen de los TPH y de algunos analitos de los PAH que se encuentran por encima de los límites establecidos en el manual técnico para el análisis de riesgo y las altas concentraciones reportadas en el punto de afloramiento del hidrocarburo localizado en las coordenadas E1104424 N1014645.”</p> <p>Acorde con lo anteriormente descrito la sociedad no da cumplimiento al requerimiento.</p>		

**OTRAS CONSIDERACIONES**

La problemática de los afloramientos de hidrocarburo (inicialmente líquidos y en el último par de años con reporte de puntos adicionales con emanación de hidrocarburo en estado gaseoso), se ha venido presentando desde el año 2014 (de acuerdo con la información recopilada en entrevistas con la comunidad del centro poblado Horizontes). Los sitios de afloramiento se localizan en áreas aledañas a los pozos Cóndor 1, Cóndor 2 y Medina 1; distribuidos en la parte alta de las cuencas del caño Grande y del río Chiquito, en el municipio de San Luis de Gaceno (Boyacá); con implicaciones ambientales sobre los recursos hídrico superficial, suelo y aire.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Dado lo anterior y conforme el objetivo de este seguimiento el cual consiste en la verificación de los aspectos referentes al proyecto Campo de Producción Medina, específicamente en relación con la Medida Cautelar impuesta por el Tribunal Administrativo de Boyacá, relacionada con que esta Autoridad evalúe y adopte las medidas técnicas a que haya lugar, de acuerdo con la información presentada por Nikoil Energy Corp. Suc. Colombia, en cumplimiento de la orden segunda de la providencia que resuelve decretar medidas cautelares en la demanda de acción popular, dentro del expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00.

Con el fin de atender lo dispuesto por el Tribunal, en los siguientes numerales se realizará la verificación de la información reportada por la Sociedad en cumplimiento de lo ordenado y a continuación se presentarán las acciones implementadas por esta Autoridad en relación con dichos puntos y posteriormente se relacionan las acciones realizadas por esta Autoridad en el marco de sus competencias en relación con el fenómeno de afloramiento de hidrocarburos en el municipio de San Luis de Gaceno.

Además, en el presente capítulo se complementa el análisis del fenómeno, con las consideraciones realizadas por esta Autoridad a los análisis realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en convenio con la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC).

Finalmente, y con el fin de presentar las consideraciones de esta Autoridad en relación con la solicitud de reconsideración Resolución 588 del 23 de marzo de 2023, realizada por Nikoil, se presentan los argumentos de la Sociedad y las consideraciones de esta Autoridad al respecto.

**Verificación de las Medidas Cautelares impuestas por el Tribunal a Nikoil Energy Corp. Suc. Colombia**

Como ya se ha indicado, el Tribunal Administrativo de Boyacá, en el expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00, decretó, el 25 de noviembre de 2020, Medidas Cautelares de la siguiente manera:

**“ORDENAR a la empresa NIKOIL ENERGY CORP SUC COLOMBIA que, dentro del mes siguiente a la notificación de esta providencia:”**

A continuación se listan cada una de las medidas cautelares decretadas por el Tribunal la información reportada por Nikoil Energy Corp. Suc. Colombia y el análisis realizado por esta Autoridad:

**Establezca una red de monitoreo de aguas superficiales, que incluya al menos tres (3) puntos de medición entre la plataforma de los pozos y los afloramientos, en línea recta y aguas debajo de la citada plataforma.**

En relación con esta medida cautelar, mediante radicado 2022061920-1-000 del 1 de abril de 2022, NIKOIL ENERGY CORP SUC COLOMBIA informó a esta Autoridad lo siguiente:

- “... ”
- De agosto de 2021 a octubre de 2021 NIKOIL, procedió a realizar la planeación precontractual y contractual para establecer una red de monitoreo de aguas subsuperficiales, que incluya al menos tres (3) puntos de medición entre la plataforma de los pozos y los afloramientos, en línea recta y aguas debajo de la citada plataforma, y a realizar un estudio hidrogeológico que permita establecer la procedencia de dichas filtraciones, con el fin de determinar los posibles riesgos para la zona.
  - El 29 de octubre de 2021 se firmó el contrato con la empresa GEODA INGENIERIA Y GEOCIENCIAS cuyo objeto es: “Diseño y construcción de una red de piezómetros de monitoreo y Estudio hidrogeológico en el área de los afloramientos en el municipio San Luis de Gaceno en Boyacá para análisis de posibles filtraciones de hidrocarburos”, en adelante El Contrato, por valor de

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

TRESCIENTOS SETENTA Y TRES MILLONES CIENTO SIETE MIL SEISCIENTOS OCHENTA Y TRES PESOS MTCE (\$373.107.683) IVA incluido. (Se adjunta).

- El 8 de noviembre de 2021 se firmó el Acta de Inicio con la empresa: GEODA INGENIERIA Y GEOCIENCIAS de El Contrato, con tiempo estimado de cuatro (4) meses. (Se adjunta).
- GEODA INGENIERIA Y GEOCIENCIAS presentó a NIKOIL la Metodología para la ejecución y cumplimiento del objeto y alcance del Contrato. (Se adjunta).
- El 30 de marzo de 2022 se gestionó ante los propietarios de los predios donde se encuentran ubicados los afloramientos naturales de hidrocarburos, el permiso para ingresar a realizar la perforación de los pozos para monitoreo de aguas subsuperficiales, aledaños a los afloramientos. (Se adjunta).
- La empresa GEODA INGENIERIA Y GEOCIENCIAS presento Informe de Avance del contrato el 31 de marzo de 2022. (Se adjunta).
- A la fecha, no se ha podido finalizar el establecimiento de una red de pozos una red de monitoreo de aguas superficiales, que incluya al menos tres (3) puntos de medición entre la plataforma de los pozos y los afloramientos, en línea recta y aguas debajo de la citada plataforma, ni tampoco finalizar el estudio hidrogeológico que permita establecer la procedencia de dichas filtraciones, con el fin de determinar los posibles riesgos para la zona; debido a varios factores externos a NIKOIL, como la situación de orden público en el Área durante el mes de enero de 2022, pues, a unos 10 minutos del sitio de los afloramientos naturales de hidrocarburos, se presentó secuestro de joven de la región por parte de grupos al margen de la ley, lo que originó la suspensión de las actividades de campo durante los meses de enero y febrero de 2022, sin embargo se espera finalizar el 31 de mayo de 2022. (Se adjunta)

...

Vale la pena indicar, que la información que relaciona la Sociedad en el radicado 2022061920-1-000 del 1 de abril de 2022, hace referencia a una red de monitoreo de aguas subsuperficiales, sin establecer realmente cuáles serán las condiciones, puntos de monitoreo, ni los parámetros a monitorear en los cuerpos de agua superficiales hacia donde drena el agua que entra en contacto con los afloramientos. Las evidencias que presenta la Sociedad hacen referencia a una red de monitoreo que está en proceso de construcción y que a la fecha no presenta resultados.

Así mismo, es importante resaltar que esta Autoridad Nacional, estableció en el numeral Primero del artículo 3 de la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022 confirmado mediante la Resolución 588 del 23 de marzo de 2023, las medidas ambientales adicionales que permitieran realizar un monitoreo de las condiciones físico químicas e hidrobiológicas del recurso hídrico superficial, indicando los sitios sobre las fuentes superficiales río Chiquito, Caño Grande y Afluente del Caño Grande, así como las condiciones propias de dicho monitoreo y su respectivo análisis.

De acuerdo con lo anterior, esta Autoridad considera que Nikoil Energy Corp. Suc. Colombia no ha dado cumplimiento con lo ordenado en el presente numeral por el Tribunal Administrativo de Boyacá – TAB.

**Realice vigilancia a los sitios de los afloramientos, con miras a mantener monitoreadas las condiciones ambientales físicas y bióticas y poder tomar las medidas de control a que haya lugar en caso de una perturbación.**

Con respecto a esta medida cautelar, mediante radicado 2022061920-1-000 del 1 de abril de 2022, NIKOIL ENERGY CORP SUC COLOMBIA informó a la ANLA lo siguiente:

“NIKOIL, se permite informar que, se han realizado inspecciones a los sitios de los afloramientos naturales de hidrocarburos ubicados en predios privados en las veredas Río Chiquito y Caño Grande del municipio de San Luis de Gaceno, Boyacá. (Se adjunta).”

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

La Sociedad en su respuesta al Tribunal Administrativo de Boyacá, anexa formatos de inspección de NIKOIL ENERGY SUC COLOMBIA denominados “Inspección visual afloramientos naturales San Luis de Gaceno” de fechas 22 de agosto de 2021 y 21 de octubre de 2021, que incluye lo siguiente:

1. **Inspecciones realizadas el 22 de agosto de 2021:** Se entregan formatos de inspección a 5 afloramientos referenciados en propiedad del señor Salvador Ávila.
2. **Inspecciones realizadas el 21 de octubre de 2021:** Al igual que el anterior, se entrega formato de realizó inspección a 5 afloramientos referenciados en propiedad del señor Salvador Ávila y dos referenciados en predio del señor Dumar Martínez

Parte de la anterior información anexada, ya había sido entregada a esta Autoridad mediante radicado 2022085662-1-000 del 4 de mayo de 2022; en este no se entregó formatos de inspección a los afloramientos en predio de Dumar Martínez del 21 de octubre de 2021, pero adicionalmente se entregaron formatos de inspección del 13 de enero y 6 de abril de 2022, como se describe a continuación:

3. **Inspecciones realizadas el 13 de enero de 2022:** se realizó inspección a 6 afloramientos referenciados en propiedad del señor Salvador Ávila y 3 en propiedad del señor Dumar Martínez
4. **Inspecciones realizadas el 6 de abril de 2022:** Se realizó inspección a 5 afloramientos en propiedad de Salvador Ávila y 3 en propiedad de Dumar Martínez.

Frente a los formatos allegados por la Sociedad en aras de cumplir con el requerimiento del Tribunal y requerimientos similares de esta Autoridad, es importante señalar que como ya se ha aclarado a la Sociedad, el objetivo de la vigilancia a los sitios de los afloramientos, busca establecer las condiciones del área a nivel físico biótico, con el fin de generar las medidas de manejo pertinentes, pero este objetivo se ve afectado, si las inspecciones se realizan sin ninguna periodicidad, ni rigurosidad que es lo que se ha venido presentando, adicionalmente el formato diligenciado no da detalles del lugar del afloramiento.

Según la información presentada por la Sociedad, se realizaron 2 inspecciones en el año 2021 y 2 en el año 2022, se considera inviable que con 2 inspecciones cada año sea posible indicar que el área se encuentre monitoreada, más aún cuando no se realiza ningún tipo de análisis o comparación de la información capturada en dichas inspecciones, ni se presenta alguna explicación técnica del por qué se realizaron solo en estas fechas. Así mismo, no es posible establecer las condiciones de un lugar y en este caso de la situación que se está presentando con los afloramientos, si solo se realizan inspecciones aleatorias, en formatos que no proporcionan información detallada que pueda compararse y establecer patrones que permitan generar medidas de manejo, que es finalmente lo que se pretende con este requerimiento del Tribunal Administrativo de Boyacá, que es muy similar a los que esta Autoridad ha venido solicitando a la Sociedad.

En conclusión, se observa que la Sociedad no ha dado cumplimiento a la presente medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo de Boyacá, por las razones ya expuestas.

**Realice un estudio hidrogeológico que permita establecer la procedencia de dichas filtraciones, con el fin de determinar los posibles riesgos para la zona.**

Respecto a la presente medida cautelar, la Sociedad presentó mediante radicado ANLA 2022131273-1-000 del 28 de junio de 2022 el documento “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

*En este documento la Sociedad describe de manera general los componentes del sistema hidrogeológico, e indica el contenido del informe.*

*Con respecto al estudio hidrogeológico, la Sociedad concluye:*

*“De acuerdo al modelo geológico construido en el marco del presente estudio, se concluye la baja probabilidad de migración de fluidos de los intervalos productores de los pozos Condor 1 y Condor 2 ST a las unidades hidrogeológicas más superficiales, toda vez que la secuencia de unidades hidrogeológicas que se comportan como barreras hidráulicas y aíslan la unidad más superficial es de más de 800 metros.*

*De acuerdo a la estructura geológica (anticlinal) sobre la cual se encuentran localizados los pozos Condor 1 y Condor 2ST y cuya existencia ha sido comprobada a través de los registros e interpretaciones sísmicas construidas por la compañía, se puede concluir la presencia de un macizo rocoso diaclasado en la cresta del anticlinal. La anterior situación pudo condicionar la migración de fluidos de la unidad Carbonera C3 a la unidad C1 y presentar así afloramientos naturales de hidrocarburos o rezumaderos naturales.*

*De acuerdo a la exploración geofísica realizada por GEODA INGENIERÍA a través de Sondeos Eléctricos Verticales No 9 y 10 localizados geográficamente en inmediaciones a los afloramientos de hidrocarburos reportados en el predio de Salvador Ávila Vanegas, presentan una respuesta eléctrica que permite inferir un aumento en el espesor de la capa de areniscas o una anomalía geoelectrónica producto de Los afloramientos de hidrocarburos.”*

*La Sociedad describe unidades hidrogeológicas como barreras hidráulicas con espesores de hasta 800 metros, sin embargo la profundidad de exploración de los sondeos eléctricos verticales es de 60 metros, los piezómetros no superan los 20 metros de profundidad, y en el documento “Diseño y construcción de una red de piezómetros de monitoreo y estudio hidrogeológico en el área de los afloramientos de hidrocarburos en el municipio San Luis de Gaceno en Boyacá para análisis de la fuente de las posibles filtraciones de hidrocarburos”, no se presentan correlaciones con información geológica, o geofísica a mayor profundidad que permita realizar análisis a profundidades superiores a los 60 metros, en tal caso las conclusiones de la Sociedad relacionadas con los espesores de las unidades y sus características hidrogeológicas no presentan sustento técnico.*

*Con referencia a lo anterior, esta Autoridad considera la obligación no cumplida, teniendo en cuenta que el estudio hidrogeológico entregado por la Sociedad no demuestra de manera técnica la procedencia de la filtración del hidrocarburo, ya que no correlaciona la distribución de las unidades hidrogeológicas potencialmente acuíferas, la dirección de flujo regional y local y los afloramientos de hidrocarburos, donde se establezca el origen de estas.*

***Aísle las zonas de los afloramientos de la forma técnica más idónea.***

*Frente a esta medida cautelar, procedió a verificar la información allegada por la Sociedad al expediente LAM4273 en el que se encuentra el radicado 2022061920-1-000 del 1 de abril de 2022, mediante el que presentó “Informe de NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA sobre medidas cautelares impuestas por el Tribunal Administrativo de Boyacá mediante Auto de 25 de noviembre de 2020 Expediente: 15001- 23-33-000-2019-00173-00 del TAB”; sin embargo, la Sociedad no se pronunció respecto a la presente medida en dicho documento.*

*Además de lo anterior, en lo consignado en el expediente LAM4273, no se encuentra información que indique el avance o cumplimiento de la ejecución de esta medida, por lo que se considera que la Sociedad no ha dado cumplimiento a la misma.*

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Revise el tanque de almacenamiento del diésel, para establecer si tiene filtraciones o fugas, y en caso de tenerlas, repararlas.**

Respecto a esta medida cautelar, la Sociedad mediante radicado 2022061920-1-000 del 1 de abril de 2022, informó lo siguiente:

*“NIKOIL hace revisión todos los días de las condiciones del tanque de almacenamiento de diésel, en las cuales se ha garantizado la integridad del tanque y que no presenta fugas. Además, este tanque cuenta con un dique de protección. Igualmente, NIKOIL, se permite informar a la ANLA que desde mediados de enero de 2021 la generación de energía eléctrica se realiza con el gas que produce el pozo Medina 1, y no se volvió a utilizar diésel con combustible para la generación eléctrica.*

*Desde el 30 de julio de 2021 hasta la fecha, el campo Medina se encuentra cerrado en su operación, debido a bloqueos selectivos por parte de la comunidad, quien no permite el ingreso de carro tanque a evacuar el crudo almacenado en la Batería Cóndor 1”.*

No obstante, en la próxima visita de seguimiento y control ambiental al Campo de Producción Medina, esta Autoridad verificará el estado del tanque y del dique de contención, para contrastar lo indicado por NIKOIL ENERGY CORP SUC COLOMBIA en su comunicación.

**Revise los protocolos de seguridad del transporte del mencionado combustible, y de llenado del tanque de almacenamiento del diésel, y en caso de encontrar deficiencias, corregirlas.**

Frente a esta medida cautelar, mediante radicado 2022061920-1-000 del 1 de abril de 2022, NIKOIL ENERGY CORP SUC COLOMBIA informó a esta Autoridad lo siguiente:

*“NIKOIL, informa que permanentemente se hace revisión de los protocolos de seguridad del transporte de diésel y se garantiza una operación segura y sin riesgos de fugas. Además, como se informó anteriormente, desde el 30 de julio de 2021 hasta la fecha, el campo Medina se encuentra cerrado en su operación, debido a bloqueos selectivos por parte de la comunidad, quien no permite el ingreso de carro tanque a evacuar el crudo almacenado en la Batería Cóndor 1”.*

Adicionalmente en el Plan de Contingencia vigente para el proyecto, se encuentra que, frente al transporte terrestre, la Sociedad indica “... la producción de los pozos que se encuentran en operación es despachada mediante carrotanques, hasta su destino que generalmente es el CPF Cusiana en el municipio de Tauramena. Las actividades de transporte de hidrocarburos se realizan a través de empresas contratistas, en ese sentido la sociedad se encarga de generar los lineamientos, estándares y obligaciones que deben asumir los contratistas en el cumplimiento e implementación de los Planes de Emergencias y Contingencias respectivos de cada empresa contratista”, e indica que “En el caso en que se llegue a presentar algún evento durante las actividades de transporte y este sobrepase la capacidad de respuesta del contratista, NE servirá de apoyo en el momento que se requiera”.

Cabe resaltar que frente a la actividad de transporte de combustible esta Autoridad Nacional no tiene competencia, sin embargo, esta se encuentra contemplada en el plan de contingencias de tal manera no se han formulado requerimientos

**Acredite el envío de la anterior información a la ANLA, para que evalúe la información presentada, y adopte las medidas técnicas a que hay lugar.**

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Mediante radicado 2022061920-1-000 del 1 de abril de 2022, la Sociedad entregó a esta Autoridad “Informe de NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA sobre medidas cautelares impuestas por el Tribunal Administrativo de Boyacá mediante Auto de 25 de noviembre de 2020 Expediente: 15001-23-33-000-2019-00173-00 del TAB”.

Adicionalmente y como complemento de las Medidas Cautelares decretadas por Tribunal Administrativo de Boyacá, esta Autoridad ha realizado la imposición de requerimientos y medidas de manejo adicionales vía seguimiento; mediante la expedición de diversos actos administrativos.

En la siguiente tabla se presenta un contraste vía relación, entre las medidas cautelares decretadas por el Tribunal Administrativo de Boyacá en el marco de la demanda de acción popular (Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00) y los requerimientos o medidas adicionales impuestas por esta Autoridad en el marco del cumplimiento de sus funciones. Finalmente se incluyen de forma resumida, las consideraciones técnicas realizadas por esta Autoridad como resultado de la valoración de la información presentada por NIKOIL ENERGY CORP SUC COLOMBIA en las diversas respuestas radicadas al Expediente ANLA LAM4273 actuaciones de esta Autoridad y las respuestas e información entregada por la sociedad NIKOIL, en relación con la problemática de los afloramientos.

**Cuadro comparativo entre “Medidas Cautelares” impuestas por el Tribunal a Nikoil; “Requerimientos impuestos por ANLA” y “Valoración Técnica ANLA de las respuestas presentadas por Nikoil”**

