



Bogotá D.C.,

Doctor
ALIRIO ENRIQUE SOTOMONTE MOTTA
Representante Legal

Doctora
SILVIA JULIANA VILLARREAL MEZA
Subgerente Jurídica y Contractual

EMPRESA NACIONAL ESTATAL DE DESARROLLO TERRITORIAL S.A.S. – E-DESARROLLO S.A.S.
Carrera 37 # 53-08, Bucaramanga
Correo electrónico: juridica@e-desarrollo.gov.co; notificaciones@e-desarrollo.gov.co;
Teléfono: +57 (607) 6059070
Bucaramanga

Asunto: Respuesta a sus comunicaciones del 07 y 27 de mayo de 2026 recibidas por correo electrónico respecto del Contrato interadministrativo 455 de 2026 para la remisión de documentos contractuales para aprobación de la supervisión por parte de la ANH

Respetados señores:

En mi calidad de Supervisora Técnica designada del Contrato Interadministrativo No. 455 de 2026, y en cumplimiento de las obligaciones derivadas de los artículos 83 y 84 de la Ley 1474 de 2011, del Manual de Contratación Administrativa de la ANH y de las estipulaciones contractuales, procedo a dar respuesta formal y detallada a sus comunicaciones de fecha 07 y 27 de mayo de 2026 según asunto.

Acuso recibo de su correo del 07 de mayo de 2026.

De: Silvia Juliana Villarreal Meza <juridica@e-desarrollo.gov.co>

Enviado el: jueves, 7 de mayo de 2026 9:19 a. m.

Para: Maria Rosa Ceron Gil <maria.ceron.g@anh.gov.co>; Maria Cristina Acosta Nunez <mariac.acostan@anh.gov.co>

CC: Alirio Sotomonte <gerencia@e-desarrollo.gov.co>; pa.supenergia@e-desarrollo.gov.co; Sandra Tavera

<sg.ejecucion@e-desarrollo.gov.co>

Asunto: ENTREGA INFORMES 1ER TRIMESTRE.-PLAN OPERATIVO... CONTRATO 455-2026 E-DESARROLLO

Adjuntos:

2026 05 06 OFICIO REMISORIO DE INFORMES_260506_172255.pdf;

2026 03 30 Inf.Mensual MARZO 2026_Cto.472-2025 V2.pdf;

2026 02 28 Inf.Mensual Febrero 2026_Cto.472-2025 V2.pdf;

2026 04 30 InfMensual ABRIL 2026_Cto472-2025 V2_260506_165158.pdf;

PLAN OPERATIVO V2_260506_165035.pdf;

Documento de entrega de plan de trabajo y cronograma. CONS HIDROCARBUROS.pdf;



Documento de entrega de hojas de vida. (1) (1).pdf

Acuso recibo de su correo del 27 de mayo de 2026.

De: Silvia Juliana Villarreal Meza <juridica@e-desarrollo.gov.co>
Enviado el: miércoles, 27 de mayo de 2026 6:00 p. m.
Para: Maria Rosa Ceron Gil <maria.ceron.g@anh.gov.co>
CC: Maria Cristina Acosta Nunez <mariaac.acostan@anh.gov.co>; pa.supenergia@e-desarrollo.gov.co; Alirio Sotomonte <gerencia@e-desarrollo.gov.co>; Sandra Tavera <sg.ejecucion@e-desarrollo.gov.co>
Asunto: ENTREGA DE HV DE SUPERVISORA TÉCNICA E-DESARROLLO
Adjuntos:
Cuadro experiencia SUPervisora E-DESARROLLO.xlsx
HV Katherine Leon Palma con soportes.pdf

De conformidad con lo establecido en la CLÁUSULA SÉPTIMA - SUPERVISIÓN del Contrato No. 455 de 2026

CLÁUSULA SÉPTIMA. - SUPERVISIÓN: La vigilancia y control del cumplimiento de las obligaciones contractuales a cargo de E-DESARROLLO S.A.S. será ejercida a través de la SUPERVISIÓN por parte del Ordenador del Gasto o quien este designe, tal designación es del resorte exclusivo de la Unidad Ejecutora en virtud de las facultades conferidas en la Ley 80 de 1993 y los art. 82 y S.S. de la Ley 1474 de 2011 y la Resolución 20967 del 23-12-2021 de la ANH expedida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos. El Supervisor del contrato deberá ejercer sus funciones de conformidad con lo establecido en las normas legales vigentes, el Manual de Contratación de la ANH y las guías que para este efecto expida la Agencia Nacional de Contratación Pública – Colombia Compra Eficiente.

Por medio de comunicación Radicada 20262010051423 Id: 2046685 de fecha 29 de enero de 2026, la Vicepresidenta Técnica y Ordenadora del Gasto de la Agencia Nacional de Hidrocarburos de la fecha, Doctora MARIA CECILIA RUIZ CARDONA, en ejercicio de sus funciones, me designó a mí, MARIA ROSA CERON GIL Gestor T1 Grado 18 adscrita a la Vicepresidencia Técnica como SUPERVISORA por parte de la ANH para el contrato 455 de 2026

Contrato	Contratista	Objeto
455-2026	EMPRESA NACIONAL ESTATAL DE DESARROLLO TERRITORIAL S.A.S	"636. Realizar la evaluación integrada del play combinado de gas natural, hidrógeno natural y gases no hidrocarburos (nitrógeno, helio y CO ₂), mediante la toma y análisis geoquímico e isotópico de muestras de gases en boca de pozo, con el fin de identificar, delimitar y mapear áreas con potencial para la evaluación y desarrollo geológico de metano, hidrógeno natural y gases no hidrocarburos en las cuencas sedimentarias del territorio colombiano."

I. RECHAZO CATEGÓRICO A LAS IMPUTACIONES FORMULADAS

Con base en la designación como SUPERVISORA me permito manifestar mi rechazo de manera categórica, expresa y sin ambages respecto de las imputaciones contenidas en el numeral IV. **PRONUNCIAMIENTO SOBRE LOS SEÑALAMIENTOS FORMULADOS**

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Avenida Calle 26 #59 - 65 Piso 2. Edificio Cámara Colombiana de la Infraestructura
Código Postal: 111321. Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: +57 (601) 593 1717
Línea Gratuita: 01 8000 953000



Energía



EN LA REUNIÓN DEL 23 DE ABRIL DE 2026 de su oficio. Dichas afirmaciones carecen de fundamento fáctico y jurídico, invierten indebidamente los roles contractuales y desconocen de manera expresa las obligaciones legales y contractuales que me corresponden como Supervisora delegada por parte de la ANH para el contrato 455 de 2026.

Las observaciones formuladas en la reunión de coordinación del 23 de abril de 2026 no constituyen “imputaciones personales” ni “señalamientos graves”, sino el ejercicio legítimo y obligatorio de las funciones de supervisión que el Manual de Contratación de la ANH y la normatividad exigen de manera imperativa.

II. LEGITIMIDAD Y OBLIGATORIEDAD DE LAS FUNCIONES DE SUPERVISIÓN

De conformidad con el numeral 5.3.2 del Manual de Contratación de la ANH, la finalidad de la supervisión es:

- “proteger la moralidad administrativa, prevenir la ocurrencia de actos de corrupción y tutelar la transparencia de la actividad contractual” (artículo 83 Ley 1474 de 2011).
- Los objetivos específicos incluyen absolver dudas, colaborar, controlar, exigir, prevenir y verificar el cumplimiento contractual.

El numeral 5.3.3 DEBERES DEL SUPERVISOR establece de forma taxativa y obligatoria los siguientes deberes que sustentan directamente las observaciones realizadas:

- Deber 8: “El supervisor... debe advertir oportunamente al contratista sobre el cumplimiento de sus obligaciones y si fuere necesario, solicitarle acciones correctivas, siempre con plazo perentorio.”
- Deber 36: “Controlar que el contratista mantenga el personal profesional, técnico, operativo y administrativo de acuerdo con lo ofrecido en su propuesta. En caso de que se requieran cambios de personal durante el transcurso del proyecto, será reemplazado dentro del plazo que disponga el supervisor... previamente aprobados por la supervisión y/o interventoría del contrato.”
- Deber 40: “Informar al ordenador del gasto de posibles incumplimientos del contratista...”



- Deber 48: Presentar observaciones y recomendaciones (en este caso en el marco de una instancia de coordinación contractual).

Adicionalmente, los objetivos de la supervisión exigen una posición imparcial pero activa de control y verificación, especialmente en un contrato de alta complejidad técnica como el presente referido al diagnóstico geoquímico, muestreo, modelamiento de sistemas de gas e hidrógeno, 42 modelos térmicos 1D, evaluación YTF, etc.

Las observaciones sobre la idoneidad del Director del Proyecto, el señor Carlos Guerrero y del Director de Fase Analítica no fueron imputaciones personales, sino alertas técnicas realizadas en el marco de la reunión de coordinación prevista en la CLÁUSULA SÉPTIMA – SUPERVISION y alineadas con el deber de colaboración y control que el Manual impone.

La reunión del 23 de abril de 2026 no fue un procedimiento sancionatorio, sino una instancia de coordinación técnica-administrativa normal entre entidades públicas sustentada en el artículo 6 Ley 489 de 1998 – principio de coordinación y colaboración armónica.

III. AUSENCIA DE VIOLACIÓN AL DEBIDO PROCESO O AL DERECHO DE CONTRADICCIÓN

E-DESARROLLO confunde el ejercicio legítimo de la supervisión con un procedimiento sancionatorio o con la expedición de un acto administrativo que afecte derechos adquiridos.

- No se ha expedido acto administrativo alguno que declare incumplimiento, inhabilidad, conflicto de intereses o cualquier otra consecuencia jurídica.
- Las observaciones fueron formuladas en una reunión de coordinación, no en un requerimiento formal de subsanación ni en un pliego de cargos.
- El Manual de Contratación de la ANH en su Deber 1 exige que la comunicación formal con el contratista conste por escrito, pero no prohíbe ni impide el diálogo técnico en instancias de coordinación contractual como el ejercicio de Supervisión.

La jurisprudencia del Consejo de Estado citada por E-DESARROLLO (expedientes 18394, 20273) se refiere a actos administrativos definitivos que afectan derechos, no a observaciones preliminares de supervisión. Aquí no se ha afectado derecho alguno;



simplemente se han puesto de presente hechos que requieren verificación y, en su caso, corrección.

La ANH ha actuado con estricto apego al principio de buena fe de acuerdo con el artículo 83 Constitución Política y ha dado oportunidad de respuesta tanto en la reunión del 23 de abril como mediante el presente oficio.

IV. NO EXISTE EXTRALIMITACIÓN DE FUNCIONES NI VULNERACIÓN DE LA PRESUNCIÓN DE BUENA FE

Las funciones de supervisión están expresamente delimitadas por el Manual de Contratación de la ANH y la Ley. Levantar alertas sobre la idoneidad del equipo técnico no es extralimitación, sino cumplimiento estricto del deber de control y verificación establecidos en los deberes 36, 37, 40 y objetivos de la supervisión.

La presunción de buena fe reglada por el artículo 83 de la Constitución no impide a la supervisión ejercer sus funciones de control; por el contrario, la buena fe contractual obliga a ambas partes a colaborar con la transparencia y el cumplimiento.

Con base en lo anterior, esta SUPERVISION por parte de la ANH ratifica su voluntad de colaboración institucional y su compromiso con la ejecución exitosa del proyecto, que reviste alto interés estratégico nacional. Sin embargo, corresponde a la supervisión velar por el cumplimiento estricto de todas las obligaciones contractuales.

