



Energía

GUÍA METODOLÓGICA
DE EVALUACIÓN DEL

Origen de Emanaciones de Hidrocarburos en Superficie

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO

JULIO FIERRO MORALES
Director General

EDWARD SALAZAR ORTIZ
Directora Técnica de Hidrocarburos

ANDRÉS REYES MERCHÁN
Supervisor – Profesional especializado

AUTORES TÉCNICOS

Servicio Geológico Colombiano
Dirección Técnica de Hidrocarburos

Yuliana Ramírez Matiz
Andrés Reyes Merchán
Rafael Arturo Quintana Gómez
Maudi Sorley Medina Orjuela
Jorge Luis Pallares Amaya

GRUPO DE TRABAJO
Investigaciones Hidrocarburíferas
en Cuencas Sedimentarias

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

EDWIN PALMA EGEA
Ministro de Minas y Energía

JULIÁN FLORES
Director de Hidrocarburos

JUAN BERNARDO ROSADO
Jefe de la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

APOYO TÉCNICO Y ARTICULACIÓN INTERINSTITUCIONAL

Ministerio de Minas y Energía

Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales
Grupo de Gestión del Riesgo de Desastres

Nicolás González Guevara
Paola Castañeda

Dirección de Hidrocarburos

Jeniffer Eliana Rodríguez
Luis Miguel Cely
Jorge Luis Rubiano

REVISIÓN JURÍDICA
Ministerio de Minas y Energía
Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

Christian Hernández

Citación: Ramírez, Y., Reyes, A., Quintana, R.A.,
Medina, M., Varona, D., Ramírez, L., Pallares, J. (2025).
Protocolo de evaluación del origen de emanaciones de
hidrocarburos en superficie.

BOGOTÁ, D. C.



› 01.

Definiciones

Las definiciones contenidas en el presente documento se interpretarán de conformidad con la normativa sectorial vigente y los estándares técnicos adoptados por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos y geociencias Rezumadero

1. **Rezumadero de hidrocarburos:** Manifestación superficial, generalmente natural, de hidrocarburos líquidos o gaseosos que migran desde el subsuelo hacia la superficie a través de discontinuidades geológicas, fallas, fracturas, zonas permeables u otras vías de migración. Técnicamente, puede entenderse como una expresión superficial de un sistema petrolífero activo, asociada a procesos de migración de hidrocarburos desde una roca fuente, yacimiento o zona de acumulación.¹
2. **Emanación de hidrocarburos:** Salida, escape o presencia observable de hidrocarburos líquidos o gaseosos en superficie, cuyo origen puede ser natural, causado o inducido por la acción humana. Para efectos de esta guía, la emanación corresponde al fenómeno inicialmente reportado o identificado, cuyo origen debe ser evaluado mediante análisis técnico, geológico, geoquímico, ambiental e institucional.²
3. **Factor antrópico:** Condición, actividad, infraestructura o intervención humana que puede incidir en la generación, exposición, movilización o modificación de una emanación de hidrocarburos. Incluye, entre otros, pozos activos o abandonados, infraestructura petrolera, líneas de flujo, obras civiles, excavaciones, movimientos de tierra, actividades de exploración, producción, transporte, almacenamiento o cualquier intervención que pueda alterar las condiciones naturales del subsuelo o de la superficie.³
4. **Migración de hidrocarburos:** Movimiento de los hidrocarburos desde la roca generadora hacia rocas yacimiento, trampas, zonas de acumulación o, eventualmente, hacia la superficie. La migración puede ser primaria, cuando los hidrocarburos son expulsados desde la roca generadora; secundaria, cuando se desplazan hacia una roca yacimiento o trampa; y terciaria, cuando continúan su desplazamiento hasta alcanzar niveles someros o la superficie.⁴
5. **Sistema petrolífero:** Conjunto de elementos geológicos y procesos necesarios para la generación, migración, acumulación y preservación de hidrocarburos. Comprende, entre otros, roca generadora, rutas de migración, roca yacimiento, trampa, sello y la sincronía geológica necesaria para que los hidrocarburos se formen, se acumulen y se conserven.⁵
6. **Integridad de pozo:** Condición mecánica, estructural y operativa que permite asegurar que un pozo mantenga el aislamiento y control de los fluidos durante su ciclo de vida, incluyendo diseño, perforación, completamiento, operación, intervención, suspensión y abandono. La integridad de pozo busca prevenir el escape de fluidos hacia el ambiente, la contaminación de acuíferos, la comunicación no controlada entre formaciones y la canalización de flujo por espacios anulares.⁶

¹ Adaptado de Schlumberger Limited, Energy Glossary, entrada "seep", que define el rezumadero como una fuga natural de fluidos, aceite o gas en superficie, resultado de procesos de migración desde una fuente o formación reservorio.

² Adaptado de Schlumberger Limited, Energy Glossary, entrada "seep", y de la Ley 1523 de 2012, artículo 4, que reconoce eventos físicos de origen natural, causado o inducido por la acción humana.

³ Adaptado de la Ley 1523 de 2012, artículo 4, sobre eventos causados o inducidos por la acción humana, y de la Resolución 40537 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía, en lo relacionado con infraestructura, operación e integridad de pozos.

⁴ Adaptado de Schlumberger Limited, Energy Glossary, entrada "migration", que define la migración como el movimiento de hidrocarburos desde la roca fuente hacia rocas yacimiento o zonas de acumulación.

⁵ Adaptado de Schlumberger Limited, Energy Glossary, entrada "petroleum system", que define el sistema petrolero como el conjunto de componentes geológicos y procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos.

⁶ Adaptado de la Resolución 40537 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía, artículo 58, sobre gestión de integridad de pozos, y de la norma ISO 16530-1:2017, Petroleum and natural gas industries - Well integrity - Life cycle governance.



02.

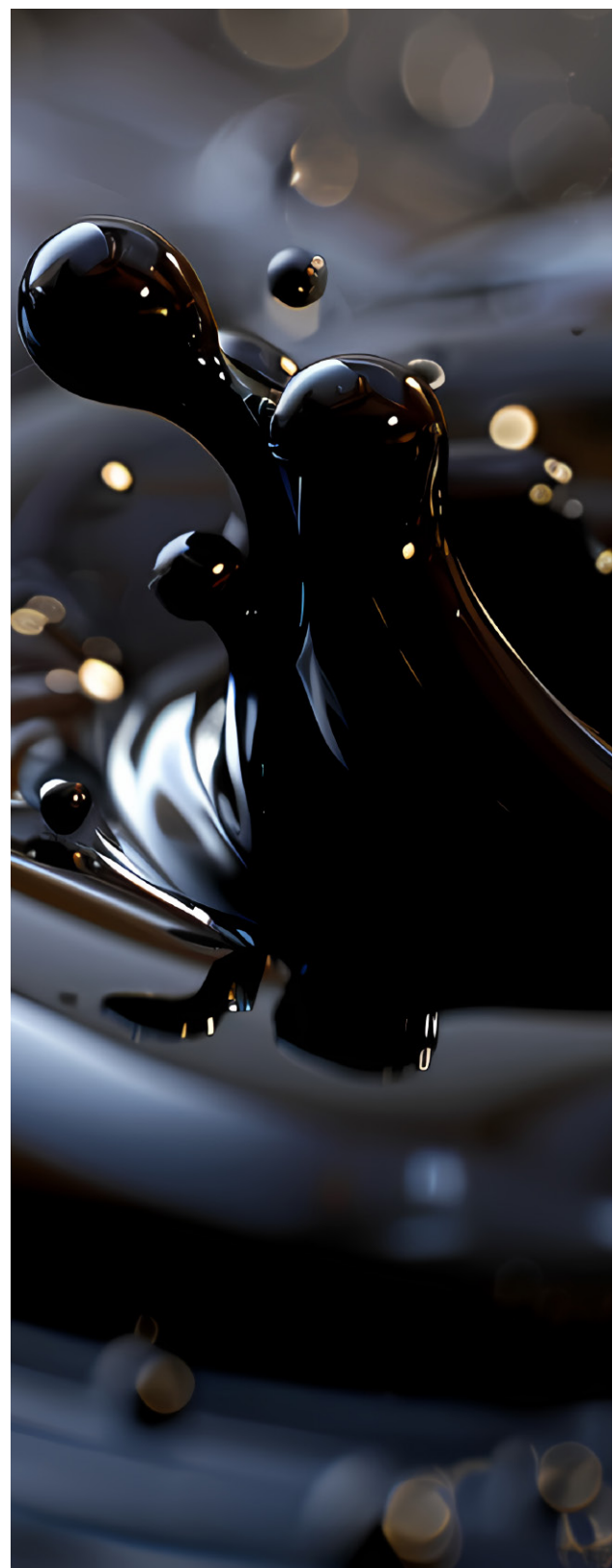
Introducción

La presente guía tiene como objetivo establecer una ruta integral para la identificación y caracterización de los rezumaderos de hidrocarburos en Colombia. Estos fenómenos, que han sido reportados en diversas regiones del país, plantean retos técnicos, ambientales, sociales y de gestión institucional que requieren una respuesta articulada del Estado. La presente guía tiene como propósito para la identificación y caracterización de rezumadero de hidrocarburos fortaleciendo la protección ambiental, la gestión del riesgo y la articulación interinstitucional e intersectorial, garantizando la protección de los territorios, comunidades, afianzando el manejo técnico adecuado y el cumplimiento de las competencias de las entidades del orden nacional, regional y local.

Esta guía surge como respuesta a la necesidad de contar con un marco común de actuación ante la presencia de rezumaderos, que fortalezca la protección de los territorios y comunidades mediante una identificación y caracterización técnicamente sólidas, y que contribuya al cumplimiento de las competencias de las entidades del orden nacional, regional y local. En este marco, el Ministerio de Minas y Energía, como cabeza del sector minero energético, lidera la coordinación sectorial e interinstitucional para estas fases, y el Servicio Geológico Colombiano aporta el soporte técnico especializado requerido para la caracterización geocientífica, de acuerdo con sus competencias.

Desde julio de 2024, la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales (OAAS) del Ministerio de Minas y Energía lidera una estrategia nacional para atender este fenómeno, en coordinación con la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio, la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD), el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), el Servicio Geológico Colombiano (SGC), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Ecopetrol.

Este proceso ha incluido la elaboración de una hoja de ruta interinstitucional, la realización de mesas técnicas, ejercicios de diálogo con comunidades, visitas territoriales y la recolección de insumos técnicos, jurídicos y sociales que alimentan esta guía. El propósito es que la guía pueda ser adoptada por las entidades del Estado y adaptada a las particularidades de cada caso, garantizando una respuesta eficaz, transparente y sostenible desde las acciones iniciales de identificación y caracterización, que constituyen la base técnica para activar, cuando corresponda, las rutas posteriores de intervención bajo el marco de competencias vigente.





›03. ■

Alcance

La presente sección define el alcance institucional y técnico de la Guía de Rezumaderos en lo que corresponde únicamente a la identificación y caracterización de rezumaderos de hidrocarburos en Colombia, como parte de una ruta integral de actuación del Estado frente a estos fenómenos. En territorio colombiano se han presentado emanaciones de gas y petróleo que pueden representar una amenaza para la población, ya sea por causas naturales o tecnológicas, así como para los recursos naturales y el entorno. En distintos casos, determinar el origen de estas emanaciones ha constituido un desafío técnico e institucional, en la medida en que no existe, hasta el momento, una metodología oficial adoptada por el Gobierno nacional que establezca de manera precisa qué estudios debe realizarse ni cuál debe ser el protocolo de acción de las entidades competentes.

En este contexto, el Ministerio de Minas y Energía convocó y lideró la Mesa Técnica de Rezumaderos, con el propósito de reunir a las entidades que, de acuerdo con sus objetivos y competencias, pueden aportar a la formulación de una ruta técnica e institucional para la evaluación del origen de emanaciones de hidrocarburos en superficie. En este espacio han participado la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el Servicio Geológico Colombiano (SGC), el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD) y como invitado especial Ecopetrol, cuyas acciones, discusiones y aportes constituyen uno de los principales antecedentes de la presente guía.

En consecuencia, este alcance se limita a establecer cómo se confirma la presencia del fenómeno, cómo se recopila y analiza la información necesaria para determinar su naturaleza y cómo se soportan técnicamente las decisiones posteriores, sin desarrollar en este capítulo las acciones de manejo, intervención, remediación, restauración o seguimiento. La guía se concentra, por tanto, en ofrecer una base metodológica e institucional para reducir la incertidumbre sobre el origen de la manifestación y orientar, con fundamento técnico, la activación de las rutas posteriores que correspondan en cada caso.

El alcance se sustenta en el marco constitucional y legal que orienta la gestión ambiental y la gestión del riesgo en Colombia, incluyendo el derecho a un ambiente sano y el deber estatal de planificar el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales con criterios de sostenibilidad, así como la organización del Sistema Nacional Ambiental y del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres. De forma complementaria, se apoya en los decretos únicos reglamentarios del sector ambiente y del sector minero-energético, así como en la normatividad que define las competencias del Servicio Geológico Colombiano, como entidad técnico-científica del Estado.