<p><b>Medidas Cautelares en el marco de la Demanda de Acción Popular, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00</b></p>	<p><b>Requerimientos realizados por la ANLA relacionados con las Medidas Cautelares impuestas por el TAB. (se relaciona el articulado y acto administrativo en el que se incluyó.</b></p>	<p><b>Valoración técnica realizada por la ANLA frente a las Respuestas presentadas por NIKOIL (se relaciona la numeración del Concepto Técnico en el que se incluyeron consideraciones y el # de radicado ANLA de la respuesta presentada por Nikoil</b></p>
<p>Establezca una red de monitoreo de aguas superficiales, que incluya al menos tres (3) puntos de medición entre la plataforma de los pozos y los afloramientos, en línea recta y aguas debajo de la citada plataforma</p>	<p><b>Numeral 34, Artículo Primero, Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021:</b>                      Presentar el soporte del establecimiento de una red de monitoreo de aguas subsuperficiales, cuya profundidad estará condicionada a la tabla de agua, que incluya al menos tres (3) puntos de medición entre la plataforma de los pozos Cóndor y el afloramiento, en línea recta y aguas abajo de la citada plataforma, en atención a la queja presentada por el señor Luis Ávila de la vereda Caño Grande y la comunidad de la vereda Horizontes. Los resultados de estos monitoreos deberán compararse con la norma Louisiana 29B, teniendo en cuenta como mínimo los siguientes parámetros: Hidrocarburos totales, fenoles, grasas y aceites y BTEX. En cumplimiento del</p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b>                       Radicado ANLA 2022085662-1-000 del 4 de mayo de 2022.                       Radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022.                       “... esta Autoridad considera que la sociedad cumple con el requerimiento en su totalidad.”</p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<p><b>Medidas Cautelares en el marco de la Demanda de Acción Popular, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00</b></p>	<p><b>Requerimientos realizados por la ANLA relacionados con las Medidas Cautelares impuestas por el TAB. (se relaciona el articulado y acto administrativo en el que se incluyó.</b></p>	<p><b>Valoración técnica realizada por la ANLA frente a las Respuestas presentadas por NIKOIL (se relaciona la numeración del Concepto Técnico en el que se incluyeron consideraciones y el # de radicado ANLA de la respuesta presentada por Nikoil</b></p>
	<p>artículo primero del Auto 03809 del 11 de julio de 2018 y del numeral 1 del requerimiento 23 del Acta 20 del 7 de mayo de 2019 y el numeral 1 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020.</p>	
<p>Realice vigilancia a los sitios de los afloramientos, con miras a mantener monitoreadas las condiciones ambientales físicas y bióticas y poder tomar las medidas de control a que haya lugar en caso de una perturbación</p>	<p><b>Numeral 36, Artículo Primero, Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021:</b>                  Presentar soportes del establecimiento de la vigilancia del sitio del afloramiento de hidrocarburos localizado en las coordenadas E1104424 N1014645, con miras a mantener monitoreadas las condiciones ambientales físicas y bióticas, en cumplimiento del numeral 3 del requerimiento 24 del Acta No. 20 del 7 de mayo del 2019, literal b del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018 y el numeral 3 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020.  <b>Requerimiento Reiterado por el Numeral 17, Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</b></p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b>                  Radicado ANLA 2022085662-1-000 del 4 de mayo de 2022.                   “... no se está dando cumplimiento a lo requerido, el establecimiento de la vigilancia de los sitios de afloramiento de hidrocarburos con miras a mantener monitoreadas las condiciones ambientales físicas y bióticas no se identifica en lo entregado, solo se presentan 4 registros, 2 del año 2021 y 2 del año 2022, es decir no se observa el establecimiento de vigilancia, pues con tan pocas visitas esto es imposible.”   <b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b>                  “... no se encuentran soportes que permitan verificar el cumplimiento de la presente obligación.”</p>
	<p><b>Numeral 38 Artículo Primero, Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021:</b>                  Presentar soportes de los reportes de visitas semanales al sitio con información sobre las condiciones ambientales existentes en la zona y las características del sitio de afloramiento. En el evento de un cambio repentino de las condiciones existentes que pudieran poner en riesgo el ecosistema o la salud y seguridad de la población (como un cambio abrupto en los volúmenes de afloramiento o en el aspecto de la sustancia que brota del suelo) deberá poner en alerta a las comunidades del área de influencia y activar el plan de contingencias, en lo que se refiere al control de los peligros que se deriven de un derrame desmesurado de dicha sustancia, en cumplimiento del parágrafo del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018, numeral 5 del requerimiento 25 del Acta No. 20 del 7 de mayo de 2019 y el numeral 5 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020.</p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b>                  Radicado ANLA 2022085662-1-000 del 4 de mayo de 2022.                   “... no se está entregando los soportes de visitas semanales, solo se presentan 4 registros, 2 del año 2021 y 2 del año 2022.”   <b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b>                  “... no se encuentran soportes que permitan verificar el cumplimiento de la presente obligación.”</p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<p><b>Medidas Cautelares en el marco de la Demanda de Acción Popular, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00</b></p>	<p><b>Requerimientos realizados por la ANLA relacionados con las Medidas Cautelares impuestas por el TAB. (se relaciona el articulado y acto administrativo en el que se incluyó.</b></p>	<p><b>Valoración técnica realizada por la ANLA frente a las Respuestas presentadas por NIKOIL (se relaciona la numeración del Concepto Técnico en el que se incluyeron consideraciones y el # de radicado ANLA de la respuesta presentada por Nikoil</b></p>
	<p><b>Requerimiento Reiterado por el Numeral 15, Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</b></p>	
	<p><b>Numeral 1, Artículo Tercero, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b> Realizar el desarrollo de acciones informativas encaminadas a dar a conocer a las autoridades municipales y comunidades del área, de manera oportuna el avance de las acciones orientadas a dar cumplimiento a los requerimientos establecidos por esta autoridad frente al manejo y monitoreo de los afloramientos, dando alcance a las expectativas de la comunidad y en conformidad con lo contemplado en el programa de MS-2 Información y comunicación con la comunidad.</p> <p><b>Requerimiento Reiterado por el Numeral 12, Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</b></p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> En el ICA 6, se encuentra que en el Anexo_4_Ficha_MS_2 presenta 3 carpetas que contienen la siguiente información relacionada con la ficha MS-2 Información y comunicación con la comunidad.</p> <p>“... la Sociedad no cumple con la presente obligación dado que no informa sobre su ejecución y las evidencias que presenta no son suficientes para confirmar que se hubieran desarrollado las reuniones señaladas.”</p> <p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b> “... no se encuentran soportes que permitan verificar el cumplimiento de la presente obligación.”</p>
	<p><b>Numeral 2, Artículo Tercero, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b> Construir obras de mitigación y control en los puntos de los afloramientos de la parte baja del Talud de las facilidades de producción de los pozos Condor, en los predios de los Señores Ávila y Dumar Martínez.</p> <p><b>Requerimiento Reiterado por el Numeral 14, Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</b></p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> La Sociedad entregó el ICA 6 con radicado 2022189959-1-000 del 31 de agosto de 2022.</p> <p>“... la Sociedad no cumple con la presente obligación, la cual busca prevenir un daño ambiental a la fauna, a la flora, al suelo y a las fuentes hídricas aledañas ...”</p> <p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b> “... no se encuentran soportes que permitan verificar el cumplimiento de la presente obligación.”</p>
	<p><b>Numeral 1, Artículo Primero, Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022:</b> Implementar un seguimiento permanente a cada uno de los puntos de afloramientos tanto líquidos como de gas identificados, de acuerdo con las siguientes condiciones:</p>	<p>“En revisión de la información consignada en el expediente LAM4273 no se encuentra información que, de cuenta del</p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<p><b>Medidas Cautelares en el marco de la Demanda de Acción Popular, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00</b></p>	<p><b>Requerimientos realizados por la ANLA relacionados con las Medidas Cautelares impuestas por el TAB. (se relaciona el articulado y acto administrativo en el que se incluyó.</b></p>	<p><b>Valoración técnica realizada por la ANLA frente a las Respuestas presentadas por NIKOIL (se relaciona la numeración del Concepto Técnico en el que se incluyeron consideraciones y el # de radicado ANLA de la respuesta presentada por Nikoil</b></p>
	<p>a. En el caso de Rio Chiquito se utilizarán las iniciales “RC” y para aquellos ubicados en la microcuenca de Caño Grande las iniciales “CG”, posteriormente se separará con un guion y se adicionará el tipo de afloramiento, para los líquidos se utilizará la inicial “L”, en caso de aquellos de gas se utilizará la inicial “G” y por último se denominarán cada uno de los afloramientos como “PX” indicando consecutivamente los afloramientos encontrados.</p> <p>b. Implementar la siguiente codificación y/o marcación de los puntos de afloramiento hasta ahora identificados, en caso de encontrarse nuevos se adicionarán a la tabla y se les realizará el mismo seguimiento aquí exigido a los afloramientos identificados.</p> <p>c. Generar ficha técnica para cada uno de los puntos de afloramiento con la siguiente información: (...)</p> <p>d. Presentar los soportes del seguimiento al estado de cada uno de los afloramientos, que deberán incluir como mínimo lo siguiente: (...)</p> <p>e. Si alguno de los afloramientos deja de aflorar, la ficha de este debe mantenerse y el punto debe continuar con su respectivo seguimiento, en el formato respectivo, simplemente, en observaciones se indicará la novedad, haciendo una descripción de cómo se observa y las condiciones por las que se concluye que no continuó el afloramiento.</p> <p>f. En caso de surgir nuevos afloramientos, se generarán las fichas técnicas que corresponda, siguiendo las indicaciones mencionadas en este acto administrativo.</p>	<p>cumplimiento a esta obligación, por lo que se reitera.”</p>
	<p><b>Numeral 2, Artículo Primero, Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022:</b></p> <p>Realizar la respectiva señalización y encerramiento de cada uno de los puntos de afloramiento, dando cumplimiento a las siguientes condiciones:</p> <p>a. Instalar aviso con la marcación correspondiente al afloramiento, en material impermeable, debe ser legible y si se deteriora o se pierde, deberá ser reemplazado inmediatamente de tal forma que siempre el punto de afloramiento esté identificado.</p> <p>b. Instalar encerramiento al punto de afloramiento, el cual dependerá de las condiciones topográficas y morfológicas de cada afloramiento, así como del área afectada, buscando que el área aledaña al afloramiento</p>	<p>“En revisión de la información consignada en el expediente LAM4273 no se encuentra información que, de cuenta del cumplimiento a esta obligación, por lo que se reitera.”</p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<p><b>Medidas Cautelares en el marco de la Demanda de Acción Popular, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00</b></p>	<p><b>Requerimientos realizados por la ANLA relacionados con las Medidas Cautelares impuestas por el TAB. (se relaciona el articulado y acto administrativo en el que se incluyó.</b></p>	<p><b>Valoración técnica realizada por la ANLA frente a las Respuestas presentadas por NIKOIL (se relaciona la numeración del Concepto Técnico en el que se incluyeron consideraciones y el # de radicado ANLA de la respuesta presentada por Nikoil</b></p>
	<p>sea protegida y minimizar los impactos que puedan generarse a partir de cualquier intervención externa.</p> <p>c. Instalar aviso señalando que es un área de estudio y que no debe ser manipulada.</p>	
	<p><b>Numeral 3, Artículo Primero, Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022:</b> Implementar medidas de limpieza en cada uno de los puntos de afloramiento líquido se deberán cumplir como mínimo las siguientes condiciones:</p> <p>a. Instalación y mantenimiento de barreras oleofilicas que deberán ser ubicadas como complemento a las medidas de contención con el fin de recoger el material contaminado y evitar que este discurra sobre la vegetación y fuentes cercanas.</p> <p>b. Realizar jornadas de limpieza a los puntos de afloramiento líquido, una vez por semana y en temporada de lluvias mínimo dos veces por semana. La descripción de las acciones relacionadas con ello, deberán ser incorporados en la ficha técnica arriba mencionada.</p> <p>c. Las jornadas de limpieza deben incluir la recolección del material contaminado, su transporte y disposición final con terceros autorizados.</p> <p>d. Presentar soportes de la relación las cantidades recogidas de material contaminado en cada jornada de limpieza por punto de afloramiento, manifiestos de transporte y certificado de disposición final en el que se debe especificar la Empresa que entrega y ubicación del sitio de generación de los residuos.</p>	<p>“En revisión de la información consignada en el expediente LAM4273 no se encuentra información que, de cuenta del cumplimiento a esta obligación, por lo que se reitera.”</p>
	<p><b>Numeral 1, Artículo Tercero, Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022:</b> Realizar monitoreos fisicoquímicos del recurso hídrico, con una frecuencia mensual, la primera campaña de monitoreo deberá realizarse en un plazo máximo de dos (2) meses y teniendo en cuenta los siguientes criterios: (...).</p>	<p>“... el plazo para entregar la información solicitada es a partir de los dos (2) meses de ejecutoria de la obligación, es decir el primer monitoreo debió entregarse en mayo de 2023 y posteriormente los monitoreos se deberán presentar cada mes.”</p>
	<p><b>Numeral 2, Artículo Tercero, Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022:</b> Ejecutar un programa de monitoreo a partir de la caracterización de comunidades hidrobiológicas, con una frecuencia mensual, la primera campaña de monitoreo deberá realizarse en un plazo máximo de dos (2) meses, de acuerdo con las siguientes características: (...).</p>	<p>“... el plazo para entregar la información solicitada es a partir de los dos (2) meses de ejecutoria de la obligación, es decir el primer monitoreo debió entregarse en mayo de 2023 y posteriormente los</p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<p><b>Medidas Cautelares en el marco de la Demanda de Acción Popular, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00</b></p>	<p><b>Requerimientos realizados por la ANLA relacionados con las Medidas Cautelares impuestas por el TAB. (se relaciona el articulado y acto administrativo en el que se incluyó.</b></p>	<p><b>Valoración técnica realizada por la ANLA frente a las Respuestas presentadas por NIKOIL (se relaciona la numeración del Concepto Técnico en el que se incluyeron consideraciones y el # de radicado ANLA de la respuesta presentada por Nikoil</b></p>
	<p><b>Numeral 3, Artículo Tercero, Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022:</b> Realizar una (1) identificación de impactos no previstos para los medios abiótico, biótico y socioeconómico y presentar a esta Autoridad Nacional en un término de tres (3) meses, los resultados de dicha identificación, con las medidas correspondientes a implementar para la mitigación y control de los mismos.</p>	<p>monitoreos se deberán presentar cada mes.”</p> <p>N.A.</p>
<p>Realice un estudio hidrogeológico que permita establecer la procedencia de dichas filtraciones, con el fin de determinar los posibles riesgos para la zona</p>	<p><b>Numeral 35, Artículo Primero, Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021:</b> Presentar los resultados de la perforación manual que permita establecer la secuencia estratigráfica en el sitio de afloramiento de la sustancia, así como un estudio hidrogeológico de la zona, que demuestre la procedencia de la filtración del hidrocarburo existente en las coordenadas E1104424 N1014645 de la vereda Horizontes del municipio de San Luis de Gaceno, departamento de Boyacá. En cumplimiento del numeral 2 del requerimiento 23 del Acta 20 del 7 de mayo de 2019, literal a del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018 y el numeral 2 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020. <b>Requerimiento Reiterado por el Numeral 16, Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</b></p> <p><b>Numeral 39, Artículo Primero, Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021:</b> Demostrar técnicamente el origen y la permanencia de los afloramientos localizados en inmediaciones de la localización Cóndor 1, para lo cual deberá presentar todas las evidencias técnico científicas necesarias, en cumplimiento del numeral 6 del requerimiento 25 del Acta No. 20 del 7 de mayo de 2019 y el numeral 6 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020.</p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> Radicado ANLA 2022011674-1-000 27 de enero de 2022.</p> <p>Radicado ANLA 2022085662-1-000 del 4 de mayo de 2022.</p> <p>Radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022.</p> <p>“... el estudio hidrogeológico entregado por la sociedad no demuestra de manera técnica la procedencia de la filtración del hidrocarburo. Teniendo en cuenta que no se presenta una correlación entre el estudio hidrogeológico y los afloramientos, donde se desligue la operación de los pozos de la plataforma Condor en tiempo, modo y lugar.”</p> <p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b> “... no se encuentran soportes que permitan verificar el cumplimiento de la presente obligación.”</p> <p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> Radicado 2022011674-1-000 27 de enero de 2022.</p> <p>Radicado 2022085662-1-000 del 4 de mayo de 2022.</p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<p><b>Medidas Cautelares en el marco de la Demanda de Acción Popular, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00</b></p>	<p><b>Requerimientos realizados por la ANLA relacionados con las Medidas Cautelares impuestas por el TAB. (se relaciona el articulado y acto administrativo en el que se incluyó.</b></p>	<p><b>Valoración técnica realizada por la ANLA frente a las Respuestas presentadas por NIKOIL (se relaciona la numeración del Concepto Técnico en el que se incluyeron consideraciones y el # de radicado ANLA de la respuesta presentada por Nikoil</b></p>
	<p><b>Requerimiento Reiterado por el Numeral 7, Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</b></p>	<p>Radicado 2022131273-1-000 del 28 de junio de 2022.</p> <p>“... la información no demuestra técnicamente el origen y la permanencia de los afloramientos.”</p> <p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b> “... no se encuentran soportes que permitan verificar el cumplimiento de la presente obligación.”</p>
	<p><b>Numeral 1, Artículo Primero, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b> Realizar exploración geofísica de tipo geoelectrica continua (tomografías) que involucre la plataforma Cóndor y la zona de afectación de los afloramientos, en donde se generen dos (2) perfiles 2D de resistividad del subsuelo en dirección de la plataforma hacia los afloramientos, con un arreglo geométrico tal, que permita obtener la mejor resolución para identificar anomalías asociadas a la presencia de la pluma de hidrocarburos en el acuífero somero y zona vadosa del área estudiada, mediante contrastes en la resistividad del subsuelo. <b>Requerimiento Reiterado por el Numeral 1, Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</b></p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> Radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022.</p> <p>“... la exploración geofísica entregada e interpretada no corresponde con el método geofísico solicitado en el requerimiento y cuyo objetivo es identificar la presencia o no de anomalías asociadas con plumas de hidrocarburos y, de ser el caso, establecer la relación entre los afloramientos en el área con la infraestructura petrolera y facilidades asociadas ...”</p> <p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b> “... no se encuentran soportes que permitan verificar el cumplimiento de la presente obligación.”</p>
	<p><b>Numeral 2, Artículo Primero, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b> Presentar la columna litoestratigráfica (en cuanto a la secuencia estratigráfica) con la descripción litológica detallada de cada uno de los piezómetros instalados y presentar el respectivo diseño de pozo.</p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> Radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022.</p> <p>“... se presentan las columnas estratigráficas detalladas de cada punto de perforación, las evidencias de la perforación, así como del material perforado para los piezómetros 1,2,3,4 y 5. Por lo que se da como cumplido el requerimiento ...”</p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<p><b>Medidas Cautelares en el marco de la Demanda de Acción Popular, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00</b></p>	<p><b>Requerimientos realizados por la ANLA relacionados con las Medidas Cautelares impuestas por el TAB. (se relaciona el articulado y acto administrativo en el que se incluyó.</b></p>	<p><b>Valoración técnica realizada por la ANLA frente a las Respuestas presentadas por NIKOIL (se relaciona la numeración del Concepto Técnico en el que se incluyeron consideraciones y el # de radicado ANLA de la respuesta presentada por Nikoil</b></p>
	<p><b>Numeral 3, Artículo Primero, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b> Presentar el análisis del estudio geológico - geofísico que permita establecer la geometría y composición de las capas más superficiales que se encuentren saturadas, así como que permita definir niveles anómalos que puedan ser relacionadas con la presencia de aceites en el sustrato litológico.</p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> Radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022.  “...la sociedad entregó la información pertinente al estudio geológico - geofísico que se solicita en el presente requerimiento y por ende hace cumplimiento de este.”</p>
	<p><b>Numeral 6, Artículo Primero, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b> Correlacionar la columna estratigráfica de los pozos Medina y Cóndor 1 y 2 con la geología de superficie en la zona de los afloramientos y definir la secuencia estratigráfica desde superficie hasta el reservorio de hidrocarburo. <b>Requerimiento Reiterado por el Numeral 3, Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</b></p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> Radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022.  “... no se encontró información de carácter técnico que presente una correlación estratigráfica de los pozos Medina y Cóndor 1 y 2 con la geología de superficie en la zona de los afloramientos, lo cual constituye uno de los dos aspectos que componen el requerimiento.”  <b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b> “... no se encuentran soportes que permitan verificar el cumplimiento de la presente obligación.”</p>
	<p><b>Numeral 7, Artículo Primero, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b> Realizar y presentar un análisis de los patrones de discontinuidades en los puntos de los afloramientos (su persistencia, apertura, relleno, contenido, saturación, etc.), con el fin de determinar la dirección y características de las fracturas por donde salen los fluidos.</p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> Radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022.  “... no se evidenció algún tipo de estudio o de análisis en el que se elabore un diagnóstico de los patrones de discontinuidades en los puntos de los afloramientos y dirección y características de las fracturas por donde salen los fluidos ...”</p>
	<p><b>Literal a, del Numeral 2, Artículo Segundo, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b> Implementar el método geofísico más adecuado que permita establecer la geometría del acuífero somero y la saturación de fluidos, por medio de contrastes en las</p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> Radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022.</p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<p><b>Medidas Cautelares en el marco de la Demanda de Acción Popular, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00</b></p>	<p><b>Requerimientos realizados por la ANLA relacionados con las Medidas Cautelares impuestas por el TAB. (se relaciona el articulado y acto administrativo en el que se incluyó.</b></p>	<p><b>Valoración técnica realizada por la ANLA frente a las Respuestas presentadas por NIKOIL (se relaciona la numeración del Concepto Técnico en el que se incluyeron consideraciones y el # de radicado ANLA de la respuesta presentada por Nikoil</b></p>
	<p><i>propiedades físicas del subsuelo (roca y fluidos). El área de exploración geofísica deberá incluir la plataforma Cóndor y las zonas en donde se presenten los rezumaderos, mediante perfiles 2D con una profundidad y resolución tales que permitan identificar: el nivel freático, zonas de hidrocarburo en fase libre, zonas acuíferas someras y correlación con los piezómetros a instalar.</i></p>	<p><i>“... los perfiles geoeléctricos no incluye la ubicación de la plataforma Condor, así como las zonas en donde se presentan los rezumaderos tampoco identifica el nivel freático, zonas de hidrocarburo en fase libre, zonas acuíferas someras y correlación con los piezómetros a instalar ...”</i></p> <p><i>“... no se presentan las correlaciones solicitadas en el requerimiento.”</i></p>
	<p><b>Literal b, del Numeral 2, Artículo Segundo, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b> Realizar el inventario de puntos de agua utilizando el formulario único nacional de inventario de puntos de agua subterránea (FUNIAS), en la zona de afectación de los afloramientos de hidrocarburo, que permita establecer la línea base actual de las aguas subterráneas en la zona.</p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> Radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022.</p> <p><i>“... se encuentran los FUNIAS de 31 puntos de agua subterránea, los Formularios se encuentran diligenciados, se presentan las propiedades físicas in situ de cada uno y el registro fotográfico, así mismo en el cuerpo del documento indican el inventario de 17 aljibes y 14 manantiales, y la ubicación de los mismos en el área de estudio.”</i></p>
	<p><b>Literal c, del Numeral 2, Artículo Segundo, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b> Definir los sistemas de flujo del agua subterránea con la construcción del mapa de isopiezas, con base en los niveles piezométricos medidos en los pozos de monitoreo y en el inventario de puntos de agua.</p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> Radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022.</p> <p><i>“... esta Autoridad considera que se describen de manera adecuada los sistemas de flujo por lo anterior la obligación se considera cumplida.”</i></p>
	<p><b>Literal d, del Numeral 2, Artículo Segundo, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b> Realizar la instalación de una red de piezómetros de por lo menos tres (3) pozos de monitoreo en cada una de las zonas donde se presentan las filtraciones, ya sea por contacto o por fracturas ubicado uno (1) aguas arriba y dos (2) aguas abajo de los afloramientos. La profundidad de estos piezómetros deberá estar 2 m por debajo del nivel freático para establecer la calidad del agua subterránea.</p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b> Radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022.</p> <p><i>“... esta Autoridad registra la obligación como no cumplida específicamente porque la ubicación de los piezómetros no permite monitorear la calidad de agua asociada a los afloramientos.”</i></p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<p><b>Medidas Cautelares en el marco de la Demanda de Acción Popular, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00</b></p>	<p><b>Requerimientos realizados por la ANLA relacionados con las Medidas Cautelares impuestas por el TAB. (se relaciona el articulado y acto administrativo en el que se incluyó.</b></p>	<p><b>Valoración técnica realizada por la ANLA frente a las Respuestas presentadas por NIKOIL (se relaciona la numeración del Concepto Técnico en el que se incluyeron consideraciones y el # de radicado ANLA de la respuesta presentada por Nikoil</b></p>
	<p><b>Literal e, del Numeral 2, Artículo Segundo, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b>  <i>Establecer mediante el análisis de la información geológica, geofísica y del inventario de puntos de agua, una red de monitoreo que incluya como mínimo los piezómetros instalados, los manantiales donde se evidencia salida de hidrocarburo y las corrientes de agua superficial. El monitoreo deberá tener como mínimo el nivel freático, parámetros fisicoquímicos in-situ (pH, conductividad eléctrica, temperatura), análisis de hidrocarburos totales de petróleo (TPH) y BTX; y caudales en manantiales. Compararlo con lo establecido en los diferentes Estudios de Impacto Ambiental que tienen los diferentes expedientes, relacionados con el área donde se presentan los afloramientos.</i></p>	<p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b>  <i>“... para este seguimiento se realizó la revisión de la información entregada por la Sociedad, pero esta continua sin dar cuenta del cumplimiento a los solicitado.”</i></p>
<p><b>Aísle las zonas de los afloramientos de la forma técnica más idónea</b></p>	<p><b>Artículo Segundo, Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021:</b>  <i>Requerir a la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA., en el término de dos (2) meses a la firmeza de este Acto administrativo, para que presente la evidencia de la implementación de las medidas de manejo necesarias para el manejo puntual de los flujos de hidrocarburos que brotan por las laderas aledañas del pozo Condor 1 en el área del Campo Medina, con el fin de minimizar el impacto de los mismos a nivel hidrogeológico, ecosistémico y en la estabilidad del terreno, de conformidad con la medida 2.2 de la ficha MA-1.5. MANEJO DE RESIDUOS LIQUIDOS.</i>  <b>Requerimiento Reiterado por el Numeral 9, Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</b></p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b>  <i>Radicado ANLA 2022085962-1-000 del 4 de mayo de 2022.</i>  <i>“... no se presentan evidencias por parte de la sociedad de ejecución de Las medidas de manejo necesarias para el manejo puntual de los flujos de hidrocarburos que brotan por las laderas aledañas del pozo Condor 1 en el área del Campo Medina.”</i>  <b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b>  <i>“... no se encuentran soportes que permitan verificar el cumplimiento de la presente obligación.”</i></p>
<p><b>Revise el tanque de almacenamiento del diésel, para establecer si tiene filtraciones o fugas, y en caso de tenerlas, repararlas</b></p>	<p><b>Numeral 5, Artículo Primero, Resolución 455 del 25 de febrero de 2022:</b>  <i>Realizar un inventario de fuentes potenciales de contaminación en la zona estudiada, con el fin de descartar posibles fugas de hidrocarburo de la infraestructura petrolera.</i>  <b>Requerimiento Reiterado por el Numeral 2, Artículo Segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.</b></p>	<p><b>CT 5788 del 23 de septiembre de 2022:</b>  <i>“Una vez verificada la información consignada en el expediente LAM4273, no se encuentran soportes que permitan verificar el cumplimiento de la presente obligación. De acuerdo con lo anterior, esta Autoridad considera que la Sociedad no cumple con la misma.”</i>  <b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b></p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<p><b>Medidas Cautelares en el marco de la Demanda de Acción Popular, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00</b></p>	<p><b>Requerimientos realizados por la ANLA relacionados con las Medidas Cautelares impuestas por el TAB. (se relaciona el articulado y acto administrativo en el que se incluyó.</b></p>	<p><b>Valoración técnica realizada por la ANLA frente a las Respuestas presentadas por NIKOIL (se relaciona la numeración del Concepto Técnico en el que se incluyeron consideraciones y el # de radicado ANLA de la respuesta presentada por Nikoil</b></p>
		<p>“... no se encuentran soportes que permitan verificar el cumplimiento de la presente obligación.”</p>
	<p><b>Literal a, del Numeral 1, Artículo Primero, Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:</b> Identificación, caracterización y valoración de los escenarios de riesgo asociados a amenazas endógenas y exógenas, incluyendo los fenómenos de remoción en masa, derrame por almacenamiento de combustible y afectación por falla en la infraestructura de los pozos. Se deberá realizar una descripción detallada de las metodologías utilizadas como soporte de la valoración.</p>	<p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b> Específicamente esta medida será verificada en el próximo seguimiento de acuerdo a lo informado por la sociedad.</p>
	<p><b>Literal b, del Numeral 1, Artículo Primero, Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:</b> Determinación de las áreas de afectación por derrame e identificación de los elementos expuestos (personas, medios de subsistencia, servicios ambientales y recursos económicos y sociales, bienes culturales e infraestructura) que pudieran verse afectados por la materialización de los escenarios identificados, igualmente se deberá realizar una descripción detallada de la metodología utilizada para dicha valoración y de las zonas donde se presentan estos escenarios indicando la naturaleza de las sustancias y las cantidades manejadas.</p>	<p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b> Específicamente esta medida será verificada en el próximo seguimiento de acuerdo a lo informado por la sociedad.</p>
	<p><b>Literal c, del Numeral 1, Artículo Primero, Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:</b> Acciones de monitoreo para aquellos parámetros que incidan en el comportamiento del riesgo y que puedan generar afectación ambiental a los medios biótico, abiótico y socioeconómico, indicando los umbrales y la activación de los sistemas de alerta temprana; articular el monitoreo de dichos parámetros con el monitoreo establecido en el plan de seguimiento y monitoreo, según aplique.</p>	<p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b> Específicamente esta medida será verificada en el próximo seguimiento de acuerdo a lo informado por la sociedad.</p>
	<p><b>Literal d, del Numeral 1, Artículo Primero, Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:</b> Mapas de amenaza, elementos expuestos y riesgo, así como la cartografía relacionada con la georreferenciación de los eventos amenazantes identificados y los elementos expuestos e incluir dicha información en el modelo de almacenamiento geográfico según la Resolución 2182 del 23 de diciembre 2016 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Resolución 471 del 14 de mayo de 2020 del IGAC, o la que modifique y/o sustituya.</p>	<p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b> Específicamente esta medida será verificada en el próximo seguimiento de acuerdo a lo informado por la sociedad.</p>
	<p><b>Literal e, del Numeral 1, Artículo Primero, Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:</b></p>	<p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b></p>

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

<p><b>Medidas Cautelares en el marco de la Demanda de Acción Popular, Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00</b></p>	<p><b>Requerimientos realizados por la ANLA relacionados con las Medidas Cautelares impuestas por el TAB. (se relaciona el articulado y acto administrativo en el que se incluyó.</b></p>	<p><b>Valoración técnica realizada por la ANLA frente a las Respuestas presentadas por NIKOIL (se relaciona la numeración del Concepto Técnico en el que se incluyeron consideraciones y el # de radicado ANLA de la respuesta presentada por Nikoil</b></p>
	<p>Mapas de amenaza, elementos expuestos y riesgo, así como la cartografía relacionada con la georreferenciación de los eventos amenazantes identificados y los elementos expuestos e incluir dicha información en el modelo de almacenamiento geográfico según la Resolución 2182 del 23 de diciembre 2016 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Resolución 471 del 14 de mayo de 2020 del IGAC, o la que modifique y/o sustituya.</p>	<p>Específicamente esta medida será verificada en el próximo seguimiento de acuerdo a lo informado por la sociedad.</p>
	<p><b>Numeral 2, Artículo Primero, Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:</b> Realizar las acciones de monitoreo del riesgo, para evidenciar si los movimientos en masa en algún momento pueden llegar a afectar la infraestructura del proyecto y generar la pérdida de contención de hidrocarburos, en cumplimiento del numeral 1.3 del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017.</p>	<p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b> Específicamente esta medida será verificada en el próximo seguimiento de acuerdo a lo informado por la sociedad.</p>
	<p><b>Numeral 3, Artículo Primero, Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:</b> Incluir en el Plan de Contingencia los análisis de riesgos y las estrategias de prevención y control de contingencias a implementar en el evento de materializarse algún evento de riesgo asociado al combustible existente en los tanques de almacenamiento que se encuentran ubicados al interior de la plataforma en las coordenadas origen nacional E 4984440 N 2079790, en cumplimiento del literal c del artículo quinto de la Resolución 999 del 29 de mayo de 2009.</p>	<p><b>CT 8284 del 29 de diciembre de 2022:</b> Específicamente esta medida será verificada en el próximo seguimiento de acuerdo a lo informado por la sociedad.</p>
<p>Revise los protocolos de seguridad del transporte del combustible, y de llenado del tanque de almacenamiento del diésel, y en caso de encontrar deficiencias, corregirlas</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A</p>
<p>Acredite el envío de la anterior información a la ANLA, para que evalúe la información presentada, y adopte las medidas técnicas a que hay lugar</p>	<p>N.A.</p>	<p>N.A</p>

Fuente: ANLA.