V. OBSERVACIONES FORMALES A LOS DOCUMENTOS ENTREGADOS

PRIMERO: Informes Mensuales Nos. 1, 2 y 3

E-DESARROLLO presento en correo del 07 de mayo de 2026 los siguientes informes de actividades mensuales del contrato interadministrativo 455 de 2026:

- Informe No. 1 (Febrero 2026) – Periodo: 30/01 al 28/02/2026
- Informe No. 2 (Marzo 2026) – Periodo: 01/03 al 31/03/2026
- Informe No. 3 (Abril 2026) – Periodo: 01/04 al 30/04/2026

Los tres informes cumplen de forma mínima y superficial con la estructura genérica esperada como datos generales, introducción, línea de tiempo, actividades, matriz de cumplimiento, ejecución financiera y conclusiones. Sin embargo, presentan deficiencias graves de fondo, profundidad y cumplimiento estricto que impiden su aprobación plena,



pues son auto-calificativos, defensivos y omiten información crítica exigida para la verificación de la Gerencia Integral. No permiten a la ANH ejercer supervisión efectiva ni verificar el cumplimiento real de hitos de la ejecución contractual.

A continuación, el análisis por informe con citas textuales del contrato y observaciones puntuales.

1. INFORME No. 1 – FEBRERO 2026 (30 ene – 28 feb 2026)

Cumplimientos formales:

- Incluye datos generales, introducción, línea de tiempo correcta, actividades ejecutadas, matriz de cumplimiento y ejecución financiera.
- Matriz menciona Obligaciones Generales 1, 2, 10, 14 y Específicas 1, 4, 9, 14, 15, 16-17.

Deficiencias:

- Matriz de cumplimiento incompleta y auto-calificativa: Solo lista 10 obligaciones. Omite varias aplicables en este período como por ejemplo la Obligación Especifica 14 – Plan Operativo de Ejecución que describe “*Se elaboró y presentó proyección del cronograma general del proyecto (Diagrama de Gantt con 4 fases técnicas + período administrativo)*”. se califica como “Cumplida” cuando solo se presentó una “proyección inicial”, puesto que dicho Plan Operativo solo fue entregado en esta comunicación del 07 de mayo de 2026 y a la fecha aún no ha sido aprobado por la supervisión de la ANH.
- No adjunta ni referencia el Plan Operativo completo solo menciona “El Plan operativo, será presentado en documento Anexo”.
- No menciona supervisor técnico geólogo independiente de acuerdo con la obligación PLAN OPERATIVO 6.3 y 2.1.
- Ejecución financiera correcta sin desembolsos, pero no detalla gestiones con BBVA más allá de “inició gestiones”.
- No radica formalmente ante el Comité ni solicita visto bueno expreso de acuerdo con lo establecido en el Otrosí No. 1, PÁRAGRAFO QUINTO.

CONCEPTO DE ESTADO POR PARTE DE LA SUPERVISIÓN DE LA ANH: **NO APROBADO**. Requiere ajustes y mayor precisión en el contenido de la información reportada incluyendo soportes documentales de lo contenido en el informe.



2. INFORME No. 2 – MARZO 2026 (1 – 31 mar 2026)

Cumplimientos formales:

- Estructura similar. Matriz más completa que incluye Obligaciones generales 11, 12, 13 y Específicas 1, 3, 4, 9, 11, 12, 15, 16-17.
- Detalla correctamente declaratoria de desierto del PST-SLC-001-2026 y adjudicación del PST-SCC-002-2026.

Deficiencias:

- Matriz auto-calificativa: Califica como “Cumplida” la Oblig. Esp. 4 de Gestiones precontractuales y 11 garantías sin adjuntar resoluciones ni garantías aprobadas.
- No evidencia aprobación del Comité Técnico Operativo en PLAN OPERATIVO
- Omite detalle de la experiencia técnica del adjudicatario Consorcio Consultor Hidrocarburos en el momento de la adjudicación cuestionado posteriormente por ANH en la reunión del 23 de abril de 2026.
- No presento el supervisor técnico por parte de E-DESARROLLO ni su designación formal para aprobación ante la ANH
- Situaciones que incidieron en tiempos: minimiza la responsabilidad de E-DESARROLLO y carga todo en “incumplimiento del proponente” y “tiempos de ANH”.

CONCEPTO DE ESTADO POR PARTE DE LA SUPERVISIÓN DE LA ANH: **NO APROBADO**. Requiere ajustes y mayor precisión en el contenido de la información reportada incluyendo soportes documentales de lo contenido en el informe.

3. INFORME No. 3 – ABRIL 2026 (1 – 30 abr 2026)

Cumplimientos formales:

- Primera mención explícita de Katherine León Palma – Geóloga MSc. Supervisora Técnica E-DESARROLLO al final, como V.B.
- Incluye acta de inicio del contrato derivado (16/04/2026) y gestión relacionada.
- Matriz actualizada.

Deficiencias:

- Supervisor Técnico sin verificación ni aprobación previa por parte de la supervisión de la ANH: Aparece solo en la firma final. No se adjunta hoja de vida, declaración



de independencia, ni evidencia de experticia comprobada equivalente al Director del Proyecto.

- Sección 5 “Cuestionamientos de la ANH” es defensiva y confrontativa. En lugar de aceptar observaciones y corregir, argumenta improcedencia de revocatoria y minimiza los cuestionamientos sobre códigos UNSPSC, experiencia del adjudicatario y Comité Técnico Operativo.
- No adjunta Plan Operativo aprobado ni evidencia de aprobación del supervisor ANH requisito obligatorio para pagos de cuota de gestión – Otrosí No. 1.
- Matriz califica como “Cumplida” obligaciones que aún están en curso por ejemplo Oblig. Esp. 1, 10, 12, 16-17.
- Reporta avance solo administrativo del Ejecutor.
- No menciona radicación formal ante el Comité ni visto bueno del supervisor ANH.

CONCEPTO DE ESTADO POR PARTE DE LA SUPERVISIÓN DE LA ANH: **NO APROBADO**. Requiere ajustes y mayor precisión en el contenido de la información reportada incluyendo soportes documentales de lo contenido en el informe.

OBSERVACIONES TRANSVERSALES A LOS TRES INFORMES

1. Falta de radicación formal y visto bueno: Ningún informe menciona radicación ante el supervisor ANH ni solicita visto bueno (Otrosí No. 1, PÁRAGRAFO QUINTO). Los informes no se entienden aprobados automáticamente.
2. Matriz de cumplimiento auto-evaluada: Siempre califica como “Cumplida” o “En curso” sin soportes adjuntos ni verificación externa.
3. Ausencia del Supervisor Técnico independiente: Solo aparece en abril y sin soportes (hoja de vida, independencia, experticia) y sin verificación de requisitos ni aprobación previa de la ANH.
4. Falta de adjuntos obligatorios: No se adjuntan: Plan Operativo aprobado, resoluciones completas, garantías del Ejecutor, actas de comités, ni evidencia de transferencia de información técnica.



5. Defensa en lugar de transparencia: Especialmente en abril, los informes priorizan justificar la actuación de E-DESARROLLO en lugar de informar objetivamente el estado real del proyecto.
6. Cumplimiento de hitos para pagos de cuota de gestión: No se demuestra cumplimiento literal de los hitos del Plan de Pagos (Otrosí No. 1).

Con base en lo anterior, estos informes NO pueden considerarse cumplidos ni habilitan pagos de cuota de gestión. La ANH no puede asumir riesgos derivados de las deficiencias identificadas en el desarrollo de la gerencia integral aunada a la falencia de documentación incompleta, por tal motivo se solicita a E-DESARROLLO atender las observaciones y presentar a esta supervisión los ajustes necesarios.

SEGUNDO: PLAN OPERATIVO

El PLAN OPERATIVO fue presentado por E-DESARROLLO en archivo *PLAN OPERATIVO V2_260506_165035.pdf* mediante correo remitido a la supervisión de la ANH desde el correo Silvia Juliana Villarreal Meza <juridica@e-desarrollo.gov.co> con fecha jueves, 7 de mayo de 2026 9:19 a. m., y Asunto: ENTREGA INFORMES 1ER TRIMESTRE.-PLAN OPERATIVO... CONTRATO 455-2026 E-DESARROLLO

Lo entregado por E-DESARROLLO no constituye el PLAN OPERATIVO requerido en el contrato. El documento recibido se limita a mencionar los temas a desarrollar en el proyecto, los cuales ya se encuentran contenidos en el Anexo Técnico que hace parte integral del contrato, sin realizar ningún desarrollo técnico.

En consecuencia, el PLAN OPERATIVO entregado es claramente insuficiente, ya que parece diseñado únicamente para cumplir de manera formal con una entrega mínima, sin aportar valor técnico real. Dicho documento no cumple ni con el espíritu ni con la letra del contrato, puesto que dicho plan debe integrar y trascender el diagnóstico inicial, para convertirse en el documento rector que oriente y estructure de manera clara todas las actividades posteriores del proyecto.

De conformidad con la argumentación expuesta a continuación NO SE APRUEBA el PLAN OPERATIVO presentado por E-DESARROLLO y se solicita atender las observaciones descritas para cada fase del proyecto que se relacionan a continuación. El Plan Operativo presenta ausencia total de los componentes críticos que debe contener como mínimo:



- Metodología técnica detallada y reproducible para la selección de los 560 pozos candidatos.
- Criterios multicriterio ponderados (hábitat geológico, corredores de prospectividad, producción últimos 10 años, madurez térmica, tipo de gas, accesibilidad, etc.).
- Justificación técnica del número 560 y su distribución por cuenca/subcuenca.
- Listado georreferenciado completo de los 560 pozos.
- Cartografía temática a través de shapefiles y/o mapas de localización.
- Cronograma detallado de actividades de campo.
- Plan de muestreo, cadena de custodia, análisis de laboratorio, control de calidad.
- Matriz de riesgos técnicos y operativos.
- Presupuesto desglosado por actividad.

A continuación, se presenta el análisis técnico de las deficiencias encontradas en el PLAN OPERATIVO presentado por E-DESARROLLO:

FASE 1

La ANH en los documentos que hacen parte integral del contrato respecto de las OBLIGACIONES ESPECIFICAS DEL EJECUTOR, así como lo establecido en los ASPECTOS TECNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR, para la FASE 1 requirió lo siguiente:

1. DIAGNÓSTICO, RECOPIACIÓN Y SELECCIÓN DE INFORMACIÓN

- a. Realizar el diagnóstico integral de la información técnica disponible en el EPIS y bases de datos públicas sobre caracterización geoquímica y prospectividad de gas en las cuencas de interés, con énfasis en estudios de la ANH del periodo 2019-2024.
- b. Construir una base de datos robusta (formatos Excel y SQL) que resuma reportes, artículos, pozos, muestreos y análisis realizados, clasificados rigurosamente por cuenca y subcuenca.
- c. Desarrollar una metodología técnica para la selección de 560 pozos candidatos para muestreo, integrando criterios de hábitat geológico, corredores de prospectividad previos y el histórico de producción de los últimos 10 años.
- d. Generar el listado georreferenciado y la cartografía de localización de los 560 pozos y reservorios seleccionados para la campaña de adquisición de datos en campo.

Lo anterior con el fin de presentar los siguientes entregables:

PRODUCTOS ESPERADOS

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Avenida Calle 26 #59 - 65 Piso 2. Edificio Cámara Colombiana de la Infraestructura

Código Postal: 111321. Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: +57 (601) 593 1717

Línea Gratuita: 01 8000 953000



A continuación, se presenta un listado de las actividades y productos generales que se entregarán en el proyecto:

FASE 1: DIAGNÓSTICO DE INFORMACIÓN

PRODUCTO 1: Diagnóstico de información relacionada con la caracterización geoquímica de gases en las cuencas con producción comercial de hidrocarburos

Diagnóstico de la información disponible en EPIS y en bases de datos públicas respecto a la caracterización geoquímica y prospectividad del gas en las cuencas de interés. Se hará énfasis en los estudios sobre el gas realizados por la ANH durante el periodo 2019-2024.