En este contexto, el Ministerio de Minas y Energía ejerce el liderazgo sectorial para la identificación y caracterización de rezumaderos desde su rectoría en el sector minero-energético, asegurando la coordinación interinstitucional y la definición de lineamientos y protocolos aplicables al desarrollo responsable de actividades extractivas y a la prevención y atención de situaciones que puedan poner en riesgo la integridad del subsuelo, los recursos naturales o la infraestructura asociada, de conformidad con el Decreto 1073 de 2015 y demás disposiciones reglamentarias complementarias. Este liderazgo se operacionaliza a través de la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales, que desde julio de 2024 ha liderado una estrategia nacional para atender el fenómeno y ha conducido espacios técnicos con entidades del orden nacional y territorial para consolidar criterios, roles y mejoras de coordinación, con base en las competencias constitucionales y legales.

El rol del Servicio Geológico Colombiano dentro de este alcance es de apoyo técnico especializado y de sustento científico a las decisiones sectoriales, en coherencia con sus competencias de asesorar al Gobierno nacional en la formulación de políticas en materia de geociencias, amenazas y riesgos geológicos; adelantar la investigación científica básica y aplicada sobre el potencial de recursos del subsuelo; administrar los datos e información del subsuelo del territorio nacional; integrar y analizar la información geocientífica del subsuelo; e investigar fenómenos geológicos generadores de amenazas y evaluar amenazas de origen geológico con afectación regional y nacional, conforme al Decreto 4131 de 2011. En ese sentido, el SGC aporta al ejercicio de investigación y conocimiento del subsuelo para comprender el origen y comportamiento de las emanaciones de hidrocarburos en superficie, contribuyendo con insumos técnicos rigurosos para interpretar posibles causas, naturales o inducidas, y orientar decisiones interinstitucionales con base en criterios científicos, sin desplazar el liderazgo sectorial del Ministerio de Minas y Energía.

En términos operativos, la identificación y caracterización se desarrollan con el propósito de reducir la incertidumbre sobre el origen de la manifestación y adoptar decisiones fundadas, aplicando una metodología de análisis conjunto basada en cuatro factores: antecedentes del evento, infraestructura antrópica cercana, características geológicas del área y



composición geoquímica de las muestras obtenidas. Esta metodología permite diferenciar, con base en evidencia técnica, si la manifestación corresponde a una migración natural o a una pérdida inducida asociada a actividades humanas, aspecto que incide directamente en la definición de competencias institucionales y en la ruta posterior de actuación estatal.

Dentro de este alcance, la guía comprende, como mínimo, la reconstrucción y documentación de la línea de tiempo del evento a partir de archivos técnicos, mapas, reportes y testimonios; la evaluación en campo y documental de infraestructura petrolera activa o inactiva para identificar o descartar nexos con operaciones industriales; la caracterización geológica con análisis de fallas, estructuras tectónicas, cartografía e interpretación sísmica para establecer rutas de migración desde formaciones productoras hacia la superficie; y la caracterización geoquímica de muestras para comparar la huella molecular con hidrocarburos conocidos y fortalecer la atribución técnica del origen.

Este capítulo no incluye la formulación de medidas de manejo, contención, remediación o restauración, ni la activación de mecanismos de respuesta a emergencias, ni el desarrollo de actuaciones propias del licenciamiento ambiental o del ejercicio de autoridad ambiental. La guía reconoce que el tratamiento de los rezumaderos puede requerir articulación entre licenciamiento ambiental, control fiscalizador, atención de emergencias y gestión del riesgo y que, aunque no existe aún una normativa específica para su gestión integral ni una metodología oficial adoptada de manera formal para determinar su origen, las disposiciones vigentes y el trabajo técnico interinstitucional adelantado permiten definir competencias y orientar la actuación estatal. Por ello, la identificación y caracterización se entienden como la base técnica que habilita la activación de rutas posteriores según las particularidades de cada caso.

Es importante señalar que la presente guía constituye un instrumento técnico en construcción y, por tanto, su contenido se encuentra abierto a ajustes, precisiones y actualizaciones derivadas de los avances que continúe arrojando el trabajo interinstitucional en la materia. En ese sentido, la guía podrá ser complementada o revisada progresivamente conforme se consoliden nuevos insumos técnicos, normativos e institucionales, así como acuerdos entre las entidades competentes, con el fin de fortalecer su pertinencia, claridad y aplicabilidad frente a la gestión integral de los rezumaderos en el país.

Finalmente, y en coherencia con el pronunciamiento técnico referido en la guía, cuando la situación lo amerite, la identificación y caracterización incorporan la consideración del rezumadero como fenómeno geológico, en tanto el Servicio Geológico Colombiano ha conceptualizado que estos fenómenos pueden catalogarse como amenazas geológicas de origen natural y pueden representar riesgos físicos, ambientales y sociales. En esa medida, la caracterización técnica se asume como condición mínima de soporte para la toma de decisiones interinstitucionales y para la gestión preventiva, correctiva y prospectiva del riesgo, bajo la coordinación sectorial del Ministerio de Minas y Energía y con el apoyo técnico del SGC en los componentes geocientíficos que correspondan.



› 04.

Marco Normativo

El abordaje institucional de los rezumaderos y demás emanaciones de hidrocarburos en superficie se fundamenta, en primer lugar, en la Constitución Política. Los artículos 79 y 80 reconocen el derecho de todas las personas a gozar de un ambiente sano y obligan al Estado a planificar el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales para garantizar su desarrollo sostenible, conservación, restauración y sustitución. Desde esta perspectiva, la actuación frente a rezumaderos no constituye únicamente un asunto técnico del sector hidrocarbífero, sino también una obligación estatal de protección ambiental, prevención del daño, salvaguarda de la población y ordenamiento de la intervención pública sobre el territorio.

Sobre esa base constitucional se estructura el marco ambiental general. La Ley 99 de 1993 reorganizó el sector público ambiental, creó el Sistema Nacional Ambiental (SINA) y asignó al hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible la formulación de la política nacional ambiental y de recursos naturales renovables. A su vez, las Corporaciones Autónomas Regionales ejercen la función de máxima autoridad ambiental en el área de su jurisdicción, lo que las ubica como actores centrales cuando una emanación genera o puede generar afectaciones sobre suelos, aguas, ecosistemas o salud pública. El marco se complementa con el Decreto-Ley 3570 de 2011, que define al Ministerio como rector de la gestión ambiental y del ordenamiento ambiental del territorio, y con el Decreto 1076 de 2015, como decreto único reglamentario del sector ambiente.

En materia de licenciamiento y control ambiental, el referente principal es el Decreto-Ley 3573 de 2011, mediante el cual se creó la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y se le atribuyó la función de otorgar o negar licencias, permisos y trámites ambientales de competencia del Ministerio, así como verificar el cumplimiento de la normativa ambiental en los proyectos, obras o actividades sujetos a licenciamiento. Esto es especialmente relevante en eventos de emanación ubicados dentro del área de influencia de proyectos licenciados o cuando existan indicios de relación con infraestructura o actividades de exploración y producción, pues en esos casos el análisis del rezumadero no se agota en la caracterización del origen, sino que puede activar deberes de seguimiento, requerimiento y control sobre el titular del proyecto.

Desde la perspectiva del riesgo, la norma eje es la Ley 1523 de 2012, que adoptó la política nacional de gestión del riesgo de desastres y estableció el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SNGRD). Esta ley define la gestión del riesgo como un proceso social orientado a ofrecer protección a la población, mejorar la seguridad, el bienestar, la calidad de vida y contribuir al desarrollo sostenible. Para el caso de los rezumaderos, su importancia es doble: por una parte, permite tratar ciertas emanaciones como escenarios de riesgo cuando comprometen personas, bienes, infraestructura, actividades productivas o recursos naturales; por otra, ordena una lógica de intervención basada en los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo de desastres.



La Ley 1523 también fija una regla de gobernanza territorial decisiva para esta guía: gobernadores y alcaldes son conductores del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres en su respectiva jurisdicción. En particular, los alcaldes representan al Sistema Nacional en el municipio o distrito y, por tanto, son la primera autoridad de coordinación cuando una emanación genera amenaza o afectación local. Esto resulta plenamente consistente con el flujograma del documento, que ubica a la comunidad, alcaldía, coordinación municipal de gestión del riesgo y CAR en la fase inicial de anuncio, verificación y valoración del evento.

Una disposición especialmente pertinente es el artículo 42 de la Ley 1523 de 2012, reglamentado por el Decreto 2157 de 2017. Esa norma exige análisis específicos de riesgo y planes de contingencia a quienes desarrollen obras civiles mayores o actividades industriales o de otro tipo que puedan significar riesgo de desastre. En el contexto de exploración y producción de hidrocarburos, esta obligación conecta directamente la actividad operativa con la prevención y preparación frente a pérdidas de contención, fugas, fallas de integridad y eventos que puedan derivar en emanaciones de origen antrópico. Por ello, el capítulo normativo debe mostrar con claridad que, cuando existen operaciones, pozos, líneas o facilidades cercanas, el análisis del rezumadero no solo es geocientífico o ambiental, sino también un asunto de cumplimiento de deberes de gestión del riesgo por parte del operador.

En el plano sectorial, corresponde al Ministerio de Minas y Energía formular, adoptar, dirigir y coordinar la política del sector de minas y energía, incluida la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación y demás actividades de la cadena de hidrocarburos. Esa competencia, prevista en el Decreto 381 de 2012 y desarrollada en el Decreto 1073 de 2015, sustenta jurídicamente el liderazgo del Ministerio en la construcción de lineamientos, protocolos y espacios de articulación interinstitucional para la identificación y caracterización de emanaciones de hidrocarburos, sin invadir las competencias ambientales, territoriales o de gestión del riesgo que corresponden a otras entidades. En otras palabras, el Ministerio lidera sectorialmente la ruta para esclarecer el origen del fenómeno y articular a las entidades competentes, mientras que la actuación posterior depende de la causa identificada y del tipo de afectación constatada.

En esa misma arquitectura institucional se ubica la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). El Decreto 1760 de 2003, modificado en lo pertinente por el Decreto 4137 de 2011, le atribuye funciones vinculadas con la administración de las áreas y recursos hidrocarburíferos de la Nación y con la gestión de información técnica del sector. Para la temática de rezumaderos, esto es clave porque la ANH concentra información histórica, contractual, geológica, geofísica y operativa que permite establecer si la emanación guarda relación temporal,

espacial o técnica con actividades de exploración y producción, con pozos activos o inactivos, o con infraestructura asociada. De ahí que su intervención sea particularmente relevante en la caracterización de factores antrópicos, en la revisión de antecedentes de pozos y en el contraste entre información de producción y evidencia de campo.

Un componente normativo decisivo para esta guía es la Resolución 40537 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía, “por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos”. Esta resolución es especialmente relevante porque incorpora obligaciones explícitas de integridad de pozos y control del riesgo operacional. De acuerdo con sus artículos 57 y 58, el operador debe instalar, operar, mantener y monitorear barreras para garantizar la integridad de los pozos; asegurar condiciones mecánicas y estructurales apropiadas durante todo su ciclo de vida; y prevenir, entre otros, el escape de fluidos al medio ambiente, la contaminación de acuíferos y la canalización de flujo por anulares. Para un protocolo de evaluación de emanaciones, estas disposiciones no son accesorias: constituyen el principal soporte jurídico para examinar si una manifestación superficial puede estar asociada a fallas de integridad, deficiencias en abandono, pérdida de contención o migración inducida por actividad humana.

A ello se suma el marco de contingencia frente a pérdidas de contención. El Decreto 1868 de 2021 adoptó el Plan Nacional de Contingencia frente a pérdidas de contención de hidrocarburos y otras sustancias peligrosas, sustituyendo el antiguo esquema del Decreto 321 de 1999. Esta norma resulta pertinente cuando la emanación no se agota en una manifestación pasiva o histórica, sino que comporta una situación activa con riesgo de afectación a personas, cuerpos de agua, áreas sensibles o infraestructura. En tales eventos, la caracterización del origen debe articularse con los instrumentos de respuesta y contingencia, sin confundir las fases: una cosa es determinar técnica e institucionalmente el origen de la emanación y otra, concurrente pero distinta, es activar los protocolos de preparación y respuesta que correspondan.

El componente geocientífico del marco normativo está dado por el Decreto-Ley 4131 de 2011, que define las funciones del Servicio Geológico Colombiano (SGC). Entre ellas se encuentran la investigación científica básica y aplicada sobre el subsuelo, la integración y análisis de información geocientífica, y la identificación, evaluación y establecimiento de zonas de amenaza geológica. Este fundamento permite ubicar al SGC como soporte técnico-científico especializado para determinar si una emanación corresponde a una migración natural propia de un sistema petrolífero activo, a una condición geológica que favorece la migración hacia superficie, o a un evento que, aunque se manifiesta en superficie, requiere estudio del subsuelo para descartar o confirmar origen inducido. En esa medida, el SGC no desplaza ni sustituye competencias sectoriales o ambientales, pero sí aporta el insumo técnico esencial para la atribución del origen y la valoración del componente geológico del riesgo.