**Respecto a las actuaciones de esta Autoridad en relación con la problemática de los afloramientos.**

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Además de lo señalado en el numeral anterior y en el marco de las competencias establecidas en el Decreto 3573 de 2011, modificado por el Decreto 376 de 2020 y en cumplimiento de la función de control y seguimiento ambiental establecida en el artículo 2.2.3.9.1 del Decreto 1076 de 2015, esta Autoridad ha ejecutado las siguientes actuaciones sobre los expedientes ANLA LAM2981 y LAM4273:

- Realización de 11 visitas de control y seguimiento a los proyectos denominados APE Cóndor (Expediente LAM2981) y Campo de Producción de Hidrocarburos Medina (Expediente LAM4273).
- Expedición de siete (7) actos administrativos en el marco del procedimiento de Control y Seguimiento Ambiental al Proyecto denominado APE Cóndor (Expediente LAM2981).
- Expedición de 8 actos administrativos en el marco del procedimiento de Control y Seguimiento Ambiental al Proyecto Campo Medina (Expediente LAM4273).
- Se han impuesto requerimientos en torno a la presentación de información técnica de geología, hidrogeología, geofísica y geoquímica, entre otros. Lo anterior, con el objeto de determinar el origen y la causa de los afloramientos y consecuentemente establecer las medidas específicas y efectivas que permitan dar manejo tanto al fenómeno como a las afectaciones ambientales generadas.
- Imposición de medidas adicionales a la sociedad NIKOIL ENERGY CORP SUC COLOMBIA, tendientes a la contención y manejo del hidrocarburo, como al manejo de los impactos ambientales que se vienen materializando sobre suelos, agua y demás recursos naturales aledaños a los puntos de afloramientos o que por escorrentía puedan llegar a afectarlos; y que consecuentemente con la implementación de las medidas impuestas, permita a esta Autoridad realizar un seguimiento ambiental efectivo a los puntos de afloramiento.

En la siguiente tabla se presenta la relación de las más recientes actuaciones emitidas por esta Autoridad dentro del expediente LAM4273 (Conceptos Técnicos y Actos Administrativos):

**Relación de las más recientes actuaciones de esta Autoridad sobre la problemática del afloramiento de hidrocarburos en el municipio de San Luis de Gaceno**

Concepto Técnico	Acto Administrativo mediante el cual se acoge el respectivo Concepto Técnico	
	Denominación	Descripción
C.T. 5703 del 20 de septiembre de 2021	Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021	Por el cual se efectúa control y seguimiento ambiental
	Resolución 455 del 25 de febrero de 2022	Por la cual se imponen medidas adicionales en desarrollo de un control y seguimiento ambiental y se toman otras determinaciones
C.T. 2393 del 5 de mayo de 2022	Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022	Por la cual se resuelve recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 0455 del 25 de febrero de 2022
C.T. 5788 del 23 de septiembre de 2022	Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022	Por el cual se efectúa control y seguimiento ambiental
	Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022	Por la cual se imponen medidas ambientales adicionales
C.T. 8284 del 29 de diciembre de 2022	Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022	Por el cual se efectúa control y seguimiento ambiental
C.T. 653 del 23 de febrero de 2023	Resolución 588 del 23 de marzo de 2023	Por la cual se resuelve recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022

Fuente: ANLA.

De igual manera, se plasma una línea de tiempo entre los años 2020 y 2023, en la cual se distribuyen los actos administrativos proferidos por esta Autoridad y las visitas de campo realizadas, en el marco de las competencias

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

relacionadas con el control y seguimiento al cumplimiento ambiental de proyecto asociado con el Expediente ANLA LAM4273.

**Respecto a los análisis realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en convenio con la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC).**

El pasado 19 de diciembre de 2022 la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH allega mediante comunicado con radicado 20225111430401 relacionado con el Expediente 15001-23-33-000-2019-00173-00, Acción Popular No. 2019- 00173-00, avance en desarrollo pruebas de campo San Luis de Gaceno donde se informa el contrato interadministrativo No. 357 de 2022 entre la ANH y la UPTC, que busca realizar las pruebas de laboratorio y de campo que puedan abordar de manera integral lo mandado por Tribunal, en relación con la situación de contaminación con hidrocarburos en el Municipio de San Luis de Gaceno, Boyacá, centro poblado Horizontes, en donde se han identificado varios puntos de afloramiento de hidrocarburos cercanos a la Plataforma Condor 1, del Campo de Producción Medina, operado por la empresa Nikoil Energy, y donde se han realizado pruebas de campo y toma de muestras físicas de fluidos, y cuyos resultados de laboratorio por parte de la UPTC se allegan a esta Autoridad por parte del Ministerio de Medio Ambiente el 23 de junio

El muestreo fue realizado el pasado 10 de diciembre de 2022 comprende la toma de muestras en suelo, aguas e hidrocarburos y fue desarrollado teniendo en cuenta los protocolos requeridos, con el fin de conservar las cadenas de custodia que garanticen las condiciones del medio hasta el desarrollo de la respectiva caracterización. Las tablas a continuación resumen la cantidad y tipo de muestras recolectadas, su localización (coordenadas X, Y y Z) y el tipo de ensayos a realizar.

Lugar de la toma de muestras	Campo Medina, Vereda Horizontes, Municipio de San Luis de Gaceno Boyacá				
Profesional responsable de la toma de muestras	Muestras agua = Carlos Augusto Sierra Ríos (Ingeniero Químico) Muestras Hidrocarburo = Fabian Ricardo Fonseca Vargas (Ingeniero Geólogo) Muestras Suelo = Miguel Fernando Farfán Silva (Ingeniero Geólogo)				
Fecha de toma	10/12/2022			Hora de la Toma	1:30 p. m.
<b>Tipo de Muest</b>	<b>Lugar - Descripción</b>	<b>Código de Muestra</b>	<b>Ensayos a realizar</b>	<b>Coordenada N</b>	<b>Coordenada E</b>
Agua	Nacimiento finca Dumar Martinez		THP, HAT, BTEX	1013980	1103947
Agua	Finca Sr Avila		THP, HAT, BTEX	1014588	1104351
Agua	Caserío Vereda Horizontes		THP, HAT, BTEX	1014200	1103943
Fecha de toma	10/12/2022			Hora de la Toma	9:00 a. m.
Hidrocarburo	Tanque TK-1	ANH-1		1014543	1104559
Hidrocarburo	Tanque TK-2	ANH-2		1014543	1104559
Hidrocarburo	Tanque TK-3	ANH-3		1014543	1104559
Hidrocarburo	Tanque TK-4	ANH-4		1014543	1104559
Fecha de toma	10/12/2022			Hora de la Toma	1:30 p. m.
Suelo	Extremo sur del campo medina. (Exterior)	ANH-5	PH, HIDROCARBUROS - PARTICION/INFRARRO JO, GC/FID, CIC	1014575	1104444

**Fuente:** Modificado de INFORME MUESTREO DE CAMPO MEDINA – VEREDA HORIZONTES – SAN LUIS DE GACENO – BOYACÁ. CONTRATO INTERADMINISTRATIVO 357 DE ANH – UPTC ELABORADO PARA LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. DICIEMBRE 2022.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

PARÁMETRO Y/O SERVICIO	TOTAL ANÁLISIS CAMPO MEDINA MUNICIPIO DE SAN LUIS
<b>MUESTRAS DE AGUA</b>	
Hidrocarburos Totales del Petróleo (THP)	3
Hidrocarburos Aromáticos Totales (HAT)	3
BTEX	3
<b>MUESTRAS DE HIDROCARBURO</b>	
Grado API	3
Flash para Fire point	5
Fingerprint para hidrocarburo	6
<b>MUESTRAS MATRIZ DE SUELOS</b>	
pH	1
Hidrocarburos totales del petróleo (TPH)	1
Hidrocarburos Aromáticos Totales (HAT)	1
Capacidad de intercambio Catiónico	1

**Fuente:** Tomado de informe Convenio 357 ANH – UPTC San Luis de Gaceno. INFORME FINAL enero 2023.

En lo concerniente con las muestras de agua se presentan las gráficas de fingerprints en los puntos de afloramientos 1 y 2 con huellas de Cromatogramas similares entre si y valores de relaciones pristano (IP19) / fitano(IP20) : 4.06, 4.18, Pristano / n-C17: 0.38, 0.39 y Fitano/n-C18: 0.11, 0.11. El punto 3 Caserío Horizontes no incluye Cromatograma, solo incluye análisis hidrocarburos aromáticos e hidrocarburos aromáticos totales. Para el caso de muestras de hidrocarburos **Tanques TK 1, TK 2, TK 3 y TK 4** los Cromatogramas presentan huellas similares entre si con valores de relaciones pristano (IP19) / fitano(IP20) :3.27, 3.28, 3.26 y 3.17; Pristano / n-C17: 0.29, 0.29, 0.29 y 0.29; Fitano/n-C18: 0.10, 0.09, 0.10 y 0.1. Con mayores contenidos de las fracciones livianas con relación a las muestras en agua.

En conclusión, la ANH indica mediante de diagramas de barra, diagramas de estrella con las comparaciones de la composición y diagrama de estrella para las relaciones de la fracción liviana de los n-alcanos (C2 – C7) de las diferentes muestras analizadas que:

“De los comparativos de fingerprints anteriores se concluye que los hidrocarburos presentes en los tanques del Pozo Condor 1, Campo Medina, son diferentes de los presentes en los puntos: Punto 1 – Finca Dumar Martínez y Punto 2 – Finca Señor Ávila, puesto que presentan fingerprints de composiciones diferentes.”

Po otra parte, los resultados del análisis comparativo entre parámetros de hidrocarburos totales, hidrocarburos aromáticos polinucleares y compuestos orgánicos volátiles versus la reglamentación actual indican: para la muestra realizada en la finca del señor Dumar Martínez un exceso de hidrocarburos totales de aproximadamente 92000 veces en la matriz acuosa respecto al el máximo permisible por la norma, el parámetro de Hidrocarburos Aromáticos Polinucleares en éste punto se excede en 39100 veces los máximos aceptables y para el parámetro de compuestos orgánicos volátiles COV para determinar disolventes o hidrocarburos relacionados con actividades económicas específicas el resultado muestra una concentración alta de los compuestos químicos con las características señaladas para las cuales no se contempla un límite permisible acorde con lo planteado en la Resolución 631 de 2015. Para los puntos de afloramiento 2 y 3 Señor Ávila y Caserío Horizontes no tienen presencia o concentraciones considerables de los parámetros analizados. En el informe se da claridad de lo siguiente:

“Se aclara que los parámetros medidos de compuestos orgánicos volátiles e hidrocarburos totales no son exigibles en la Resolución 2115 de 2007; sin embargo, se comparó con el parámetro de concentración máxima aceptable de carbono orgánico total - COT.”

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

La tabla a continuación resume los resultados de los análisis.

Campo	Código de la muestra	Lugar - Descripción	Resultados Análisis de Laboratorio						
			Hidrocarburos Extraíbles (mg/L)	Hidrocarburos Aromáticos polinucleares - HAPS (mg/L)	Compuestos aromáticos volátiles - BTEX (mg/L)	Hidrocarburos Aromáticos totales - HAT (mg/L)	Fracción porcentual de hidrocarburos aromáticos (% HAT)	Análisis fingerprint	Análisis Fire point
Medina, San Luis de Gaceno	Punto 1	Nacimiento Finca Dumar Martinez	920900	391	9200	9591	1,04	SI	SI
	Punto 2	Finca Señor Avila	<1,40	<0,001	<0,010	<0,011	N/A	SI	SI
	Punto 3	Horizontes Caserío	<1,40	<0,001	<0,010	<0,011	N/A	N/A	SI

N/A: No aplica

*Tabla resumen de los resultados de los análisis de las muestras de agua, para el campo Medina, San Luis de Gaceno – Boyacá. Punto 1- Nacimiento finca Dumar Martinez.*

**Fuente:** Tomado de informe Convenio 357 ANH – UPTC San Luis de Gaceno. INFORME FINAL enero 2023.

En lo concerniente con el muestreo de suelo se indica:

“Mediante la evaluación de los parámetros correspondientes a la muestra de suelos recolectada en el Punto: ANH 05 - Campo Medina, San Luis De Gaceno – Boyacá, se identifica que el valor de los hidrocarburos totales es inferior a lo definido en la Norma: Protocolo Louisiana 29B de 2013, dando a entender que no existe presencia de este tipo de compuestos en el suelo. El potencial de hidrogeno (PH) se encuentra fuera del rango permisible lo cual indica que corresponde a un suelo fuertemente ácido, mientras que el parámetro correspondiente a hidrocarburos aromáticos es inferior al límite de cuantificación (LC) del ensayo realizado.”

Los análisis Flash y Fire Point para hidrocarburos de acuerdo con la norma ASTM D 92 indican que según los ensayos realizados a las muestras se clasifican los hidrocarburos medidos, acorde con los valores típicos para los hidrocarburos más comunes, de la siguiente manera:

Punto muestreo	Valores de análisis		Clasificación	
	Flash Point	Fire Point	Flash Point	Fire Point
ANH 1 - Tanque TK 1	33	38	Crudo liviano	Crudo liviano
ANH 2 - Tanque TK 2	28	28	Crudo liviano	Crudo liviano
ANH 3 - Tanque TK 3	32	32	Crudo liviano	Crudo liviano
Punto 1 - Finca Dumar Martinez	82	100	Crudo pesado / ACPM	Crudo pesado / ACPM
Punto 2 - Finca Señor Avila	53	60	Crudo liviano / ACPM	Crudo liviano / ACPM

**Fuente:** Tomado de informe Convenio 357 ANH – UPTC San Luis de Gaceno. INFORME FINAL enero 2023.

Los valores de referencia corresponden con la tabla a continuación.

Producto	Valores de referencia	
	Flash Point	Fire Point
ACPM	52 - 96	62 - 106
Gasolina sin plomo	(-40) - (-60)	(-18) - (-25)
Keroseno	42 - 72	55 - 65
Crudo pesado	50 - 90	100 - 300
Crudo liviano	20 - 60	30 - 93

**Fuente:** AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. Standard Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup Tester. Philadelphia, 1998, 8 p, 3 il (ASTM D 92). Tomado de informe Convenio 357 ANH – UPTC San Luis de Gaceno. INFORME FINAL enero 2023.

Vale la pena resaltar que las gravedades API para las muestras de los tanques son TK 1 36.7, TK2 37.49 y TK3 36.39 y que no se cuenta con la medición de este parámetro para las muestras de afloramiento.

Es importante resaltar que los cromatogramas de afloramientos acá presentados (Whole oil GC) por la ANH son muy similares a los cromatogramas entregados por la sociedad Nikoil bajo radicado 2023021410-1-000 del

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

3 de febrero de 2023 en respuesta al numeral 4 del artículo segundo del Acta 11889 del 30 de diciembre de 2022 (muestras recolectadas el 21 de septiembre de 2022), y a la vez, con los cromatogramas de los estudios realizados por Nikoil a las muestras 4.01, 4.02 y 4.03 (recolectadas el 11 de mayo de 2018) SGS, (2018) y a la muestra 1.01 (recolectada el 29 de marzo de 2019) CoreLab, (2019). Resultados presentados en los anexos de la quinta respuesta al Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021 bajo radicado 2022085962-1-000 del 4 mayo de 2022. Lo anterior respaldado por la similitud en las concentraciones de las relaciones pristano (IP19) / fitano(IP20), Pristano / n-C17 y Fitano/n-C18 como indicadores de biodegradación e incluso de contaminación por productos derivados del petróleo cuando sus concentraciones incrementan en comparación con valores de referencia o condiciones no contaminadas y que al comparar los resultados de muestras de afloramiento con respecto a los valores obtenidos en muestras de tanques las relaciones pristano/fitano aumentan. Ver tabla a continuación.

Localización	Estudio	Pristano (IP19) / fitano(IP20)	Pristano / n-C17	Fitano/n-C18
Nacimiento finca Dumar Martínez	ANH, (2023)	4.06	0.38	0.11
Finca Sr Avila	ANH, (2023)	4.18	0.39	0.11
Caserío Vereda Horizontes	ANH, (2023)	NA	NA	NA
Tanque TK-1	ANH, (2023)	3.27	0.29	0.1
Tanque TK-2	ANH, (2023)	3.28	0.29	0.09
Tanque TK-3	ANH, (2023)	3.26	0.29	1
Tanque TK-4	ANH, (2023)	3.17	0.29	0.1
Afloramiento 1	CoreLab, (2023)	4.06	0.37	0.12
Afloramiento 2	CoreLab, (2023)	4.31	0.38	0.11
Afloramiento 3	CoreLab, (2023)	4.06	0.39	0.12
Afloramiento 4	CoreLab, (2023)	4.08	0.39	0.11
Tanque # 2	CoreLab, (2023)	3.13	0.29	0.1
Muestra 1.01	CoreLab, (2019)	NA	NA	NA
Muestra 4.01	SGS, (2018)	4.24	0.61	0.18
Muestra 1.03	SGS, (2018)	4.25	0.56	0.17

**Fuente:** Informes SGS,(2018), CoreLab, (2019 y 2023), ANH,(2023). Modificado por la ANLA

En conclusión y de acuerdo con lo anterior, se podría decir, en primer lugar, que los resultados de la composición de hidrocarburos en muestras de afloramiento se han mantenido a lo largo de los últimos 5 años, lo cual indica, como se menciona en las consideraciones del presente seguimiento en el literal a del numeral 4 del Artículo Segundo del Acta 11889 del 30 de diciembre de 2022, una posible recarga de los afloramientos de hidrocarburos, del documento “Geochemical evaluation of oil seep samples, siendo esto un indicativo de posible contaminación. En segundo lugar, los resultados de los análisis Flash y Fire Point ANH, (2023) dan cuenta de las similitudes de las caracterizaciones de la geoquímica de los afloramientos con productos refinados como el ACPM, esto en consonancia con las conclusiones del reporte CoreLab, (2019) donde se indica:

“La muestra indican que posiblemente es un diésel por el grado de densidad API (41,21°) y por el rango de destilación de 350 - 650°F”.

Una vez más las conclusiones de los informes aluden una posibilidad de ser un diésel de características refinadas, sin embargo, la ANH, (2023) en los resultados presentados en la tabla AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. deja una ventana muy amplia en cuanto a la posibilidad de ser un ACPM o un crudo liviano o un crudo pesado siendo esta última opción poco viable dadas las características de los crudos analizados. Finalmente, la presencia de concentraciones muy elevadas de hidrocarburos totales del petróleo THP e hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) como se observa en el sector finca Dumar Martínez pueden ser indicativos de contaminación por hidrocarburos, especialmente por productos derivados del petróleo como combustibles, lubricantes y productos químicos. Para el caso de los (HAP) estos se forman durante la combustión incompleta de materia orgánica, como la quema de combustibles fósiles y la incineración de residuos, su presencia en concentraciones muy altas puede indicar una fuente de contaminación atmosférica relacionada con la combustión de materiales orgánicos.

Así las cosas, se hace necesario contar con la información solicitada en el literal c del numeral 4 del artículo segundo del Acta 11889 del 30 de diciembre de 2022 y acorde con lo expresado en las consideraciones de

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

dicho numeral en el sentido de presentar el análisis de parámetros totales de los hidrocarburos, indicando claramente los valores de parámetros como la gravedad API y porcentaje de elementos no orgánicos como: Azufre, Níquel y Vanadio.

**Respecto de la comunicación referida como solicitud de reconsideración Resolución 588 del 23 de marzo de 2023, mediante Radicado en ANLA 2023069827-1-000 del 3 de abril de 2023**

Mediante comunicación con radicado en ANLA 2023069827-1-000 del 3 de abril de 2023, la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA presenta documento denominado “Escrito de Reconsideración Resolución 588 del 23 de marzo de 2023”, en el cual la Sociedad solicita reconsideración contra la decisión adoptada en el Acto Administrativo contenido en la Resolución 588 del 23 de marzo de 2023 por medio de la cual se resuelve recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2023, de acuerdo con los siguientes argumentos, que, a continuación, serán objeto de análisis por parte esta Autoridad.

**Argumentos de la Sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA:**

“Con respecto a las consideraciones de ANLA consignadas en la resolución de la referencia

“Frente a la solicitud realizada por la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA, se realizó una revisión de las pruebas presentadas en el escrito de recurso bajo el radicado 2022292697-1-000 del 27 de diciembre de 2022; producto del cual se emitió el concepto técnico 653 del 23 de febrero de 2023, en el cual se realizan las siguientes consideraciones técnicas:”

“Con ocasión de la lectura y valoración de la argumentación presentada por la Sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA, como parte del Recurso de Reposición interpuesto contra la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022 (por la cual se imponen medidas ambientales adicionales al proyecto CAMPO DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS MEDINA, Expediente ANLA LAM4273); esta Autoridad se permite manifestar que las tesis expuestas se presentan de manera generalizada y transversal hacia la totalidad del Acto Administrativo antes referido”

NIKOIL, de manera respetuosa se permite indicar a ANLA que, las tesis expuestas se presentan de manera generalizada y transversal hacia la totalidad de la Resolución 02969 de 14 de diciembre de 2022, debido a que los resultados del Estudio Hidrogeológico antes mencionado concluyen que:

“Teniendo en cuenta el estado mecánico de los pozos Condor 1, Condor 2ST y Medina, y los registros de integridad de la cementación, se concluye que no existe incidencia o responsabilidad técnica u operativa por parte de la operación en los afloramientos de hidrocarburos ubicados en predios privados de los señores Salvador Ávila y Dumar Martínez de las veredas Caño Grande y Río Chiquito del municipio de San Luis de Gaceno”.

Por lo anterior, es obvio que, las tesis expuestas se presentan de manera generalizada y transversal hacia la totalidad del Acto Administrativo antes referido”, dado que todas las medidas adicionales impuestas por ANLA mediante la Resolución 002969 de 14 de diciembre de 2022, se originan con el supuesto de ANLA que los afloramientos de hidrocarburos no son de procedencia natural. Decisión que no posee de fondo un estudio científico que permita con seguridad comprobar las observaciones planteadas dentro del acto administrativo descrito en la referencia, lo que permite establecer que existe una falsa motivación al decretar dichas medidas ambientales adicionales.

Por lo anterior, mediante los argumentos expuestos en este documento, nos permitimos solicitar la revisión de las medidas adicionales impuestas a NIKOIL mediante los actos administrativos:

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- Auto N° 10451 de 23 de noviembre de 2022 por el cual se efectúa control y seguimiento ambiental.
- Resolución N° 00455 de 25 de febrero de 2022 por la cual se imponen medidas adicionales en desarrollo de un control y seguimiento ambiental y se toman otras determinaciones.
- Resolución N° 01015 de 16 de mayo de 2022 por la cual se resuelve recurso de reposición interpuesto contra la resolución 0455 del 25 de febrero de 2022.
- Resolución N° 02969 de 14 de diciembre de 2022 por la cual se imponen medidas ambientales adicionales.
- Resolución N° 00588 de 23 de marzo de 2023 por la cual se resuelve un recurso de reposición interpuesto contra la resolución 2969 de 14 de diciembre de 2022.

**Consideraciones de esta Autoridad:**

La Sociedad en su escrito de solicitud de reconsideración, argumenta:

“... todas las medidas adicionales impuestas por ANLA mediante la Resolución 002969 de 14 de diciembre de 2022, se originan con el supuesto de ANLA que los afloramientos de hidrocarburos no son de procedencia natural. Decisión que no posee de fondo un estudio científico que permita con seguridad comprobar las observaciones planteadas dentro del acto administrativo descrito en la referencia, lo que permite establecer que existe una falsa motivación al decretar dichas medidas ambientales adicionales.”