Actividades asociadas

- Tabla con el resumen de los reportes y artículos evaluados identificando los pozos y los muestreos y análisis realizados, clasificados por cuencas y subcuencas (en formato de tabla Excel y Base de datos SQL).
- Reporte diagnóstico con el análisis de la revisión y las principales conclusiones de cada una de las fuentes consultadas, con su respectiva calificación.

PRODUCTO 2: Selección de pozos y reservorios para muestreo de gases

Informe Integrado: Metodología de Selección y Localización de Pozos para Muestreo Geoquímico de Gases Con base en la ubicación de los pozos con caracterización geoquímica de gases existentes (ANH/EPIS) y de los reservorios asociados, se desarrollará una metodología rigurosa para la selección de 560 pozos candidatos para nuevos análisis. La metodología combinará los resultados de estudios previos de la ANH, el hábitat geológico de los yacimientos de gas y los corredores de prospectividad para gas previamente definidos. El informe integrará la distribución de las 560 muestras en función del número de campos de gas por cuenca y su histórico de producción en los últimos 10 años, constituyendo la entrega final y formal de la fase de diagnóstico y selección.

Actividades asociadas

- Informe con la metodología detallada de selección de los reservorios y pozos a muestrear (incluyendo criterios geoquímicos, geológicos y productivos).
- Listado georreferenciado (coordenadas) y mapas de localización de los 560 pozos y reservorios seleccionados.
- Informe resumido ejecutivo con la integración del diagnóstico de información, la metodología aplicada y la selección final de pozos para muestreo.

Según lo remitido por E-DESARROLLO en su correo del 07 de mayo de 2026 se recibió la siguiente descripción del Plan Operativo para la FASE 1:

Producto 1: Diagnóstico de información geoquímica

Revisión integral de la información disponible en EPIS y bases de datos públicas (2019-2024) sobre caracterización geoquímica y prospectividad del gas. Entregables: tabla resumen en Excel y BD SQL clasificada por cuenca/subcuenca, y reporte diagnóstico con calificación de fuentes.

NOTA: imagen tomada del archivo *PLAN OPERATIVO V2_260506_165035.pdf* presentado por E-DESARROLLO

Lo anterior NO CUMPLE con lo esperado para el PLAN OPERATIVO, de tal forma que E-DESARROLLO debe cumplir con los siguientes requerimientos para la FASE 1:

1. No se entregó el Plan Operativo completo tal como lo exige el contrato en esta etapa. En su lugar, E-DESARROLLO solo presentó una copia recortada e incompleta del ANEXO TÉCNICO respecto de la actividad a desarrollar. Se exige la entrega inmediata del documento maestro del Plan Operativo que integre todos los productos de la Fase 1.



2. No se describe la metodología técnica para la selección de los 560 pozos. Se requiere entregar el procedimiento paso a paso, los criterios a utilizar (geoquímicos, geológicos, productivos y operativos), los pesos asignados a cada criterio (matriz de ponderación), y la justificación técnica detallada de dicha ponderación.
3. No está la descripción de cómo se va a realizar la integración del histórico de producción de los últimos 10 años (datos ANH) en la selección de pozos. Se exige describir en detalle los cálculos, cruces de información, fuentes específicas de datos ANH y la forma en que influirá en la priorización de los pozos.
4. No se encuentra la metodología de la escogencia y descripción de los corredores de prospectividad que el Ejecutor debe utilizar como base, ni cómo debe actualizarlos con información 2019-2024 (estudios ANH-UPTC y otros). Se exige la presentación formal de esta metodología.
5. No se describen los entregables de la base de datos. No se incluye ninguna información respecto de los campos obligatorios de isotopía ($\delta^{13}C$, δD), composición molecular ($C1-C5+$, etc.), R_o , TOC, tipo de kerógeno, madurez térmica, y demás parámetros geoquímicos clave que serán exigidos. Se debe detallar la estructura completa de la tabla Excel y la Base de Datos SQL (esquema, diccionario de datos y campos mínimos).
6. No está descrita la distribución porcentual de los 560 pozos por cuenca y subcuenca. No se entregó el protocolo que debe contener la tabla de estratificación y la justificación estadística que debe desarrollar el Ejecutor. Se exige este desglose cuantitativo y su fundamento técnico.
7. No hay metodología ni protocolo establecido para el listado georreferenciado que debe entregar el ejecutor, con coordenadas Magna Sirgas West, nombre de pozo, operador, cuenca, subcuenca, estado actual, tipo de gas histórico, producción acumulada, etc. Se debe definir el formato exacto y los atributos mínimos.
8. No existe el detalle del entregable de la cartografía. No se especifica en qué formato digital editable estará obligado el ejecutor a entregar los mapas para los 560 pozos seleccionados (shapefile, geopackage, QGIS/ArcGIS project, etc.). Se exige esta definición clara.
9. No entregó los protocolos para describir los gaps técnicos que el ejecutor debe identificar en la información geoquímica disponible, ni establece cómo los va a mitigar en la campaña de campo. Se requiere este análisis de brechas y plan de mitigación.



10. No adjunta el cronograma detallado (Gantt) de todas las actividades del proyecto, incluyendo fases de diagnóstico, selección, campo, laboratorio y entrega de informes. Se exige su entrega con hitos, responsables y dependencias.
11. No se describe cómo el Ejecutor debe garantizar la trazabilidad y reproducibilidad de todo el proceso de selección de pozos. Se exige el protocolo correspondiente (versionamiento, auditoría, registro de decisiones, etc.).
12. No se describen los estándares ANH (BIP, EPIS, Guías de muestreo de fluidos, normas de calidad de datos, etc.) que el Ejecutor está obligado a seguir, así como dónde y cómo debe evidenciar su aplicación en todos los entregables.
13. No se establece la obligación del Ejecutor de entregar el Informe Resumido Ejecutivo que integre el diagnóstico de información (Producto 1), la metodología aplicada y la selección final de los 560 pozos (Producto 2), tal como lo exige el contrato.
14. No se menciona la metodología a seguir por parte del Ejecutor para asignar la calificación explícita de calidad (alta/media/baja) de cada fuente consultada en el Producto 1, junto con la justificación técnica de dicha calificación.
15. No se evidencia la obligación que el Ejecutor debe seguir para cumplir con la integración entre Producto 1 y Producto 2. El Plan Operativo debe demostrar cómo los resultados del diagnóstico alimentan directamente la selección de los 560 pozos.
16. No se incluye una matriz de riesgos técnicos y operativos específica para la Fase 1, con medidas de mitigación, especialmente relacionados con disponibilidad de información en EPIS y acceso a pozos.

FASE 2

La ANH en los documentos que hacen parte integral del contrato respecto de las OBLIGACIONES ESPECIFICAS DEL EJECUTOR, así como lo establecido en los ASPECTOS TECNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR, para la FASE 2 requirió lo siguiente:

2. CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA E ISOTÓPICA EN BOCA DE POZO

- a. Ejecutar la campaña de toma de 560 muestras de gas en boca de pozo utilizando protocolos especializados (cilindros de acero inoxidable, método de camisa flotante o bolsas Tedlar) que garanticen la preservación de componentes ligeros como el H₂.
- b. Realizar análisis de laboratorio mediante GC-FID y GC-TCD para la detección y cuantificación de hidrocarburos gaseosos (C₁ a C₅) y gases no-hidrocarburos (N₂, O₂, CO₂, CO, H₂S, He, H₂).
- c. Determinar mediante GC-IRMS las firmas isotópicas de carbono ($\delta^{13}\text{C}$) y deuterio (δD) en metano (C₁), así como ($\delta^{13}\text{C}$ en etano (C₂) y propano (C₃)).



- d. Obtener las firmas isotópicas de gases no-hidrocarburos ($\delta^{15}\text{N}$ en N_2 y ($\delta^{13}\text{C}$ / $\delta^{18}\text{O}$ en CO_2) para discriminar orígenes magmáticos, termogénicos o diagenéticos.
- e. Implementar un sistema de Aseguramiento y Control de Calidad (QA/QC) que certifique la trazabilidad y los límites de detección, especialmente para gases permanentes como Helio e Hidrógeno.

Lo anterior con el fin de presentar los siguientes entregables:

PRODUCTOS ESPERADOS

A continuación, se presenta un listado de las actividades y productos generales que se entregarán en el proyecto:

FASE 2: MUESTREO/ANÁLISIS DE GASES / INTERPRETACIÓN GEOQUÍMICA

PRODUCTO 3: Adquisición de Muestras de Gases en Boca de Pozo y Aseguramiento de Calidad Geoquímica (QA/QC)

Adquisición de Muestras de Gases en Boca de Pozo y Aseguramiento de Calidad Geoquímica (QA/QC)

Se realizará el muestreo de 560 muestras de gas en boca de pozo, provenientes de los reservorios previamente seleccionados, utilizando protocolos de muestreo especializados (ej., cilindros de acero inoxidable de doble válvula con desplazamiento de agua o el método de camisa flotante, y/o bolsas de Tedlar o similares para componentes muy ligeros como H_2 . La metodología de adquisición debe garantizar la representatividad, la no contaminación y la preservación de los componentes clave, especialmente los gases permanentes (gases que permanecen en estado gaseoso) y los isótopos de metano ($\text{C}1$). Se asegurará el control de calidad y la cadena de custodia desde la toma hasta el laboratorio.

Actividades asociadas

- *Protocolo Detallado de Muestreo y QA/QC: Documento técnico que describe el método de toma para cada tipo de gas (composición, isótopos de $\text{C}1$ a $\text{C}5$, gases no-hidrocarburos (H_2 , N_2 , O_2 , CO_2 , CO , H_2S), el tipo de recipiente utilizado, el control de presión (P) y temperatura (T), y los procedimientos de purga para garantizar la representatividad del reservorio.*
- *Ficha de Control de Muestra (FCM): Ficha técnica individual para cada una de las 560 muestras tomadas, incluyendo: Nombre del pozo, campo y reservorio. Coordenadas (geográficas WGS84 y proyectadas Magna Sirgas Origen Nacional) de la boca de pozo. Presión y temperatura de muestreo. Tipo de recipiente y volumen. Observaciones de campo (presencia de agua, condensado, etc.). Nombre del muestreador y fecha/hora.*
- *Listado Maestro de Muestras: Base de datos digital (tipo spreadsheet) de los 560 pozos muestreados, clasificados por cuenca, subcuenca y tipo de gas producido (seco, húmedo, condensado, etc.).*
- *Informe Integrado del Muestreo: Documento que resume la logística, los desafíos encontrados, las desviaciones del protocolo (si aplica) y las conclusiones de la fase de adquisición de muestras y aseguramiento de la cadena de custodia para el posterior análisis de laboratorio.*

PRODUCTO 4: Análisis geoquímicos

Análisis GC-FID & GC-TCD para detección y cuantificación de hidrocarburos gaseosos de $\text{C}1$ a $\text{C}5$ y no-hidrocarburos (N_2 , O_2 , CO_2 , CO , H_2S , He , H_2). Análisis GC-IRMS para detección y cuantificación de hidrocarburos gaseosos de $\text{C}1$ a $\text{C}5$ y no-hidrocarburos (N_2 , O_2 , CO_2 , CO , H_2S , He , H_2)