Por su parte, la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD), conforme al Decreto-Ley 4147 de 2011, tiene como objetivo dirigir la implementación de la gestión del riesgo de desastres y apoyar la planificación, coordinación y seguimiento del SNGRD. Esto justifica su papel en aquellos casos en que la emanación represente amenaza para asentamientos, infraestructura, actividades económicas o servicios esenciales, así como su articulación con departamentos y municipios en la activación de estrategias de respuesta. Su competencia no es definir por sí sola el origen geológico o antrópico del rezumadero, pero sí coordinar la dimensión de riesgo cuando el fenómeno supera el plano estrictamente técnico y se convierte en un asunto de protección de la población y manejo de emergencias.

En síntesis, aunque el ordenamiento jurídico colombiano no contiene todavía una norma única y específica sobre la gestión integral de rezumaderos, sí existe un entramado normativo suficiente para estructurar la actuación estatal. La Constitución, la Ley 99 de 1993 y el régimen de licencias ambientales proveen la base para la protección ambiental y el control de impactos; la Ley 1523 de 2012 y el Decreto 2157 de 2017 enmarcan la gestión del riesgo y la preparación frente a actividades peligrosas; el Decreto 381 de 2012, el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución 40537 de 2024 sustentan la rectoría sectorial y las obligaciones técnicas de integridad en exploración y producción; el Decreto 1760 de 2003 y el Decreto 4131 de 2011 delimitan los aportes de la ANH y del SGC; y el Decreto 1868 de 2021 regula la respuesta frente a pérdidas de contención. Por ello, el tratamiento de los rezumaderos debe entenderse como una materia interinstitucional en la que la identificación y caracterización del origen cumplen la función de activar, con sustento técnico y jurídico, las rutas posteriores de control ambiental, fiscalización sectorial, gestión del riesgo o contingencia que correspondan en cada caso concreto.





» 05.

Entidades y sus competencias

a. Ministerio de Ambiente y Desarrollo (MADS).

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible tiene como función principal formular políticas, normas, lineamientos y regulaciones relacionadas con la gestión ambiental del país. En el caso de los rezumaderos de hidrocarburos, sus competencias se orientan a la definición de lineamientos técnicos y normativos, la orientación a las autoridades ambientales competentes y la articulación con otros sectores, entre ellos el minero-energético, en lo relacionado con la prevención, seguimiento y manejo de impactos ambientales asociados a afloramientos de hidrocarburos.

En este contexto, Minambiente como orientador del Sistema Nacional Ambiental - SINA mediante la expedición de instrumentos de política ambiental, puede contribuir mediante la formulación de orientaciones técnicas y criterios en materia ambiental para el abordaje institucional del fenómeno, así como a través del acompañamiento y articulación con las autoridades ambientales regionales en el marco de sus competencias. De igual manera, debe participar en la revisión y fortalecimiento de instrumentos técnicos que permitan evaluar posibles afectaciones sobre los recursos naturales renovables y orientar acciones para su manejo.

Asimismo, resulta fundamental su articulación con el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres, el Servicio Geológico Colombiano y demás entidades competentes, con el propósito de avanzar en un abordaje integral de los rezumaderos. De igual forma, su rol de orientación y coordinación con gobernaciones, alcaldías y corporaciones autónomas regionales contribuye al fortalecimiento institucional y técnico para la atención de este fenómeno.

En este sentido, su función se concreta en apoyar los instrumentos de política pública, lineamientos técnicos y orientaciones metodológicas que permitan estandarizar criterios para la identificación, caracterización y gestión de rezumaderos, fortalecer la capacidad de respuesta de las autoridades ambientales y promover una gestión ambiental eficiente y articulada.

b. Gobernaciones y Alcaldías

Las gobernaciones y alcaldías tienen un papel clave en la gestión territorial del ambiente y del riesgo. Según la Constitución y la Ley 99 de 1993, deben apoyar la ejecución de políticas ambientales y de desarrollo sostenible, así como elaborar planes departamentales y municipales de gestión del riesgo de desastres.

En tal sentido las competencias incluyen implica que se adelante acciones de integración de los rezumaderos en los análisis de riesgo territorial municipal, distrital y departamental. Adicionalmente, es necesario que los entes territoriales coordinen con las Corporaciones Autónomas Regionales-CAR, la identificación y seguimiento de rezumaderos, para luego poder activar medidas de atención en caso de emergencias asociadas a estos fenómenos y por último, gestionar recursos para atender afectaciones ambientales.

Así entonces, las competencias territoriales descritas deben ser un ejercicio de articulación con el Minambiente, la UNGRD y el SGC, pueden acceder a información técnica, capacitación y metodologías que les permitan fortalecer sus capacidades de respuesta y planificación.



c. Corporaciones Autónomas Regionales (CAR)

Las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) son las autoridades ambientales en sus respectivas jurisdicciones, encargadas de ejecutar las políticas, planes y programas ambientales en el ámbito regional. En el contexto de los rezumaderos naturales de hidrocarburos, las CAR desempeñan un papel fundamental en la identificación, seguimiento y control de estos fenómenos, especialmente cuando generan impactos sobre el ambiente o la salud pública.

Las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) son las autoridades ambientales en sus respectivas jurisdicciones, encargadas de ejecutar las políticas, planes y programas ambientales en el ámbito regional. En el contexto de los rezumaderos naturales de hidrocarburos, las CAR desempeñan un papel fundamental en la identificación, seguimiento y control de estos fenómenos, especialmente cuando generan impactos sobre el ambiente o la salud pública.

Entre sus funciones principales se encuentran apoyar el SGC en la evaluación de los rezumaderos como posibles contingencias o eventos naturales, así como realizar el acompañamiento técnico a las autoridades municipales y departamentales en la formulación de respuestas, y la articulación con entidades del orden nacional como el Ministerio de Ambiente, la ANH, el SGC y la UNGRD. De igual manera, las CAR deben garantizar el cumplimiento de la normatividad ambiental vigente y pueden imponer medidas correctivas cuando se detecten impactos ambientales no mitigados o riesgos inminentes para los ecosistemas o la población.

La articulación interinstitucional entre CAR, SGC, Minambiente y las entidades territoriales debe ser fortalecida mediante protocolos conjuntos y acuerdos de cooperación.

d. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) tiene como función principal el otorgamiento, seguimiento y control de las licencias ambientales para proyectos que puedan generar impactos significativos en el medio ambiente. En el contexto de la presencia de rezumaderos, considerados como fenómenos naturales de manifestaciones de hidrocarburos en superficie, la ANLA requiere a los solicitantes de las licencias que realicen el inventario y caracterización inicial de estos sitios en el área a licenciar, como cualquier otro fenómeno de origen natural caracterizado dentro del área de influencia, y determinen la presunta relación de estas manifestaciones con el desarrollo del proyecto, en caso de que se presenten con posterioridad al inicio de las obras y actividades autorizadas.

Además, contribuye con la articulación y gestión de la información pertinente al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, las Corporaciones Autónomas Regionales y demás entidades o autoridades competentes.

e. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) tiene a su cargo la administración de los recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación y la fiscalización técnica y contractual de las actividades de exploración y explotación. En el contexto de los rezumaderos, la ANH cumple un papel clave en la verificación del cumplimiento de las obligaciones de los contratistas frente al taponamiento, desmantelamiento y abandono de pozos, lo que puede prevenir afloramientos de origen antrópico.

La ANH realiza monitoreos permanentes de la infraestructura petrolera, genera políticas técnicas y promueve la trazabilidad de los volúmenes de hidrocarburos. Además, puede exigir análisis comparativos entre los crudos presentes en los rezumaderos y los de campos aledaños para determinar responsabilidades en caso de rezumaderos con posible causa humana. Esta agencia también fomenta la articulación interinstitucional con entidades como el Minambiente, SGC y UNGRD.

Para garantizar la adecuada caracterización de rezumaderos, la ANH ha propuesto convenios interinstitucionales que permitan contrastar los fluidos presentes con los registros de producción. Asimismo, ha señalado la necesidad de integrar estos datos en sus mapas de yacimientos y fortalecer la fiscalización ambiental en las distintas etapas de los contratos de exploración y producción.



f. Servicio Geológico Colombiano (SGC)

El Servicio Geológico Colombiano (SGC) tiene como misión principal generar conocimiento científico sobre los recursos del subsuelo y los fenómenos geológicos que afectan el territorio nacional. En lo que respecta a los rezumaderos, el SGC lidera estudios geológicos para determinar el origen natural o antrópico de los afloramientos de hidrocarburos, lo cual resulta crucial para definir la responsabilidad institucional y las acciones de manejo.

Esta entidad proporciona soporte técnico para la caracterización físico-química de los fluidos presentes en los rezumaderos, el análisis estructural del terreno, y el modelamiento de los procesos geodinámicos que podrían estar asociados a estos fenómenos. Su información es clave para establecer correlaciones entre rezumaderos y estructuras geológicas profundas, así como para aportar a la elaboración de mapas de riesgo geológico.

El SGC también participa en la capacitación de otras entidades del Estado, incluyendo a las CAR, alcaldías y gobernaciones, y coopera con la ANH en la recolección y análisis de muestras. Su rol es estratégico para consolidar una base de datos científica que respalde decisiones técnicas y regulatorias.

g. Ministerio de Minas y Energía

El Ministerio de Minas y Energía, como rector del sector de hidrocarburos, tiene entre sus funciones el diseño de políticas, planes y regulaciones orientadas al aprovechamiento sostenible de los recursos minerales y energéticos del país. En relación con los rezumaderos, este ministerio cumple un rol fundamental al establecer lineamientos técnicos para prevenir y mitigar los afloramientos derivados de actividades petroleras.

A través de su coordinación con la ANH y el Minambiente, el Ministerio de Minas y Energía contribuye al desarrollo de estándares de operación segura, el seguimiento de buenas prácticas en el abandono de pozos y la adopción de tecnologías que minimicen el riesgo de rezumaderos. Además, tiene la capacidad de exigir ajustes normativos y operacionales a las empresas del sector.

El ministerio también busca el fortalecimiento institucional de las entidades del sector con el fin de construir una política pública integral que incluya la prevención y mitigación de los rezumaderos como parte de la estrategia nacional para la gestión minero-energética y ambiental del sector, con el propósito de armonizar desde la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales responsabilidad socio-ambiental y la gestión del riesgo.

h. Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD)

La Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD) es la entidad encargada de la dirección, coordinación, articulación, orientación e implementación de los procesos de gestión del riesgo de desastres (conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo de desastres). En el contexto de los rezumaderos, la UNGRD desempeña un papel articulador clave, en cuanto a sus funciones de 1) Articular los niveles nacional y territorial del sistema nacional y 2) Articular los intervinientes privados, las organizaciones sociales y las organizaciones no gubernamentales en el sistema nacional.

Entre sus responsabilidades se encuentra la definición de lineamientos para la armonización de los análisis de riesgo de las industrias y los PEC en los diferentes instrumentos de planificación para la gestión del riesgo de desastres y el desarrollo, en línea con lo establecido en el Plan Nacional de Contingencia frente a pérdidas de contención de hidrocarburos y otras sustancias peligrosas.

La UNGRD como la entidad coordinadora del Sistema Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastre (SNGRD), el cual tiene como objetivo general, “llevar a cabo el proceso social de la gestión del riesgo con el propósito de ofrecer protección a la población y a los animales en el territorio colombiano, mejorar la seguridad, el bienestar y la calidad de vida y contribuir al desarrollo sostenible”, también puede apoyar la articulación con entidades técnicas competentes a través de las instancias interinstitucionales del SNGRD, que asesoran y planifican la implementación de la gestión del riesgo de desastres.

A nivel local, los alcaldes municipales y distritales actúan como jefes de la administración y representan al SNGRD en su jurisdicción. Como conductores del Sistema, son los responsables directos de implementar los procesos de gestión del riesgo, los cuales incluyen el conocimiento, la reducción del riesgo y el manejo de desastres. Particularmente, la articulación de las entidades públicas en todos los niveles de gobierno se rige por principios rectores fundamentales, destacando el enfoque sistémico, la coordinación, la concurrencia y la subsidiariedad.



» 06.

Sistema petrolífero

Sistema petrolífero

Los hidrocarburos se pueden encontrar en superficie mediante dos mecanismos principales; de forma natural en donde los fluidos líquidos y/o gaseosos son expuestos por procesos geológicos (rezumaderos) o por actividades humanas relacionadas a la extracción, transporte, refinamiento y almacenamiento del crudo (Kvenvolden & Cooper, 2003; Link, 1952). Los rezumaderos suelen encontrarse en zonas asociadas al entrapamiento de hidrocarburos en el subsuelo, por ende, es importante entender cómo funciona un sistema petrolífero para luego discernir qué procesos pueden suceder en un área en particular.

La combinación de elementos geológicos y procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos se denomina sistema petrolífero (Schlumberger Limited, 2025). El primer elemento es la roca madre o roca fuente, una roca sedimentaria rica en materia orgánica (bacterias, fitoplancton, zooplancton y plantas terrestres entre otros) (Tissot & Welte, 1984). El segundo elemento es la roca almacén, yacimiento o reservorio (Figura 1), rocas porosas, que a semejanza de una esponja, retienen fluidos (gas, petróleo y/o agua); este tipo de rocas deben tener dos características principales: porosidad (existencia de espacios entre las rocas) y permeabilidad (conexión entre los poros). La roca sello, el tercer elemento, es una barrera que impide que el hidrocarburo retenido en la roca almacén se escape hacia la superficie.