A este respecto, es necesario aclarar que, dentro de las funciones definidas por ley a esta Autoridad, no figura la planeación, elaboración o sustentación de estudios científicos. En este sentido, la motivación en torno a la imposición de obligaciones de carácter ambiental y la exigencia de su cumplimiento a partir del procedimiento de control y seguimiento ambiental, obedece a la evaluación y valoración técnica de la información presentada por el mismo usuario.

La información presentada por el usuario, deberá ser sustentada de acuerdo con los lineamientos requeridos por esta Autoridad en los requerimientos incluidos en los actos administrativos asociados al expediente asignado al proyecto obra o actividad. Asimismo, deberá ser acompañada de todos los soportes y evidencias que den cuenta de la adecuada aplicación de procedimientos para la recopilación y análisis de información.

Ahora bien, la Sociedad presenta como parte de su argumentación la conclusión incluida en el estudio hidrogeológico denominado “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLOGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”, presentado mediante radicado 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022:

“Teniendo en cuenta el estado mecánico de los pozos Condor 1, Condor 2ST y Medina, y los registros de integridad de la cementación, se concluye que no existe incidencia o responsabilidad técnica u operativa por parte de la operación en los afloramientos de hidrocarburos ubicados en predios privados de los señores Salvador Ávila y Dumar Martínez de las veredas Caño Grande y Río Chiquito del municipio de San Luis de Gaceno”.

Como resultado de la valoración técnica del citado estudio hidrogeológico, esta Autoridad incluyó varias consideraciones en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022; en las cuales se controvierten varios aspectos del mencionado estudio y finalmente se desvirtúan las conclusiones realizadas.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

A continuación, se incluyen varias de las consideraciones incluidas en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:

**Página 11 Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:**

“... la exploración geofísica entregada e interpretada no corresponde con el método geofísico solicitado en la medida adicional y cuyo objetivo es identificar la presencia o no de anomalías asociadas con plumas de hidrocarburos y, de ser el caso, establecer la relación entre los afloramientos en el área con la infraestructura petrolera y facilidades asociadas con los pozos Condor - 1, Condor - 2 y Medina – 1. Lo anterior, teniendo en cuenta que el hidrocarburo en el suelo se puede presentar disuelto en agua, en forma de gas y en fase libre. Para el último caso, el hidrocarburo puede presentar una alta o baja densidad determinando de esta manera su comportamiento o movilidad. Los hidrocarburos pesados (fase líquida no acuosa densa (FLNAD)) penetran por las zonas saturadas venciendo la presión de poros y forman una capa sobre el nivel del agua acumulándose de manera inestable y produciéndose su migración en forma de ramificaciones hacia la base del acuífero. Por otra parte, los hidrocarburos ligeros (Fase líquida no acuosa liviana (FLNAL)) como gasolina, aceite y petróleo crudo, también forman una capa superficial en el nivel freático, sin embargo, se mueven de manera horizontal en la dirección de la escorrentía.

Este tipo de comportamiento de la movilidad de hidrocarburos se puede identificar con mayor facilidad con el método geofísico solicitado específicamente, ya que permite obtener, a partir de la interpretación cualitativa y cuantitativa de resistividades, un modelo bidimensional de la variación de esta en función de la profundidad y de la horizontalidad del área de estudio. Lo que no ocurre con los sondeos eléctricos verticales (SEV) los cuales se limitan a conocer la resistividad del terreno de forma vertical y como consecuencia, no permite un análisis de la resistividad en sentido horizontal de manera que aporte información de importancia en cuanto al análisis del origen de los afloramientos ...”

**Página 13 Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:**

“El método desarrollado por la sociedad y descrito mediante los perfiles geoeléctricos no incluye la ubicación de la plataforma Condor, así como las zonas en donde se presentan los rezumaderos tampoco identifica el nivel freático, zonas de hidrocarburo en fase libre, zonas acuíferas someras y correlación con los piezómetros a instalar (..)

De acuerdo con lo anterior, no se presentan las correlaciones solicitadas en la obligación. Además, esta Autoridad considera que el cambio definido “como aumento en el espesor de la capa” no es concluyente para la correlación con una anomalía producto de los afloramientos de hidrocarburo, teniendo en cuenta que las variaciones de espesor de las areniscas en la zona pueden estar asociados a cambios de facies de la arenisca, en tal caso se considera que el método geofísico de sondeos eléctricos verticales no es determinante para llegar a dicha conclusión. Así mismo en anexo 3. Geofísica, carpeta Curvas geoeléctrica, las curvas definen como máxima profundidad de exploración 59.91 metros y no 100 metros como lo indican las columnas descritas en las tablas 5-3, Tabla 5-4, Tabla 5-5 y Tabla 5-6, presentándose una incongruencia en la profundidad de las capas.”

**Página 15 Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:**

“La sociedad realiza la instalación de una red de piezómetros de por lo menos tres (3) pozos de monitoreo en la zona donde se presentan las infiltraciones por contacto (predios de la familia Ávila); así mismo, estos pozos se ubican uno (1) aguas arriba y dos (2) aguas abajo de los afloramientos y la profundidad de estos 2 metros por debajo del nivel freático como se describe en el informe. Con respecto a las zonas donde se presentan las infiltraciones por fractura (predio Dumar Martínez), solo se realizó la instalación de una red de piezómetros que

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

consta de 2 pozos de monitoreo, uno aguas arriba y el segundo aguas abajo de los afloramientos y la profundidad de estos a dos metros por debajo del nivel freático como se describe en el informe.

Sin embargo la ubicación de los pozos de monitoreo no presenta una correlación con los afloramientos que permita evidenciar la eficacia para establecer la calidad del agua subterránea posiblemente afectada por los afloramientos; así mismo, no se presenta una correlación entre el modelo geológico – geofísico y la ubicación de estos pozos de monitoreo, por lo anterior se presenta un grado alto de incertidumbre con respecto a los criterios usados para la localización de los puntos y la consistencia de la información para efectos de los análisis solicitados ...”

**Página 28 Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:**

“En la Carpeta anexos subcarpeta 5. Exploración Piezómetros, se encuentra el informe **“PERFORACIÓN E INSTALACIÓN DE PIEZOMETROS PARA MONITOREO DE AGUAS SUBTERRÁNEAS EN EL CAMPO MEDINA, LOCALIZADO EN LA VEREDA HORIZONTES, MUNICIPIO DE SAN LUIS DE SAN LUIS DE GACENO – BOYACÁ”**. Donde se muestran los soportes de las perforaciones y las descripciones de las secuencias estratigráficas de los puntos de construcción de los piezómetros.

“...sin embargo, no se encuentran evidencias de dicha perforación manual en el sitio del afloramiento de la sustancia coordenadas E1104424 N1014645, indicando que el punto “Afloramiento 1” corresponde al sitio donde se requiere adelantar la perforación manual y los puntos “Piezómetro 1\_1”, “Piezómetro 2\_1” y “Piezómetro 3\_1”, donde la Sociedad ejecutó las perforaciones

Evidenciando que no se hicieron las perforaciones en el sitio donde fueron requeridas ...”

**Página 29 Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:**

“... el estudio hidrogeológico entregado por la sociedad no demuestra de manera técnica la procedencia de la filtración del hidrocarburo. Teniendo en cuenta que no se presenta una correlación entre el estudio hidrogeológico y los afloramientos, donde se desligue la operación de los pozos de la plataforma Condor en tiempo, modo y lugar ...”

**Páginas 41 y 42 Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:**

“... considerando que la sociedad mediante comunicación con radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022, presentó un estudio Hidrogeológico de San Luis, la ANLA verificó la información y consideró que el método desarrollado por la sociedad y descrito mediante los perfiles geoeléctricos no incluye la ubicación de la plataforma Condor, así como las zonas en donde se presentan los rezumaderos tampoco identifica el nivel freático, zonas de hidrocarburo en fase libre, zonas acuíferas someras y correlación con los piezómetros a instalar, requeridos en los literales a y d del Numeral 2 del Artículo Segundo de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022 ...”

Las consideraciones relacionadas anteriormente, dan cuenta de la valoración técnica realizada por esta Autoridad al estudio hidrogeológico denominado **“DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”**. De manera tal, que las conclusiones incluidas en el citado estudio, han sido consideradas como no concluyentes en la determinación de la fuente de las posibles filtraciones de hidrocarburos.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Entonces, se pone de manifiesto que no existe una falsa motivación para la determinación de medidas ambientales adicionales. Esta Autoridad realizó la valoración técnica del estudio hidrogeológico presentado por la Sociedad y consecuentemente, describió las consideraciones sobre la ausencia de información relevante que permitiera establecer como conclusión el origen de los hidrocarburos en los afloramientos de las veredas Caño Grande y Río Chiquito del municipio de San Luis de Gaceno.

**Argumentos de la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA:**

“NIKOIL dando cumplimiento a la Resolución N° 00455 de 25 de febrero de 2022, procedió a la realización de estudios con empresas especializadas para la:

- Realización y presentación de un análisis de los patrones de discontinuidades en los puntos de los afloramientos (su persistencia, apertura, relleno, contenido, saturación, etc.), con el fin de determinar la dirección y características de las fracturas por donde salen los fluidos.
- Caracterización geoquímica de los hidrocarburos de los pozos de producción y afloramientos presentes en el área de influencia del proyecto en el que se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

a. Realización de análisis de cromatografía de gases de alta resolución de crudo total (Whole Oil High Resolution GC). Se identificaron los compuestos *n*-alcanos y la mayor parte de los isoprenoides; y compararlos empleando el método de fingerprints. Se efectuaron los cálculos de las relaciones químicas entre las alturas de los picos y/o áreas de los picos y graficarlos en diagramas tipo clúster o dendogramas, que permitieron diferenciar los grupos de hidrocarburos y realización de análisis a las fracciones C5–C10.

b. Se llevó a cabo el análisis por cromatografía gaseosa acoplada a espectrometría de masas (CGMS) para identificar los biomarcadores de la fracción saturada C15+. Los iones de interés fueron el 191 (Terpanos) y el 217 (Esteranos), usualmente empleados como parámetros geoquímicos, para deducir roca fuente (ambiente de depósito), madurez térmica y biodegradación. Se emplearon al igual que en los casos anteriores, diagramas clúster, dendogramas, mapas y gráficos x, y; que permitieron observar diferencias entre el hidrocarburo de producción y el hidrocarburo de los afloramientos. Adicionalmente, a las fracciones de saturados y aromáticos se les determinaron las relaciones isotópicas de carbono (d13C), y se emplearon como biomarcadores y se determinó la madurez termal y fuente.

c. Se presentó un análisis de parámetros totales de los hidrocarburos, indicando claramente los valores de parámetros como la gravedad API y porcentaje de elementos no orgánicos como: Azufre, Níquel y Vanadio; que permitieron diferenciar grupos de hidrocarburos.

Los anteriores estudios requeridos mediante la Resolución 00455 de 25 de febrero de 2022, confirmados mediante la resolución 01015 de 16 de mayo de 2022 fueron entregados a ANLA con radicado: 2023021410-1-000 de fecha 3 de febrero de 2023 hora 02:09 PM Sec. Dia:8294.

Las conclusiones del Análisis de los Patrones de Discontinuidades en los puntos de los Afloramientos, fueron:

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**7. CONCLUSIONES**

- La persistencia de las diaclasas para el sector del predio privado del Señor Salvador Ávila presenta un mayor porcentaje de discontinuidad (93%), indica que el macizo presenta principalmente fracturas naturales menores a dos metros de continuidad
- La apertura de las diaclasas para el sector del predio privado del Señor Salvador Ávila, presenta diaclasas cerradas en su mayoría, en menor proporción (9%) se presentan diaclasas abiertas y ligeramente abiertas. Para el sector de Dumar Martínez se presentan aperturas hasta de 5cm lo indica que este sector presenta buena conexión entre fracturas naturales.
- El relleno de las diaclasas es predominantemente arcilloso en el Sector del predio privado del Señor Dumar Martínez mientras que en el sector del predio privado del Señor Salvador Ávila presenta arenas y limos, esto debido a la posición estratigráfica en la que se encuentran los afloramientos ya que varía la composición de las rocas aflorantes.
- El contenido de las discontinuidades estaría dado por la presencia de agua y aceite.
- Las diaclasas en el macizo rocoso presente en los sectores del predio privado del Señor Salvador Ávila y del predio privado del Señor Dumar Martínez son predominantemente secas. Ocasionalmente se presentan con filtraciones.
- La dirección del flujo en los sectores del predio privado del Señor Salvador Ávila y del predio privado del Señor Dumar Martínez, sigue predominantemente la dirección

del buzamiento de las discontinuidades, siendo predominantemente NW en el sector de Salvador Ávila y SW y SE en el sector de Dumar Martínez.

**Consideraciones de esta Autoridad:**

*En el Radicado 2023021410-1-000 del 3 de febrero de 2023, la Sociedad presenta el estudio denominado “ANÁLISIS DE LOS PATRONES DE DISCONTINUIDADES EN LOS PUNTOS DE LOS AFLORAMIENTOS (SU PERSISTENCIA, APERTURA, RELLENO, CONTENIDO, SATURACIÓN, ETC.)” de enero de 2023 para dar respuesta a este requerimiento.*

*Según se señala en este estudio “NIKOIL ENERGY CORP SUC COLOMBIA, en adelante NIKOIL contrató a GEODA INGENIERÍA Y GEOCIENCIAS para “Realizar y presentar un análisis de los patrones de discontinuidades en los puntos de los afloramientos (su persistencia, apertura, relleno, contenido, saturación, etc.) con el fin de determinar la dirección y características de las fracturas por donde salen los fluidos”. Lo anterior con el propósito de dar cumplimiento a la Resolución 00455 del 25 de febrero de 2022 en su Artículo Primero Subnumeral 7 y a la Resolución 1015 de 16 de mayo de 2022, la cual resuelve recurso de reposición contra la Resolución 00455 de 25 de febrero de 2022.*

*El objetivo general que señala el estudio es de realizar y presentar un análisis de los patrones de discontinuidades en los puntos de los afloramientos (su persistencia, apertura, relleno, contenido, saturación, etc.), con el fin de determinar la dirección y características de las fracturas por donde salen los fluidos en inmediaciones de los pozos Condor 1, Condor 2 ST y Medina que se encuentran localizados en inmediaciones*

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

del municipio de San Luis de Gaceno del departamento de Boyacá. Los puntos de la caracterización se señalan a continuación.

Propietario del predio sobre el que se localizan los afloramientos de hidrocarburo	ID	Coordenada Este	Coordenada Norte
Salvador Avila Vanegas	R1	4984885,18	2080408,57
Salvador Avila Vanegas	R3	4984855,18	2080391,63
Salvador Avila Vanegas	R5	4984828,22	2080398,67
Salvador Avila Vanegas	R4	4984827,2	2080388,68
Salvador Avila Vanegas	R2	4984805,2	2080373,73
Salvador Avila Vanegas	R6	4984784,32	2080435,7
Dumar Martínez Bernal	R7	4984431,61	2079771,86
Dumar Martínez Bernal	R8	4984397,64	2079765,92
Dumar Martínez Bernal	R9	4984375,68	2079778,94

Origen de coordenadas CTM 12

Fuente: Geoda Ingeniería y Geociencias SAS, 2022.

Principales afloramientos sector de Horizontes, San Luis de Gaceno-Boyacá.

Fuente: Radicado 2023021410-1-000 del 03 de febrero de 2023.

Tanto para la zona ubicada en el sector del propietario Salvador Ávila como en el sector de Dumar Martínez se caracterizan los siguientes elementos: Diagramas de polos, Diagrama de concentración, Diagrama de esfuerzos, Histogramas de persistencia, apertura, rugosidad y relleno y Consideraciones Hidrogeológicas.

Según se afirma en el estudio para los afloramientos ubicados en el sector denominado Salvador Ávila “Mediante el mismo software, DIPS fue graficado con los datos expuestos en los diagramas anteriormente presentados un diagrama de Rosas que permite observar la orientación de los esfuerzos principales y secundarios. Del diagrama obtenido, se puede apreciar como la orientación de los esfuerzos principales estarán de preferencia en dirección E – W, mientras que los esfuerzos secundarios presentarán una orientación de NE – SW a 65 grados de dirección de los esfuerzos principales”.

Por su parte, el estudio, para los afloramientos ubicados en el sector denominado Dumar Martínez y usando el mismo software, identifica una orientación de esfuerzos principales alineada al eje de dirección N80E, presentándose solamente una dirección preferencial de esfuerzos.

A manera de conclusiones el estudio realizado señala:

“La persistencia de las diaclasas para el sector del predio privado del Señor Salvador Ávila presenta un mayor porcentaje de discontinuidad (93%), indica que el macizo presenta principalmente fracturas naturales menores a dos metros de continuidad

- La apertura de las diaclasas para el sector del predio privado del Señor Salvador Ávila, presenta diaclasas cerradas en su mayoría, en menor proporción (9%) se presentan diaclasas abiertas y ligeramente abiertas. Para el sector de Dumar Martínez se presentan aperturas hasta de 5cm lo indica que este sector presenta buena conexión entre fracturas naturales.

- El relleno de las diaclasas es predominantemente arcilloso en el Sector del predio privado del Señor Dumar Martínez mientras que en el sector del predio privado del Señor Salvador Ávila presenta arenas y limos, esto debido a la posición estratigráfica en la que se encuentran los afloramientos ya que varía la composición de las rocas aflorantes.

- El contenido de las discontinuidades estaría dado por la presencia de agua y aceite.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- Las diaclasas en el macizo rocoso presente en los sectores del predio privado del Señor Salvador Ávila y del predio privado del Señor Dumar Martínez son predominantemente secas. Ocasionalmente se presentan con filtraciones.
- La dirección del flujo en los sectores del predio privado del Señor Salvador Ávila y del predio privado del Señor Dumar Martínez, sigue predominantemente la dirección del buzamiento de las discontinuidades, siendo predominantemente NW en el sector de Salvador Ávila y SW y SE en el sector de Dumar Martínez”.

Teniendo en cuenta la información presentada por parte de la Sociedad, esta Autoridad Nacional considera que se dio cumplimiento al requerimiento establecido en el Numeral 3 del Artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022 y siendo este de carácter temporal procede a cerrarlo no incluirlo en los siguientes seguimientos. No obstante, en el estudio denominado “ANÁLISIS DE LOS PATRONES DE DISCONTINUIDADES EN LOS PUNTOS DE LOS AFLORAMIENTOS (SU PERSISTENCIA, APERTURA, RELLENO, CONTENIDO, SATURACIÓN, ETC.)” de enero de 2023 y presentado mediante el Radicado 2023021410-1-000 del 3 de febrero de 2023, no se presentan argumentos o análisis alguno en relación al origen de los afloramientos de hidrocarburos o una afirmación que acompañada de evidencias e hipótesis señale que el origen de los hidrocarburos es natural. El documento señalado hace un análisis descriptivo de características como persistencia, apertura, relleno, contenido y saturación de las fracturas entre otros, pero no se presenta una interpretación a la cual se pueda responder por parte de esta Autoridad respecto a cómo las descripciones realizadas para fracturas se relacionan o pueden indicar el origen y la forma de migración de los hidrocarburos que hoy se encuentran aflorando en cercanías a la ubicación de los pozos del proyecto en superficie.

**Argumentos de la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA:**

“Las conclusiones de la Caracterización geoquímica de los hidrocarburos de los pozos de producción y afloramientos presentes en el área de influencia del proyecto fueron:

Caracterización geoquímica de cinco muestras de petróleo de filtraciones/afloramientos (Afloramiento #1, #2, #3, #4, #5) y un petróleo crudo (Tanque #2) basado en GC, isótopos estables de carbono y molecular (biomarcador y no biomarcador) parámetros de fuente, madurez, EOD, litología, alteración, edad indican que:

- Los aceites de Afloramiento son afines y similares: su fuente de materia orgánica es de naturaleza mixta (Kerógeno Tipo II y III), con mayor aporte marino; provinieron de rocas generadoras arcillosas del Cretácico superior o más jóvenes, depositadas en un ambiente deltaico/marino poco profundo; madurez de la fuente de la ventana de petróleo temprana media a media.
- **El aceite Tanque #2 no es lo mismo que los aceites de Afloramiento; recibió un cargo por separado; su fuente tenía aporte de materia orgánica mixta (pero con aporte más terrígeno); roca madre arcillosa, posiblemente algún aporte de carbonato, del Cretácico superior o de una edad más joven; madurez temprana de la fuente de la ventana de petróleo superior.**
- Hay evidencias de la presencia de una mezcla de al menos dos cargas de hidrocarburos de origen que contribuyeron a los aceites; uno biodegradado, de baja madurez, derivado marino (kerógeno Tipo II); y otro de mayor madurez, y terrígeno (Kerógeno Tipo III).
- Los análisis PCA y de conglomerados (dendrogramas) **muestran una clara distinción entre Oil Tanque #2 y los aceites de Afloramiento, y los agrupan en dos familias de aceites separadas (Grupo 1 y 2), con algunas diferencias menores en el último que justificaron una subagrupación adicional del Grupo 2 en el Grupo 2a y 2b.**
- Las características y parámetros cromatográficos en el rango de nC9 a nC19 de las 6 muestras de crudo Afloramiento 1, 2, 3, 4 y 5, y Tanque # 2 sugieren que los hidrocarburos en los reservorios de donde provienen las muestras de Afloramiento están en comunicación fluida entre sí y tienen un grado variable de comunicación reciente aparente, mientras que el Tanque de petróleo #2 no está en comunicación fluida con el resto de los petróleos como se muestra en la Tabla 3 del estudio.”

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Consideraciones de esta Autoridad:**

Es de aclarar que los requerimientos solicitados en el numeral 1 del artículo segundo de la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022, como complemento a lo solicitado en el numeral 7 del artículo primero de la Resolución 0455 del 25 de febrero de 2022, en lo concerniente con la caracterización geoquímica de los hidrocarburos presentes en los afloramientos en las inmediaciones del área de influencia del proyecto, se realizaron previo a la entrega de la información acá mencionada por la Sociedad y presentada bajo radicado 2023021410-1-000 del 3 de febrero de 2023 en respuesta al numeral 1 del artículo segundo de la Resolución 0455 del 25 de febrero de 2022 y cuyas consideraciones para el presente seguimiento se encuentran en el análisis del cumplimiento del numeral 4 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022, del cual se resalta el incumplimiento al literal c, en lo concerniente con:

*“Presentar un análisis de parámetros totales de los hidrocarburos, indicando claramente los valores de parámetros como la gravedad API y porcentaje de elementos no orgánicos como: Azufre, Níquel y Vanadio; que permitan interpretar algunos cambios por efectos de biodegradación, y madurez de la roca productora e incluso permitan diferenciar grupos de hidrocarburos”*

Mediante Artículo Primero de la Resolución 005888 del 23 de marzo de 2023 con fecha de ejecutoria el 27 de marzo de 2023, se confirmó en su totalidad la Resolución 2969 de 14 de diciembre de 2022, por lo que el plazo para entregar esta información solicitada corresponde a los tres (3) meses a partir de la fecha de ejecutoria de la obligación.

**Argumentos de la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA:**

*“Exhortamos a la ANLA, para que, con base en la evidencia científica que soporta las peticiones del titular de la licencia, sean tenidos en cuenta los onerosos estudios técnicos que NIKOIL ha realizado con el fin de identificar el origen de los afloramientos, identificando, con suficiente certeza y rigor técnico que los mismos SON ENTERAMENTE NATURALES.*

*Así las cosas, NIKOIL respetuosamente reitera a la ANLA que los resultados y conclusiones del Estudio Hidrogeológico, del Análisis de Discontinuas, de la Caracterización Geoquímica de los Hidrocarburos de los pozos de producción y afloramientos presentes en el área de influencia del proyecto fueron coincidentes en que los afloramientos de hidrocarburos en sitios privados de las veredas Caño Grande y Río Chiquito de San Luis de Gaceno, Boyacá, son de procedencia natural, por lo tanto las medidas adicionales impuestas por ANLA no corresponden a NIKOIL.”*

**Consideraciones de esta Autoridad:**

Los estudios realizados por la sociedad se han tenido en cuenta a lo largo del proceso de seguimiento y control ambiental al proyecto, incluso derivando el cumplimiento de varios de los requerimientos establecidos por la Autoridad.

No obstante, el documento **“DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”**, entregado mediante radicado 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022, que la Sociedad no presenta como parte de su argumentación la evidencia científica ni la rigurosidad técnica que dé respuesta a la totalidad de los requerimientos.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Como resultado de la valoración técnica del citado estudio hidrogeológico, esta Autoridad Nacional incluyó varias consideraciones en el Concepto Técnico 05788 del 23 de septiembre de 2022, acogido por el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022; en las cuales se controvierten varios aspectos del mencionado estudio y finalmente se desvirtúan las conclusiones realizadas por la sociedad.

A continuación, se numeran las principales consideraciones descritas por la Autoridad en el citado concepto:

**Página 11 Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:**

“... la exploración geofísica entregada e interpretada no corresponde con el método geofísico solicitado en la medida adicional y cuyo objetivo es identificar la presencia o no de anomalías asociadas con plumas de hidrocarburos y, de ser el caso, establecer la relación entre los afloramientos en el área con la infraestructura petrolera y facilidades asociadas con los pozos Condor - 1, Condor - 2 y Medina – 1. Lo anterior, teniendo en cuenta que el hidrocarburo en el suelo se puede presentar disuelto en agua, en forma de gas y en fase libre. Para el último caso, el hidrocarburo puede presentar una alta o baja densidad determinando de esta manera su comportamiento o movilidad. Los hidrocarburos pesados (fase líquida no acuosa densa (FLNAD)) penetran por las zonas saturadas venciendo la presión de poros y forman una capa sobre el nivel del agua acumulándose de manera inestable y produciéndose su migración en forma de ramificaciones hacia la base del acuífero. Por otra parte, los hidrocarburos ligeros (Fase líquida no acuosa liviana (FLNAL)) como gasolina, aceite y petróleo crudo, también forman una capa superficial en el nivel freático, sin embargo, se mueven de manera horizontal en la dirección de la escorrentía.