Actividades asociadas

- *Entrega de Datos y Control de Calidad: Base de Datos Analítica (Digital/Tabular): Entrega de una base de datos maestra con los resultados de las muestras, incluyendo: Composición molecular completa (hasta $\text{C}5$ y no-hidrocarburos) con concentraciones de H_2 y He en ppm o porcentaje (según el caso). Valores isotópicos de $\delta^{13}\text{C}$ y δD en CH_4 , $\delta^{13}\text{C}$ en $\text{C}2$ y $\text{C}3$, y $\delta^{15}\text{N}$ en N_2 .*



- *Informe de Aseguramiento y Control de Calidad (QA/QC): Documento que certifica el cumplimiento de los estándares de laboratorio, incluyendo la precisión, la exactitud y los límites de detección de las técnicas de GC-TCD para H₂ y He.*
- *Análisis e Interpretación Geoquímica de la Génesis: Diagnóstico de Origen Genético (Gráficos Geoquímicos): Creación de diagramas de dispersión geoquímicos para clasificar el origen del gas natural (C1 a C5) y determinar su madurez: Gráficos Bernard y Schoell (Isótopos de vs. composición): Determinación del origen (biogénico, termogénico o mixto) y la madurez térmica de la fuente de hidrocarburos.*
- *Análisis de Isótopos de N₂ y CO₂: Uso de $\delta^{15}\text{N}$ y $\delta^{13}\text{C}/\delta^{18}\text{O}$ para determinar la fuente geológica de los componentes no-hidrocarburos.*
- *Análisis de Anomalías de H₂ y He : Identificación de pozos con concentraciones anómalamente altas de H₂ y He, utilizando análisis estadísticos para priorizar zonas con potencial de abiótico.*
- *Síntesis y Mapas de Priorización: Elaboración de mapas temáticos por cuencas mostrando la variación espacial de los siguientes parámetros clave: Concentración de Metano (C1), Gases Húmedos (C3+) y CO₂. Concentración de Hidrógeno (H₂) y Helio (He).*
- *Informe de Priorización de Prospectividad: Documento que integra todos los resultados para la priorización de las cuencas y yacimientos con el mayor potencial de gas natural con base en su génesis (ej. termogénico maduro). Delimitar las zonas o corredores de interés para el hidrógeno blanco, definidos por la co-ocurrencia de concentraciones elevadas de H₂ y He, interpretados como un posible indicio de procesos de generación profunda o migración rápida.*

PRODUCTO 5: Análisis de Composición Molecular e Isótopos Estables para la Determinación de la Génesis del Gas

Se realizarán análisis de las muestras de gases utilizando las siguientes metodologías analíticas para obtener la caracterización de la composición y la firma isotópica del sistema de gas:

1. Análisis de Composición Molecular (GC – FID GC – TCD): Cuantificación de hidrocarburos gaseosos hasta (incluyendo isómeros) y no-hidrocarburos (N₂, O₂, CO₂, CO, H₂S), con un enfoque especial en la detección y cuantificación de Hidrógeno (H₂) y Helio (He).

2. Análisis de Isótopos Estables () : Determinación de las firmas isotópicas de carbono ($\delta^{13}\text{C}$) y deuterio (δD) en el metano (C1), y $\delta^{13}\text{C}$ en etano (C2) y propano (C3). Adicionalmente, se obtendrán las firmas isotópicas de CO₂ ($\delta^{13}\text{C}$ y $\delta^{18}\text{O}$) y N₂ ($\delta^{15}\text{N}$)

Actividades Asociadas

- *Base de Datos Analítica (Digital/Tabular): Entrega de una base de datos maestra con los resultados completos de las muestras, incluyendo composiciones moleculares y valores isotópicos. La base de datos deberá destacar las concentraciones de H₂ y He (cuantificadas por GC – TCD).*
- *Informe de Aseguramiento y Control de Calidad (QA/QC): Documento técnico que certifica la precisión de los análisis realizados, con énfasis en los límites de detección y la trazabilidad de la cuantificación de los gases permanentes (H₂ y He).*
- *Entrega de Isótopos Estables: Certificados de análisis que incluyen la determinación de $\delta^{13}\text{C}$, δD (C1), $\delta^{13}\text{C}$ (C2, C3), $\delta^{15}\text{N}$ (N₂), y $\delta^{13}\text{C}$ y $\delta^{18}\text{O}$ (CO₂).*

PRODUCTO 6: Implicaciones Exploratorias y prospectividad del gas

Con base en los resultados obtenidos en la caracterización e interpretación geoquímica de los gases (C1 a C5, H₂ y gases no-hidrocarburos), se realizará un análisis de las implicaciones exploratorias en cuanto a los tres tipos de gas evaluados: gas natural (C1), gas licuado del petróleo (C3+) y el hidrógeno natural (H₂). Este análisis definirá los corredores de prospectividad que optimicen la inversión, integrando la génesis del gas con el marco geológico y la producción histórica de las cuencas.

Actividades Asociadas

- *Informe de Implicaciones Exploratorias: Documento detallado con el análisis de los resultados geoquímicos en función de la prospectividad, incluyendo:*



- *Evaluación del riesgo exploratorio para yacimientos de C1 y C3 (GLP), basado en la madurez y la mezcla genética del gas.*
- *Identificación de zonas anómalas de H2 y He para establecer la prioridad de la prospección de hidrógeno natural.*
- *Modelado de la Distribución de Prospectividad: Generación de Mapas Temáticos de Corredores de Prospectividad que sinteticen:*
 - *La clasificación genética (biogénico/termogénico/mixto).*
 - *La distribución de las anomalías de H2 y He en relación con la geología estructural.*
- *Integración de Resultados Final: Integración de las implicaciones exploratorias y el modelo de prospectividad con los datos geoquímicos y geológicos disponibles en el EPIS y los datos de producción de la ANH, para fundamentar las conclusiones finales.*

Según lo remitido por E-DESARROLLO en su correo del 07 de mayo de 2026 se recibió la siguiente descripción del Plan Operativo para la FASE 2:

3.3. Fase 2: Muestreo, Análisis e Interpretación Geoquímica

Producto 3: Adquisición de muestras (560 pozos)

Muestreo en boca de pozo con protocolos especializados (cilindros de doble válvula, camisas flotantes, bolsas Tedlar). Incluye protocolo detallado de muestreo y QA/QC, Ficha de Control de Muestra (FCM) individual para cada pozo, listado maestro y el informe integrado del muestreo.

Producto 4: Análisis geoquímicos e interpretación

Análisis GC-FID, GC-TCD y GC-IRMS. Incluye base de datos analítica, informe QA/QC, diagramas Bernard y Schoell, análisis de anomalías de H₂ y He, mapas de priorización por cuenca e informe de prospectividad.

Producto 5: Composición molecular e isótopos estables

Determinación de firmas isotópicas ($\delta^{13}\text{C}$, δD en CH₄, $\delta^{13}\text{C}$ en C₂ y C₃, $\delta^{15}\text{N}$ en N₂, $\delta^{13}\text{C}$ y $\delta^{18}\text{O}$ en CO₂). Entregables: base de datos maestra, informe QA/QC y certificados de análisis.

Producto 6: Implicaciones exploratorias y prospectividad

Análisis integrado de implicaciones exploratorias para gas natural (C₁), GLP (C₃+) e hidrógeno natural (H₂). Incluye informe de implicaciones, mapas temáticos de corredores e integración con datos EPIS y producción ANH.

NOTA: imagen tomada del archivo *PLAN OPERATIVO V2_260506_165035.pdf* presentado por E-DESARROLLO

Lo anterior NO CUMPLE con lo esperado para el PLAN OPERATIVO, de tal forma que E-DESARROLLO debe cumplir con los siguientes requerimientos para la FASE 2:

1. No se entregó el Plan Operativo completo de la Fase 2. Se requiere la entrega del documento maestro que integre de forma coherente todas las actividades, protocolos



- técnicos, cronogramas detallados, matriz de riesgos, plan de contingencias y entregables correspondientes a los Productos 3 al 6.
2. No se presenta el Protocolo Detallado de Muestreo y QA/QC para el Producto 3. Se requiere describir paso a paso los procedimientos de purga, secuencia de muestreo, métodos de captura, tipos de recipientes (cilindros de acero inoxidable de doble válvula, camisas flotantes, bolsas Tedlar), volúmenes requeridos, control de presión (P) y temperatura (T) en campo, y las medidas específicas para preservar componentes ligeros (H_2 y He) y evitar contaminación o fraccionamiento isotópico.
 3. No se define el contenido completo y formato estandarizado de la Ficha de Control de Muestra (FCM) individual que debe elaborarse para cada uno de los 560 pozos. Se requiere detallar todos los campos obligatorios: nombre del pozo, campo, reservorio, coordenadas exigidas por la ANH, fecha y hora exacta, nombre del muestreador, tipo y volumen de recipiente, presión y temperatura de muestreo, observaciones de campo (presencia de agua, condensado, emulsiones, etc.), registro completo de cadena de custodia y firmas de responsabilidad.
 4. No se entrega la estructura técnica que debe presentar el Ejecutor del Listado Maestro de Muestras ni su implementación como base de datos digital en formatos Excel y SQL Server, conforme a las exigencias de la ANH y el EPIS. Debe incluir clasificación por cuenca, subcuenca, tipo de gas (seco, húmedo, condensado), estado operativo del pozo, fecha de muestreo y trazabilidad completa de cada registro.
 5. No se describe la logística operativa completa que debe presentar el Ejecutor para la ejecución del muestreo de 560 pozos, incluyendo cronograma detallado por cuenca y subcuenca, secuencia de visitas, coordinación con operadores, tiempos estimados de desplazamiento y un plan de contingencia sólido con pozos alternos que cumplan los mismos criterios técnicos.
 6. No se detalla el procedimiento que debe seguir el Ejecutor para gestionar y obtener las autorizaciones de acceso ante las compañías operadoras y titulares de derechos minero-petroleros, tal como lo exige la obligación específica N° 7 del contrato.
 7. No se incluye la descripción ni el compromiso del Ejecutor respecto del cumplimiento de los protocolos HSE (Seguridad, Salud en el Trabajo y Ambiente) exigidos por cada operador y por la normativa nacional vigente, ni el plan de coordinación logística y de seguridad requerido en la obligación específica N° 8.
 8. No se describe las obligaciones que el Ejecutor debe cumplir para garantizar que todo el personal técnico cuente con las certificaciones requeridas, Elementos de Protección



- Personal (EPP), pólizas de seguros y demás requisitos de ingreso exigidos por los terceros, conforme a la obligación específica N° 9.
9. No se establece el procedimiento formal que debe seguir el Ejecutor para informar oportunamente al supervisor del proyecto sobre cualquier restricción de acceso, negativa de operadores o contingencia en campo, ni el mecanismo de propuesta de pozos alternos que cumplan con la metodología aprobada en la Fase 1 de acuerdo con la obligación específica N° 10.
 10. No se garantiza ni se describe el procedimiento documentado que el Ejecutor esta obligado a seguir para la Cadena de Custodia completa desde la toma en boca de pozo hasta la recepción en laboratorio, tal como lo exige la obligación específica N° 11.
 11. No se detalla la metodología de análisis de laboratorio para GC-FID y GC-TCD respecto del Producto 4 que el Ejecutor está obligado a seguir, incluyendo procedimientos de cuantificación de hidrocarburos gaseosos (C1 a C5), gases no-hidrocarburos (N_2 , O_2 , CO_2 , CO , H_2S , He , H_2), límites de detección, calibraciones y condiciones instrumentales.
 12. No se describe la metodología de análisis por GC-IRMS que el Ejecutor debe aplicar para la determinación de firmas isotópicas: $\delta^{13}C$ y δD en CH_4 , $\delta^{13}C$ en C_2 y C_3 , $\delta^{15}N$ en N_2 , y $\delta^{13}C/\delta^{18}O$ en CO_2 , conforme a las actividades descritas en la sección 2 del contrato (puntos b, c y d).
 13. No se detalla la obligación del Ejecutor de presentar el Informe de Aseguramiento y Control de Calidad (QA/QC) con indicadores cuantitativos de precisión, exactitud, reproducibilidad, límites de detección, especialmente para H_2 y He y los correspondientes certificados de análisis para los Productos 4 y 5.
 14. No se definen las especificaciones técnicas de los diagramas geoquímicos obligatorios que debe generar el Ejecutor tales como Diagramas de Bernard y Schoell, cruces isotópicos, etc., ni la metodología para determinar el origen genético del gas (biogénico, termogénico, mixto, magmático o abiótico) y su madurez térmica.
 15. No se establece el procedimiento que debe seguir el Ejecutor para la identificación y análisis de anomalías de H_2 y He , incluyendo métodos estadísticos, definición de umbrales de anomalía, generación de mapas de distribución y priorización de zonas con potencial de hidrógeno natural para el Producto 4.
 16. No se describe la estructura completa de la Base de Datos Analítica Maestra en formatos SQL Server y Excel que debe entregar el Ejecutor, la cual debe contener entre otros la composición molecular completa, todos los valores isotópicos,