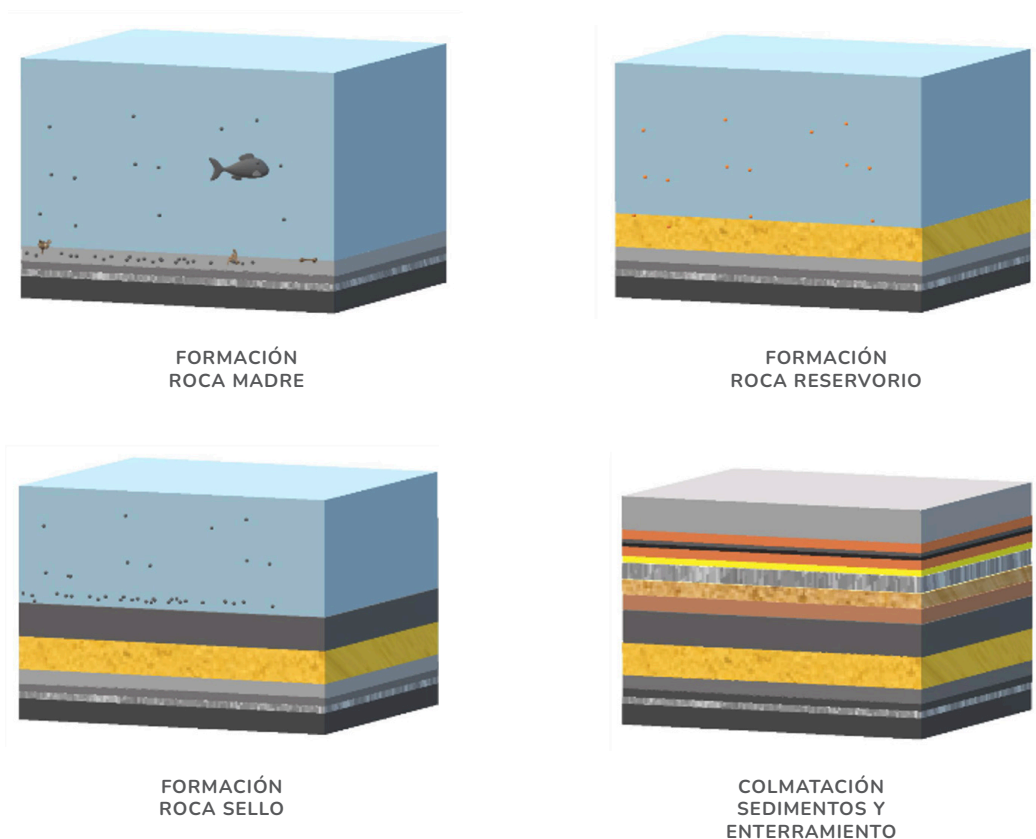


Figura 1. Esquema de la depositación de unidades que constituyen el sistema petrolífero. La roca madre y reservorio no necesariamente se encuentran en la misma posición geográfica. La roca sello si debe estar sobreponiendo la roca reservorio y se le conoce como sello regional. Fuente: SGC

Entre los procesos más importantes se encuentra la generación de hidrocarburos, donde la roca madre es sometida a altas temperaturas y presiones, la materia orgánica se transforma en petróleo y/o gas, y a este proceso se le conoce como migración primaria. Luego ocurre la expulsión de dichos fluidos y la migración hacia la roca almacén o migración secundaria. Esa roca almacén debe estar en una configuración geométrica en el subsuelo que no le permita a los fluidos moverse hacia otros lugares, es decir, debe haber una trampa (Figura 2).

Posteriormente, el hidrocarburo puede movilizarse desde la trampa original hacia zonas con menor presión como yacimientos más superficiales o inclusive alcanzando la superficie (migración terciaria).

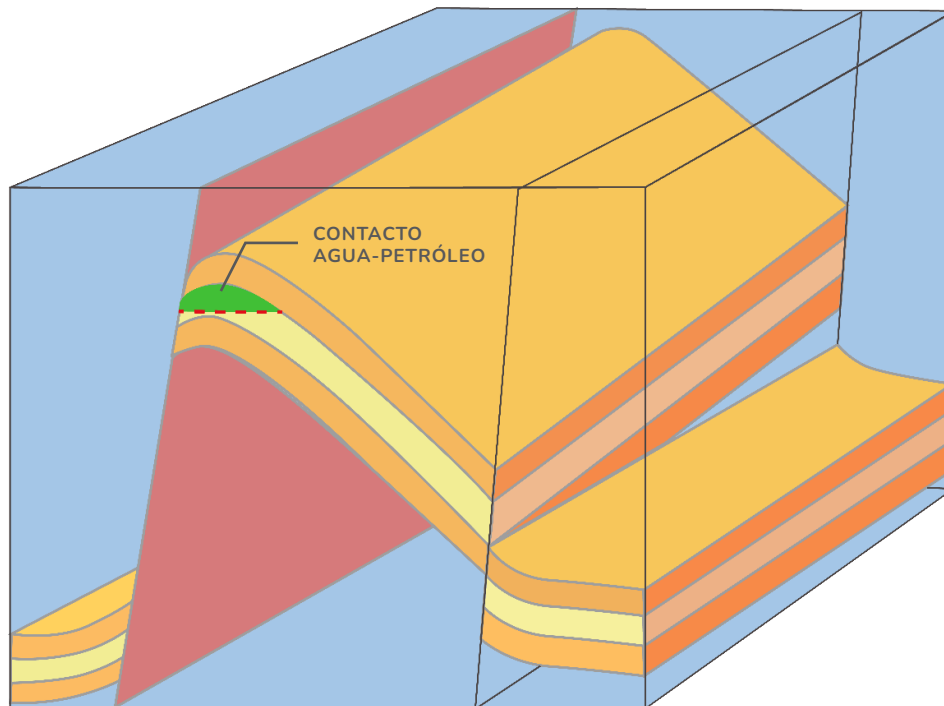


Figura 2. Trampas de hidrocarburos tipo anticlinal con cierre contra falla
Tomado de Schlumberger Limited, 2025

Rezumadero

Un rezumadero de petróleo (oil seep) es la manifestación superficial de un sistema petrolero activo, donde los hidrocarburos (petróleo líquido y/o gas natural) escapan del subsuelo (Figura 3). Técnicamente, son eventos de migración terciaria, es decir, un defecto en el sello o trampa que contiene el yacimiento o puede relacionarse a migración secundaria cuando los hidrocarburos viajan directamente desde la roca fuente a superficie. El rezumadero se forma cuando la presión de los hidrocarburos excede la capacidad de la roca sello para contenerlos, o cuando la vía de migración encuentra una discontinuidad geológica que conecta el reservorio con la superficie. Las principales vías de escape son:

- **Fallas geológicas:** fracturas o planos de ruptura que actúan como conductos verticales altamente permeables, permitiendo que el hidrocarburo fluya a través de las capas de roca que normalmente serían impermeables.
- **Fracturas naturales:** Roturas mecánicas de las rocas que no necesariamente son fallas mayores, pero que rompen la continuidad de la roca sello.
- **Exposición de roca reservorio:** la exhumación de rocas reservorio puede provocar la exposición de hidrocarburos en superficie.
- **Diapirismo:** Movimiento vertical de cuerpos de roca de baja densidad (como domos de sal o lodolitas) que atraviesan las capas superiores, creando vías de permeabilidad por donde el petróleo o gas pueden ascender.



Figura 3. Fotografía de un rezumadero en el Valle Medio del Magdalena
Tomado de ANH-Antek (2014)

En ocasiones específicas, los rezumaderos pueden encontrarse a menos de 5 metros de la superficie, y por efectos antrópicos (por ejemplo, construcción de obras civiles) son expuestos y generan cambios en las condiciones originales del medio. Aunque en principio las emanaciones no estaban en superficie, los mecanismos geológicos para alcanzar esos niveles someros son los mismos de un rezumadero.



» 07.

Integridad de pozos petroleros

Según la resolución 40164 de 2026 del Ministerio de Minas y Energía “Por la cual se actualizan los requisitos técnicos y procedimientos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal o definitivo de pozos continentales y pozos costa afuera, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos”, se define el Sistema de Gestión de Integridad de Pozos como el conjunto de procesos organizacionales, operacionales y técnicos, que abordan los siguientes elementos comunes: Gestión del riesgo, estructura organizacional (roles, rendición de cuentas y responsabilidades), barreras de pozo, estándares de desempeño, verificaciones de barrera de pozo, informes y documentación, proceso de gestión del cambio, proceso de mejora continua y auditoría, lo cual asegura que la integridad del pozo sea mantenida a lo largo del ciclo vida del mismo, es decir, desde la perforación hasta el abandono.

De otro lado, la Resolución 40537 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía en su artículo 58, dispone que en la gestión de integridad de pozos: “El Operador deberá asegurar que el diseño, perforación y completamiento, operación, producción, reacondicionamiento o intervención y abandono se lleven a cabo de forma tal que se logren condiciones mecánicas y estructurales apropiadas y que garanticen la integridad del pozo durante su ciclo de vida, dando cumplimiento a los requerimientos mínimos de la regulación vigente en actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el territorio nacional, tomando como referencia normas técnicas nacionales e internacionales, así como la adopción de medidas operacionales dirigidas a mantener la integridad y el control del pozo, considerando aspectos, aunque sin limitarse a ellos, tales como, prevenir el escape de fluidos del pozo al medio ambiente, la contaminación de acuíferos y canalización de flujo por anulares.”

En tal sentido, un análisis de integridad de pozos es el proceso sistemático de verificación para asegurar que las barreras de pozo se mantengan operativamente funcionales y eficaces, por lo cual es necesario dentro del análisis, realizar la evaluación de los principales sistemas de contención en el pozo, compuestos por uno o varios elementos físicos, que a su vez conforman las diferentes envolventes que previenen el flujo de fluidos desde los yacimientos, hacia otra formación o medio en subsuelo, o al ambiente externo.

Para ello se deben identificar los elementos de contención de las barreras presentes en los pozos, evaluando su criterio de aceptación, la verificación y/o monitoreo que se ha realizado de los mismos para evaluar su estado.

El objetivo final de un análisis de integridad de pozos es gestionar los riesgos de pérdida de contención, que pueden llevar a la liberación de hidrocarburos o fluidos salinos hacia acuíferos, fugas a superficie o liberación de hidrocarburos o gases a la atmósfera o al suelo.

Integridad en líneas de producción y/o transporte de fluidos:

Involucra los aspectos relevantes para la prevención y mitigación de riesgos que amenacen la integridad y operación de las líneas de transporte de fluidos, manteniendo la seguridad y armonía con el entorno del área de influencia y el derecho de vía. Esta gestión deberá desarrollarse mediante programas de inspección y mantenimiento periódico, incluyendo herramientas como inspección en línea (ILI), monitoreo de corrosión, control de variables operativas y gestión de interferencias externas, así como la implementación de planes de contingencia y respuesta a emergencias que permitan mitigar oportunamente eventos de fuga o ruptura, en concordancia con la normatividad vigente aplicable al transporte de hidrocarburos.

Integridad en facilidades de superficie:

Es la gestión de los riesgos de pérdida de contención y el impacto sobre el entorno por una eventual fuga de fluidos peligrosos, identificando e implementando acciones de intervención para cada una de las amenazas que puedan generarse en superficie. Esto incluye la implementación de sistemas de detección temprana de fugas, monitoreo continuo de condiciones operativas, programas de mantenimiento preventivo y correctivo, así como la disposición de barreras de contención secundaria, en cumplimiento de la regulación vigente en materia de seguridad industrial y protección ambiental.

Adicionalmente, se deberá promover la adopción de esquemas de gestión de integridad basados en riesgo, que contemplen la identificación de amenazas, la evaluación de probabilidad y consecuencias, la priorización de intervenciones y la trazabilidad de la información asociada a inspecciones, fallas e intervenciones, asegurando su alineación con la normatividad vigente y las mejores prácticas internacionales.

Toda actuación, evaluación y escenario que requiera el ámbito de aplicación normativa al respecto de la integridad de pozos, encuentra en todo caso, como marco regulatorio fundamental lo establecido por las resoluciones 40537 de 2024 y 40164 de 2026, en especial lo contenido en el Título V de esta última. Los lineamientos que orientan el cumplimiento de las condiciones generales para el aseguramiento de la integridad de pozos por parte de las operadoras que explotan el recurso hidrocarburiífero, han sido establecidos por el artículo 57 de la norma, como sigue a continuación:

“El Operador deberá instalar, operar, mantener y monitorear el estado de las barreras para garantizar las condiciones de integridad de los pozos, así como implementar las medidas de reducción del riesgo tomando como referencia las versiones vigentes de estándares como la norma ISO 16530-1, el API RP 90-1, el API RP 90-2 y el API 10 TR1, así como las referidas en la Resolución 40295 de 2020 o aquellas que las modifiquen o adicionen. El Operador deberá asegurar que pozos activos, inactivos, suspendidos temporalmente, abandonados temporalmente y abandonados definitivamente observen una buena condición de integridad. En el caso de las actividades de abandono temporal y definitivo, la verificación de las barreras primaria y secundaria se deben llevar a cabo de forma tal que se logren condiciones mecánicas y estructurales que brinden un aislamiento apropiado para evitar la migración de fluidos hacia la superficie, o entre las diferentes formaciones a través del hueco y el espacio anular, o entre el hueco y los revestimientos. Para alcanzar dicho objetivo, el Operador deberá: a. Prevenir el escape de fluidos del pozo al medio ambiente; b. Prevenir el flujo cruzado entre formaciones; c. Prevenir la contaminación de acuíferos; d. Aislar los materiales radioactivos o peligrosos; e. Dar cumplimiento a la regulación vigente.”