Este tipo de comportamiento de la movilidad de hidrocarburos se puede identificar con mayor facilidad con el método geofísico solicitado específicamente, ya que permite obtener, a partir de la interpretación cualitativa y cuantitativa de resistividades, un modelo bidimensional de la variación de esta en función de la profundidad y de la horizontalidad del área de estudio. Lo que no ocurre con los sondeos eléctricos verticales (SEV) los cuales se limitan a conocer la resistividad del terreno de forma vertical y como consecuencia, no permite un análisis de la resistividad en sentido horizontal de manera que aporte información de importancia en cuanto al análisis del origen de los afloramientos ...”

**Página 13 Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:**

“El método desarrollado por la sociedad y descrito mediante los perfiles geoelectrónicos no incluye la ubicación de la plataforma Condor, así como las zonas en donde se presentan los rezumaderos tampoco identifica el nivel freático, zonas de hidrocarburo en fase libre, zonas acuíferas someras y correlación con los piezómetros a instalar (..)

De acuerdo con lo anterior, no se presentan las correlaciones solicitadas en la obligación. Además, esta Autoridad considera que el cambio definido “como aumento en el espesor de la capa” no es concluyente para la correlación con una anomalía producto de los afloramientos de hidrocarburo, teniendo en cuenta que las variaciones de espesor de las areniscas en la zona pueden estar asociados a cambios de facies de la arenisca, en tal caso se considera que el método geofísico de sondeos eléctricos verticales no es determinante para llegar a dicha conclusión. Así mismo en anexo 3. Geofísica, carpeta Curvas geoelectrónica, las curvas definen como máxima profundidad de exploración 59.91 metros y no 100 metros como lo indican las columnas descritas en las tablas 5-3, Tabla 5-4, Tabla 5-5 y Tabla 5-6, presentándose una incongruencia en la profundidad de las capas.”

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Página 15 Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:**

“La sociedad realiza la instalación de una red de piezómetros de por lo menos tres (3) pozos de monitoreo en la zona donde se presentan las infiltraciones por contacto (predios de la familia Ávila); así mismo, estos pozos se ubican uno (1) aguas arriba y dos (2) aguas abajo de los afloramientos y la profundidad de estos 2 metros por debajo del nivel freático como se describe en el informe. Con respecto a las zonas donde se presentan las infiltraciones por fractura (predio Dumar Martínez), solo se realizó la instalación de una red de piezómetros que consta de 2 pozos de monitoreo, uno aguas arriba y el segundo aguas abajo de los afloramientos y la profundidad de estos a dos metros por debajo del nivel freático como se describe en el informe.

Sin embargo la ubicación de los pozos de monitoreo no presenta una correlación con los afloramientos que permita evidenciar la eficacia para establecer la calidad del agua subterránea posiblemente afectada por los afloramientos; así mismo, no se presenta una correlación entre el modelo geológico – geofísico y la ubicación de estos pozos de monitoreo, por lo anterior se presenta un grado alto de incertidumbre con respecto a los criterios usados para la localización de los puntos y la consistencia de la información para efectos de los análisis solicitados ...”

**Página 28 Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:**

“En la Carpeta anexos subcarpeta 5. Exploración Piezómetros, se encuentra el informe **“PERFORACIÓN E INSTALACIÓN DE PIEZOMETROS PARA MONITOREO DE AGUAS SUBTERRÁNEAS EN EL CAMPO MEDINA, LOCALIZADO EN LA VEREDA HORIZONTES, MUNICIPIO DE SAN LUIS DE SAN LUIS DE GACENO – BOYACÁ”**. Donde se muestran los soportes de las perforaciones y las descripciones de las secuencias estratigráficas de los puntos de construcción de los piezómetros.

“...sin embargo, no se encuentran evidencias de dicha perforación manual en el sitio del afloramiento de la sustancia coordenadas E1104424 N1014645, indicando que el punto “Afloramiento 1” corresponde al sitio donde se requiere adelantar la perforación manual y los puntos “Piezómetro 1\_1”, “Piezómetro 2\_1” y “Piezómetro 3\_1”, donde la Sociedad ejecutó las perforaciones

Evidenciando que no se hicieron las perforaciones en el sitio donde fueron requeridas ...”

**Página 29 Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:**

“... el estudio hidrogeológico entregado por la sociedad no demuestra de manera técnica la procedencia de la filtración del hidrocarburo. Teniendo en cuenta que no se presenta una correlación entre el estudio hidrogeológico y los afloramientos, donde se desligue la operación de los pozos de la plataforma Condor en tiempo, modo y lugar ...”

**Páginas 41 y 42 Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022:**

“... considerando que la sociedad mediante comunicación con radicado ANLA 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022, presentó un estudio Hidrogeológico de San Luis, la ANLA verificó la información y consideró que el método desarrollado por la sociedad y descrito mediante los perfiles geoeléctricos no incluye la ubicación de la plataforma Condor, así como las zonas en donde se presentan los rezumaderos tampoco identifica el nivel freático, zonas de hidrocarburo en fase libre, zonas acuíferas someras y correlación con los piezómetros a instalar, requeridos en los literales a y d del Numeral 2 del Artículo Segundo de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022 ...”

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Lo anterior da cuenta de la valoración técnica realizada por la Autoridad Nacional al estudio hidrogeológico denominado “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”. De manera tal, que las conclusiones incluidas en el citado estudio han sido consideradas como no concluyentes en la determinación de la fuente de las posibles filtraciones de hidrocarburos.

Entonces, se pone de manifiesto que no existe una falsa motivación para la determinación de medidas ambientales adicionales. Esta Autoridad realizó la valoración técnica del estudio hidrogeológico presentado por la Sociedad y consecuentemente, describió las consideraciones sobre la ausencia de información relevante que permitiera establecer como conclusión el origen de los hidrocarburos en los afloramientos de las veredas Caño Grande y Río Chiquito del municipio de San Luis de Gaceno.

**Argumentos de la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA:**

Dice ANLA: “Es importante resaltar que en el área del proyecto no coexisten otros proyectos de exploración y/o explotación de hidrocarburos, o similar, como pueden ser ductos para el transporte de hidrocarburos o estaciones de servicio. En este sentido, la Sociedad es la única Empresa en la zona dedicada a la actividad petrolera; así mismo, según la información suministrada a esta Autoridad Nacional por la Sociedad y consignada en el Expediente LAM4273, se realizaron actividades de workover, entre las que se encuentra el workover ejecutado durante el segundo semestre del año 2013 y principios del año 2014, para Cóndor 1 (Junio 2 al 11 del 2013), en Cóndor 2 (Junio 19 a Julio 3 del 2013) y en Medina 1 (Julio 3 a Agosto 15 del 2013 y 1 Diciembre del 2013 a Enero 11 del 2014), que conforme lo expuesto por la comunidad de la zona en las diferentes visitas realizadas por la ANLA, los afloramientos empezaron a presentarse en el año 2014, pero las quejas de su aparición fueron presentadas inicialmente a la Corporación y posteriormente a la ANLA”

En relación con esta manifestación, NIKOIL, se permite solicitar a la ANLA la reconsideración de los argumentos que sustentan la expedición del acto administrativo, por cuanto, es importante que se determine que el hecho de que no coexistan otros proyectos de exploración y/o explotación de hidrocarburos, o similar, como pueden ser ductos para el transporte de hidrocarburos o estaciones de servicio, no quiere decir que los afloramientos de hidrocarburos sean originados por las operaciones de la empresa, porque entonces cómo se explica que existan afloramientos de hidrocarburos en sitios donde no existe actividad petrolera, como es el caso de los afloramientos naturales de hidrocarburos existentes en el municipio de Santa María ubicado a 20 kms aproximadamente de San Luis de Gaceno, e igualmente cómo se explican los afloramientos naturales de hidrocarburos mapeados por la ANH en sitios donde no existe actividad petrolera y que reiterativamente se han entregado a ANLA. Consideramos necesario que la ANLA rectifique el contenido y solución de nuestro disenso por cuanto inexplicablemente esta autoridad ha desestimado sin ningún argumento científico; de manera que esta aseveración no es una razón suficiente ni técnica ni científica para endilgar a NIKOIL responsabilidades adicionales para mitigar daños que no ha ocasionado con su actuar, como así se ha probado. Declarar responsable a NIKOIL por la aparición de estos fenómenos naturales que corresponden a procesos ecológicos naturales, está lesionando los derechos e intereses económicos de una compañía que ha sido ambientalmente responsable en todos sus procesos y además, va en contra de lo dispuesto en la Ley 99 de 1993. Con base en lo anterior, consideramos que, de existir emanaciones o afloramientos, éstos deben ser atendidos por las autoridades ambientales y no por las empresas privadas.

Ahora bien, con respecto a que se realizaron actividades de workover, entre las que se encuentra el workover ejecutado durante el segundo semestre del año 2013 y principios del año 2014, para Cóndor 1 (Junio 2 al 11 del 2013), en Cóndor 2 (Junio 19 a Julio 3 del 2013) y en Medina 1 (Julio 3 a Agosto 15 del 2013 y 1 Diciembre del 2013 a Enero 11 del 2014), no significa que los afloramientos sean productos de estos workover.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Al respecto, nos permitimos informar que, en Colombia se realizan actividades de *workover* en la mayoría de los 8500 pozos productores de crudo existentes actualmente en todos los campos petroleros del país, sin que esto signifique que se generen impactos asociados a afloramientos naturales de hidrocarburos; tanto así, que esta actividad NO se enmarca dentro de las que requieren licencia ambiental de conformidad con el artículo 2.2.2.3.2.2 del decreto 1076 de 2015, precisamente porque el desarrollo de esta actividad no genera impactos ambientales al medio ambiente.

**ARTÍCULO 2.2.2.3.2.2. Competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).** La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA- otorgará o negará de manera privativa la licencia ambiental para los siguientes proyectos, obras o actividades:

**1. En el sector hidrocarburos:**

a) Las actividades de exploración sísmica que requieran la construcción de vías para el tránsito vehicular y las actividades de exploración sísmica en las áreas marinas del territorio nacional cuando se realicen en profundidades inferiores a 200 metros;

b) Los proyectos de perforación exploratoria por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes, de acuerdo con el área de interés que declare el peticionario;

c) La explotación de hidrocarburos que incluye, la perforación de los pozos de cualquier tipo, la construcción de instalaciones propias de la actividad, las obras complementarias incluidas el transporte interno de fluidos del campo por ductos, el almacenamiento interno, vías internas y demás infraestructuras asociada y conexas;

d) El transporte y conducción de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción con diámetros iguales o superiores a seis (6) pulgadas (15.24 centímetros), incluyendo estaciones de bombeo y/o reducción de presión y la correspondiente infraestructura de almacenamiento y control de flujo; salvo aquellas actividades relacionadas con la distribución de gas natural de uso domiciliario, comercial o industrial;

e) Los terminales de entrega y estaciones de transferencia de hidrocarburos, entendidos como la infraestructura de almacenamiento asociada al transporte de hidrocarburos y sus productos y derivados por ductos;

f) La construcción y operación de refinerías y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación;

De tal forma que adolece de sustento técnico la decisión adoptada por la Autoridad Ambiental en el sentido que justifica su actuar por el hecho de haber realizado un *workover*; así, no se le puede indilgar responsabilidad a la empresa por la aparición de estos afloramientos naturales de hidrocarburos, sin ningún argumento técnico ni científico ni por parte de la ANLA, ni por parte de comunidades aledañas.

Con respecto a lo consignado por ANLA:

“Asimismo, en reunión del Puesto de Mando Unificado - PMU sostenida el 22 de junio de 2022, como en la denuncia con número de radicado ANLA 2022148264-1-000 del 18 de julio de 2022 en su numeral 5, la comunidad señaló como posible responsable de la aparición de los afloramientos a la Sociedad, mencionando hechos presentados durante el *workover* especialmente del Pozo Medina, indicando lo siguiente:

“Teniendo en cuenta los testimonios recolectados de la gente que reside en el sector y que para finales del año 2013 e inicios del 2014 se encontraban laborando en el campo medina, manifiestan que para esa época el pozo Medina 1 se encontraba produciendo de manera natural un poco producción de hidrocarburo por tanto la empresa realizó una intervención de una posible fracturación hidráulica que consistía en inyectarle lo que presuntamente era Nitrógeno teniendo en cuenta que eran unas capsulas que emanaban como un humo, este era inyectado con una sonda para estimularlo y aumentar la producción, sin embargo al momento de realizar

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

*dicha actividad hubo un derrumbe interno en el pozo y provoco su taponamiento, a lo cual la empresa determino dejar quieto el pozo ya que no volvió a producir y coincidentalmente meses después empezaron a aparecer los afloramientos en los predios mencionados en el numeral 2 al 4 y que se encuentran cerca a dicho pozo”.*

*Contrario a lo expresado por la ANLA, quien, según el párrafo anterior, basa la responsabilidad de la empresa en versiones de habitantes de la zona, NIKOIL cuenta con sendos estudios técnicos, los cuales determinaron que los afloramientos SON ENTERAMENTE NATURALES. NIKOIL es respetuosa de las comunidades y trabaja de la mano con ellas, en el desarrollo de sus procesos, pero no es posible sustentar una responsabilidad tan importante, con comentarios equívocos y que no cuentan con la fuerza concluyente de un estudio científico.*

*De tal manera que conminamos a la ANLA no dar credibilidad a versiones de la gente en cuanto a una posible fracturación hidráulica, la cual nunca se realizó, y por el contrario dar el valor que tienen los resultados de los estudios científicos y técnicos que han concluido y demostrado que dichos afloramientos de hidrocarburos son de procedencia natural.*

**Consideraciones de esta Autoridad:**

*Es importante indicar que de conformidad con las funciones y competencias establecidas a esta Autoridad Nacional mediante el Decreto 3573 de 2011, modificado por el Decreto 376 de 2020, esta Autoridad contribuirá a mejorar la eficiencia, eficacia y efectividad de la gestión ambiental encargándose de que los proyectos obras o actividades sujetos a licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normativa ambiental vigente, y de esta manera cooperen al desarrollo sostenible ambiental del País.*

*Para el caso específico, la aparición de afloramientos de hidrocarburos en el Área de Influencia del Campo de Producción Medina, constituye una situación particular que debe ser tenida en cuenta por esta Autoridad en cuanto a establecer su posible relación con las actividades desarrolladas por el proyecto Licenciado.*

*En razón de lo anterior, esta Autoridad ha requerido a la Sociedad diferentes estudios técnicos especializados que permitan aclarar la situación y establecer la procedencia de los afloramientos. Sin embargo, a la fecha los estudios no han sido entregados en su totalidad, se han presentado de manera parcial, o sin los soportes correspondientes, por lo que ha sido necesario reiterar los requerimientos asociados con estudios técnicos especializados.*

*Adicionalmente, la Sociedad presenta una y otra vez la misma información en cumplimiento a los requerimientos, sin importar que ya hayan sido valorados en anteriores Actos Administrativos de esta Autoridad, en cuyas consideraciones se han explicado las razones por las que fueron considerados insuficientes y se reiteraron.*

*Teniendo en cuenta lo anterior, no es correcto afirmar que las razones por las que se impusieron las medidas ambientales adicionales en la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022, se encuentran soportadas en lo expuesto por la comunidad de la zona respecto a los workover realizados. La inclusión de las manifestaciones expresadas por las comunidades, obedecen a la presentación de un contraargumento a lo manifestado por la Sociedad, quien señaló en el escrito presentado como Recurso Reposición:*

*“...la aparición de estos afloramientos comenzó a ser reportada hacia el año 2015, justamente cuando NIKOIL no se encontraba adelantando operaciones en el bloque, por cuanto el cese de actividades operativas se dio desde julio de 2014 hasta noviembre de 2017.*

*En el mismo sentido, el hecho de tener inactividad en los años mencionados por la Sociedad, no la exime de ser la responsable de la aparición de los mencionados afloramientos, ni se puede desconocer que estos se*

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

presentaron en el área meses después de las actividades de workover. Asimismo, establecer que la Sociedad es la única Empresa en la zona dedicada a la actividad petrolera, permite establecer condiciones de relación con la problemática actual y no se ha descartado que la aparición de afloramientos tenga relación con su operación.

Es de resaltar que esta Autoridad tiene el mismo interés de la Sociedad por aclarar la situación que actualmente se presenta con los mencionados afloramientos y que lamentablemente se ha venido agravando por la imposibilidad de dar una rápida solución o por lo menos establecer medidas de mitigación y control efectivas; sin embargo, esto se hace imposible sin la entrega de los estudios correspondientes, de manera organizada, con el análisis respectivo y con soportes que cumplan con toda la rigurosidad que esto conlleva, a la mayor brevedad.

**Argumentos de la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA:**

De otra parte, dice ANLA:

(...) “se debe señalar que una vez revisada la información existente para el proyecto y realizando un análisis de la posibilidad de migración de los hidrocarburos desde las diferentes alternativas de origen, como son el bloque ubicado al SE del sistema de fallas de Guaicaramo, las capas de la formación Carbonera C1 ubicadas en el flanco Noroccidental del anticlinal del Guavio, las estructuras de la formación Carbonera C1 al NE y al SO del anticlinal del Guavio, desde el yacimiento y desde los segmentos inferiores de la Formación Carbonera, se pudo concluir que no existen rutas de migración que con un grado de probabilidad o posibilidad razonable hayan conducido a las acumulaciones o afloramientos que se encuentran en los alrededores de los pozos Condor de manera natural. Por lo anterior ESTA AUTORIDAD CONCLUYE QUE LOS AFLORAMIENTOS NO TIENEN UN ORIGEN NATURAL.”

NIKOIL, respetuosamente manifiesta que es una conclusión errónea y apriorista, pues ANLA no ha realizado, o por lo menos no nos ha hecho saber de estudios de especialistas en hidrogeología que hayan concluido esto; por lo que consideramos sin fundamento una conclusión que no está basada en metodologías ni geológicas, ni geofísicas, ni geoquímicas, ni hidrogeológicas, ni la integración de las anteriores, pero que si genera repercusiones en contra de NIKOIL, como se dijo anteriormente sin fundamento técnico ni científico alguno.

Manifiesta ANLA:

“Por otra parte, y como se ha venido especificando, se ha concluido que las estructuras, como el anticlinal del Guavio, pertenecen a un sistema de estructuras en donde “no existen rutas de migración que con un grado de probabilidad o posibilidad razonable hayan conducido a las acumulaciones o afloramientos que se encuentran en los alrededores de los pozos Condor de manera natural”.

De manera respetuosa, nos permitimos informar que, el Estudio Hidrogeológico, contratado por NIKOIL, incluyó lo siguiente:

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**



Igualmente, incluye ANLA:

“Asimismo, en el Documento 2021IE1175, Concepto Técnico realizado por CORPOCHIVOR, Memorando 120 del 12/05/2021 con No. EXPEDIENTE: 2014ER222, en la página 21, se indica en respuesta al análisis de rezumaderos identificados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos que: “Los rezumaderos más cercanos a los afloramientos identificados en Horizontes, se ubican a 7,8 km de tipo Gas en el municipio de Medina y a 21,3 km de tipo Petróleo en el municipio de Santa María. Ver Mapa de ubicación de rezumaderos respecto al mapa de rezumaderos de la ANH ”.

Precisamente, este concepto técnico de Corpochivor da la razón a NIKOIL en el sentido que son afloramientos de hidrocarburos de procedencia natural, pues como lo dice la Corporación, hay rezumaderos más cercanos a los de San Luis de Gaceno a 7,8 Km de tipo Gas en el municipio de Medina, donde no hay actividad petrolera, además dice Corpochivor que, a 21,3 Kms existen afloramientos de petróleo en el municipio de Santa María, donde tampoco hay actividad petrolera, entonces no puede concluirse que porque existan estos afloramientos cercanos en las distancias mencionadas a los actuales afloramientos de hidrocarburos en San Luis de Gaceno, estos no sean naturales, por el contrario, con mayor razón se puede inferir que son naturales.

También dice ANLA:

“Finalmente, vale la pena resaltar que el Anexo 5 Mapa de la ANH sobre Afloramientos Naturales de Hidrocarburos en Colombia tiene fecha de publicación del 22 de noviembre del 2010, siendo esto anterior a las fechas de radicación de quejas y aparición de afloramientos de hidrocarburos en el área de interés. Por lo anterior, estas consideraciones están en línea con la conclusión que los rezumaderos no tienen un origen natural”.

Precisamente, el hecho que el Mapa de la ANH sobre afloramientos naturales de hidrocarburos en Colombia tenga fecha de publicación de 22 de noviembre de 2010, lo que indica es que existen estas emanaciones naturales de hidrocarburos en el área de San Luis de Gaceno desde antes que la empresa comenzará la actividad de producción de crudo en el Campo Cóndor, por lo que se puede deducir que los afloramientos de hidrocarburos no son producto de las actividades operativas de la empresa, como lo han concluido los tres

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

estudios técnicos y científicos mencionados anteriormente, los cuales fueron solicitados por ANLA y que reposan en el expediente respectivo.

Igualmente, el haber sido identificados y mapeados por la ANH en noviembre de 2010 a través de empresas especializadas que utilizaron las mejores y las más avanzadas herramientas técnicas para este trabajo, indica claramente que NIKOIL no tiene ninguna responsabilidad frente a la aparición de estos fenómenos naturales.

**Consideraciones de esta Autoridad:**

Teniendo en cuenta que la Sociedad señala que existe una conclusión errónea y apriorista por parte de la Entidad, la cual, según la Sociedad, no ha realizado o por lo menos no ha hecho saber de estudios de especialistas y no presenta sus conclusiones con base en metodologías geológicas y geofísicas, esta Autoridad presenta las consideraciones técnicas que se han realizado respecto a la información allegada por parte de la Sociedad en materia de geología y geofísica, en los Conceptos Técnicos 5703 del 20 de septiembre de 2021 y 5788 del 23 de septiembre de 2022 los cuales como se muestra a continuación hacen referencia en materia de estratigrafía, geología estructural y geofísica a la Formación Carbonera (y sus respectivas unidades) y las formaciones geológicas que se constituyen como yacimientos del proyecto.

**CONCEPTO TÉCNICO NO. 05703 DEL 20 DE SEPTIEMBRE DE 2021:****“Geología de superficie en zonas aledañas al campo Medina y a los afloramientos de hidrocarburos.**

El campo Medina hace parte de la zona del Piedemonte llanero para la cual la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) presenta una columna estratigráfica generalizada en la cual los depósitos estratigráficos del Neógeno medio y tardío corresponden a la formación Necesidad y Guayabo (Figura 8). Por otra parte, y a diferencia de la columna generalizada, Corpochivor presenta en su informe de Visita Técnica a Predios con Presencia de Nacimientos Contaminados (Expediente 2014ER22) las descripciones estratigráficas de la zona de interés realizadas en el Plan de Ordenación y Manejo de la cuenca Hidrográfica (POMCA) del Río Guavio, para las cuales los predios visitados se encuentran “geológicamente ubicados sobre la Formación Diablo (N1n1d) (Neógeno) conformada por unidad litológica arenosa constituida por tres segmentos: el inferior primordialmente arenoso, el medio conformado por inter-estratificación de arcillolitas, lodolitas y arenitas muy finas, algunas capas medias de carbón y el superior arenoso está constituido por alternancia de capas de arenitas y lodolitas”.

A diferencia de la información presentada por parte de Corpochivor la columna estratigráfica de los pozos Cóndor inicia en la Formación Carbonera-C1, formación en la cual estarían ubicados los afloramientos antes señalados. A pesar de dichas diferencias en las denominaciones de las formaciones geológicas existen patrones similares en las intercalaciones de las formaciones Necesidad y Guayabo respecto a las formaciones Diablo Superior y Diablo Inferior como se observa en la figura 8. No obstante las edades de estas formaciones no corresponden con las de la formación Carbonera la cual pertenece al Paleógeno.

Según se describe en el informe de Visita Técnica de Corpochivor Los puntos de afloramiento se encuentran ubicados en el flanco oriental de la estructura Anticlinal del Guavio el cual es un pliegue suave, levemente asimétrico, con eje erosionado, inmersión suave hacia el sur y en su núcleo aflora la Formación Diablo.

**Análisis de proveniencia de los afloramientos de hidrocarburos por migraciones laterales a la altura de la Formación Carbonera.**

Por parte de la Sociedad se compartió en términos de información sísmica en el radicado 2019184467-1-000 del 25 de noviembre de 2019 una línea de buzamiento denominada MVI97-1870 y una línea de rumbo

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

denominada ME-81-2 sobre las cuales se proyecta el pozo Cóndor ST2. De acuerdo con esta información sísmica compartida se pudo establecer que el bloque Cóndor en su zona de explotación de hidrocarburos está determinado por los rasgos estructurales correspondientes al Anticlinal El Guavio y el sistema de fallas de Guaicaramo (Figura 10).