- concentraciones de H₂ y He, metadatos de cada muestra y diccionario de campos requeridos para los Productos 4 y 5.
17. No se entrega la metodología que el Ejecutor se obliga a cumplir para la generación de mapas temáticos por cuenca, que debe mostrar la variación espacial de parámetros clave (C₁, C₃₊, CO₂, H₂, He, etc.) en formatos digitales editables (shapefiles, geopackage y proyecto SIG completo).
 18. No se presentan las especificaciones técnicas del Informe de Priorización de Prospectividad que debe elaborar el Ejecutor, el cual debe integrar los resultados geoquímicos para priorizar cuencas y yacimientos con mayor potencial de gas natural y gas licuado del petróleo para el Producto 4.
 19. No se detallan las especificaciones del Informe de Implicaciones Exploratorias y Prospectividad del Producto 6 que el Ejecutor está obligado a presentar, incluyendo la evaluación de riesgo exploratorio para C₁ y C₃₊, la identificación de zonas anómalas de H₂ y He, y la definición de corredores de prospectividad actualizados.
 20. No se describe la obligación del Ejecutor de realizar la integración de los resultados de la Fase 2 con los datos del EPIS, la producción histórica de la ANH, el diagnóstico de la Fase 1 y los modelados posteriores, entre otros, los modelos térmicos 1D/2D/3D, metodología Play Fairway, estimación de recursos Yet-to-Find, etc.
 21. No se adjunta el cronograma detallado (Gantt) específico de la Fase 2, con hitos claros, tiempos estimados de muestreo por cuenca, tiempos de análisis en laboratorio, interpretación, revisión de QA/QC y entregables intermedios.
 22. No se incluye la matriz de riesgos técnicos y operativos específica de la Fase 2, que debe considerar contingencias tales como acceso denegado, contaminación de muestras, problemas en la preservación de gases ligeros, retrasos analíticos, variabilidad de resultados, etc., con medidas de mitigación, responsables y planes de contingencia.
 23. No se describe el compromiso del Ejecutor respecto del uso de softwares con licenciamiento vigente requeridos para el procesamiento de datos, cartografía y análisis de acuerdo con la obligación específica N° 3, ni se indican las versiones específicas de los programas ni su alineación con los estándares de la ANH.
 24. No se describe cómo el Ejecutor garantizará la trazabilidad y reproducibilidad de todos los procesos de muestreo, análisis e interpretación a lo largo de la Fase 2.
 25. No se detalla el procedimiento que debe seguir el Ejecutor para la radicación de todos los entregables ante la ANH mediante el sistema de gestión documental de la entidad, conforme a la obligación específica N° 22.



FASE 3

La ANH en los documentos que hacen parte integral del contrato respecto de las OBLIGACIONES ESPECIFICAS DEL EJECUTOR, así como lo establecido en los ASPECTOS TECNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR, para la FASE 3 requirió lo siguiente:

3. INTERPRETACIÓN DE GÉNESIS Y MODELAMIENTO DE SISTEMAS DE GAS

- Realizar el diagnóstico del origen genético de los gases mediante diagramas de Bernard y Schoell para clasificar la madurez térmica y el origen (biogénico, termogénico o mixto).
- Identificar anomalías de H₂ y He mediante análisis estadísticos para priorizar zonas con potencial abiótico o de generación profunda.
- Desarrollar al menos 42 modelos térmicos 1D (pozos/pseudopozos) en software especializado (e.g., Genesis, Petromod) para calibrar ventanas de generación y expulsión en las 9 cuencas evaluadas.
- Elaborar modelos espaciales 2D/3D para mapear áreas de expulsión de gas termogénico y potencial de hidrógeno natural (blanco), considerando profundidad al basamento y sistemas de fallas profundas.

Lo anterior con el fin de presentar los siguientes entregables:

PRODUCTOS ESPERADOS

A continuación, se presenta un listado de las actividades y productos generales que se entregarán en el proyecto:

FASE 3: MODELAMIENTO SISTEMAS DE GAS E HIDRÓGENO Y CORREDORES PROSPECTIVOS

PRODUCTO 7: Modelamiento de Madurez y Generación Térmica 1D (9 Cuencas)

Se realizarán por lo menos 42 modelos térmicos 1D (pozos y/o pseudopozos) orientados a evaluar y calibrar los niveles de madurez térmica de los principales intervalos generadores de hidrocarburos repartidos en las cuencas evaluadas. El modelamiento debe realizarse en un software de modelamiento de sistemas petrolíferos reconocido y utilizado por la ANH (e.g., Genesis, Petromod).

Actividades Asociadas

- Modelo Conceptual Integrado de Génesis de Gases: Consolidar un modelo conceptual que distinga la generación de hidrocarburos (C₁/C₃+) de las posibles fuentes de H₂ (abiótico) en cada cuenca.
- Modelamiento Térmico de Generación 1D: Realización de los 42 modelos 1D para definir los niveles de madurez térmica (ej., Ro calibrada) y las ventanas de generación y expulsión de gas termogénico.
- Informe de Calibración Térmica: Documento que valida cada modelo 1D utilizando datos de pozo disponibles (reflectancia de vitrinita, temperatura de fondo de pozo) para asegurar la precisión de la historia térmica.

PRODUCTO 8: Mapeo de Corredores de Generación y Potencial de H₂ (9 Cuencas)

Con base en el modelamiento térmico 1D y el modelamiento espacial 2D/3D, se realizarán mapas de áreas de expulsión de gases termogénicos y de potencial de H₂ abiótico en las cuencas evaluadas. El modelamiento 3D se realizará en aquellas cuencas donde se disponga de mapas estructurales en profundidad al tope de los intervalos generadores, previamente publicados por la ANH en sus estudios técnicos. El modelamiento debe realizarse en un software reconocido (e.g., Genesis, Trinity, Petromod).

Actividades Asociadas

- Modelamiento Espacial de Expulsión de Gas Termogénico: Elaborar mapas de áreas de expulsión de C₁ y C₃+ (gas primario y craqueo secundario) utilizando el modelamiento 2D y/o 3D.
- Mapeo de Potencial de H₂ Blanco: Elaborar mapas temáticos de potencial de generación y migración de H₂ que integren: 1) el mapeo de la profundidad al basamento o unidades reactivas y 2) la delimitación de sistemas de fallas profundas como corredores de flujo para el hidrógeno.
- Informe Integrado de Modelamiento y Prospectividad: Informe técnico que sintetiza los resultados del modelamiento 1D/3D y el modelo conceptual de H₂, incluyendo un análisis de las implicaciones exploratorias y la priorización de los corredores más favorables para la exploración de gas natural y H₂ blanco.

PRODUCTO 9: Definición de Corredores de Prospectividad Integrados (9 Cuencas)

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Avenida Calle 26 #59 - 65 Piso 2. Edificio Cámara Colombiana de la Infraestructura

Código Postal: 111321. Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: +57 (601) 593 1717

Línea Gratuita: 01 8000 953000



Energía



Con base en la integración del modelo geológico de subsuelo, la caracterización geoquímica de gases y el modelamiento térmico, se definirán los corredores de máxima prospectividad para los gases evaluados (C1/C3+/H2) en cada una de las cuencas. Estos mapas incluirán la integración con los mapas de corredores prospectivos para gas previamente propuestos por la ANH en sus estudios.

Actividades asociadas

- *Elaboración de Mapas Play Fairway (corredores de prospectividad) que integren la génesis, madurez y las anomalías de H2/He para los gases evaluados (C1/C3+/H2).*
- *Informe con la propuesta de corredores prospectivos, incluyendo la clasificación de riesgo exploratorio, el tipo de gas a prospectar y el sistema de gas o hidrógeno al cual pertenece.*
- *Desarrollo de Fichas de Corredores Prioritarios con sus características geológicas y geoquímicas clave.*

PRODUCTO 10: Evaluación de Recursos Prospectivos YTF (Gas y GLP) y Potencial de H2 (9 cuencas)

Con base en la integración de estudios Yet-to-find previos realizados por la ANH y los resultados del proyecto, se realizará una evaluación de recursos orientada a definir los Recursos Prospectivos (Yet-to-find) para Gas Natural (C1) y GLP (C3+) y el Potencial de Recursos de Hidrógeno Natural (H2) en las cuencas y subcuencas estudiadas.

Actividades asociadas

- *Informe con la metodología utilizada para el estimativo Yet-to-find (YTF) para C1/C3+ y la metodología específica de estimación del Potencial de H2 Natural.*
- *Informe integrando los resultados de la evaluación de Recursos Prospectivos (P90, P50, P10) de Gas Natural y GLP y la Estimación del Potencial de H2 Natural.*
- *Informe Final que correlaciona el impacto de la caracterización geoquímica en la valoración de los recursos inexplorados remanentes.*

Según lo remitido por E-DESARROLLO en su correo del 07 de mayo de 2026 se recibió la siguiente descripción del Plan Operativo para la FASE 3:

3.4. Fase 3: Modelamiento de Sistemas de Gas e Hidrógeno

Producto 7: Modelamiento térmico 1D (9 cuencas)

Mínimo 42 modelos térmicos 1D en software especializado (Genesis, Petromod). Incluye modelo conceptual de génesis, modelamiento de generación e informe de calibración térmica.

Producto 8: Mapeo de corredores de generación y potencial H₂

Modelos espaciales 2D/3D de expulsión de gas termogénico y potencial de H₂ abiótico, incluyendo fallas profundas y profundidad al basamento.

Producto 9: Corredores de prospectividad integrados

Mapas Play Fairway integrando génesis, madurez y anomalías H₂/He. Fichas de corredores prioritarios con clasificación de riesgo exploratorio.

3.5. Fase 3 (cont.): Evaluación de Recursos y Reporte Final

Producto 10: Evaluación de recursos prospectivos YTF

Estimación de recursos Yet-to-Find bajo escenarios probabilísticos (P90, P50, P10) para gas natural, GLP y potencial de hidrógeno natural.