Well Information (as built)	
Información de Pozo (como construido)	
Field/Installation:	Xxxxxx
Campo/Instalación	
Well name:	Xxxxxx
Nombre de pozo	
Well type	Producer
Tipo de pozo	
Well status:	Shut-in
Estado del pozo	
Well design pressure:	xx psi
Presión de diseño del pozo	
Date prepared/revised	mm/dd/yyyy
Fecha preparación/visión	
Prepared by:	F. Rodriguez
Preparado por	

Nota 1: Pozo cerrado debido a fuga por encima de DHSV

Nomenclatura:
PT: Pressure test (presión de prueba)
IT: Inflow test (prueba de flujo)
FCP: fracture closure pressure (presión de cierre de fractura)
XLOT: extended leak off test (prueba extendida de fuga)
AC: acceptance criteria (criterio de aceptación)

Well barrier elements		EAC	Verification
Elementos de barrera de pozo		CAE	Verificación
		tabla	Monitoreo

Primary well barrier			
Barrera primaria de pozo			
In-situ formation (cap rock)	51	FCP: x.x s.g.	Basado en modelo de campo
Formación (roca sello)		n/a	después de verificación inicial
Casing cement (9 5/8")	22	Longitud: xx ft MD	Registro adherencia cemento
Cemento revestimiento (9 5/8")		Monitoreo diario presión anular B	
Casing (9 5/8")	2	PT: xx psi con s.g. EMM	
Revestimiento (9 5/8")		n/a	después de verificación inicial
Production packer	7	Presión de prueba: xx psi x S.G EMM	Monitoreo continuo de la presión anular A
Empaque de producción		PT: xx psi x S.G EMM	
Completion string	25	Monitoreo continuo de la presión anular A. (Ver nota 1)	
Sarta de completamiento		PT: xx psi x S.G EMM	
Completion string component	29	Prueba periódica de fuga AC DHSV: xx psi/xx min	
Componente sarta de completamiento (Válvula de inyección de químico)		IT: xx psi (DHSV)	
Downhole safety valve (Inc. control line)	8	PT: xx psi (línea control)	Prueba periódica de fuga AC DHSV: xx psi/xx min
Valvula de seguridad en fondo			

Secondary well barrier			
Barrera secundaria de pozo			
In-situ formation (13 3/8" shoe)	51	FCP: x.x s.g.	Basado en XLOT
Formación (zapato 13 3/8")		n/a	después de verificación inicial
Casing cement (13 3/8")	22	Longitud: xx ft MD	Metodo: volumen de control
Cemento revestimiento (13 3/8")		Monitoreo diario presión anular C	
Casing (13 3/8")	2	PT: xx psi x S.G EMM	
Revestimiento (13 3/8")		Monitoreo diario presión anular C	
Wellhead	5	PT: xx psi	Monitoreo diario presión anular C
(Casing hanger with seal assembly)		Prueba periódica de fugas	
Cabeza de pozo (Colgador de revestimiento/ensamble sellos)			
Wellhead/Annulus access valves	12	PT: xx psi	Prueba periódica de fugas AC: xx psi/xx min
Cabezal de pozo/Válvulas de acceso anular			
Tubing hanger (body seals & neck seal)	10	PT: xx psi	
Colgador de tubería (sellos cuerpo & sello cuello)		Prueba periódica de fugas	
Wellhead (WH/XT Connector)	5	PT: xx psi	
Cabezal de pozo (Conector HW/XT)		Prueba periódica de fugas	
Surface tree	33	Prueba periódica de fugas en válvulas	
Arbol de superficie		AC: xx psi/xx min	

Figura 4. Esquema de las barreras primarias (azules) y secundarias (rojas) en un pozo de petróleo. El dibujo técnico a la izquierda ilustra el equipo básico utilizado para producir hidrocarburos desde los yacimientos hasta la superficie. La tabla a la derecha enumera los componentes de la barrera del pozo. Estándar NORSOK-2013. Tomado y modificado de Ritter (2019).

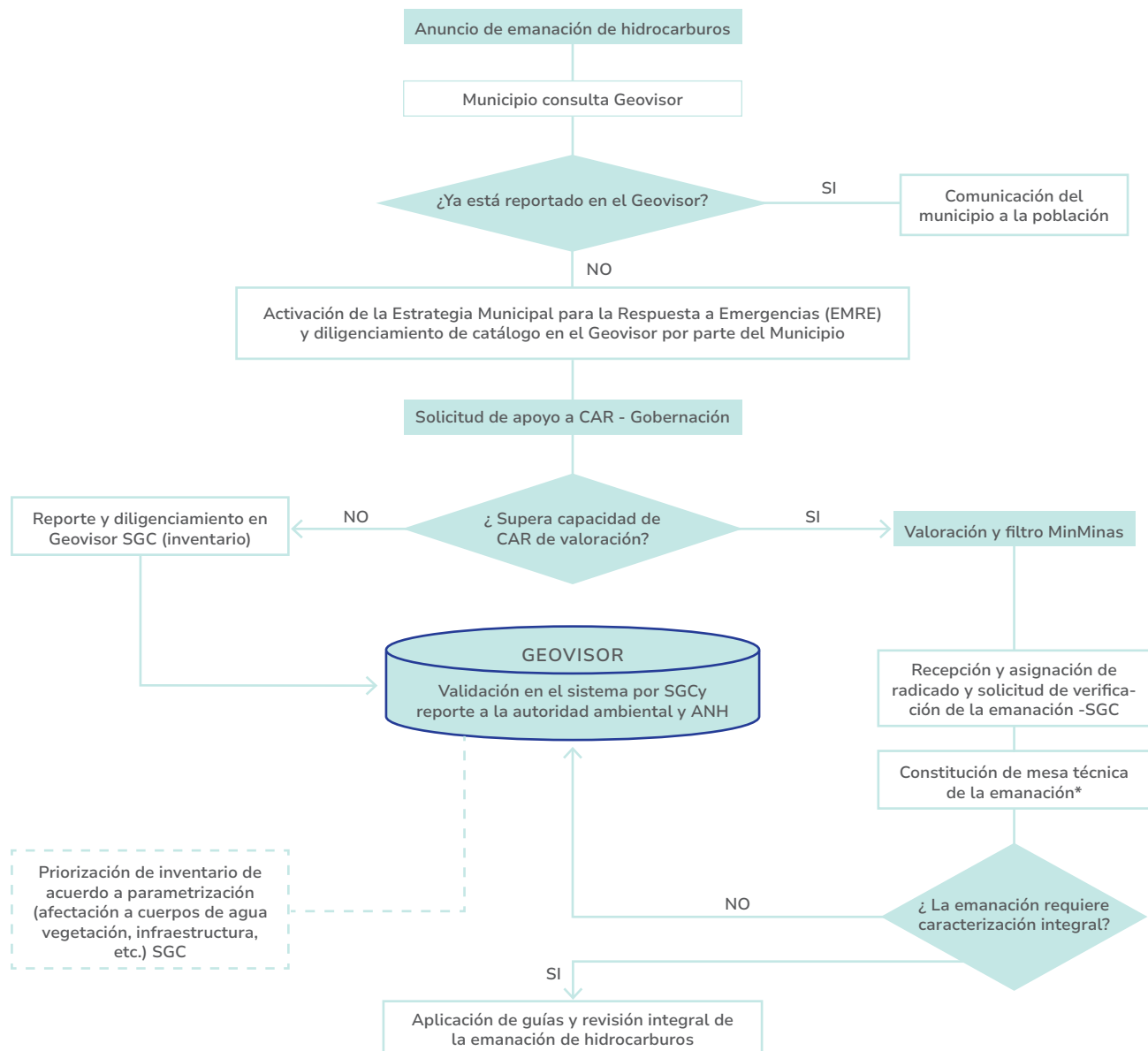


› 08. ■

Flujograma de evaluación de emanaciones de hidrocarburos en superficie

El siguiente flujograma describe los procesos y decisiones que se deben realizar en el marco de la evaluación e impacto de emanaciones de hidrocarburos. Ante una emanación de hidrocarburos, la comunidad informa a la alcaldía, quien a través del Coordinador Municipal de Gestión del Riesgo de Desastres evaluará si el punto ya se encuentra inventariado en el inventariado en el mapa oficial de rezumaderos (actualmente geovisor de la ANH o, en el futuro, Geovisor de emanaciones de hidrocarburos en superficie del SGC-Figura 5). Así mismo, se debe dar la activación de la Estrategia Municipal para la Respuesta a Emergencias (EMRE), para activar los protocolos de emergencia necesarios para la atención de la comunidad.

Si la emanación ya se encuentra registrada, es responsabilidad de la alcaldía notificar a la comunidad. De lo contrario, se debe hacer el registro inicial del catálogo (Tabla 1) en el Geovisor (el cual será semejante al Sistema de Información de Movimientos en Masa - SIMMA <https://simma.sgc.gov.co/#/informenos/edit/>) y será diligenciado por parte de algún funcionario de la alcaldía o con el apoyo de la CAR, si el municipio así lo considera.



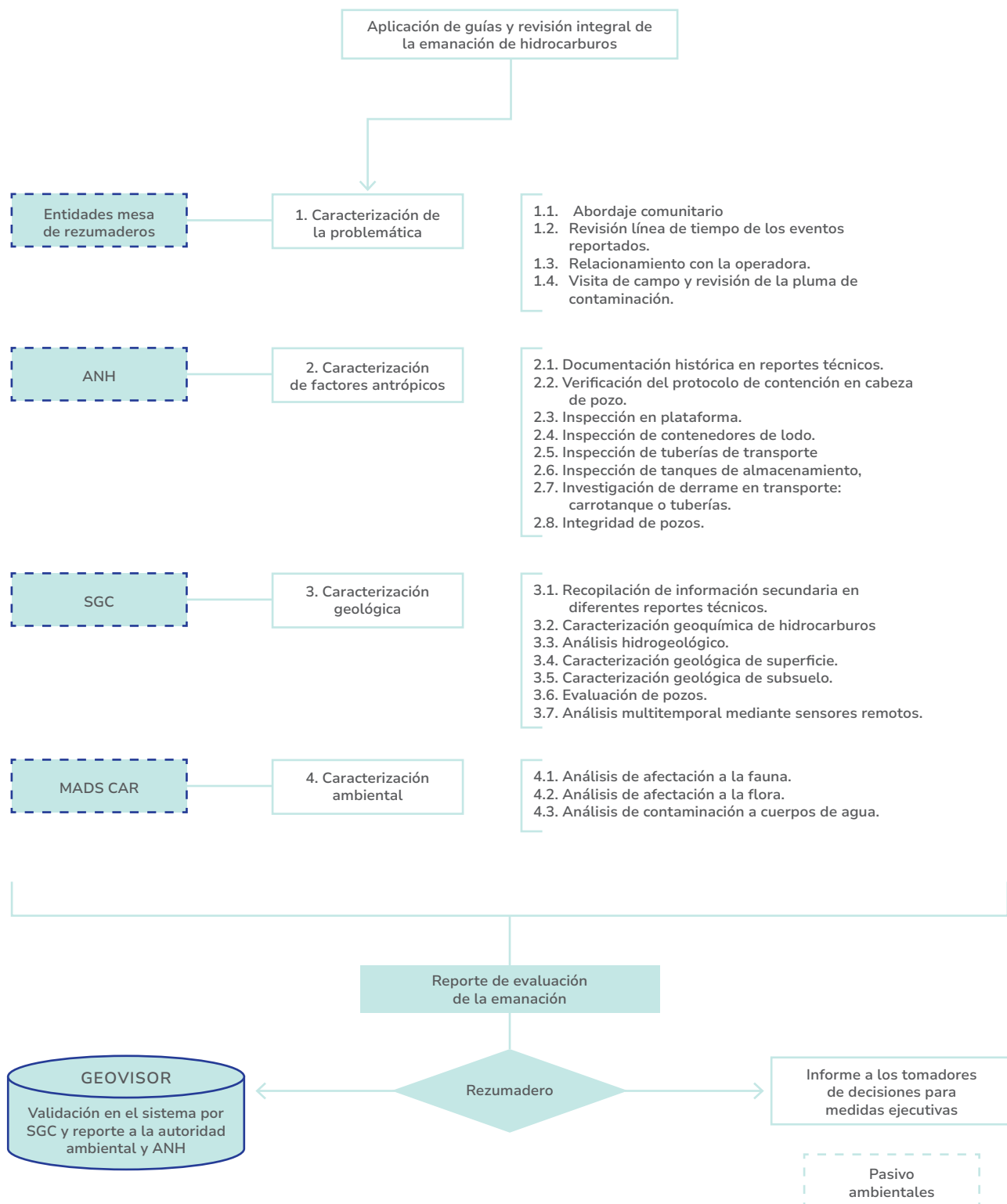


Figura 5. Flujograma de evaluación de emanaciones de hidrocarburos en superficie

*MinMinas define las entidades que participarán en la mesa de la emanación dependiendo de cada problemática

Registro (catálogo)

El registro debe contar con datos básicos de ubicación y registro (Tabla 1). Esta información será almacenada en el catálogo del Geovisor y quedará consignada como sin verificación.