Los afloramientos, correspondientes a la formación Carbonera C1, se encuentran en la parte más alta de la estructura Anticlinal del Guavio. Teniendo en cuenta que el flujo de los hidrocarburos, por razones de densidad, tendría un desplazamiento paralelo a la inclinación de las capas de la formación Carbonera hasta la parte más alta del anticlinal del Guavio el cual limita al SE (Sur-Este) con el sistema de fallas de Guaicaramo fue necesario la revisión de la información sísmica al costado SE (Parte derecha de la línea MVI97-1870) para conocer las posibilidades de migración de hidrocarburos desde formaciones terciarias o cretácicas que estuvieren en cabalgamiento al costado SE del sistema de fallas de Guaicaramo. Como se puede observar en la línea MVI97-1870 existen dos razones que hacen inviable dicha posibilidad. La primera de ellas es la capacidad de sello que puede tener el sistema de fallas de Guaicaramo por tratarse de fallas de alto salto y la segunda es que los paquetes de roca del lado SE del sistema de fallas de Guaicaramo tiene una inclinación que conduciría los hidrocarburos, en caso de existir, al SE del sistema de fallas de Guaicaramo en vez del Noroeste donde se encuentra el Anticlinal del Guavio. Lo anterior permite inferir que no es posible tener migración de hidrocarburos desde el bloque ubicado al SE desde del sistema de fallas de Guaicaramo al anticlinal del Guavio. Razón por la cual se concluye que no es posible que los afloramientos se estén presentando de manera natural por migraciones desde el bloque ubicado al SE desde del sistema de fallas de Guaicaramo.

En cuanto a la posibilidad de migración lateral en la formación Carbonera C1 desde zonas bajas de la misma formación ubicadas en el flanco Noroccidental del anticlinal del Guavio esta se puede descartar con facilidad considerando que los afloramientos se encuentran en los escarpes producidos por un valle de carácter geomorfológico que rompe la continuidad lateral a la altura de la formación Carbonera C1 en las áreas de los afloramientos. Por esta razón se concluye que no es posible que los afloramientos se estén presentando de manera natural por migraciones desde las capas de la formación Carbonera C1 ubicadas en el flanco Noroccidental del anticlinal del Guavio.

Teniendo en cuenta que la alta inclinación de los reflectores sísmicos en el bloque estructural ubicado al SE del sistema de fallas de Guaicaramo en la línea MVI97-1870 puede generar dudas en términos de calidad de la señal sísmica, se procedió a revisar líneas sísmicas de Rumbo de sentido NO/SE ubicadas al norte del Bloque Cóndor, en el bloque Santiago de la Atalayas y Río Chitamina. Lo anterior permitió observar la tendencia regional de la inclinación de las capas como se ve en la parte izquierda de la figura 11 en la cual se interpretaron las formaciones geológicas de León, Guayabo y Necesidad, las cuales supra-yacen a la formación Carbonera C1.

Para evaluar la posibilidad de migración lateral en el sentido NE-SO a la altura de la formación Carbonera se usó la línea ME-81-2 en la cual se puede observar, para dichas formaciones terciarias, la conformación de un anticlinal con cierre extendido hacia el SO y limitado al NE por el Anticlinal de tierra Negra. Lo anterior permite concluir que no es posible que los afloramientos se estén presentando de manera natural por migración paralela a la inclinación de las capas de la formación Carbonera C1 en el sentido NE-SO.

### **Análisis de proveniencia de los afloramientos de hidrocarburos por migraciones verticales desde la Formación Mirador.**

De acuerdo con la información suministrada por la Sociedad en el 2019184467-1-000 “el campo Medina es un anticlinal con cierre en todas las direcciones, y donde el reservorio productor (Mirador), está a una profundidad de 8556 ft en el subsuelo. Una migración hacia la superficie es una trayectoria larga donde se esperaría que el petróleo saliera crudo, con las mismas características que presenta el extraído de los pozos en el tanque de

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

almacenamiento, sin ser refinado. Además, señalan que “no se observan fallas que pudieran actuar como zonas de migración del crudo del subsuelo a una profundidad de 8556 ft”

Una interpretación sísmica a la altura de la formación Mirador (color rosado) en la línea ME- 81-2 (Figura 14) permite observar un anticlinal con comportamiento estable y sin presencia de fallas que puedan observarse en el sentido SO-NE con lo cual se señala un cierre en el sentido SO y NE que se permite ver la línea sísmica en mención.

En cuanto a la revisión del anticlinal al tope de la formación Mirador en la línea sísmica MVI97-1870 se pudo observar un salto en los reflectores a la altura de las formaciones Une, Mirador y parte de Carbonera el cual permite inferir desde la información sísmica una falla posiblemente tipo Back Thrust (línea roja izquierda figura 15) que pierde salto a la altura de la formación Carbonera C5. A pesar de ello, no se considera que dicho salto en la reflexión sísmica pueda representar una falla que este abriendo paso a la posibilidad de migración vertical desde la formación Mirador ya que se pierde salto muy abajo de la formación Carbonera C1 y en segundo lugar y más importante, esta falla no está siendo identificada en los pozos Cóndor y no se observan repeticiones de miembros de las formaciones en dichos pozos. Por lo cual se concluye que el campo Medina al nivel de la formación (yacimiento) Mirador es un anticlinal con cierre en todas las direcciones y que no es posible que los afloramientos se estén presentando de manera natural por migración vertical de hidrocarburos desde dicho yacimiento.

**Análisis de proveniencia de los afloramientos de hidrocarburos por migraciones verticales de las formaciones profundas de Carbonera hacia el Carbonera C1.**

En lo que tiene que ver con posibles migraciones verticales de las formaciones Carbonera C5 y C7 hacia el Carbonera C1 es importante mencionar que estas dos formaciones (C5 y C7) presentan en algunos casos de la región del piedemonte leves manchamientos en los cortes de roca durante la perforación y bajas manifestaciones o shows de algunos gases. En caso de que este evento se presentara en los pozos Cóndor debe señalarse que las formaciones Carbonera C1 en su base, la formación Carbonera C2 y la parte superior de la Formación Carbonera C3 tienen un comportamiento regional de roca sello en el sistema petrolífero del piedemonte y llanos (figura 4) el cual solo considerando el C2 puede contar con una potencia cercana a los 600 pies en el área de interés. En este sentido, y considerando la ausencia de fallas en el anticlinal del Guavio en los Carboneras someros no es posible que las manifestaciones que se pudieran presentar en los Carboneras más profundos puedan migrar verticalmente hacia el Carbonera C1 en el cual se presentan los afloramientos de hidrocarburos que son objeto de este análisis. Por ende, se concluye que no es posible que los afloramientos se estén presentando de manera natural por migración vertical desde los carboneras más profundos.

Finalmente se debe señalar que una vez revisada la información existente para el proyecto y realizando un análisis de la posibilidad de migración de los hidrocarburos desde las diferentes alternativas de origen, como son el bloque ubicado al SE del sistema de fallas de Guacaramo, las capas de la formación Carbonera C1 ubicadas en el flanco Noroccidental del anticlinal del Guavio, las estructuras de la formación Carbonera C1 al NE y al SO del anticlinal del Guavio, desde el yacimiento y desde los segmentos inferiores de la Formación Carbonera, se pudo concluir que no existen rutas de migración que con un grado de probabilidad o posibilidad razonable hayan conducido a las acumulaciones o afloramientos que se encuentran en los alrededores de los pozos Condor de manera natural”.

**CONCEPTO TÉCNICO No. 05788 DEL 23 DE SEPTIEMBRE DE 2022:**

“En el Concepto técnico 5703 del 20 de septiembre de 2021, acogido por el Auto 10045 de 2021, esta Autoridad, una vez revisada la información existente para el proyecto, determinó que “realizando un análisis de la posibilidad de migración de los hidrocarburos desde las diferentes alternativas de origen, como son el bloque

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

ubicado al SE del sistema de fallas de Guaicaramo, las capas de la formación Carbonera C1 ubicadas en el flanco Noroccidental del anticlinal del Guavio, las estructuras de la formación Carbonera C1 al NE y al SO del anticlinal del Guavio, desde el yacimiento y desde los segmentos inferiores de la Formación Carbonera, se pudo concluir que no existen rutas de migración que con un grado de probabilidad o posibilidad razonable hayan conducido a las acumulaciones o afloramientos que se encuentran en los alrededores de los pozos Condor de manera natural”.

Por otra parte, una vez revisada la información presentada en el Radicado 2022131273-1- 000 del 28 de junio de 2022 / Anexo de Geología y registros eléctricos, se pudo conocer por medio de los registros Gráficos Compuestos que el pozo Condor 1 fue perforado entre 2005 y 2006, el pozo Condor 2 ST fue perforado entre 2008 y 2009 y el pozo Medina fue perforado entre 1982 y 1983. Por lo anterior, son los pozos Condor 1 y Condor 2 ST, los pozos que por fecha de perforación se encuentran más cercanos en línea de tiempo a los acontecimientos de manifestación de hidrocarburos líquidos en superficie que se conocen en la actualidad y desde el año 2015 según relatan los propietarios de los predios.

De acuerdo con la información suministrada en los Gráficos Compuestos se pudo conocer que el pozo Condor 2 ST no cuenta con manifestaciones de aceite en ninguna de las categorías de “muy pobre”, “pobre”, “buena” y “muy buena” ni manifestaciones puntuales de aceite en las diferentes unidades de la formación Carbonera.

Adicionalmente, en el pozo Condor 1 no se encuentran manifestaciones de aceite en ninguna de las categorías de “muy pobre”, “pobre”, “buena” y “muy buena” para las diferentes unidades de la Formación Carbonera. Por otra parte, no se encontraron manifestaciones puntuales de aceite a la altura de la unidad C1 que es la unidad que se encuentra aflorando cerca a los pozos Condor, sin cierre estructural y en donde se encontraron los afloramientos de hidrocarburos líquidos. Solo se lograron identificar dos manifestaciones de aceite que son de tipo puntual y se encuentran a la altura de las unidades C3 y C5, las cuales son unidades que cuentan con cierre estructural y cuentan con más de 600 pies de roca sello de la suprayacente unidad C2 en el caso del C3 a los cuales se suman los más de 1300 pies de roca sello de la unidad suprayacente C4 en el caso de la unidad C5, razón por la cual es poco viable una explicación de migración vertical para unos afloramientos que en columna estratigráfica se encuentran muy cerca de la superficie (menos de 50 metros). Por lo anterior, se considera que no es probable que los afloramientos de hidrocarburos líquidos procedan de la formación Carbonera.

Finalmente, realizada la revisión de la información adicional presentada en ICA 6, en el Radicado 2022131273-1-000 del 28 de junio de 2022 y demás comunicaciones radicadas por parte de la sociedad de manera posterior a la realización del Concepto Técnico No. 05703 del 20 de septiembre de 2021, se pudo establecer por parte de esta Autoridad Nacional que no se ha presentado información adicional de carácter geológico que demuestre técnicamente el origen y la permanencia de los afloramientos localizados en inmediaciones de la localización de los pozos Córdor y Medina”.

En lo concerniente con el análisis del mapa de rezumaderos identificados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, esta Autoridad Nacional observa que no hay claridad en las consideraciones realizadas y aclara que dicho mapa, con fecha de publicación del 22 de noviembre del 2010, no presenta cartografía de ningún tipo de manifestación de petróleo o gas en el área de San Luis de Gaceno y que las manifestaciones más cercanas allí cartografiadas se encuentra muy distales del bloque estructural explotado por NIKOIL, descartando alguna posible migración de esas zonas al área de interés y, en consecuencia, la aparición de las manifestación en el sector posterior a la publicación de la ANH podría ser más un indicio de una posible relación de dichas manifestaciones con actividades relacionadas con las operaciones de pozos. Sin embargo, esta Autoridad Nacional considera que el argumento del Mapa de Rezumaderos de Colombia no tiene el peso suficiente en términos de determinar la naturalidad o no naturalidad, es decir, la fuente de las manifestaciones de hidrocarburos en superficie y mucho menos de establecer una relación con las actividades operativas de la

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

empresa en los pozos aludidos; lo anterior, debido principalmente a la escala tan grande del mapa y las actualizaciones con las que cuenta, además del objeto del mismo en cuanto a obtener información de línea base regional y no información detallada para la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia. En conclusión, si los afloramientos de hidrocarburos en el área de San Luis de Gaceno fueran anteriores a las actividades de exploración y explotación en esta área, ellos se debieron ver reflejados en los estudios iniciales previos a la solicitud de la licencia ambiental en términos de identificación de impactos asociados.

**Argumentos de la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA:**

Concluye ANLA con respecto al estudio Hidrogeológico presentado por NIKOIL:

“De lo anterior, es importante destacar que, la incertidumbre en el escenario de migración del hidrocarburo desde los intervalos productores Condor 1 y Condor 2 ST a los acuíferos superficiales es muy alta, por un lado la sociedad manifiesta que el intervalo que se comporta como barrera hidráulica es de aproximadamente 800 m, sugiriendo una baja probabilidad de conectividad y desvirtuando la hipótesis de surgencias naturales de hidrocarburos, por otro lado continúan diciendo que, la estructura de anticlinal corroborada por la sísmica de reflexión puede generar diaclasas que permiten la migración; sin embargo, esta afirmación surge de una apreciación regional, afirmaciones que son contradictorias, dejando como conclusiones del estudio hidrogeológico apreciaciones que no son contundentes y que no dan alcance a lo requerido por esta Autoridad Nacional. Finalmente, también concluyen, que a partir de la geofísica realizada se observa lo que puede llegar a ser una anomalía geo eléctrica en el predio del señor Salvador Ávila Vanegas; llegar a esta conclusión a partir de un método unidimensional, si bien tiene una incertidumbre alta, tampoco es un argumento contundente para determinar el origen de las surgencias de hidrocarburo y su naturaleza”.

Extrañamente para ANLA la incertidumbre en el escenario de migración del hidrocarburo desde los intervalos productores Condor 1 y Condor 2 ST a los acuíferos superficiales es muy alta, pero reiteramos que de la lectura del acto administrativo, no se aprecia el sustento basado en la ciencia o la técnica, por lo tanto consideramos adecuado la reconsideración de los argumentos de. La ANLA y la consecuencia de responsabilizar a NIKOIL de unos hechos inexistentes.

Con respecto a que, la estructura de anticlinal corroborada por la sísmica de reflexión puede generar diaclasas que permiten la migración; no es una afirmación que surge de una apreciación regional, sino de una línea sísmica existente y por lo tanto no son afirmaciones contradictorias, por el contrario, las diaclasas que permiten la migración son evidentes en el área del estudio hidrogeológico.

**Consideraciones de esta Autoridad:**

A este respecto, es necesario aclarar que, dentro de las funciones definidas por ley a esta Autoridad, no figura la planeación, elaboración o sustentación de estudios científicos. En este sentido, la motivación en torno a la imposición de obligaciones de carácter ambiental y la exigencia de su cumplimiento a partir del procedimiento de control y seguimiento ambiental, obedece a la evaluación y valoración técnica de la información presentada por el mismo usuario.

La información presentada por el usuario deberá ser sustentada de acuerdo con los lineamientos requeridos por esta Autoridad en los requerimientos incluidos en los actos administrativos asociados al expediente asignado al proyecto obra o actividad. Asimismo, deberá ser acompañada de todos los soportes y evidencias que den cuenta de la adecuada aplicación de procedimientos para la recopilación y análisis de información.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Por lo anterior, es pertinente aclarar que la sociedad es quien debe realizar el sustento técnico de las afirmaciones de sus documentos, la Autoridad realiza el debido proceso de evaluación y verificación de la misma, en tal caso y de manera reiterada se establece que la sociedad solo ha entregado a la autoridad el documento “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”, presentado mediante radicado 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022.

Documento que como ya se ha descrito, no define de manera técnica la presencia y origen de los afloramientos, de acuerdo con el contexto hidrogeológico de la zona, específicamente en la conclusión donde la sociedad afirma “

De acuerdo al modelo geológico construido en el marco del presente estudio, se concluye la baja probabilidad de migración de fluidos de los intervalos productores de los pozos Condor 1 y Condor 2 ST a las unidades hidrogeológicas más superficiales, toda vez que la secuencia de unidades hidrogeológicas que se comportan como barreras hidráulicas y aíslan la unidad más superficial es de mas de 800 metros.”.

En el marco de la evaluación se concluye que en el documento DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA RED DE PIEZÓMETROS DE MONITOREO Y ESTUDIO HIDROGEOLÓGICO EN EL ÁREA DE LOS AFLORAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL MUNICIPIO SAN LUIS DE GACENO EN BOYACÁ PARA ANÁLISIS DE LA FUENTE DE LAS POSIBLES FILTRACIONES DE HIDROCARBUROS”, presentado mediante radicado 2022131273-1-100 del 28 de junio de 2022; no se presentan las características hidrogeológicas de las unidades a 800 metros de profundidad, ya que el método geofísico utilizado por la sociedad presenta una profundidad máxima de prospección de 100 metros, así mismo los perfiles geoelectricos no muestran escala ni profundidades, por tanto son netamente descriptivos y no definen ni la profundidad de las unidades hidrogeológicas, ni la relación de estas unidades con los afloramientos.

La línea sísmica analizada por la sociedad en el mismo documento no presenta escala gráfica, profundidades ni delimitación de capas hidrogeológicas; si bien se considera como un insumo para el modelo geológico como se describe a continuación: “ A partir de la información sísmica presentada y trabajo de campo fue posible mapear el eje del anticlinal asociado a Campo Medina presenta la localización del eje del anticlinal, los afloramientos de hidrocarburos y los pozos de hidrocarburos Condor 1, Condor 2ST y Medina. Se presenta adicionalmente los datos estructurales sobre la Formación Carbonera en su miembro C1 al oeste del eje del anticlinal. ” muestra la línea sísmica en la que se basa el análisis de la sociedad, sin embargo como se observa, no se presenta la escala de la mimas, así mismo no se presenta la correlación con unidades hidrogeológicas, ni la presencia de los afloramientos que pueda permitir una correlación entre estas unidades, los afloramientos y la interpretación sísmica, finalmente no es clara la posición de la Formación Carbonera miembro C1, no se identifica el espesor de 800 metros de “(..)la secuencia de unidades hidrogeológicas que se comportan como barreras hidráulicas y aíslan la unidad más superficial (...)”; en tal sentido la afirmación de la sociedad carece de sustento técnico desde el contexto hidrogeológico.

Las demás consideraciones técnicas respecto al no cumplimiento de los requerimientos, están consignadas en el Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022.

Por tanto, una vez verificada la información aportada por la Sociedad, esta Autoridad Nacional no encuentra evidencia suficiente que permita concluir que se ha dado cumplimiento a las obligaciones del componente hidrogeológico.

**Argumentos de la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA:**

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

La construcción del modelo geológico que representa la estructura anticlinal sobre la cual se encuentran localizados los pozos Condor 1, Condor 2ST y Medina, ha sido realizada a partir de información sísmica adquirida por la compañía para la construcción del modelo geológico del yacimiento. A nivel regional, el Servicio Geológico Colombiano desconoce la existencia de una estructura anticlinal.

La determinación de la Formación Geológica Carbonera C1 aflorante en el Campo Medina y su nivel de diaclasamiento han sido realizados a partir de los registros litológicos de los pozos Condor 1, Condor 2ST, Medina y trabajo de campo. A nivel regional, el Servicio Geológico Colombiano reconoce como unidad geológica aflorante a la Formación Guayabo. En un sistema hidrogeológico puede existir diaclasamiento y barreras hidráulicas en simultánea. En una estructura anticlinal, la cresta está sometida a esfuerzos de tensión y la base a esfuerzos de compresión. Así las cosas, conceptualmente se espera la unidad geológica que está en la cresta (Formación Carbonera C1) presente diaclasas y las unidades más profundas una densidad de diaclasas significativamente menor. Así las cosas, las unidades hidrogeológicas más profundas y con comportamiento litológico predominante arcilloso y una disminuida densidad de diaclasas se comportarían como barreras hidráulicas. Las unidades hidrogeológicas más superficiales se encontrarían más diaclasado y consecuentemente serían más susceptibles a ser erodadas, esta situación explicaría la ausencia de la formación Guayabo en el Campo Medina.

Manifiesta ANLA:

“Adicionalmente, es importante destacar que con respecto a los estudios de isotopía requeridos por la ANLA, para determinar la naturaleza de las surgencias, la sociedad no allega a esta autoridad ningún avance o evidencia de esta actividad, no presentan resultados de estudios de isotopía u otros, que sugieran o no conectividad hidráulica o relación entre el Campo de Producción Medina y los afloramientos inventariados; al respecto, es importante indicar que, no es claro ni contundente el análisis del origen de las surgencias de hidrocarburo.

En concordancia con lo anterior, esta Autoridad Nacional en cumplimiento de las funciones asignadas por la Ley, ha requerido a la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA información técnica detallada, que permita dar claridad respecto al origen de los afloramientos y el manejo a los impactos ambientales generados por dicha problemática en su área de influencia.

Hasta la fecha, la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA ha entregado solo parte de la información requerida relacionada con la problemática de afloramientos y como ya se explicó en los párrafos anteriores, en reiteradas oportunidades esta Autoridad Nacional le ha informado a la Sociedad, las razones por las que la información presentada no brinda certeza para concluir lo argumentado por el Titular de la Licencia Ambiental.

Es claro para esta Autoridad Nacional que la Sociedad ha venido presentado en forma reiterativa información que ya ha sido valorada y sobre la cual se han presentado las debidas consideraciones oportunamente. Por lo contrario, no presenta estudios o evidencias que soporte la no existencia de relación de causalidad entre las actividades desarrolladas en el Campo de Producción Medina y la ocurrencia del fenómeno de afloramientos de hidrocarburo en la vereda Horizontes del municipio de San Luis de Gaceno, Boyacá”.

Con respecto a lo manifestado por ANLA sobre los estudios de isotopía requeridos, NIKOIL informa que estos fueron radicados el 3 de febrero de 2023 como se indicó anteriormente y que dio como conclusión que, el hidrocarburo de los afloramientos es de diferente composición al crudo del campo Còndor.

NIKOIL ha entregado los estudios requeridos por ANLA, así:

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- *Diseño y Construcción de una Red de Piezómetros de Monitoreo y Estudio Hidrogeológico en el Área de los Afloramientos de Hidrocarburos en el Municipio San Luis de Gaceno en Boyacá, el 28 de junio de 2022.*
- *Análisis de los Patrones de Discontinuidades en los Puntos de los Afloramientos, el 3 de febrero de 2023.*
- *Caracterización Geoquímica presentes en el área de influencia del proyecto, el 3 de febrero de 2023.*

*De los anteriores estudios se concluye que, los afloramientos de hidrocarburos en veredas Caño Grande y Río Chiquito de San Luis de Gaceno, son de procedencia natural y no tienen relación con el crudo del Campo Cóndor.*

**Consideraciones de esta Autoridad:**

*En el estudio denominado “ANÁLISIS DE LOS PATRONES DE DISCONTINUIDADES EN LOS PUNTOS DE LOS AFLORAMIENTOS (SU PERSISTENCIA, APERTURA, RELLENO, CONTENIDO, SATURACIÓN, ETC.)” de enero de 2023 y presentado mediante el Radicado 2023021410-1-000 del 3 de febrero de 2023, no se presentan argumentos o análisis alguno en relación al origen de los afloramientos de hidrocarburos o una afirmación que acompañada de evidencias e hipótesis señale que el origen de los hidrocarburos es natural. El documento señalado hace un análisis descriptivo de características como persistencia, apertura, relleno, contenido y saturación de las fracturas entre otros, pero no se presenta una interpretación a la cual se pueda responder por parte de esta Autoridad respecto a cómo las descripciones realizadas para fracturas se relacionan o pueden indicar el origen y la forma de migración de los hidrocarburos que hoy se encuentran aflorando en cercanías a la ubicación de los pozos del proyecto en superficie.*

*Si bien la información presentada en materia de fracturas (discontinuidades) da cumplimiento al requerimiento establecido en el Numeral 3 del Artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022 de este estudio no se concluye de manera alguna ni se presentan argumentos o análisis relacionados a que los afloramientos de hidrocarburos en veredas Caño Grande y Río Chiquito de San Luis de Gaceno, son de procedencia natural.*

*En el informe Caracterización Geoquímica presentes en el área de influencia del proyecto, presentado a la ANLA mediante radicado 2023021410-1-000 del 3 de febrero de 2023, la sociedad refiere respuesta al numeral 5 del Artículo segundo de la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022, que indica lo siguiente:*

*“Presentar la caracterización del isótopo carbono-13 (13C) para el Campo de Producción Medina teniendo en cuenta lo siguiente:*

*a. Caracterizar el isótopo Carbono-13 (13C), de la fracción destilada de carbono inorgánico disuelto del hidrocarburo producto de la explotación de los pozos Condor1, Cóndor 2 y Medina; de acuerdo con la metodología de la OIEA y todos sus protocolos vigentes.*

*b. Caracterizar el isótopo Carbono 13 de la fracción destilada de carbono inorgánico disuelto en los AFLORAMIENTOS RC-L-P1, CG-L-P1. CG-L-P3 CG-L-P4; de acuerdo con la metodología de la OIEA y todos sus protocolos vigentes.*

*Presentar informe con la respectiva sustentación técnica que indique si se presenta o no una relación directa entre el isótopo Carbono-13 (13C), caracterizado en los numerales a y b.”*

*Con respecto a lo anterior la Autoridad considera que, en el informe entregado por la sociedad, se presentan relaciones entre Pr/Ph y los valores de  $\delta^{13}C$  de los petróleos completos, su análisis está enfocado en la determinación del ambiente de depósito (EOD), calidad y tipo de materia orgánica generadora (fuente) y la posible edad de la roca que generó los hidrocarburos; sin embargo, los estudios de isotopía solicitados en el requerimiento, están en función de la fracción destilada de carbono inorgánico disuelto del hidrocarburo, tanto*

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

en los pozos como en los afloramientos debidamente georreferenciados, y de acuerdo con la metodología de la OIEA y todos sus protocolos vigentes.

En tal sentido, la sociedad no cumple con el requerimiento ya que no se tomó el isótopo  $\delta^{13}C$  en el medio solicitado, así mismo no se presenta la descripción de las metodológicas vigentes; así mismo, en el informe no se presenta la sustentación técnica que indique la relación del isótopo  $\delta^{13}C$  en los diferentes puntos analizados; finalmente, el informe no cuenta con cadenas de custodia que indiquen el cuidado y preservación de la muestra para los respectivos análisis.