NOTA: imagen tomada del archivo *PLAN OPERATIVO V2_260506_165035.pdf* presentado por E-DESARROLLO



Lo anterior NO CUMPLE con lo esperado para el PLAN OPERATIVO, de tal forma que E-DESARROLLO debe cumplir con los siguientes requerimientos para la FASE 3:

1. E-DESARROLLO debe presentar el Plan Operativo detallado y específico para la Fase 3, el cual debe integrar, desarrollar y desglosar todas las obligaciones específicas del Ejecutor descritas en los numerales 1 al 22 y las actividades técnicas detalladas en la sección “3. INTERPRETACIÓN DE GÉNESIS Y MODELAMIENTO DE SISTEMAS DE GAS”. Este Plan Operativo deberá contener metodologías técnicas, flujos de trabajo, responsables, cronograma detallado, recursos, estándares de calidad y criterios de aceptación de cada producto.
2. Respecto del Producto 7, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir para la elaboración de mínimo 42 modelos térmicos 1D (pozos y pseudopozos) distribuidos en las 9 cuencas priorizadas, utilizando software especializado con licenciamiento vigente tal como Genesis, Petromod u otro equivalente reconocido por la ANH.
3. Respecto del Producto 7, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir para la construcción explícita de un Modelo Conceptual Integrado de Génesis de Gases por cuenca, que diferencie claramente la generación termogénica de hidrocarburos (C1-C3+) de las posibles fuentes de Hidrógeno Blanco (H2) de origen abiótico.
4. Respecto del Producto 7, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir respecto del detalle completo del proceso de calibración térmica de cada modelo, incluyendo los datos de entrada como reflectancia de vitrinita Ro, temperaturas de fondo de pozo, etc. y los criterios de ajuste.
5. Respecto del Producto 7, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir respecto de la entrega de un Informe de Calibración Térmica por modelo o por cuenca que contenga gráficos de historia térmica, curvas de madurez tales como Ro vs profundidad/tiempo, etc., así como la validación de las ventanas de generación y expulsión.
6. Respecto del Producto 7, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir respecto de la entrega de un cronograma interno detallado de las actividades de modelamiento 1D con hitos intermedios.
7. Respecto del Producto 8, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir respecto de la realización de modelamiento espacial 2D y 3D de



- expulsión de gas termogénico (C1 y C3+), incluyendo su integración con los resultados del modelamiento térmico 1D.
8. Respecto del Producto 8, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir respecto del mapeo específico del potencial de Hidrógeno Natural (H₂), integrando al menos: profundidad al basamento, sistemas de fallas profundas como corredores de migración y unidades reactivas potenciales como serpentinización, radiólisis u otros procesos abióticos.
 9. Respecto del Producto 8, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir respecto del uso de software especializado Genesis, Trinity, Petromod u otro equivalente reconocido por la ANH para los modelos 3D, así como los lineamientos de entrega de dichos productos especialmente en cuencas donde existan mapas estructurales en profundidad publicados por la ANH.
 10. Respecto del Producto 8, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir respecto de la entrega de mapas temáticos de expulsión de gas termogénico y de potencial de H₂ abiótico.
 11. Respecto del Producto 8, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir respecto de la elaboración del Informe Integrado de Modelamiento y Prospectividad que incluya el análisis exploratorio, la priorización de corredores y las implicaciones técnicas.
 12. Respecto del Producto 9, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir respecto del desarrollo de Mapas Play Fairway integrados que combinen la información de génesis, madurez térmica, anomalías de H₂/He y los resultados geoquímicos del proyecto, así como los formatos y lineamientos que se deben cumplir para la entrega de los mismos.
 13. Respecto del Producto 9, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir respecto de la clasificación de riesgo exploratorio definida como bajo, medio, alto para cada corredor identificado, indicando el tipo de gas o hidrógeno priorizado, ya sea termogénico, abiótico o mixto.
 14. Respecto del Producto 9, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir para la elaboración de Fichas de Corredores Prioritarios, conteniendo la información geológica, geoquímica, riesgo exploratorio y potencial estimado de cada corredor destacado, debiendo anexar el formato mínimo de entrega de esta información.



15. Respecto del Producto 9, se deben incluir las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir para la integración explícita de los corredores de prospectividad previamente definidos por la ANH.
16. Respecto del Producto 10, se deben incluir la metodología detallada y justificada, así como las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir para el cálculo de Recursos Yet-to-Find (YTF) de gas natural (C1) y GLP (C3+), bajo escenarios probabilísticos P90, P50 y P10.
17. Respecto del Producto 10, se deben incluir la metodología detallada, justificada y técnicamente sustentada, así como las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir para la estimación del Potencial de Hidrógeno Natural, considerando las particularidades de este recurso no convencional.
18. Respecto del Producto 10, se deben incluir la metodología detallada, justificada y técnicamente sustentada, así como las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir para la elaboración de un Informe Integrado que correlacione los resultados de la caracterización geoquímica, el modelamiento térmico y espacial, y la evaluación de recursos.
19. Respecto del Producto 10, se deben incluir la metodología detallada, justificada y técnicamente sustentada, así como las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir para la entrega de una Base de Datos consolidada en SQL Server y un Proyecto SIG con toda la información generada en la Fase 3 de acuerdo con los lineamientos de entrega de información del EPIS y los requerimientos de la ANH.
20. Se debe incluir la entrega de un cronograma detallado de toda la Fase 3, con hitos, entregables intermedios, responsables y fechas de radicación en el sistema de gestión documental de la ANH.

FASE 4

La ANH en los documentos que hacen parte integral del contrato respecto de las OBLIGACIONES ESPECIFICAS DEL EJECUTOR, así como lo establecido en los ASPECTOS TECNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR, para la FASE 4 requirió lo siguiente:

4. EVALUACIÓN DE PROSPECTIVIDAD Y RECURSOS (YET-TO-FIND)

- a. Definir y delimitar corredores de máxima prospectividad (Play Fairway) integrando el modelo geológico de subsuelo, las anomalías geoquímicas detectadas y el modelamiento térmico.
- b. Evaluar los Recursos Prospectivos (Yet-To-Find) bajo escenarios probabilísticos (P90, P50, P10) para Gas Natural (C1) y GLP (C3+) en las cuencas objeto de estudio.
- c. Estimar el potencial de recursos de Hidrógeno Natural (H2) basándose en la integración de datos de generación profunda y migración rápida.



- d. Generar fichas técnicas de corredores prioritarios y un reporte final integrado que incluya la base de datos en SQL Server y un proyecto SIG bajo estándares del BIP-EPIS.

PRODUCTOS ESPERADOS

A continuación, se presenta un listado de las actividades y productos generales que se entregarán en el proyecto:

FASE 4: REPORTE FINAL

PRODUCTO 11: (11.1 Base de Datos SQL Server; 11.2 Proyecto SIG; 11.3 Reporte integrado)

Se elaborará un reporte final que integre los reportes elaborados para cada uno de los productos, incluyendo una base de datos base de datos SQL Server y un proyecto SIG, así mismo material de Difusión Bilingüe. Resumen ejecutivo, presentación, artículo técnico y póster científico (español e inglés). Los productos deben ser entregados cumpliendo los estándares del BIEN y el BIP-EPIS.

PLAN DE TRABAJO Y CRONOGRAMA:

El ejecutor deberá entregar un plan de trabajo reflejando las actividades junto con un cronograma de identificando las entregas tentativas de los productos estipulados dentro de los diez (10) días hábiles posteriores a la firma del acta de inicio

CONDICIONES DE ENTREGA DE LOS PRODUCTOS FINALES

La entrega de los productos derivados del proyecto deberá cumplir con las siguientes especificaciones técnicas y administrativas:

1. Cumplimiento de Estándares Técnicos y Normativos

- Todos los productos generados deben entregarse conforme al Manual de Entrega de Información Técnica del Banco de Información Petrolera (BIP) – EPIS y Banco de Información Energética BIEN.
- Es responsabilidad del contratista mantenerse actualizado respecto a cualquier modificación en el Manuales de Entrega del EPIS y el BIEN durante la ejecución del contrato para asegurar la validez de los entregables.

2. Formatos y Soporte Digital

- Bases de Datos: Se requiere la entrega de una base de datos maestra en formato SQL Server que integre toda la información geoquímica y diagnóstica.
- Información Geográfica: Los resultados cartográficos y espaciales deben consolidarse en un Proyecto SIG (Sistema de Información Geográfica) debidamente estructurado.
- Certificaciones de Laboratorio: Se deben incluir certificados de análisis originales para todos los isótopos estables y composiciones moleculares determinadas.

3. Componentes del Reporte Final Integrado

- Compilación Técnica: Un informe final que integre la metodología, los análisis, los resultados y la interpretación de todos los productos previos.
- Material de Difusión: El reporte debe acompañarse de una presentación y un resumen ejecutivos, ambos en idiomas inglés y español.
- Divulgación Científica: Se debe entregar un artículo técnico y un póster en inglés, listos para su envío a publicación o presentación en eventos especializados.

4. Formalización de la Entrega

- Transmittal: Toda entrega requiere el recibo oficial de información del BIP-SGC mediante un documento de "TRANSMITTAL" que soporte la entrega de los productos finales al EPIS.
- Aseguramiento de Calidad: Los informes deben incluir un capítulo o documento anexo de QA/QC que certifique la precisión, exactitud y límites de detección de los análisis químicos e isotópicos realizados.

CARACTERIZACIÓN CARTOGRÁFICA Y GEORREFERENCIACIÓN

Toda la información espacial y geográfica generada durante las fases de diagnóstico, muestreo y modelamiento deberá cumplir estrictamente con los siguientes parámetros cartográficos:

1. Marco de Referencia Geodésico

- Todas las coordenadas de los 560 pozos muestreados y áreas delimitadas deben ser entregadas en el sistema de coordenadas geográficas WGS84 y en coordenadas proyectadas Magna Sirgas Origen Nacional1.
- La cartografía debe ser consistente con la zonificación oficial de las 9 cuencas sedimentarias con producción comercial definidas por la ANH.

2. Estructura de Datos SIG (GIS)

- La información debe consolidarse en un Proyecto SIG que incluya capas vectoriales (Shapefiles o File Geodatabase) con sus respectivas tablas de atributos debidamente diligenciadas.
- Se deben generar mapas temáticos por cuenca que representen la variación espacial de parámetros críticos: concentraciones de Metano (C1), Gases Húmedos (C3+), CO2, Hidrógeno (H2) y Helio (He).



- Los corredores de prospectividad integrados (Play Fairway Maps) deberán representarse cartográficamente integrando los datos de génesis, madurez y anomalías geoquímicas.
3. Entregables Cartográficos bajo Manual EPIS
- Cada entrega debe estar alineada con el Manual de Entrega de Información Técnica del BIP-EPIS, el cual define los procedimientos, formatos y medios para el cargue de información técnica en Colombia.
 - Se deben suministrar las Fichas de Control de Muestra (FCM) individuales, vinculando cada dato analítico a su localización georreferenciada exacta en boca de pozo.
 - El proyecto SIG final debe incluir el modelamiento espacial de expulsión de gases (2D/3D) y el mapeo de potencial de H₂ blanco, integrando fallas profundas y profundidad al basamento.
4. Validación y Soporte
- Todo producto cartográfico requiere el recibo oficial de información en el BIP-SGC ("TRANSMITTAL") como requisito para la aprobación de los productos finales.
 - En caso de actualizaciones en el manual del EPIS durante los 9 meses de ejecución, el contratista deberá ajustar los formatos cartográficos a la versión más reciente.