Tabla 1. Registro de anuncio de emanación

TIPO DE REPORTE	N° ÍTEM	ÍTEM
Catálogo	A	Nombre (Profesional o técnico)
	B	Correo electrónico
	C	Fecha (D/M/AAAA)
	D	Departamento
	E	Municipio – centro poblado
	F	Sitio (descripción)
	G	Coordenadas (latitud y longitud)
	H	Fotografía

Valoración inicial por parte de la CAR

Una vez la CAR (o la Secretaría de Ambiente del Municipio) haga la visita al área de estudio, se deben consignar los datos que caracterizan la emanación (Tabla 2). Posteriormente, se diligencian los ítems que buscan entender las condiciones de exposición de la emanación ya sean naturales o por actividades antrópicas (Tabla 3).

Tabla 2. Características de la emanación en el anuncio de emanación - Catálogo

N° ÍTEM	ÍTEM	RESPUESTAS					
1	Tipo de emanación	Impregnación en roca o suelo	Asfalto	Volcán de lodo con gas	Crudo (líquido)	Gas (olor a gasolina)	Indefinido
V9. Valor ponderado (importancia – peso)		1	1	2	3	3	2
2	Viscosidad del fluido (si es líquido)	Muy viscosa (tipo brea)	Viscosa (tipo petróleo negro)	Fluida (tipo gasolina)			
V10. Valor ponderado (importancia – peso)		1	2	3			
3	Estado de la emanación	Estático o inactivo	Activo (salida continua)	Indefinido			
V11. Valor ponderado (importancia – peso)		1	3	2			
4	Medio donde se presenta la emanación	Roca	Suelo	Manantial	Río o quebrada	Excavación (en roca o suelo)	
V12. Valor ponderado (importancia – peso)		2	2	3	3	2	

Tabla 2. Características de la emanación en el anuncio de emanación - Catálogo

N° ÍTEM	ÍTEM	RESPUESTAS		
5	Emanación apareció por un movimiento de tierra natural	SI	NO	
	V13. Valor ponderado (importancia – peso)	3	1	
6	Emanación se identificó por un movimiento de tierra por construcción de obras civiles u otras actividades antrópicas	SI	NO	
	V14. Valor ponderado (importancia – peso)	3	1	
7	Distancia a infraestructura petrolera al punto de emanación	> 1000 m	1000-500 m	< 500 m
	V15. Valor ponderado (importancia – peso)	1	2	3
8	La emanación se identificó después de contratos con empresas operadoras en el sector (adquirió sísmica, construcción de plataformas, perforación, construcción de infraestructura petrolera)	SI	NO	Indefinido
	V16. Valor ponderado (importancia – peso)	3	1	2

En las anteriores tablas se considera una puntuación de acuerdo con la respuesta correspondiente para cada ítem (puntaje de 1 a 3), dichos valores buscan evaluar el posible grado de afectación por la emanación y las posibles relaciones con causas antrópicas. Según lo dispuesto en el flujograma, si la evaluación supera el valor límite (ver capítulo 4), es necesario pasar a una instancia mayor para el análisis de la emanación con un nivel técnico y científico más detallado, por ejemplo, del orden departamental al nacional (delegados de la Mesa de Rezumaderos). El primer filtro lo hace MinMinas, quien decide si el proceso continuará o no y quien, además, delegará los participantes de la Mesa de Rezumaderos, dependiendo cada caso en particular. El Servicio Geológico Colombiano verifica el registro de la nueva emanación en el Geovisor y si supera la valoración límite, deberá al igual que la CAR, comunicar a MinMinas.

Así mismo, se evalúa por parte de la CAR y del Coordinador Municipal de Gestión del Riesgo de Desastres si existen condiciones que puedan afectar a la población o al medio ambiente (Tabla 4). Esta evaluación debe ser socializada para activar los protocolos necesarios con:

- ✓ La UNGRD si el ítem 1 de la Tabla 2 es mayor a 2, el ítem 3 es mayor a 2 y el ítem 9 (Tabla 4) es mayor a 2.
- ✓ Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (¿?) si el ítem de la Tabla 2 es mayor a 2, el ítem 3 es mayor a 2 y si el ítem 10 o 11 (Tabla 4) es mayor a 2.

Tabla 4. Características de la emanación en el anuncio de emanación - Catálogo

N° ÍTEM	ÍTEM	RESPUESTAS		
9	Distancia a centro poblado más cercano	> 1000 m	1000-500 m	< 500 m
	17. Valor ponderado (importancia – peso)	1	2	3
10	Distancia a cuerpos de agua superficiales o bocatomas	>200m	200-100 m	< 100 m
	18. Valor ponderado (importancia – peso)	1	2	3
11	Distancia a áreas protegidas (RUNAP)	> 1000 m	1000-500 m	< 500 m
	19. Valor ponderado (importancia – peso)	1	2	3

En la evaluación se considerará en primer lugar, si en realidad es una problemática que constituye un caso para aplicar la guía metodológica. En el caso que pueda ser resuelto por profesionales de la mesa, se consignan los datos en el Geovisor como rezumadero. De lo contrario, se debe aplicar la revisión integral de la emanación de hidrocarburos (ver capítulo 3.3).

El Geovisor del SGC contará con la información básica y detallada de estudio de ANH-Antek (2014) los registros que se hicieron allí serán desplegados como rezumaderos. Otros anuncios de emanaciones serán registrados como tal, hasta que entidades como las CAR o el SGC haga la verificación técnica del origen asociado a los hidrocarburos. Esta herramienta saldrá al público en el primer semestre de 2027 en su versión inicial y será actualizada continuamente por un equipo del SGC.

Caracterización de la problemática

(responsable: entidades designadas por la Mesa de Rezumaderos)

- ✓ Abordaje comunitario: Las entidades de la Mesa de rezumaderos realizan una visita preliminar donde se hace el primer contacto con las comunidades afectadas y con la CAR. Es importante la compañía de la UNGRD y la Defensoría del pueblo en esta visita.
- ✓ Revisión línea de tiempo de los eventos reportados: Un designado especial desde la Mesa de Rezumaderos, se encarga de la recopilación de los eventos reportados, incluyendo la descripción de la problemática por parte de la comunidad, las entidades estatales y de las empresas que estén ligadas a la misma.
- ✓ Relacionamento con la operadora: la ANH y el Ministerio de Minas y Energía debe establecer un canal de comunicación con la operadora con el fin de lograr una evaluación completa del factor antrópico.
- ✓ Visita de campo y revisión de la pluma de contaminación: allí se recogen las evidencias (coordenadas, fotografías, características de la emanación, afectación al medio ambiente) y se hace un primer reporte.

Evaluación integral de emanaciones de hidrocarburos en superficie

Como se muestra en la Figura 5, existen muchos criterios que deben ser analizados cuando una emanación de hidrocarburos excede la capacidad de atención por parte de los entes municipales y las autoridades ambientales regionales. Tomando como ejemplo el caso de las emanaciones en el centro poblado de Horizontes en el municipio de San Luis de Gaceno, en el departamento de Boyacá, se requiere la participación de varias entidades del estado que de forma coordinada deben dar respuesta y atención a la problemática. En esta fase, es MinMinas quien coordinara a las diferentes entidades. Existen varias etapas y criterios que deben hacer parte del reporte final o diagnóstico, que será el resultado de la mesa técnica de la emanación y las cuales se describen a continuación:

Caracterización de factores antrópicos (Responsable: ANH y ANLA)

En este apartado es necesario identificar qué factores en las emanaciones están asociados a las construcciones civiles o a la intervención de las actividades de exploración y producción de crudo y gas. Para ello entidades como la ANH, ANI (si la emanación se relaciona con infraestructura) y ANLA pueden aportar para la generación del informe que recopile:

- ✓ Documentación histórica en reportes técnicos.
- ✓ Estudios de impacto ambiental (EIA)
- ✓ Verificación del protocolo de contención en cabeza de pozo.

- ✓ Inspección en plataforma.
- ✓ Inspección de piscinas de lodo.
- ✓ Inspección de tuberías de transporte.
- ✓ Inspección de tanques de almacenamiento.
- ✓ Investigación de derrame en transporte: carro tanque o tuberías.
- ✓ Integridad de pozos (Ver Integridad de pozos petroleros).

Caracterización geológica (Responsable SGC)

Cuando la emanación represente una posible amenaza de origen natural o geológica el SGC debe encargarse del estudio del subsuelo llevando a cabo una metodología similar a la que se estableció para el proyecto del origen de emanaciones de hidrocarburos en San Luis de Gaceno (Figura 6).

Metodología

Identificación del origen de emanaciones de hidrocarburos en superficie

1 Geología de subsuelo ¿Qué pasa en el subsuelo?

Este análisis busca:

Identificar las fracturas principales y secundarias a través de la interpretación sísmica

Conexión de fracturas entre la superficie-pozo y superficie-yacimientos.

Analizar el índice de fragilidad de las unidades rocosas perforadas por los pozos.

2 Hidrogeología ¿Cómo se mueven las aguas?

Dada la interacción de los hidrocarburos con las aguas subterráneas se analiza la hidrogeología incluyendo los siguientes componentes:

Fracturas en superficie

Estratigrafía y sedimentología Geofísica (tomografías y TEM*)

Hidrogeoquímica e isotopía

Línea base de hidrogeoquímica

Hidrometeorología

3 Geoquímica orgánica Composición de gases y líquidos

Comparación de hidrocarburos provenientes de las emanaciones de los pozos. Se utilizan los siguientes análisis:

Cromatografía de crudo (whole oil gas chromatography)

Gasometrías

SARA**

Biomarcadores

4 Ingeniería de pozos ¿Qué ocurre en los pozos?

Revisión de estados de los pozos:

Historia de perforación e intervenciones posteriores

Registros de cementación

Integridad de barreras primarias y secundarias de contención

5

Teledetección remota

¿Dónde más puede haber emanaciones?

El objetivo de análisis es evidenciar zonas afectadas emanaciones de hidrocarburos. Se utilizan las herramientas:

- Huellas espectrales infrarrojas en campo y laboratorio
- Análisis estadístico
- Aplicación de modelo en imágenes hiperespectrales

Figura 6. Metodología en la evaluación del origen de emanaciones establecida por el SGC

- ✓ Recopilación de información secundaria en diferentes reportes técnicos: se requiere una línea base en los análisis de hidrogeología, geología e ingeniería. Adicionalmente, contar con el reporte de eventos establecido en el numeral 3.1.1.
- ✓ Caracterización geoquímica de hidrocarburos: Las diferencias en la geoquímica orgánica entre las emanaciones y los crudos producidos o transportados es crucial para hacer correlaciones y generar hipótesis acerca del origen de las manifestaciones.
- ✓ Análisis hidrogeológico: cuando las emanaciones afectan los cuerpos de agua, o las condiciones del medio sugieran conectividad hidráulica, es indispensable entender la relación y afectación entre hidrocarburos y los sistemas acuíferos.
- ✓ Caracterización geológica de superficie: el estudio de fallas y diaclasas en superficie permite identificar si los hidrocarburos migran utilizando estos planos de debilidad en la roca.
- ✓ Caracterización geológica de subsuelo: este estudio permite entender las fallas que afectan el subsuelo incluyendo a los yacimientos y sellos regionales, lo cual es la base para entender el sistema petrolífero del área (ver capítulo 1.1.1)
- ✓ Evaluación de pozos: el análisis de información histórica de pozos permite reconocer posibles problemas que se generaron en la perforación, construcción o en trabajos posteriores, este trabajo se realiza en conjunto con la ANH. Adicionalmente, se obtiene información de las unidades a través de los registros eléctricos complementando la información de subsuelo.
- ✓ Análisis multitemporal mediante sensores remotos: El estudio busca evidenciar si la zona en estudio es el único sector afectado por emanaciones o existen otras áreas cercanas que no han sido identificadas. Así mismo y dependiendo de la disponibilidad de imágenes satelitales, se puede hacer un estudio multitemporal que permita saber desde cuándo se presentan las emanaciones.