De acuerdo con lo anterior, la sociedad no presenta resultados ni análisis que permitan dar respuesta al requerimiento.

**Argumentos de la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA:**

Igualmente, manifiesta ANLA:

“Frente a la manifestación realizada en el escrito del recurso de reposición por el titular de la licencia ambiental conforme al cual no resulta justificable imponer medidas de manejo adicionales esta Autoridad Nacional consideró necesaria su imposición, teniendo en cuenta que fueron identificados afloramientos líquidos en las cuencas del caño Grande y río Chiquito y esto con el fin de conocer los posibles impactos que se deriven hacia el recurso hídrico superficial, así como a la hidrobiota asociada y las comunidades locales que utilizan el recurso hídrico y se ubican aguas abajo de los sitios de afloramientos”.

NIKOIL, se permite expresar a ANLA que no es justificable imponer a la empresa medidas de manejo adicionales, no porque no sea importante conocer los posibles impactos que se deriven hacia el recurso hídrico superficial sino porque este impacto ambiental no debe ser atribuible a NIKOIL.

Con respecto a lo considerado por la Corte Constitucional en la Sentencia T-325 de 2017 en relación con el derecho al ambiente sano:

“La Corte ha atendido a la necesidad que propugna por la defensa del ambiente y de los ecosistemas, por lo que ha calificado al ambiente como un bien jurídico constitucionalmente protegido, en el que concurren las siguientes dimensiones: (i) es un principio que irradia todo el orden jurídico en cuanto se le atribuye al Estado la obligación de conservarlo y protegerlo, procurando que el desarrollo económico y social sea compatible con las políticas que buscan salvaguardar las riquezas naturales de la Nación; (ii) aparece como un derecho constitucional de todos los individuos que es exigible por distintas vías judiciales; (iii) tiene el carácter de servicio público, erigiéndose junto con la salud, la educación y el agua potable, en un objetivo social cuya realización material encuentra pleno fundamento en el fin esencial de propender por el mejoramiento de la calidad de vida de la población del país; y (iv) aparece como una prioridad dentro de los fines del Estado, comprometiendo la responsabilidad directa del Estado al atribuirle los deberes de prevención y control de los factores de deterioro ambiental y la adopción de las medidas de protección”.

De conformidad con lo anterior, en este caso de afloramientos naturales de hidrocarburos, al Estado colombiano se le atribuye la obligación de conservar y proteger el medio ambiente. Igualmente, el medio ambiente aparece como una prioridad dentro de los fines del Estado, comprometiendo la responsabilidad directa del Estado al atribuirle los deberes de prevención y control de los factores de deterioro ambiental y la adopción de las medidas de protección.

Por lo anterior, y en línea con la Sentencia de la Corte es que NIKOIL en varias oportunidades ha indicado a ANLA:

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Ley 99 de 1993 en su Artículo 5º Numeral 13:

*“(…) **Funciones del Ministerio.** Corresponde al Ministerio del Medio Ambiente:*

*13) Definir la ejecución de programas y proyectos **que la Nación, o ésta en asocio con otras entidades públicas, deba adelantar para el saneamiento del medio ambiente** o en relación con el manejo, aprovechamiento, conservación, **recuperación o protección de los recursos naturales renovables y del medio ambiente** (…). Resaltado fuera de texto original.*

*Es claro que, ante el hecho físico de los mencionados afloramientos naturales de hidrocarburos, corresponde al Estado Colombiano en cabeza del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, ahora ANLA, definir si es necesario, en asocio con otras entidades de carácter público, en este caso particular con CORPOCHIVOR, e igualmente con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la ejecución de programas y proyectos que la Nación deba adelantar para el saneamiento del medio ambiente, que es lo que actualmente se requiere para la protección de los recursos naturales renovables en el sitio de los afloramientos naturales de hidrocarburos en predios privados de las veredas Caño Grande y Río Chiquito del municipio de San Luis de Gaceno, Boyacá; por lo tanto NO CORRESPONDE A NIKOIL asumir roles y funciones propias de la autoridad ambiental en Colombia, pues al hacerlo, la sociedad que represento estaría infringiendo lo dispuesto en la Ley 99 de 1993, y así, usurpando funciones que corresponden de manera exclusiva y privativa al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, como lo estableció la mencionada Ley en 1993.*

*Así mismo, el numeral 17 de la citada Ley 99 de 1993 establece:*

*“(…) **Funciones del Ministerio.** Corresponde al Ministerio del Medio Ambiente:*

*17) **Contratar, cuando sea necesario para el cumplimiento de sus funciones, la elaboración de estudios de investigación y de seguimiento de procesos ecológicos y ambientales** y la evaluación de estudios de impacto ambiental (…). Resaltado fuera de texto original.*

*Visto la cita anterior, se colige la claridad respecto de la función encomendada por el Ejecutivo al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y este caso específico de afloramientos naturales **corresponde a procesos ecológicos y ambientales**, para lo cual el Estado Colombiano delegó en la Autoridad Ambiental esta función, y mal haría NIKOIL en acometer acciones encaminadas a la elaboración de estudios de investigación y de seguimiento de procesos ecológicos, cuando corresponde al estado realizarlos por mandato de la Ley 99 de 1993, contando además el Estado con todos los recursos económicos, técnicos, tecnológicos y humanos necesarios para la contratación de tales estudios de investigación.*

*Se reitera que **NO es función de NIKOIL** acometer estudios de investigación y de seguimiento de procesos ecológicos naturales y menos atender “Per se” la imposición arbitraria, injusta y atropelladora de medidas adicionales improcedentes establecidas en la resolución de se recurre.*

*Así mismo, NIKOIL, se permite referir el Artículo 5º. Numeral 35 de la Ley 99 de 1993, 35, el cual establece: 14*

*“(…) **Funciones del Ministerio.** Corresponde al Ministerio del Medio Ambiente:*

*35) **Hacer evaluación, seguimiento y control de los factores de riesgo ecológico** y de los que puedan incidir en **la ocurrencia de desastres naturales y coordinar con las demás autoridades las acciones tendientes a prevenir la emergencia o a impedir la extensión de sus efectos** (…). Resaltado fuera de texto original.*

*Es decir, la misma Ley 99 de 1993 establece a la Autoridad Ambiental como función exclusiva y privativa, la de realizar evaluaciones, seguimiento y control cuando ocurran desastres naturales y además coordinar con las*

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

demás autoridades, llámese CORPOCHIVOR, ANH, las acciones de control tendientes a prevenir la emergencia, es decir elaborar el Plan de Contingencia para impedir la extensión de esos efectos originados por afloramientos naturales, por lo que mal haría NIKOIL en elaborar un Plan de Contingencia para un fenómeno natural, cuya responsabilidad por ley es del Estado Colombiano, quien ha delegado esta función en la Autoridad Ambiental, más aún en predios privados, cuyos impactos ambientales han sido causados por acciones naturales y no por la actividad que desarrolla la Empresa.

Ahora bien, con respecto al rol o papel de CORPOCHIVOR, en este caso específico de los afloramientos naturales en veredas Caño Grande y Río Chiquito del municipio de San Luis de Gaceno; la ley 99 de 1993 en su Título VI, “**CORPORACIONES AUTÓNOMAS REGIONALES**” en su Artículo 31, Numerales 7, 20 y 23, establece:

“(…) **Funciones.** Las Corporaciones Autónomas Regionales ejercerán las siguientes funciones:

7) Promover y realizar conjuntamente con los organismos nacionales adscritos y vinculados al Ministerio del Medio Ambiente, y con las **entidades de apoyo técnico y científico** del Sistema Nacional Ambiental (SINA), **estudios e investigaciones en materia de medio ambiente y recursos naturales renovables.**

20) **Ejecutar, administrar, operar y mantener en coordinación con las entidades territoriales,** proyectos, programas de desarrollo sostenible y **obras de infraestructura cuya realización sea necesaria para la defensa y protección o para la descontaminación o recuperación del medio ambiente y los recursos naturales renovables.**

23) **Realizar actividades de análisis, seguimiento, prevención y control de desastres,** en coordinación con las demás autoridades competentes, y **asistirles en los aspectos medioambientales en la prevención y atención de emergencias y desastres;** adelantar con las administraciones municipales o distritales programas de adecuación de áreas urbanas en zonas de alto riesgo, **tales como control de erosión, manejo de cauces y reforestación (...)**”. Resaltado fuera de texto original

Es decir, la misma Ley 99 de 1993, máximo mandato legal ambiental en Colombia, estableció funciones claras y precisas a las Corporaciones Autónomas Regionales y les dio herramientas jurídicas para que puedan adelantar conjuntamente con organismos nacionales adscritos y vinculados al Ministerio de Ambiente, llámense ANLA, Servicio Geológico Colombiano, IDEAM, Direcciones, entre otros, estudios e investigaciones como para el caso de los afloramientos naturales de hidrocarburos en predios privados de las veredas Caño Grande y Río Chiquito del municipio de San Luis de Gaceno; por lo tanto, es **IMPROCEDENTE** que se le exija y requiera a una empresa privada como NIKOIL adelantar las acciones que por ley y los reglamentos le corresponden tanto a Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, como a ANLA y CORPOCHIVOR, en este caso.

Finalmente, y teniendo en cuenta todo lo mencionado anteriormente, con respecto a los requerimientos establecidos por la Resolución 02969 de 14 de diciembre de 2022, consideramos oportuno reiterar que el fundamento por el cual se adoptaron dichas medidas adicionales, adolece de sustento científico y técnico, el mismo que fue enarbolado en varias oportunidades por NIKOIL, quien fehacientemente demostró que los afloramientos son enteramente naturales.

Agradecemos a la ANLA proceda con la reconsideración de los argumentos expuestos en los actos administrativos mencionados, de tal forma que no lesione los intereses de la Compañía que represento; por cuanto consideramos excesivas las medidas impuestas, que, adicionalmente son altamente lesivas para continuar con el proyecto; no solo por el valor que éstas conllevan, sino porque de ser así, nos veríamos obligados a realizar estudios que ya fueron realizados, pagados y acreditados ante la ANLA.

**Consideraciones de esta Autoridad:**

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

*Es importante indicar que los argumentos presentados en la reconsideración solicitada por la Sociedad no son los mismos incluidos dentro del Recurso de Reposición interpuesto, el cual tuvo respuesta y fue verificado por esta Autoridad según los argumentos presentados en su momento por la Sociedad, en los términos señalados por la Ley.*

*No obstante, la información presentada se analiza en el presente Acto Administrativo, pero es de aclarar que lo aportado no genera ninguna reconsideración, pues no se encuentra información nueva que señale situaciones distintas a las que dieron origen a las medidas impuestas mediante la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022.*

**Otras consideraciones de esta Autoridad**

*Conforme a los análisis presentados sobre aspectos hidrogeológicos y geoquímicos en el presente Acto Administrativo basados en la información que entrega NIKOIL sobre la solicitud de reconsideración de los argumentos de la Resolución 588 del 23 de marzo de 2023 que ratifica la Resolución 02969 de 14 de diciembre de 2022, no se ha confirmado que la procedencia de hidrocarburos sea enteramente ocasionada por causas naturales y en consecuencia no se ha descartado la incidencia de situaciones antrópicas responsabilidad de NIKOIL sobre la ocurrencia de los afloramientos.*

*Por lo anterior, esta Autoridad Nacional se mantiene en la necesidad de conservar las medidas adicionales relacionadas con los numerales 1, 2 y 3 del artículo primero, y numeral 2 de del artículo segundo de la Resolución 02969 de 14 de diciembre de 2022.*

*Teniendo en cuenta, que los requerimientos sobre la caracterización del componente atmosférico parten de la necesidad de identificar los contaminantes producidos por los afloramientos para determinar la posible afectación sobre los receptores sensibles que hacen uso de los predios de propiedad privada donde se presentan los eventos, esta Autoridad no realiza reconsideraciones sobre los argumentos asociados con las características técnicas sobre el cual deben realizarse los monitoreos en el aire ambiente.*

*Es de resaltar que la solicitud de reconsideración de los argumentos indicados en la Resolución 588 del 23 de marzo de 2023 confirmatoria de la Resolución 02969 de 14 de diciembre de 2022, solo hacen referencia al origen de los afloramientos y a la responsabilidad sobre de quien acoja las medidas de manejo y monitoreo de los afloramientos, y no sobre especificaciones técnicas de los monitoreos solicitados, por lo que las obligaciones establecidas en los numerales 3 y 4 del artículo segundo de la Resolución 02969 de 14 de diciembre de 2022 se mantienen en las condiciones inicialmente establecidas.*

*Considerando que la obligación establecida en el numeral 6 del artículo segundo de la Resolución 02969 de 14 de diciembre de 2022 es consecuencia de lo establecido en los numerales 3, 4 y 5 del artículo segundo de la citada Resolución, no se realizan reconsideraciones sobre los argumentos asociados con esta obligación y, por lo tanto, se mantiene en las condiciones inicialmente establecidas.*

*Así mismo, esta Autoridad Nacional considera necesario mantener las medidas adicionales relacionadas con los monitoreos fisicoquímicos e hidrobiológicos del numeral 1 del artículo tercero de la Resolución 02969 de 14 de diciembre de 2022 con el fin de conocer los posibles impactos que se deriven hacia el recurso hídrico superficial por los afloramientos líquidos en las cuencas del caño Grande y río Chiquito.*

*Respecto a los numerales 2 y 3 del artículo tercero de la Resolución 02969 de 14 de diciembre de 2022, al igual que las anteriores obligaciones esta Autoridad Nacional no realizan reconsideraciones sobre los argumentos asociados con estas obligaciones y, por lo tanto, se mantienen en las condiciones inicialmente establecidas.*

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

*Finalmente cabe resaltar que frente al escrito de reconsideración contra el contenido de la Resolución 00588 de 23 de marzo de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 2969 de 14 de diciembre de 2022” presentado por parte de la sociedad NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA mediante comunicación con radicado en ANLA 2023069827-1-000 del 03 de abril de 2023.*

**OBLIGACIONES CUMPLIDAS Y CONCLUIDAS**

De acuerdo con lo establecido en el Concepto Técnico 4738 del 31 de julio de 2023, las obligaciones que de acuerdo con el seguimiento realizado se consideran cumplidas por el titular del proyecto, sobre las cuales no se continuará haciendo seguimiento por ser de único cumplimiento, son las siguientes:

**Auto 03809 del 11 de julio de 2018**

- Artículo primero.

**Auto 2304 del 30 de abril de 2019**

- Artículo primero, numeral 7

**Acta 20 del 7 de mayo de 2019**

- Requerimiento 23, Numeral 1

**Auto 5993 del 30 de junio de 2020**

- Artículo segundo, Numeral 14

**Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020**

- Artículo Primero, Numeral 1

**Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021**

- Artículo primero, numeral 34

**Resolución 455 del 25 de febrero de 2022**

- Artículo Primero, numerales 2, 3 y 7
- Artículo Segundo, literales a y b del numeral 1.
- Artículo Tercero, literal a del Numeral 3 del

**Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022**

- Artículo Primero, literales a, b, c, d y e del numeral 1
- Artículo Primero, numeral 3
- Artículo Segundo, literal a del numeral 4

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

- Artículo segundo, numeral 3
- Artículo segundo, literales a y b del numeral 4
- Artículo segundo, numeral 6

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- Artículo Segundo, literal a del Numeral 40
- Artículo segundo, numeral 41

**Consideraciones de la autoridad**

Teniendo en cuenta que a través de providencia del 25 de noviembre de 2020 el Tribunal Administrativo de Boyacá decretó medidas cautelares dentro de la demanda de acción popular interpuesta por la doctora Alicia López Alfonso, Procuradora 2 Judicial I Agraria y Ambiental Tunja contra Ministerio de Ambiente y Desarrollo, ANLA, CORPOCHIVOR, donde se ordenó a esta Autoridad Ambiental la evaluación de la información presentada por parte de la sociedad NIKOIL ENERGY CORP SUC COLOMBIA en cumplimiento de lo ordenado por el Tribunal mediante la providencia en mención y posteriormente se adopten las medidas técnicas a que hay lugar.

Así las cosas la sociedad mediante comunicación con radicado en ANLA 2022061920-1-000 del 1 de abril de 2022, presenta informe sobre medidas cautelares impuestas por el Tribunal Administrativo de Boyacá, las cuales fueron objeto de evaluación y análisis técnico por parte de esta Autoridad concluyendo que de acuerdo a la información presentada que la sociedad no dio cumplimiento a las ordenes dadas por el Tribunal de Boyacá razones las cuales se encuentran plasmadas en el presente acto administrativo.

Por otra parte cabe resaltar que con respecto a la información presentada a través del radicado ANLA 2023069827-1-000 del 3 de abril de 2023, por parte de la sociedad denominada escrito de reconsideración es pertinente indicar que tal solicitud no se encuentra establecida dentro del ordenamiento jurídico y por lo tanto no es procedente pronunciamiento alguno sobre la misma.

**DISPONE:**

**ARTÍCULO PRIMERO.** Requerir a la sociedad **NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA**, para que en el próximo Informe de Cumplimiento Ambiental - ICA, correspondiente al primer semestre del año 2023, presente las evidencias documentales del cumplimiento y/o ejecución de las siguientes obligaciones ambientales:

1. Ajustar el Plan de Contingencias presentado mediante radicado 20236200014952 del 28 de abril de 2023 de conformidad con el Artículo 2.2.2.3.9.1. del Decreto 1076 del 26 de mayo de 2015 y Decreto 1868 del 27 de diciembre de 2021 siguiendo la estructura establecida en el Decreto 1081 del 2015, adicionado por el Artículo 2.3.1.5.2.1.1 del Decreto 2157 del 20 de diciembre 2017, considerando los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo de la contingencia del proyecto, obra o actividad en su fase actual, incluyendo la siguiente información:
  - a. Identificación, caracterización y valoración de los escenarios de riesgo asociados a las obras de mitigación y contención de afloramientos de hidrocarburos.
  - b. Determinación de las áreas de afectación e identificación de los elementos expuestos que pudieran verse afectados por la materialización de los escenarios identificados.
  - c. Acciones de monitoreo para aquellos parámetros que incidan en el comportamiento del riesgo y que puedan generar afectación ambiental a los medios biótico, abiótico y socioeconómico, indicando los umbrales y la activación de los sistemas de alerta temprana.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- d. Información referente a la deducción del riesgo y manejo de contingencias, conforme al análisis de riesgo actualizado para el proyecto, haciendo especial énfasis en las medidas de reducción y manejo de los escenarios críticos identificados.

**ARTÍCULO SEGUNDO.** Reiterar a la sociedad **NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA**, el cumplimiento de las obligaciones y medidas ambientales en los términos y condiciones en que fueron establecidas en los actos administrativos a los que se hace referencia en la presente disposición:

1. Presentar el soporte de la implementación de medidas de reducción de riesgo por pérdida de contención de sustancias peligrosas en las instalaciones de almacenamiento y los procedimientos y equipos para garantizar de manera oportuna respuesta ante la posible materialización de un evento de contingencia, en cumplimiento del plan de contingencias del proyecto y de lo estipulado en el numeral 3.1.1 del artículo 2.3.1.5.2.1.1 del Decreto 1081 del 25 de mayo de 2015, adicionado por el Decreto 2157 del 20 de diciembre de 2017 y del numeral 15 del Artículo Primero del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
2. Presentar los soportes documentales donde se indique el desarrollo de las actividades con los actores sociales e institucionales del municipio de San Luis de Gaceno y presentar información, de conformidad con la Ficha MS-3 Programa de apoyo a la capacidad de gestión institucional y en cumplimiento del numeral 4 del artículo segundo del Auto 5629 del 16 de noviembre de 2016 y de los términos y condiciones establecidos en el Numeral 12 del Artículo Primero del Auto 02304 de 30 de abril de 2019, el numeral 18 del Artículo Segundo del Auto 5993 del 30 de junio de 2020, y del numeral 10 del artículo primero del auto 10045 de 23 de noviembre de 2021, del numeral 8 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y del numeral 44 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
3. Desarrollar acciones orientadas a brindar claridad a las comunidades frente a las actividades de mantenimiento de la vía ejecutadas en el marco del proyecto y las desarrolladas mediante convenios con la Alcaldía Municipal; dando alcance y brindando información permanente respecto al cumplimiento de los acuerdos pactados, en cumplimiento de lo establecido en la ficha de manejo MS-7. Programa de manejo de la infraestructura social afectada por el proyecto y entregar los respectivos soportes, y en cumplimiento del numeral 10 del artículo cuarto del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021, numeral 11 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y numeral 47 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
4. Presentar evidencias documentales que incluyan material pedagógico, actas, fotografías, registros de asistencia, acuses de recibido, etc., que permitan verificar el cumplimiento de que la Sociedad realizó el desarrollo de acciones informativas encaminadas a dar a conocer a las autoridades municipales y comunidades del área, de manera oportuna el avance de las acciones orientadas a dar cumplimiento a los requerimientos establecidos por esta Autoridad frente al manejo y monitoreo de los afloramientos, dando alcance a las expectativas de la comunidad y en conformidad con lo contemplado en el programa de MS-2 Información y comunicación con la comunidad; en cumplimiento del numeral 1 del artículo tercero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, el numeral 12 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y numeral 48 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
5. Realizar un inventario de fuentes potenciales de contaminación en la zona estudiada, con el fin de

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

descartar posibles fugas de hidrocarburo de la infraestructura petrolera, en cumplimiento del Numeral 5 del Artículo Primero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, confirmado mediante el artículo segundo de la Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022, reiterado en el numeral 2 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y numeral 38 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.

6. Presentar un informe sobre el workover de los pozos Cóndor 1 y Cóndor 2 y Medina 1 y remitir los soportes que permitan verificar que se desarrollaron en el marco de la Licencia Ambiental Global otorgada mediante la Resolución 999 del 29 de mayo de 2009, en cumplimiento del numeral 2 del artículo primero del Auto 5629 del 16 de noviembre de 2016, el numeral 7 del artículo primero del Auto 2304 del 30 de abril de 2019, el numeral 14 del del artículo segundo del Auto 5393 del 30 de junio de 2020, numeral 7 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021, numeral 5 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y numeral 41 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
7. Presentar la evidencia de la implementación de las medidas de manejo necesarias para el manejo puntual de los flujos de hidrocarburos que brotan por las laderas aledañas del pozo Condor 1 en el área del Campo Medina, con el fin de minimizar el impacto de los mismos a nivel hidrogeológico, ecosistémico y en la estabilidad del terreno, de conformidad con la medida 2.2 de la ficha MA-1.5. Manejo de residuos líquidos, el artículo segundo del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021, el numeral 9 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y numeral 45 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
8. Construir obras de mitigación y control en los puntos de los afloramientos de la parte baja del Talud de las facilidades de producción de los pozos Condor, en los predios de los Señores Ávila y Dumar Martínez; en cumplimiento del numeral 2 artículo tercero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, confirmado mediante el artículo segundo de la Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022, numeral 14 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y numeral 50 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
9. Presentar soportes de los reportes de visitas semanales al sitio con información sobre las condiciones ambientales existentes en la zona y las características del sitio de afloramiento. En el evento de un cambio repentino de las condiciones existentes que pudieran poner en riesgo el ecosistema o la salud y seguridad de la población (como un cambio abrupto en los volúmenes de afloramiento o en el aspecto de la sustancia que brota del suelo) deberá poner en alerta a las comunidades del área de influencia y activar el plan de contingencias, en lo que se refiere al control de los peligros que se deriven de un derrame desmesurado de dicha sustancia, en cumplimiento del parágrafo del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018, numeral 5 del requerimiento 25 del Acta No. 20 del 7 de mayo de 2019, el numeral 5 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020, el numeral 38 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021, numeral 15 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y del numeral 51 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
10. Presentar los soportes del establecimiento de la vigilancia del sitio del afloramiento de hidrocarburos localizado en las coordenadas E1104424 N1014645, con miras a mantener monitoreadas las condiciones ambientales físicas y bióticas, en cumplimiento del numeral 3 del

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

requerimiento 24 del Acta No. 20 del 7 de mayo del 2019, literal b del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018, el numeral 3 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020, el numeral 36 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021, numeral 17 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, y numeral 53 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.

11. Realizar las acciones de monitoreo del riesgo, para evidenciar si los movimientos en masa en algún momento pueden llegar a afectar la infraestructura del proyecto y generar la pérdida de contención de hidrocarburos, en cumplimiento del numeral 1.3 del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017 y del numeral 2 del Artículo Primero del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022.
12. Correlacionar la columna estratigráfica de los pozos Medina y Cóndor 1 y 2 con la geología de superficie en la zona de los afloramientos y definir la secuencia estratigráfica desde superficie hasta el reservorio de hidrocarburo, en cumplimiento del Numeral 6 del Artículo Primero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022 confirmado mediante el artículo segundo de la Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022 y el numeral 3 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y del numeral 39 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
13. Presentar un informe en el que se analicen, para todos los pozos del Campo de Producción Medina, los siguientes aspectos:
  - i. El número de barriles perdidos en piscinas de manejo de fluidos y en lodo de perforación durante las actividades de perforación y completamiento de los pozos del proyecto.
  - ii. Las profundidades de las pérdidas de lodo de perforación.
  - iii. Comparación de las características fisicoquímicas del lodo de perforación y de las sustancias usadas para mitigar las pérdidas en pozo, respecto a los afloramientos que se presentan en los alrededores de la locación Cóndor 1.

Lo anterior, en cumplimiento del Numeral 3 del Artículo Tercero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022 confirmado mediante el artículo segundo de la Resolución 1015 del 16 de mayo de 2022, del Literal b del numeral 4 del artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y del Literal b del numeral 40 del Artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.