INFORME FINAL

Debe ser entregado en PDF de alta resolución, integrando la caracterización geoquímica, el modelamiento de sistemas petrolíferos y de hidrógeno, y la evaluación de recursos prospectivos de las 9 cuencas sedimentarias objeto de estudio (Guajira Offshore, Sinú-San Jacinto, VIM, Catatumbo, VMM, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, VSM y Putumayo). El informe debe contar con edición de figuras de alta calidad, correcciones de estilo y presentación de acuerdo con los estándares de la ANH y el manual de entrega del EPIS, cumpliendo con lo siguiente:

- **Contenido Técnico Integrado:** El informe debe consolidar los resultados de la Fase 1 (Diagnóstico), Fase 2 (Muestreo e Interpretación Geoquímica) y Fase 3 (Modelamiento y Corredores). Debe mostrar gráficamente los aspectos novedosos del play combinado de gas natural, hidrógeno natural y gases no-hidrocarburos (N₂, He, CO₂), ilustrando el aporte científico para la promoción del potencial exploratorio del país.
- **Resumen de Geología y Sistemas de Gas:** Inclusión de un marco geológico regional actualizado y el modelo conceptual de génesis de gases (hidrocarburos vs. abióticos) para cada cuenca evaluada.
- **Soportes Gráficos y Modelamiento:** Debe incluir imágenes de los modelos térmicos 1D calibrados, mapas de áreas de generación/expulsión y los mapas de corredores prospectivos (Play Fairway) generados en software especializado (e.g., Petromod, Genesis, Trinity) y ArcGIS.
- **Análisis, Discusión y Recursos:** Discusión detallada sobre las implicaciones exploratorias de las anomalías de H₂ y He, así como los resultados de la evaluación de recursos prospectivos Yet-To-Find (P90, P50, P10) para gas natural y el potencial de hidrógeno natural.
- **Formatos de Entrega y Estándares:** La información técnica, analítica y gráfica generada durante el proyecto deberá ser entregada cumpliendo estrictamente con los lineamientos del Manual de Entrega de Información Técnica del BIP-EPIS y BIEN y la Normativa Técnica Colombiana (NTC), asegurando que todo el material gráfico, figuras y secciones geológicas se presenten en formatos de alta resolución y naturaleza no propietaria como SVG (Scalable Vector Graphics) o PDF Vectorial, garantizando así la interoperabilidad y edición futura por parte de la ANH sin dependencia de licencias comerciales; así mismo, los reportes técnicos se entregarán en formato Word y PDF con capacidad de búsqueda (OCR), la cartografía se consolidará en proyectos SIG estructurados que incluyan el intercambio de datos en Geodatabase o formatos abiertos como GeoPackage o Shapefile, y todos los resultados analíticos y modelos de madurez de las 560 muestras se integrarán en una base de datos maestra en SQL Server, complementada con archivos planos en CSV o Excel para su auditoría y carga eficiente en los sistemas de información de la Agencia.
- **Base de Datos SQL Server y Proyecto GIS.** Elaborar y entregar la base de datos SQL y archivo de copia de seguridad (backup) del proyecto los cuales deben contener toda la información recopilada y generada con compatibilidad para SQL Server Management Studio versión 19.0.2, y un documento que explica el contenido de la base de datos. -Documentación de handover de la base de datos y geodatabase. -Lista de chequeo de la base de datos. -Credenciales de la base de datos. -Diccionario de datos y Proyecto GIS con todos los datos geoespaciales y producción cartográfica generada en el proyecto de acuerdo a los manuales de entrega de información técnica al BIP-EPIS y el BIEN.
- **Material de Difusión Adicional:** Se debe adjuntar una presentación ejecutiva y un resumen ejecutivo en inglés y español, además de un artículo técnico y un póster en inglés listos para publicación o presentación internacional.

Según lo remitido por E-DESARROLLO en su correo del 07 de mayo de 2026 se recibió la siguiente descripción del Plan Operativo para la FASE 4:

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Avenida Calle 26 #59 - 65 Piso 2. Edificio Cámara Colombiana de la Infraestructura
Código Postal: 111321. Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: +57 (601) 593 1717
Línea Gratuita: 01 8000 953000



Producto 11: Reporte final integrado

Documento maestro compilatorio + base de datos SQL Server 2016 R2 + proyecto SIG (geodatabases, capas vectoriales, MXD/APRX) + material de difusión bilingüe (resumen ejecutivo, presentación, artículo técnico, póster científico). Requiere TRANSMITTAL del BIP-EPIS para aprobación.

NOTA: imagen tomada del archivo *PLAN OPERATIVO V2_260506_165035.pdf* presentado por E-DESARROLLO

Lo anterior NO CUMPLE con lo esperado para el PLAN OPERATIVO, de tal forma que E-DESARROLLO debe cumplir con los siguientes requerimientos para la FASE 4:

1. E-DESARROLLO debe incluir en el Plan Operativo un desarrollo completo de la Fase 4 – Evaluación de Prospectividad y Recursos (Yet-to-Find), integrando y desglosando todas las actividades previstas en el numeral 4 del apartado “Aspectos Técnicos y Actividades a Ejecutar” y en el Producto 11, con metodologías técnicas, flujos de trabajo, responsables, cronograma detallado, recursos, estándares de calidad y criterios de aceptación.
2. Respecto del Producto 11, se deben incluir la metodología detallada, justificada y técnicamente sustentada, así como las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir para la elaboración del documento maestro compilatorio que integre todos los reportes, análisis y conclusiones de las Fases 1, 2 y 3.
3. Respecto del Producto 11, se deben incluir la metodología detallada, justificada y técnicamente sustentada, así como las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir para la construcción y entrega de una base de datos maestra en SQL Server 2016 R2 (o versión superior compatible) que contenga toda la información geoquímica, diagnóstica, analítica y de modelamiento generada en el proyecto.
4. Respecto del Producto 11, se deben incluir la metodología detallada, justificada y técnicamente sustentada, así como las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir para la entrega del Proyecto SIG completo (geodatabases, capas vectoriales, archivos MXD/APRX o equivalentes) con todos los resultados cartográficos y espaciales cumpliendo los lineamientos del EPIS y la ANH para esta entrega de información.
5. Respecto del Producto 11, se deben incluir la metodología detallada, justificada y técnicamente sustentada, así como las especificaciones que el Ejecutor se obliga a cumplir para la elaboración de material de difusión bilingüe, español e inglés: resumen ejecutivo, presentación, artículo técnico y póster científico.



6. E-DESARROLLO debe incluir en el Plan Operativo el cumplimiento estricto de las Condiciones de Entrega de los Productos Finales, especificando:
 - a. La alineación de todos los entregables con el Manual de Entrega de Información Técnica del BIP-EPIS y BIEN (vigente al momento de cada entrega).
 - b. Los procedimientos de Aseguramiento de Calidad (QA/QC) aplicables al Reporte Final Integrado y a todos sus componentes.
 - c. La formalización de la entrega mediante documento TRANSMITTAL oficial del BIP-EPIS como requisito para la aprobación de los productos finales.
7. E-DESARROLLO debe detallar en el Plan Operativo los requisitos de Caracterización Cartográfica y Georreferenciación, incluyendo:
 - a. Uso obligatorio de los marcos de referencia WGS84 (geográficas) y Magna Sirgas Origen Nacional (proyectadas) o el sistema actual que este requiriendo la ANH para lo cual se debe confirmar con el área de Geomatica de la para los 560 pozos y todas las capas temáticas.
 - b. La estructura del Proyecto SIG con capas vectoriales, tablas de atributos completas, mapas temáticos por cuenca (concentraciones de C1, C3+, CO₂, H₂ y He) y corredores de prospectividad (Play Fairway).
 - c. La integración en el SIG del modelamiento espacial 2D/3D de expulsión de gases y del potencial de Hidrógeno Blanco, incluyendo fallas profundas y profundidad al basamento.
8. E-DESARROLLO debe describir en el Plan Operativo el contenido técnico mínimo del Informe Final Integrado, el cual debe:
 - a. Consolidar la caracterización geoquímica, el modelamiento térmico 1D/2D/3D y la evaluación de recursos prospectivos Yet-to-Find (P90, P50, P10) de gas natural, GLP y potencial de Hidrógeno Natural en las 9 cuencas.
 - b. Incluir el marco geológico regional actualizado, el modelo conceptual de génesis de gases (termogénico vs. abiótico), los diagramas de Bernard y Schoell, y los mapas Play Fairway.
 - c. Presentar soportes gráficos de alta calidad (modelos térmicos calibrados, mapas de expulsión, corredores prioritarios y fichas técnicas de corredores).
 - d. Incorporar un capítulo específico de Análisis, Discusión e Implicaciones Exploratorias con énfasis en las anomalías de H₂ y He.
9. E-DESARROLLO debe especificar en el Plan Operativo los requisitos de la Base de Datos SQL Server y Proyecto SIG, incluyendo:



- a. Entrega de la base de datos maestra, archivo de backup, documentación de handover, lista de chequeo, credenciales de acceso y diccionario de datos.
 - b. Compatibilidad con SQL Server Management Studio versión 19.0.2 o superior.
 - c. Entrega de archivos planos complementarios (CSV o Excel) para auditoría y carga en los sistemas de la ANH.
 - d. Estructura no propietaria para la cartografía (GeoPackage, Shapefile, SVG o PDF vectorial) que permita edición futura por parte de la ANH sin dependencia de licencias comerciales.
10. E-DESARROLLO debe incluir en el Plan Operativo la elaboración y entrega del Material de Difusión Bilingüe, detallando:
- a. Resumen ejecutivo y presentación en español e inglés.
 - b. Artículo técnico y póster científico en inglés, listos para publicación o presentación en eventos especializados.
11. E-DESARROLLO debe incorporar en el Plan Operativo un cronograma detallado de la Fase 4 con hitos, entregables intermedios, responsables y fechas de radicación en el sistema de gestión documental de la ANH, garantizando que todos los productos cumplan con los estándares del BIP-EPIS antes de su aprobación final.

PROTOCOLOS DE SEGURIDAD

E-DESARROLLO debe incluir en el Plan Operativo un apartado específico y detallado sobre los **Protocolos de Seguridad para el manejo de gases potencialmente peligrosos y explosivos, con énfasis en Hidrógeno (H₂), Metano y mezclas de gases del proyecto**, especificando obligatoriamente todos los siguientes aspectos:

1. El personal técnico que realice y supervise el muestreo, transporte, cadena de custodia y análisis de gases deberá contar con experiencia mínima comprobada de 3 años en muestreo de gases en boca de pozo y análisis geoquímicos de gases no convencionales, así como Certificaciones vigentes en Seguridad Industrial, Manejo de Sustancias Peligrosas, y trabajos en Atmósferas Explosivas (ATEX o equivalente) y Capacitación específica y certificada en muestreo de hidrógeno y gases ligeros, incluyendo cursos de HSE avanzado y manejo de riesgos explosivos.
2. Desarrollo y entrega de un Protocolo Detallado de Muestreo para gases, que incluya procedimientos de purga, métodos de captura con recipientes especializados (cilindros de doble válvula o camisas flotantes), preservación de