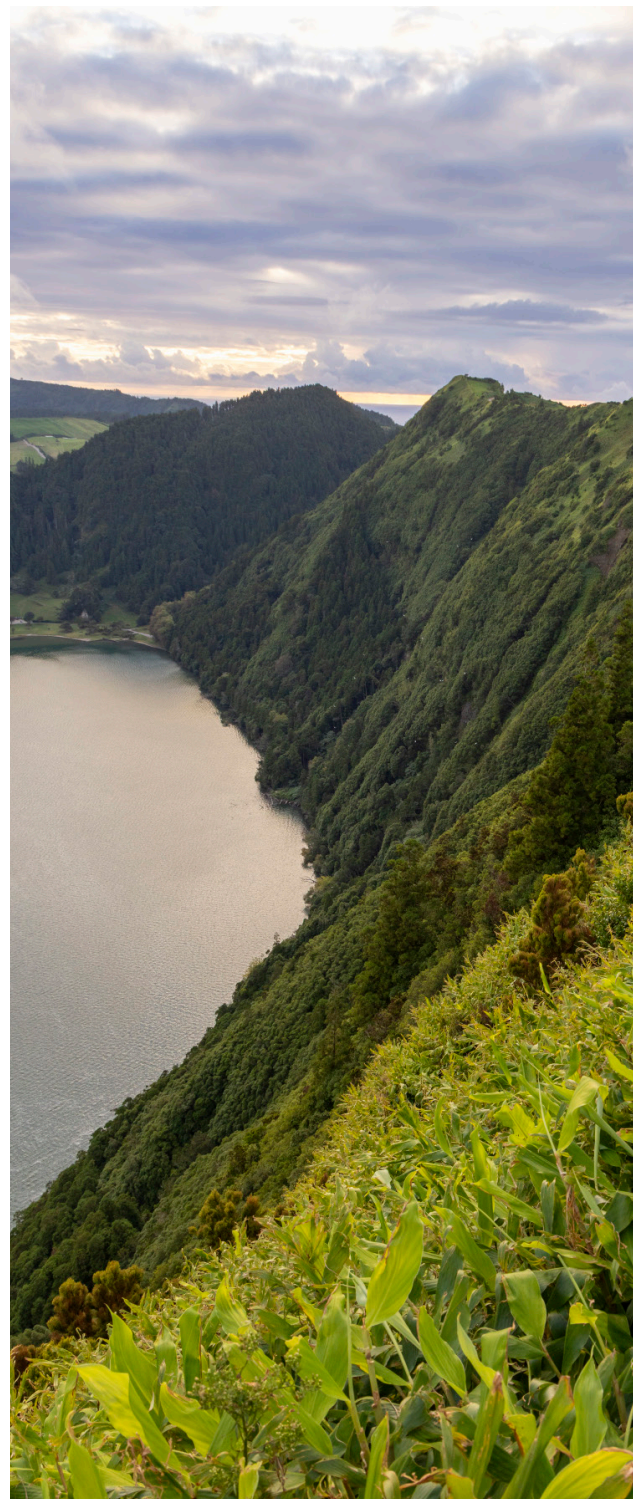
Los detalles de los estudios mencionados anteriormente deben ser consignados en la guía metodológica, la cual será un manual de instrucciones paso a paso para realizar de manera estandarizada y correcta la caracterización geológica. Así se garantizará que los resultados sean confiables y puedan ser comparados con otras áreas del país con problemáticas similares. Este documento será publicado en la página del SGC en el primer semestre del año 2027.

Caracterización ambiental **(Responsable: Ministerio de Ambiente** **y Desarrollo Sostenible o delegados)**

La afectación a los recursos naturales y sus servicios ecosistémicos asociados es uno de los temas más importantes en este tipo de amenazas, por lo tanto, debe adelantarse un estudio del impacto ambiental de las emanaciones de hidrocarburos. Para este ámbito, bajo el apoyo técnico y operativo de la Autoridad Ambiental Regional, debe hacerse una evaluación preliminar del contexto ambiental del sitio donde se reporta la emanación, que permita identificar la vulnerabilidad del medio y determinar la necesidad de aplicar medidas de precaución; así como la necesidad de escalar dicha evaluación y actuación, considerando:

- ✓ La potencial conectividad hidrogeológica con aguas subterráneas
- ✓ La proximidad a áreas ambientalmente sensibles.

En ese sentido, se condiciona el nivel de riesgo ambiental para abordar la priorización de la atención y la necesidad de profundizar en estudios técnicos de mayor profundidad.





› 09. ■

Jerarquización de variables para la evaluación de emanaciones

Jerarquización de variables para la evaluación de emanaciones

Durante el ejercicio de la Mesa de Rezumaderos durante los años 2024 y 2025, se buscó consolidar las variables más importantes para la toma de decisiones una vez se hace el reporte de la emanación por parte de la CAR y el municipio. Así entonces, los ítems 1 al 8, fueron jerarquizados por un equipo de expertos para obtener una ponderación total y una calificación que refleje la importancia de cada ítem. Para esta tarea se usó el Análisis Jerárquico de Procesos (AHP), una metodología desarrollada por Thomas L. Saaty (Irreño, 2018) que apoya la toma de decisiones multicriterio, lo que permite jerarquizar variables a partir de comparaciones pareadas, transformando juicios expertos cualitativos en ponderaciones cuantitativas.

Su principal fortaleza radica en la posibilidad de evaluar la consistencia lógica de los juicios mediante indicadores formales, lo que otorga trazabilidad y robustez técnica al proceso. En este ejercicio, la matriz de Saaty se aplicó como herramienta para estructurar y priorizar variables utilizadas en la evaluación inicial del anuncio de emanación (ítems 1 al 8 en las tablas 2 y 3).

El objetivo del ejercicio preliminar fue establecer el peso relativo de un conjunto inicial de variables asociadas a las características y condiciones de una emanación, con el fin de apoyar la identificación de casos que podrían requerir análisis técnicos especializados (miembros de la Mesa de Rezumaderos) para la determinación de su origen. En esta primera etapa se consideraron ocho variables: tipo de emanación (V9), viscosidad del fluido (V10), estado de la emanación (V11), medio donde se presenta (V12), asociación con movimientos en masa (V13), relación con movimientos de tierra u obras civiles (V14), distancia a infraestructura petrolera (V15) y relación temporal con contratos o actividades petroleras (V16).

Con base en estas variables se construyó una matriz AHP de 8×8, la cual fue remitida al panel de expertos (asistentes a la Mesa de Rezumaderos) para su evaluación independiente. La matriz incluyó comparaciones pareadas entre todas las variables, empleando la escala de Saaty, y fue diseñada para garantizar la reciprocidad y el control de consistencia de los juicios emitidos. La Figura 7 presenta la matriz de comparación utilizada en este ejercicio preliminar.

VARIABLE	V9_Tipo	V10_Viscosidad	V11_Estado	V12_Medio	V13_MovMasa	V14_Mov Tierra_Obras	V15_Dist _Infra	V16_Relacion_ Contratos
V9_Tipo	1	1	1	1	1	1	1	1
V10_Viscosidad	1	1	1	1	1	1	1	1
V11_Estado	1	1	1	1	1	1	1	1
V12_Medio	1	1	1	1	1	1	1	1
V13_MovMasa	1	1	1	1	1	1	1	1
V14_Mov Tierra_Obras	1	1	1	1	1	1	1	1
V15_Dist _Infra	1	1	1	1	1	1	1	1
V16_Relacion_ Contratos	1	1	1	1	1	1	1	1

Figura 7. Estructura de la matriz de Saaty evaluada por el panel de expertos

Al realizar el ejercicio con las diferentes entidades que conforman la Mesa de Rezumaderos se obtuvo que las variables con mayor peso relativo corresponden a la distancia a infraestructura petrolera (V15) y la relación temporal con contratos o actividades petroleras (V16), seguidas por el estado de la emanación (V11) y el medio donde se presenta (V12) (ver Figura 8). Las variables relacionadas con las propiedades físicas del fluido y con procesos superficiales o antrópicos presentaron pesos menores, funcionando principalmente como criterios complementarios en la interpretación del fenómeno. Este patrón sugiere que, en una fase preliminar, el contexto espacial y operativo de la emanación es determinante para priorizar la necesidad de análisis adicionales.

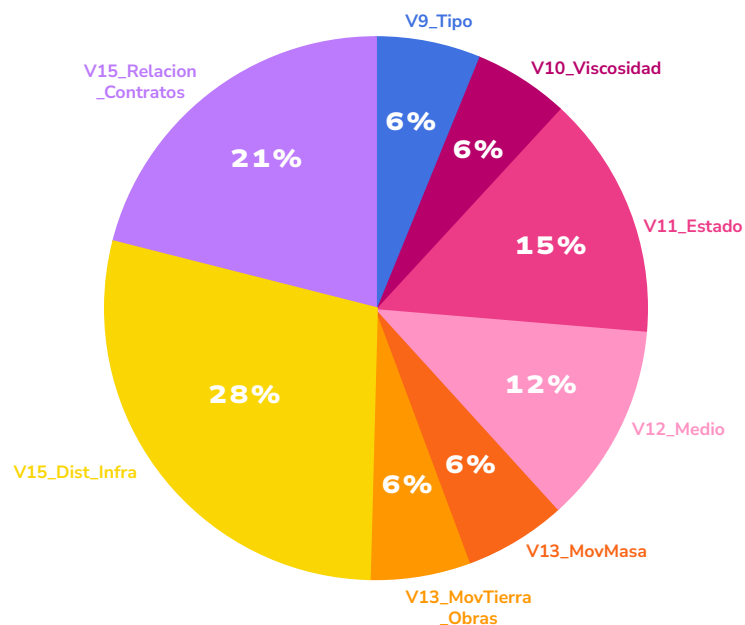


Figura 8. Pesos relativos de las variables obtenidos mediante el ejercicio AHP preliminar

Finalmente, se establece que este ejercicio corresponde a una fase preliminar de jerarquización, cuyo propósito es afinar el marco de evaluación inicial y está sujeta a actualizaciones.

Valor límite

Luego de obtener la ponderación para cada variable o ítem, se busca un valor límite que permita a las CAR tomar la decisión de escalar el anuncio de emanación a una instancia nacional. Este valor se obtuvo a partir de los casos actuales de los cuales el Ministerio de Minas y Energía tiene conocimiento y que, constituyen una problemática para las comunidades y las empresas operadoras. El valor ponderado corresponde a la multiplicación del porcentaje calculado en la Matriz de Saaty y la calificación de cada ítem según las características y condiciones de la emanación. Se tomó como valor límite el menor registrado en la Tabla 5, es decir, una calificación de 1,72. Por lo tanto, cuando en una emanación el valor ponderado sea mayor a 1,7 la CAR debe comunicar al Ministerio de Minas para la valoración y filtro, y según el caso, se prosiga con lo consignado en el flujograma (Figura 5).



Tabla 5. Casos estudio de emanaciones en superficie

Nº ÍTEM	ÍTEM	RESPUESTAS					% SAATY	CASO VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	CASO CATATUMBO	CASO PUTUMAYO	CASO PIEDEMONTE LLANERO
1-V9	Tipo de emanación	Impregnación en roca o suelo	Asfalto	Volcán de lodo con gas	Crudo (líquido)	Gas (olor a gasolina)	Indefinido	Crudo (líquido)	Crudo (líquido)	Impregnación en roca o suelo	Crudo (líquido)
2-V10		1	1	2	3	3	2				
3-V11	Viscosidad del fluido (si es líquido)	Muy viscosa (tipo brea)	Viscosa (tipo petróleo negro)	Fluida (tipo gasolina)				Viscosa (tipo petróleo negro)	Muy viscosa (tipo brea)	Fluida (tipo gasolina)	Fluida (tipo gasolina)
	Calificación	1	2	3				0,12	0,06	0,18	0,18
4-V12	Estado de la emanación	Estático o inactivo	Activo (salida continua)	Indefinido				Activo (salida continua)	Estático o inactivo	Estático o inactivo	Activo (salida continua)
	Calificación	1	3	2				0,45	0,15	0,15	0,45
5-V13	Medio donde se presenta la emanación	Roca	Suelo	Manantial	Río o quebrada	Excavación (en roca o suelo)		Excavación (en roca o suelo)	Suelo	Manantial	Manantial
	Calificación	2	2	3	3	2		0,24	0,24	0,36	0,36
6-V14	Emanación apareció por un movimiento de tierra natural	SI	NO					NO	NO	NO	NO
	Calificación	3	1					0,06	0,06	0,06	0,06
7-V15	Emanación se identificó por un movimiento de tierra por construcción de obras civiles u otras actividades antropicas	SI	NO					SI	SI	NO	NO
	Calificación	3	1					0,18	0,18	0,06	0,06
8-V16	Distancia a infraestructura petrolera al punto de emanación	> 1000 m	1000-500 m	< 500 m				> 1000 m	< 500 m	< 500 m	< 500 m
	Calificación	1	2	3				0,28	0,84	0,84	0,84
	La emanación se identificó después de contratos con empresas operadoras en el sector (adquirió sísmica, construcción de plataformas, perforación, construcción de infraestructura petrolera)	SI	NO	Indefinido				NO	NO	SI	SI
	Calificación	3	1	2				0,21	0,21	0,63	0,63
PONDERADO TOTAL								1,72	1,92	2,34	2,76

Tabla 4. Características de la emanación en el anuncio de emanación - Catálogo

ACTIVIDAD / PROCESO	COMUNIDAD	ALCALDÍA	CAR	MIN MINAS	SGC	ANH	ANLA	IDEAM	UNGRD	DEFENSORÍA DEL PUEBLO	OPERADORA PETROLERA
Anuncio de emanación	R	A									
Verificación en inventario (Geoportal)	I	R									
Notificación a la comunidad sobre registro	I	R									
Registro inicial en el Geoporta		R			I						
Valoración inicial y escalamiento regional		R	C								
Evaluación de la emanación (nivel regional)		I	R		I				I	I	
Solicitud de evaluación a nivel nacional			R	A	I	I	I	I	I	I	
Caracterización de la problemática (visita y abordaje)	I	C	R	A	R	R	R		R	R	
Revisión de línea de tiempo y eventos reportados	C		R			C	C			I	C
Relacionamiento con la operadora				R		R					C
Caracterización de factores antrópicos					C	R	C				C
Caracterización geológica (subsuelo y superficie)	C				R	C	C				C
Toma de muestras, cadena de custodia de muestreo geoquímico y análisis de resultados.					R	C					I
Caracterización ambiental (Impacto a fauna/flora)			C				C	R			C
Caracterización de la amenaza a la población	C				C	C	C	C	R	I	



Cartografía de rezumaderos estudio ANH-Antek (2014)

Con el propósito de realizar un ejercicio de visualización y análisis estadístico, se revisaron los rezumaderos cartografiados en el estudio de ANH-Antek (2014). A partir de esta información, se seleccionaron aquellos rezumaderos que se encontraban a determinadas distancias de diferentes elementos de interés ambiental y de infraestructura petrolera.