14. Presentar un análisis de parámetros totales de los hidrocarburos, indicando claramente los valores de parámetros como la gravedad API y porcentaje de elementos no orgánicos como: Azufre, Níquel y Vanadio; que permitan interpretar algunos cambios por efectos de biodegradación, y madurez de la roca productora e incluso permitan diferenciar grupos de hidrocarburos.

Lo anterior, en cumplimiento del literal c del numeral 1 del artículo segundo de la Resolución 455

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

del 25 de febrero de 2022, reiterado en el literal c del numeral 4 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.

15. Realizar exploración geofísica de tipo geoelectrica continua (tomografías) que involucre la plataforma Cóndor y la zona de afectación de los afloramientos, en donde se generen dos (2) perfiles 2D de resistividad del subsuelo en dirección de la plataforma hacia los afloramientos, con un arreglo geométrico tal, que permita obtener la mejor resolución para identificar anomalías asociadas a la presencia de la pluma de hidrocarburos en el acuífero somero y zona vadosa del área estudiada, mediante contrastes en la resistividad del subsuelo, en cumplimiento del Numeral 1 del Artículo Primero de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022 y numeral 1 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, y del Numeral 2 Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
16. Establecer mediante el análisis de la información geológica, geofísica y del inventario de puntos de agua, una red de monitoreo que incluya como mínimo los piezómetros instalados, los manantiales donde se evidencia salida de hidrocarburo y las corrientes de agua superficial. El monitoreo deberá tener como mínimo el nivel freático, parámetros fisicoquímicos in-situ (pH, conductividad eléctrica, temperatura), análisis de hidrocarburos totales de petróleo (TPH) y BTX; y caudales en manantiales. Compararlo con lo establecido en los diferentes Estudios de Impacto Ambiental que tienen los diferentes expedientes, relacionados con el área donde se presentan los afloramientos. En cumplimiento del literal e) del artículo segundo de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, reiterado en el numeral 6 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
17. Realizar la instalación de una red de piezómetros de por lo menos tres (3) pozos de monitoreo en cada una de las zonas donde se presentan las filtraciones, ya sea por contacto o por fracturas ubicado uno (1) aguas arriba y dos (2) aguas abajo de los afloramientos. La profundidad de estos piezómetros deberá estar 2 m por debajo del nivel freático para establecer la calidad del agua subterránea. En cumplimiento del literal d, del numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, reiterado en el literal b del numeral 5 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
18. Presentar los resultados de la perforación manual que permita establecer la secuencia estratigráfica en el sitio de afloramiento de la sustancia, así como un estudio hidrogeológico de la zona, que demuestre la procedencia de la filtración del hidrocarburo existente en las coordenadas E1104424 N1014645 de la vereda Horizontes del municipio de San Luis de Gaceno, departamento de Boyacá. En cumplimiento del numeral 2 del requerimiento 23 del Acta 20 del 7 de mayo de 2019, del literal a del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018, del numeral 2 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020, del numeral 35 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021, del numeral 16 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y del numeral 52 del Artículo Segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
19. Implementar un seguimiento permanente a cada uno de los puntos de afloramientos tanto líquidos como de gas identificados, de acuerdo con las siguientes condiciones:

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- a. En el caso de Rio Chiquito se utilizarán las iniciales “RC” y para aquellos ubicados en la microcuenca de Caño Grande las iniciales “CG”, posteriormente se separará con un guion y se adicionará el tipo de afloramiento, para los líquidos se utilizará la inicial “L”, en caso de aquellos de gas se utilizará la inicial “G” y por último se denominarán cada uno de los afloramientos como “PX” indicando consecutivamente los afloramientos encontrados.
- b. Implementar la siguiente codificación y/o marcación de los puntos de afloramiento hasta ahora identificados, en caso de encontrarse nuevos se adicionarán a la tabla y se les realizará el mismo seguimiento aquí exigido a los afloramientos identificados.

ID_Afloramiento	Predio	Tipo de Afloramiento	Microcuenca relacionada	Coordenadas Origen Único Nacional	
				Este	Norte
RC-L-P1	Dumar Martinez	Líquido	Rio Chiquito	4984440	2079790
RC-G-P1	Dumar Martinez	Gas	Rio Chiquito	4984190	2080080
CG-L-P1	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984941	2080486
CG-L-P2	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984905	2080476
CG-L-P3	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984878	2080413
CG-L-P4	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984822	2080388
CG-L-P5	Sucesión Salvador Ávila	Líquido	Caño Grande	4984802	2080371
CG-G-P1	Sucesión Salvador Ávila	Gas	Caño Grande	4984755	2080354
CG-G-P2	Sucesión Salvador Ávila	Gas	Caño Grande	4984655	2080337
CG-G-P3	Sucesión Salvador Ávila	Gas	Caño Grande	4984671	2080312

- c. Generar ficha técnica para cada uno de los puntos de afloramiento con la siguiente información:

Generalidades	
<b>Código:</b>	Marcación asignada de acuerdo con las indicaciones dadas en este seguimiento para este fin.
<b>Fotografía de identificación:</b>	Primera fotografía tomada al Punto del afloramiento
<b>Coordenadas:</b>	Coordenadas en origen único nacional de la ubicación exacta del afloramiento
<b>Descripción detallada del afloramiento:</b>	Hacer una descripción físico- biótica detallada del lugar de afloramiento y su entorno en un radio de 50 m a la redonda, describir la apariencia del afloramiento con el mayor detalle posible, tener en cuenta tipo y estado de vegetación aledaña, topografía e indicar si el afloramiento se relaciona con roca, nacimiento de agua, o similar.
<b>Monitoreo in situ:</b>	Realizar monitoreo <i>in situ</i> de parámetros fisicoquímicos de pH, conductividad (µS/cm) y sólidos totales (mg/l) y consignar los resultados del monitoreo.
<b>Nombre del Predio:</b>	Nombre del predio donde se localiza el afloramiento, este debe corroborado con el propietario del predio
<b>Vereda:</b>	Vereda en la que se encuentra el predio donde se halle el afloramiento
<b>Nombre(s) del Propietario(s):</b>	Nombre del propietario o propietarios del predio donde se ubique el afloramiento
<b>Fecha aproximada de la aparición del afloramiento:</b>	Se debe corroborar con el propietario del predio y personas de la comunidad, a partir de que fecha se percibió la aparición del afloramiento, en lo posible incluir mes y año.
<b>Obras de contención:</b>	Se deberá describir la obra de contención realizada por la Sociedad conforme lo requerido por la ANLA. (Aplica solo para afloramientos líquidos)
<b>Medidas de mitigación:</b>	Describir una a una las medidas de mitigación implementadas por parte de la Sociedad con el fin de no ampliar el radio de la posible afectación generada por el fluido aflorante.
<b>Medidas de limpieza:</b>	Describir las medidas de limpieza que deberá desarrollar durante cada visita de inspección que se realice por parte de la Sociedad, semanalmente o en caso de requerirse en menor periodicidad.

- d. Presentar los soportes del seguimiento al estado de cada uno de los afloramientos, que deberán incluir como mínimo lo siguiente:
  - i. Dentro de la misma ficha técnica de cada afloramiento, se documentará cada uno de los seguimientos realizados, utilizando un libro de Excel por mes para cada afloramiento y en cada hoja del mismo archivo ingresar uno a uno, los seguimientos.
  - ii. Los seguimientos a realizar deberán contener como mínimo la siguiente información:

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

Generalidades	
<b>Código:</b>	Marcación asignada de acuerdo con las indicaciones dadas en este acto administrativo para este fin.
<b>Fecha y hora de visita:</b>	Fecha y hora exacta de la visita de seguimiento
<b>Descripción detallada del estado actual del afloramiento y su área circundante:</b>	Hacer una descripción físico- biótica detallada del lugar de afloramiento y su entorno en un radio de 50 m a la redonda, describir la apariencia del afloramiento con el mayor detalle posible, indicar en este punto si se presentan diferencias respecto a la visita inmediatamente anterior y adicionalmente siempre comparar con la información tomada inicialmente en el punto de afloramiento.
<b>Monitoreo in situ</b>	Realizar monitoreo <i>in situ</i> de parámetros fisicoquímicos de pH, conductividad ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ ) y sólidos totales ( $\text{mg}/\text{l}$ ) y consignar los resultados del monitoreo y presentar la comparación con los anteriores de forma histórica. (Puede ser una página del libro de Excel utilizado mensualmente. Nota: Siempre se debe hacer una comparación de flujo aflorante, si este aumenta, disminuye o se mantiene, comparándola con la visita inmediatamente anterior y en general a medida que se van realizando otras inspecciones
<b>Registro fotográfico:</b>	Presentar Fotografía del afloramiento al detalle, otra en que se observe su entorno, una panorámica y otra en la que se pueda detallar el estado de la vegetación si la hay, cada foto debe estar nombrada de acuerdo con lo que se muestre en ella, y cada inspección debe contar como mínimo con 3 fotografías
<b>Seguimiento y mantenimiento a obras de contención:</b>	Se deberá indicar el estado y efectividad de las obras de contención, en caso de requerirse ajuste en las obras, esto deberá indicarse tanto en el reporte de la visita en que se identifique la necesidad, como en el reporte de la visita en el momento en que se realice el ajuste correspondiente. (Aplica solo para afloramientos líquidos)
<b>Efectividad obras de contención:</b>	Deberá señalar el porcentaje de efectividad que las obras de contención estén presentando conforme lo observado durante cada visita de inspección, si el porcentaje es inferior al 80% deberá incluir el ajuste a las medidas o la implementación de nuevas para la visita inmediatamente siguiente.

<b>Medidas de mitigación:</b>	Se debe detallar las medidas de mitigación implementadas, en cada visita, los ajustes que se realicen en su implementación en pro de que sean efectivas
<b>Efectividad medidas de mitigación:</b>	Deberá señalar el porcentaje de efectividad de las medidas de mitigación conforme lo observado durante cada visita de inspección, si el porcentaje es inferior al 80% deberá incluir el ajuste a las medidas o la implementación de nuevas para la visita inmediatamente siguiente.
<b>Medidas de limpieza</b>	Describir las medidas de limpieza que deberá desarrollar durante cada visita de inspección que se realice por parte de la Sociedad, semanalmente o en caso de requerirse en menor periodicidad.
<b>Efectividad medidas de Limpieza:</b>	Deberá señalar el porcentaje de efectividad de las medidas de limpieza, conforme lo observado durante cada visita de inspección, si el porcentaje es inferior al 80% deberá incluir el ajuste a las medidas o la implementación de nuevas para la visita inmediatamente siguiente
<b>Condiciones climáticas fecha seguimiento</b>	Indicar si durante la semana en que se realiza el seguimiento se presentaron lluvias o si por el contrario se tuvo temporada seca y finalmente indicar las condiciones del día en que se realiza la visita de seguimiento.
<b>Observaciones y conclusiones:</b>	En este numeral se debe hacer un análisis de las condiciones observadas y los cambios presentados, así como el manejo a darle, si continua igual o debe ajustarse, en cualquiera de los casos se debe explicar las respectivas razones.

- e. Si alguno de los afloramientos deja de aflorar, la ficha de este debe mantenerse y el punto debe continuar con su respectivo seguimiento, en el formato respectivo, simplemente, en observaciones se indicará la novedad, haciendo una descripción de cómo se observa y las condiciones por las que se concluye que no continuó el afloramiento
- f. En caso de surgir nuevos afloramientos, se generarán las fichas técnicas que corresponda, siguiendo las indicaciones mencionadas en este acto administrativo.

En cumplimiento del numeral 1 del artículo primero de la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022.

21. Implementar medidas de limpieza en cada uno de los puntos de afloramiento líquido se deberán cumplir como mínimo las siguientes condiciones:
  - a. Instalación y mantenimiento de barreras oleofílicas que deberán ser ubicadas como complemento a las medidas de contención con el fin de recoger el material contaminado y evitar que este discurra sobre la vegetación y fuentes cercanas.
  - b. Realizar jornadas de limpieza a los puntos de afloramiento líquido, una vez por semana y en temporada de lluvias mínimo dos veces por semana. La descripción de las acciones relacionadas con ello, deberán ser incorporados en la ficha técnica arriba mencionada.
  - c. Las jornadas de limpieza deben incluir la recolección del material contaminado, su transporte y disposición final con terceros autorizados.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- d. Presentar soportes de la relación las cantidades recogidas de material contaminado en cada jornada de limpieza por punto de afloramiento, manifiestos de transporte y certificado de disposición final en el que se debe especificar la Empresa que entrega y ubicación del sitio de generación de los residuos.

En cumplimiento del numeral 3 del artículo primero de la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022.

- 22.** Reiterar a la Sociedad que debe realizar los monitoreos fisicoquímicos del recurso hídrico, con una frecuencia mensual, la primera campaña de monitoreo deberá realizarse en un plazo máximo de dos (2) meses y teniendo en cuenta los siguientes criterios:
- a. Seguir los lineamientos establecidos en la Guía para el Monitoreo de Vertimientos, Aguas Superficiales y Subterráneas del 2002 del IDEAM o cualquiera que lo modifique o sustituya.
  - b. Los monitoreos fisicoquímicos deberán realizarse en los siguientes siete (7) puntos: (...)
  - c. Los monitoreos deberán realizarse hasta lograr la efectiva aplicación de medidas de manejo relacionadas con la contención, limpieza y recolección de las sustancias provenientes de los afloramientos líquidos, de manera que se garantice la no afectación de los cuerpos de agua asociados con las cuencas del caño Grande y río Chiquito.
  - d. Tomar una muestra integrada en la sección transversal establecida de acuerdo con los lineamientos de la Guía en mención.
  - e. Georreferenciar los puntos donde se realiza el monitoreo y almacenar la información obtenida de los monitoreos, de acuerdo con el modelo de almacenamiento geográfico establecido en la Resolución 2182 de 2016 del MADS, o aquella que la modifique o sustituya.
  - f. Registrar en cada monitoreo como mínimo los siguientes parámetros de calidad del agua: caudal, nivel de la lámina de agua, temperatura, pH, conductividad, oxígeno disuelto, DBO5, DQO, sólidos suspendidos totales, sólidos sedimentables, turbiedad, alcalinidad, dureza, coliformes totales, coliformes fecales, grasas y aceites, fenoles, hidrocarburos totales, hidrocarburos aromáticos policíclicos, BTEX, compuestos orgánicos halogenados absorbibles (AOX), fosforo total, ortofosfatos, nitratos, nitrógeno amoniacal, nitrógeno total, cianuro total, cloruros, fluoruros, sulfatos, sulfuros, arsénico, bario, cadmio, cinc, cobre, cromo, hierro, mercurio, níquel, plata, plomo, selenio, vanadio, acidez total, alcalinidad total, dureza cálcica, y TPH.
  - g. Registrar el estado del tiempo (nubosidad, temperatura del aire, velocidad del viento, humedad relativa, temperatura del punto de rocío) durante el monitoreo.
  - h. Presentar los reportes de laboratorio, las cadenas de custodia y el análisis multitemporal de los resultados que refleje la tendencia de la calidad del medio afectado por los afloramientos y su comparación con los límites establecidos en el artículo 11 de la Resolución 631 de 2015 y de los artículos artículo 2.2.3.3.9.5 y 2.2.3.3.9.6 del Decreto 1076 de 2015. En caso de no cumplir con algún parámetro monitoreado, el titular de la presente licencia ambiental realizará el análisis y propondrá las medidas a que haya lugar para dar cumplimiento.

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

- i. Realizar los monitoreos a través de laboratorios acreditados por el IDEAM, tanto para la toma de la muestra, como para el análisis de los parámetros monitoreados, y presentar los certificados; dichos laboratorios, deberán contar con las técnicas de medición que cuenten con los límites de detección de los diferentes parámetros que permitan verificar el cumplimiento normativo de los mismos.

En cumplimiento del numeral 1 del artículo tercero de la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022.

- 23.** Ejecutar un programa de monitoreo a partir de la caracterización de comunidades hidrobiológicas, con una frecuencia mensual, la primera campaña de monitoreo deberá realizarse en un plazo máximo de dos (2) meses, de acuerdo con las siguientes características:

- a. Ejecutar el monitoreo de comunidades hidrobiológicas en los siete (7) puntos relacionados a continuación y que deben corresponder con los mismos sitios de monitoreo de parámetros fisicoquímicos.
- b. El monitoreo deberá realizarse hasta lograr la efectiva aplicación de medidas de manejo relacionadas con la contención, limpieza y recolección de las sustancias provenientes de los afloramientos líquidos, de manera que se garantice la no afectación de los cuerpos de agua asociados con las cuencas del caño Grande y río Chiquito.
- c. Georreferenciar los puntos donde se realiza el monitoreo, y almacenar la información obtenida de los monitoreos, de acuerdo con modelo de almacenamiento geográfico establecido en la Resolución 2182 de 2016 del MADS, o la que la modifique o sustituya.
- d. Las comunidades hidrobiológicas objeto de monitoreo serán: Macroinvertebrados acuáticos, Fitoplancton, Perifiton, Zooplancton, Macrófitas e Ictiofauna.
- e. Presentar los reportes de laboratorio que deberán incluir como mínimo: metodologías (campo y laboratorio); resultados; análisis de resultados; análisis multitemporal acumulativo, análisis del estado de calidad ecosistémica a partir de grupos taxonómicos bioindicadores; conclusiones y anexos (cadenas de custodia, registro fotográfico, reportes de resultados emitidos por el laboratorio, entre otros).
- f. Tanto los muestreos como los informes de laboratorio deberán ser ejecutados y elaborados por laboratorios que cuenten con acreditación emitida por el IDEAM para el muestreo y análisis de las comunidades hidrobiológicas relacionadas en el literal d). Los certificados de acreditación deberán ser presentados a esta autoridad.

En cumplimiento del numeral 2 del artículo tercero de la Resolución 2969 del 14 de diciembre de 2022.

- 24.** Actualizar la base de datos geográfica relacionada con la Zonificación de Manejo Ambiental y la definición de las Áreas de Exclusión, conforme los parámetros establecidos al Artículo Sexto de la Resolución 999 de 29 de mayo de 2009, según lo establecido en el Artículo Quinto de la Resolución 77 de 2019, modificada por la Resolución 549 de 2020, al igual que la inclusión de la información solicitada relacionada con los Manaderos, en cumplimiento del artículo tercero del Auto 2304 del 30 de abril de 2019, reiterado en el numeral 20 del artículo tercero del Auto 5993 del 30 de junio de 2020, numeral 33 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

2022, numeral 13 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y numeral 49 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.

25. Demostrar técnicamente el origen y la permanencia de los afloramientos localizados en inmediaciones de la localización Cóndor 1, para lo cual deberá presentar todas las evidencias técnico científicas necesarias, en cumplimiento del numeral 6 del requerimiento 25 del Acta No. 20 del 7 de mayo de 2019, del numerales 2 y 6 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020, del numeral 39 del artículo primero del auto 10045 de 23 de noviembre de 2021, del numeral 7 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y del numeral 43 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
26. Presentar los soportes de la realización de una evaluación Nivel 2 con el fin de establecer el origen de los TPH y de algunos analitos de los PAH que se encuentran por encima de los límites establecidos en el manual técnico para el análisis de riesgo y las altas concentraciones reportadas en el punto de afloramiento del hidrocarburo localizado en las coordenadas E1104424 N1014645, teniendo en cuenta el informe de laboratorio presentado por la Sociedad, en cumplimiento al literal d del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018 numeral 4 del requerimiento 24 del Acta No. 20 del 7 de mayo del 2019, el numeral 4 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020, el numeral 37 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021, del numeral 18 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022 y del numeral 54 del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
27. Implementar el método geofísico más adecuado que permita establecer la geometría del acuífero somero y la saturación de fluidos, por medio de contrastes en las propiedades físicas del subsuelo (roca y fluidos). El área de exploración geofísica deberá incluir la plataforma Cóndor y las zonas en donde se presenten los rezumaderos, mediante perfiles 2D con una profundidad y resolución tales que permitan identificar: el nivel freático, zonas de hidrocarburo en fase libre, zonas acuíferas someras y correlación con los piezómetros a instalar. En cumplimiento del literal a del numeral 2, del artículo segundo de la Resolución 455 del 25 de febrero de 2022, reiterado en el literal a del numeral 5 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.
28. Presentar soportes del establecimiento de la vigilancia del sitio del afloramiento de hidrocarburos localizado en las coordenadas E1104424 N1014645, con miras a mantener monitoreadas las condiciones ambientales físicas y bióticas, en cumplimiento del numeral 3 del requerimiento 24 del Acta No. 20 del 7 de mayo del 2019, literal b del artículo segundo del Auto 03809 del 11 de julio de 2018, el numeral 3 del Artículo Primero del Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020, el numeral 36 del artículo primero del Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021, numeral 17 del Artículo segundo del Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022, numeral 53 del artículo segundo del Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022.

**ARTÍCULO TERCERO.** Declarar que la sociedad **NIKOIL ENERGY CORP. SUC. COLOMBIA**, ha dado cumplimiento a las siguientes obligaciones y requerimientos de conformidad con lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo:

**Auto 03809 del 11 de julio de 2018**

- Artículo primero.

**Auto 2304 del 30 de abril de 2019**

- Artículo primero, numeral 7

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

**Acta 20 del 7 de mayo de 2019**

- Requerimiento 23, Numeral 1

**Auto 5993 del 30 de junio de 2020**

- Artículo segundo, Numeral 14

**Auto 9060 del 15 de septiembre del 2020**

- Artículo Primero, Numeral 1

**Auto 10045 del 23 de noviembre de 2021**

- Artículo primero, numeral 34

**Resolución 455 del 25 de febrero de 2022**

- Artículo Primero, numerales 2, 3 y 7
- Artículo Segundo, literales a y b del numeral 1.
- Artículo Tercero, literal a del Numeral 3 del

**Auto 10451 del 23 de noviembre de 2022**

- Artículo Primero, literales a, b, c, d y e del numeral 1
- Artículo Primero, numeral 3
- Artículo Segundo, literal a del numeral 4

**Auto 11889 del 30 de diciembre de 2022**

- Artículo segundo, numeral 3
- Artículo segundo, literales a y b del numeral 4
- Artículo segundo, numeral 6
- Artículo Segundo, literal a del Numeral 40
- Artículo segundo, numeral 41

**ARTÍCULO CUARTO.** El incumplimiento de las obligaciones establecidas o requeridas en el presente acto administrativo y en la normatividad ambiental vigente dará lugar a la imposición y ejecución de las medidas preventivas y sanciones que sean aplicables según el caso, de conformidad con lo establecido en la Ley 1333 del 21 de julio de 2009, o cuando quiera que las condiciones y exigencias establecidas en la licencia ambiental no se estén cumpliendo conforme a los términos definidos en el acto de su expedición, se dará aplicación del Artículo 62 de la Ley 99 de 1993.

**ARTÍCULO QUINTO.** En el evento en que el titular de la licencia entre en proceso de disolución o régimen de insolvencia empresarial o liquidación regulados por las normas vigentes, informará inmediatamente de esta situación a esta Autoridad, con fundamento, entre otros, en los artículos 8, 58, 79, 80, 81, 95 numeral 8 de la Constitución Política de 1991, en la Ley 43 de 1990, en la Ley 222 de 1995, en la Ley 1333 de 2009, y demás normas vigentes y jurisprudencia aplicable.

**PARÁGRAFO.** Adicional a la obligación de informar a esta Autoridad de tal situación, el titular de la licencia aprovisionará contablemente las obligaciones contingentes que se deriven de la existencia de un procedimiento ambiental sancionatorio conforme con el artículo 40 de la Ley 1333 de 2009 o la norma que la adicione, modifique o derogue.

**ARTÍCULO SEXTO.** Notificar el presente acto administrativo al representante legal, o al apoderado debidamente constituido o a la persona debidamente autorizada de la sociedad **NIKOIL ENERGY**

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**

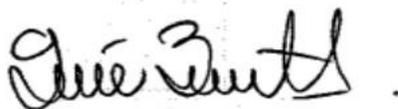
**CORP. SUC. COLOMBIA**, identificada con NIT. 830104866-1 de conformidad con lo previsto en los artículos 67 y siguientes de la Ley 1437 de 2011.

**ARTÍCULO SÉPTIMO.** Por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, comunicar el contenido del presente acto administrativo al Tribunal Administrativo de Boyacá, a la Procuradora 32 Judicial I Ambiental y Agraria de Tunja, a la Corporación Autónoma Regional de Chivor – CORPOCHIVOR, a la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial la Macarena – CORMACARENA, a las Alcaldías municipales de San Luis de Gaceno, del departamento de Boyacá, Sabanalarga en el departamento del Casanare, Paratebuena en el departamento de Cundinamarca y Barranca de Upía en el departamento del Meta, para su conocimiento y fines pertinentes.

**ARTÍCULO OCTAVO.** Contra el presente acto administrativo no procede recurso de reposición, de acuerdo con lo señalado en artículo 75 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo.

**NOTIFÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE NOTIFÍQUESE**

Dado en Bogotá D.C., a los 29 SEP. 2023



**GERMAN BARRETO ARCINIEGAS**  
**SUBDIRECTOR DE SEGUIMIENTO DE LICENCIAS AMBIENTALES**



LINA ISABEL OLAYA JUNCO  
PROFESIONAL ESPECIALIZADO



HERNAN DARIO PAEZ GUTIERREZ  
CONTRATISTA



SANDRA PATRICIA BEJARANO RINCON  
CONTRATISTA

Expediente No. LAM4273  
Concepto Técnico N° 04738 del 31 de julio de 2023

Proceso No.: 20234000080055

Nota: Este es un documento electrónico generado desde los Sistemas de Información de la ANLA. El original reposa en los archivos digitales de la Entidad

**“Por medio del cual se efectúa control y seguimiento ambiental”**