De los 1194 rezumaderos reportados, se depuraron aquellos clasificados como “no encontrados”, correspondientes a puntos en los que, al momento de realizar el levantamiento en campo, no se obtuvo información. Como resultado de esta depuración, quedaron 884 puntos con información validada. Posteriormente, se realizó una selección de estos 884 rezumaderos estimando la distancia a los siguientes elementos:

- ✓ Rezumaderos ubicados a 1 km de pozos petroleros (tomados del geovisor del BIP).
- ✓ Rezumaderos a 500 m de oleoductos (tomados de ICDE).
- ✓ Rezumaderos a 1 km de áreas protegidas definidas por Parques Nacionales y de centros poblados (RUNAP).
- ✓ Rezumaderos a 200 m de cuerpos de agua superficiales de la red hidrográfica (drenajes dobles y sencillos) del IGAC.

Como resultado de este ejercicio se obtuvo el mapa presentado en la Figura 9 en el que los rezumaderos se clasifican según su distancia a los elementos descritos anteriormente. En total se identificaron: 23 rezumaderos a 200 m de aguas superficiales, 78 rezumaderos a 1 km de áreas protegidas, 116 rezumaderos a 1 km de centros poblados, 184 rezumaderos a 1 km de pozos petroleros y 9 rezumaderos a 500 m de oleoductos.

Posteriormente, a partir de esta clasificación, se evaluó el número de rezumaderos que coincidían simultáneamente con las distancias establecidas respecto a varios elementos. Los rezumaderos que presentaban dos o tres elementos cercanos que cumplían con los criterios de distancia fueron clasificados en la categoría 2-3, representada en color rojo. Aquellos que presentaban un solo elemento de interés dentro de la distancia establecida se clasificaron en la categoría 1, representada en color amarillo. Finalmente, los rezumaderos que no presentaban elementos de interés dentro de las distancias definidas se clasificaron en la categoría 0, representada en color gris. En la Figura 10 se presentan los resultados de este procedimiento. Se identificó que, 60 rezumaderos presentan entre dos y tres elementos cercanos al punto de emanación de acuerdo con las distancias establecidas en el ejercicio, 282 rezumaderos presentan al menos un elemento cercano, y 542 rezumaderos no presentan elementos de interés cercanos según los criterios de distancia aplicados.

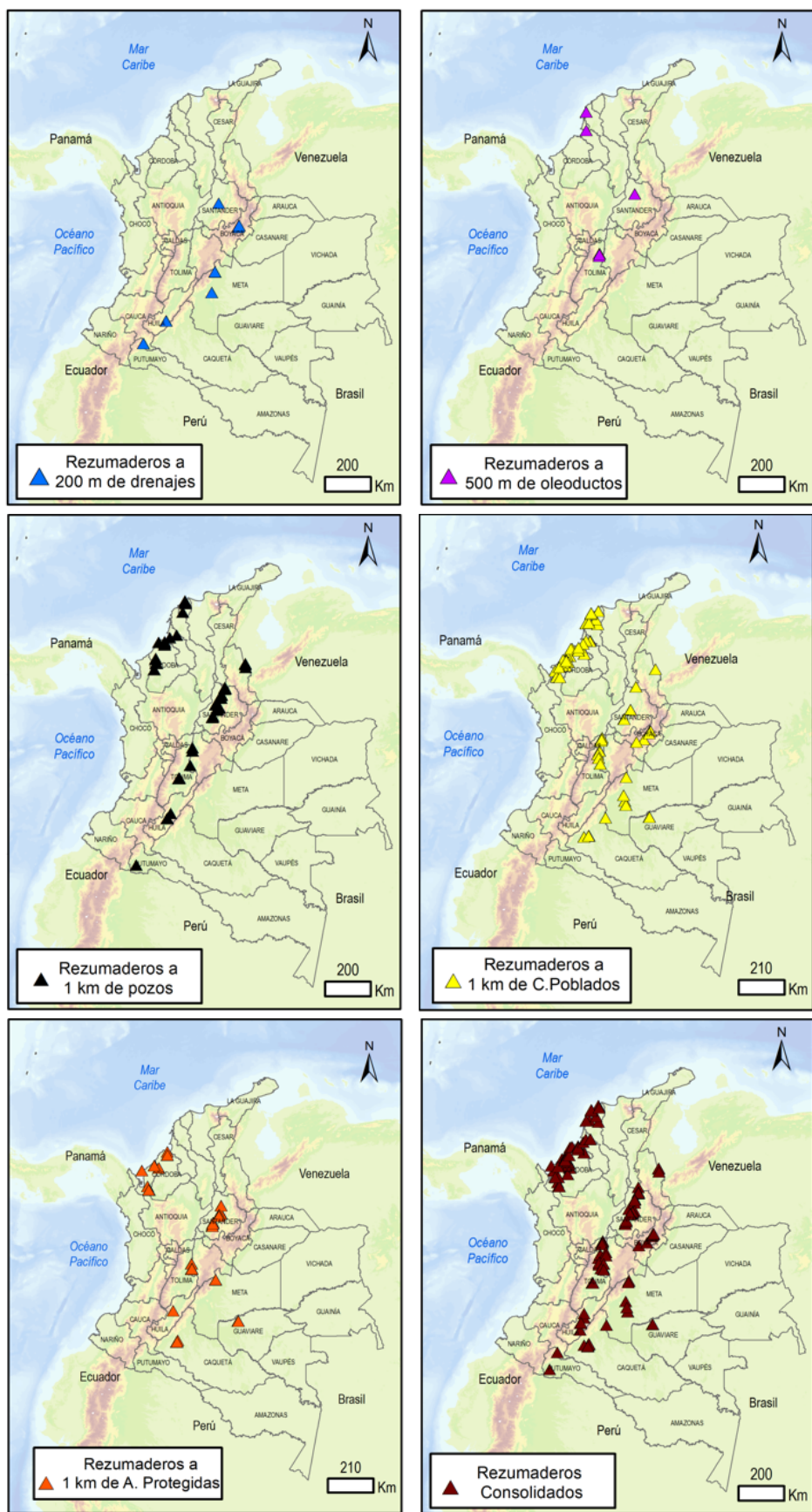
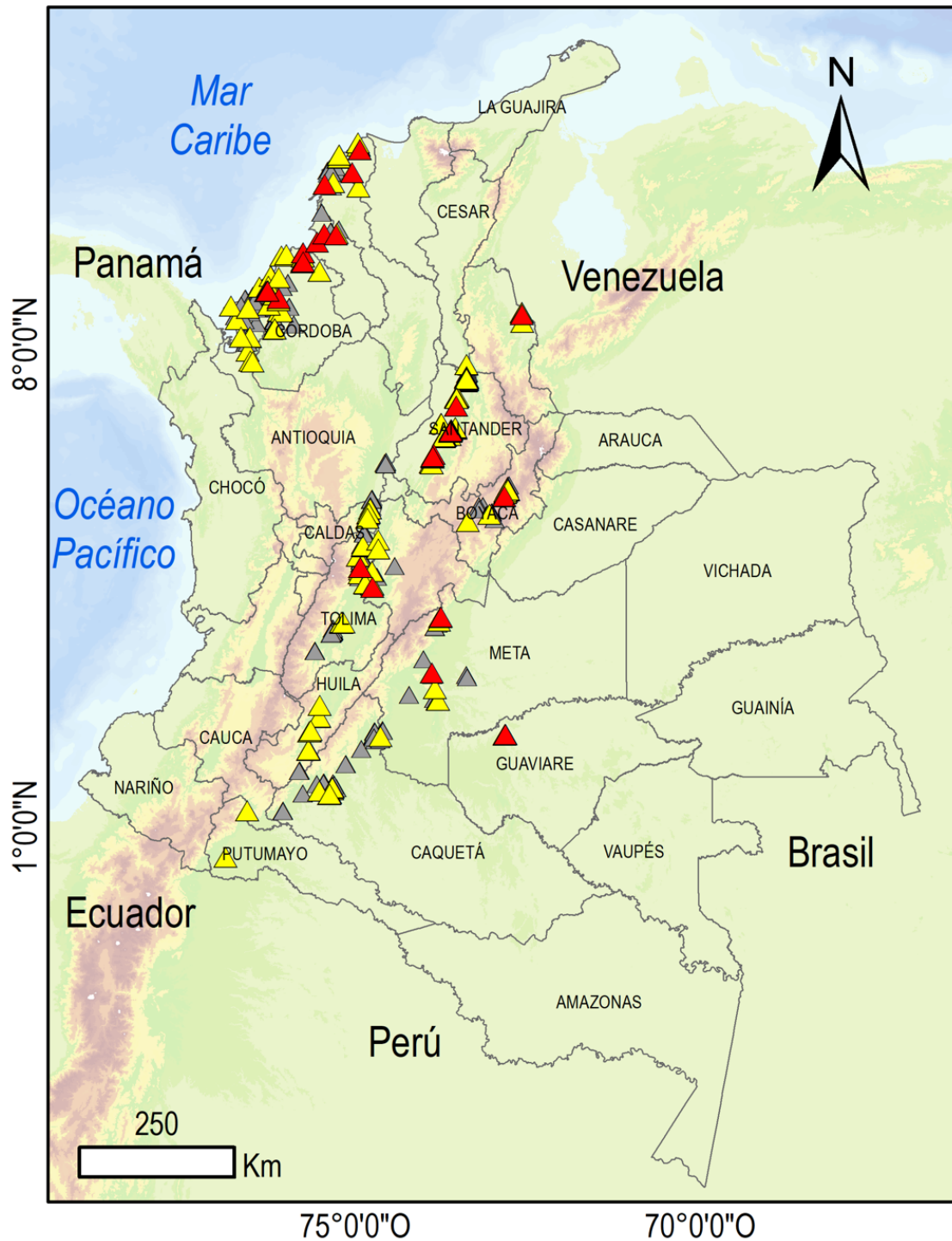


Figura 9. Rezumaderos clasificados por distancias a elementos de interés.



Mapa de rezumaderos categorizados

Convenciones

- ▲ Rezumaderos Categoría 2-3
- ▲ Rezumaderos Categoría 1
- ▲ Rezumaderos Categoría 0

Figura 10. Mapa de rezumaderos categorizados por números de elementos cercanos. Fuente ANH-Antek (2014a) Mapa SGC



› 10.

Referencias

- ANH-Antek. (2014). Identificación, inventario, muestreo y caracterización geoquímica de los rezumaderos de hidrocarburos de Colombia.
- Irreño, C. A. B. (2018). Aplicación práctica del proceso de análisis jerárquico (AHP), para la toma de decisiones. *Revista Ingeniería, Matemáticas y Ciencias de La Información*, 5(9), 91–100.
- Kvenvolden, K. A., & Cooper, C. K. (2003). Natural seepage of crude oil into the marine environment. *Geo-Marine Letters*, 23(3–4), 140–146. <https://doi.org/10.1007/s00367-003-0135-0>
- Link, W. K. (1952). SIGNIFICANCE OF OIL AND GAS SEEPS IN WORLD OIL EXPLORATION 1 (Vol. 36, Number 8).
- Ritter, C. S. (2019). Shifting needs for expertise: Digitized taskscapes in the Norwegian oil and gas industry. *Extractive Industries and Society*, 6(2), 454–462. <https://doi.org/10.1016/j.exis.2019.03.006>
- Schlumberger Limited. (2025). Energy Glossary en Español. https://Glossary.Slb.Com/Es/Terms/p/Petroleum_system.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). Petroleum formation and occurrence. Springer Science & Business Media. <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://raregeologybooks.wordpress.com/wp-content/uploads/2014/12/b-p-tissot-and-d-h-welte-petroleum-formation-and-occurence.pdf>