- gases ligeros (H_2 y He), control de presión y temperatura, y prevención de contaminación.
3. Procedimientos técnicos para el muestreo de isótopos (C1 a C5 y gases no-hidrocarburos) garantizando la integridad de las muestras.
 4. Los procedimientos de seguridad para el manejo, almacenamiento, transporte y análisis de muestras de gas que contengan Hidrógeno (H_2) y otros gases inflamables o explosivos.
 5. La realización de un Análisis de Riesgos (HAZID/HAZOP) específico para las actividades de muestreo, cadena de custodia, transporte y análisis en laboratorio.
 6. Los protocolos de emergencia, planes de contingencia y medidas de mitigación ante posibles fugas, incendios o explosiones.
 7. Los requisitos de capacitación del personal, uso obligatorio de Elementos de Protección Personal (EPP) certificados para atmósferas explosivas (ATEX), y equipos intrínsecamente seguros.
 8. El cumplimiento estricto de la normativa nacional vigente en materia de Seguridad, Salud en el Trabajo y Ambiente (HSE), Decreto 1072 de 2015, Resolución 0312 de 2019, normas NTC y estándares internacionales API, NFPA o equivalentes.
 9. La integración de estos protocolos en todos los flujos de trabajo del proyecto, incluso en las fases de modelamiento cuando se manejen datos o resultados asociados a concentraciones de H_2 .
 10. Los laboratorios que realicen los análisis GC-FID, GC-TCD, GC-IRMS y análisis isotópicos deberán contar con acreditación vigente ISO/IEC 17025, preferiblemente otorgada por ONAC o entidades internacionales reconocidas. Adicionalmente, se exige contar con certificaciones ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018.
 11. El Ejecutor deberá presentar las copias de las acreditaciones y alcances analíticos vigentes antes del inicio de los análisis, garantizando que cubran específicamente los métodos requeridos sobre análisis molecular e isotópico de gases, incluyendo trazas de H_2 y He.
 12. E-DESARROLLO debe garantizar que las pólizas de seguros exigidas al Ejecutor del proyecto cubran expresamente los daños causados a terceros por culpa o negligencia del contratista (E-DESARROLLO o sus subcontratistas/ejecutores directos del muestreo). Dado que los muestreos de gases se realizan en instalaciones de operadores petroleros y campos en producción, el Ejecutor debe contar con los seguros adecuados para intervenir en instalaciones de terceros. Por



tanto, cualquier daño derivado del muestreo tales como fugas de gas, explosiones, incendios, daños a instalaciones, contaminación ambiental, lesiones o afectaciones al personal de los operadores, etc., se considera daño a terceros y debe estar plenamente cubierto por las pólizas del Ejecutor, manteniendo indemne a la ANH de cualquier responsabilidad civil, administrativa o contractual. En consecuencia, el Plan Operativo deberá incluir de forma detallada y obligatoria:

- a. El monto de la suma asegurada de la póliza de Responsabilidad Civil Extracontractual.
- b. La confirmación expresa de que dicha póliza cubre operaciones en instalaciones de terceros y los riesgos asociados al manejo de gases inflamables y explosivos (H_2 , CH_4 y demás componentes presentes en las muestras).
- c. El compromiso de incluir a los operadores petroleros como asegurados adicionales (o, en su defecto, la presentación de la póliza o endoso correspondiente ante cada operador antes del inicio de las actividades de muestreo).

Adicionalmente, para el adecuado desarrollo del proyecto, E-DESARROLLO debe incluir en el Plan Operativo:

1. La descripción de los recursos humanos incluyendo los perfiles profesionales, experiencia específica y asignación por actividad que ejecutarán cada una de las actividades relacionadas en el plan operativo.
2. La lista completa de softwares a utilizar, con el número de licencias vigentes y confirmación de su disponibilidad durante toda la ejecución del contrato.
3. Los procedimientos de control de calidad (QA/QC) aplicables a todos los productos requeridos en la ejecución del proyecto.
4. Una matriz de trazabilidad que relacione cada obligación contractual específica del ejecutor establecidas en los numerales 1 a 22 con las actividades y entregables del Plan Operativo.

TERCERO: Documento de entrega de plan de trabajo y cronograma. Consorcio Consultor Hidrocarburos



Respecto a la entrega de plan de trabajo y cronograma, la minuta del contrato establece dentro de las Obligaciones de carácter específico de E-DESARROLLO S.A.S., contenidas en la CLAÚSULA SEXTA – OBLIGACIONES lo siguiente:

En el desarrollo del objeto del presente contrato, E-DESARROLLO S.A.S. se compromete a que el Ejecutor del Proyecto seleccionado debe cumplir las siguientes obligaciones específicas:

1. Presentar en los siguientes 10 días hábiles de suscripción del acta de inicio, un cronograma y programa detallado de trabajo y ejecución del contrato, el cual es de estricto cumplimiento en todas sus partes, con relación a las diferentes etapas y términos que comprenden el cumplimiento y ejecución del objeto de este contrato, dichos documentos serán aprobados por el supervisor del contrato máximo dentro de los cinco (5) días siguientes a la entrega de dichos documentos.

E-DESARROLLO remitió en correo del 07 de mayo de 2026 el archivo adjunto **Documento de entrega de plan de trabajo y cronograma. CONS HIDROCARBUROS.pdf**, en el cual se observa comunicación remitida por el CONSORCIO CONSULTOR HIDROCARBUROS de fecha 30 de abril de 2026 dirigida a E-DESARROLLO, mediante la cual radica formalmente el Plan de Trabajo Detallado y el Cronograma de Ejecución.

En razón a las modificaciones solicitadas al PLAN OPERATIVO en el anterior punto SEGUNDO, se solicita a E-DESARROLLO presentar plan de trabajo y cronograma elaborado por el Ejecutor una vez sea definido y aprobado por parte de la Supervisión de la ANH el PLAN OPERATIVO, con el fin de guardar coherencia entre estos documentos para la adecuada y eficiente gestión del proyecto.

De tal forma, que la supervisión de la ANH emite concepto de **PENDIENTE DE APROBACIÓN**.

CUARTO: Equipo técnico del Consorcio Consultor Hidrocarburos

De acuerdo con el ANEXO TECNICO que hace parte integral del contrato 455 de 2026, los siguientes perfiles hacen parte del Personal Mínimo Requerido para la ejecución del proyecto.



PERSONAL MINIMO REQUERIDO

Personal Mínimo					
Perfil	Título Profesional	Posgrado	Experiencia profesional	Experiencia Especifica	Cantidad
Director del proyecto	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	Maestría o Doctorado	Quince (15) años de experiencia profesional	Siete (7) años o 7 proyectos deben haber sido como director en proyectos de geoquímica y/o prospektividad del gas	1
Director Fase analítica	Químico, Geoquímico o Geólogo	Maestría o Doctorado	Quince (15) años de experiencia profesional	Cinco (5) años o 5 proyectos deben haber sido como director o coordinador de proyectos en evaluación de prospektividad de gas, y experiencia en laboratorio de análisis de isótopos estables	1
Asesor en geología estructural	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	Maestría o Doctorado	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en proyectos de análisis estructural, reconstrucciones estructurales o geología estructural.	1
Asesor en estratigrafía	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	Maestría o Doctorado	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en análisis estratigráficos o estudios sedimentológicos	1
Asesor en geoquímica de gases	Geólogo, Ingeniero Geólogo, Geocientífico o Químico	Maestría o Doctorado	Diez (10) años de experiencia profesional	Cinco (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en interpretación geoquímica de gases	3
Asesor en modelamiento de sistemas petrolíferos	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	Maestría o Doctorado	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en modelamiento de sistemas petrolíferos y experiencia en modelamiento 1D/3D	2
Asesor en interpretación sísmica	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	NA	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en interpretación sísmica	1
Asesor en evaluación yet to find	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	NA	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en evaluación yet to find. Debe comprobar experiencia en al menos un proyecto yet to find orientado al gas	1
Profesional GIS	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Ingeniero catastral, Ingeniero Topográfico	Especialización o Maestría	Seis (6) años de experiencia profesional	Tres (3) años o 3 proyectos deben comprobar experiencia en proyectos SIG con productos entregados al EPIS	2

Con base en lo anterior, E-DESARROLLO remitió en correo del 07 de mayo de 2026 el archivo adjunto **Documento de entrega de hojas de vida. (1) (1).pdf**, en el cual se observa comunicación remitida por el CONSORCIO CONSULTOR HIDROCARBUROS de fecha 10 de abril de 2026 dirigida a E-DESARROLLO, mediante la cual hace entrega de la relación del personal profesional y técnico seleccionado para la ejecución del

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Avenida Calle 26 #59 - 65 Piso 2. Edificio Cámara Colombiana de la Infraestructura

Código Postal: 111321. Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: +57 (601) 593 1717

Línea Gratuita: 01 8000 953000



Energía



Al contestar cite Radicado 20262010336871 Id: 2111256

Folios: 42 Fecha: 29-05-2026 16:33:31

Anexos: 11 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)

Remitente: VICEPRESIDENCIA TECNICA

Destinatario: EMPRESA NACIONAL ESTATAL DE DESARROLLO
TERRITORIAL S.A.S - E-DESARROLLO

contrato. Adicionalmente, indican: *“Adjunto al presente encontrarán las hojas de vida debidamente soportadas, carta de compromiso profesional, certificaciones académicas y registros profesionales que validan la capacidad técnica de cada integrante para el cumplimiento satisfactorio de los productos esperados.”*, documentación que fue anexada en el correo del 07 de mayo por E-DESARROLLO.

Dada la voluminosa documentación aportada de las hojas de vida y soportes del personal y considerando la verificación detallada que debe realizarse por parte de la supervisión de la ANH se requiere un plazo adicional para poder remitir esta verificación y aprobación de los profesionales presentados:



ANEXO.

LISTADO DE PROFESIONALES

CARGO	NOMBRE	PERFIL PROFESIONAL
Director del proyecto	Iván Olaya	Geólogo, Magister en Ciencias Geológicas
Director Fase analítica	Mario García	Geólogo (Ph.D.) en Geología con énfasis en Geoquímica
Asesor en geología estructural	Mónica Morales	Ingeniera Geóloga Magister en Geología
Asesor en estratigrafía	German Reyes	Geólogo, MSc. en Ciencias Geológicas
Asesores en geoquímica de gases	Eliana Jaramillo	Geóloga MSc en Ciencias Geológicas
	Patricia Chajid	Geóloga Magister en Geología
	Tania Palmera	Geóloga Magister en Geología Doctorado en Ciencias de la Tierra
Asesor en modelamiento de sistemas petrolíferos	Luz Adriana Diaz	Geóloga Magister en Ciencias y Sistemas de Información Geográfica Magister en Geociencias del Petróleo
	Mauricio Blanco	Geólogo Magister en Geología
Asesor en interpretación sísmica	Flavio Garavito	Geólogo Magister en Ciencias Geológicas
Asesor en evaluación Yet to Find	Edgar Chajid Kairuz	Geólogo Especialización en gerencia de Hidrocarburos. Magister en ingeniería de Yacimientos
Profesionales GIS	Carlos Tavera	Geólogo Esp. Sistemas de Información Geográfica MSc. Geomática y Geoinformación
	Rene Gomez	Ingeniero catastral y geodesta Magister en Geomática

Con base en lo anterior, la supervisión por parte de la ANH respecto de la verificación del Personal Mínimo Requerido emite concepto de **PENDIENTE DE APROBACIÓN**

Para su conocimiento, los requerimientos que la ANH utiliza en todos sus procesos para verificar la formación académica y la experiencia mínima y específica de los profesionales propuestos para adelantar el desarrollo del proyecto, son las reglas que se describen a continuación:

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Avenida Calle 26 #59 - 65 Piso 2. Edificio Cámara Colombiana de la Infraestructura
Código Postal: 111321. Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: +57 (601) 593 1717
Línea Gratuita: 01 8000 953000



REGLAS ANH PARA LA VALORACIÓN DE LA FORMACIÓN ACADÉMICA Y EXPERIENCIA DEL EQUIPO DE TRABAJO

En todo caso respecto de cada uno de los profesionales requeridos, el proponente deberá adjuntar los siguientes documentos:

- *Copia legible del documento de identificación: cédula de ciudadanía, cédula de extranjería o pasaporte.*
- *Copia legible del título profesional o del acta de grado.*
- *Copia legible del diploma de posgrado.*
- *Copia legible de la tarjeta profesional. Sólo se deberá anexar la tarjeta profesional para los profesionales nacionales y/o domiciliados en Colombia que la ley les establezca este requisito para ejercer su profesión, para lo cual, deberá encontrarse vigente a la fecha de presentación de la oferta. Para profesionales extranjeros que prestaran sus servicios por fuera del territorio colombiano no se requerirá tarjeta profesional.*
- *Certificado de vigencia de la tarjeta profesional, para los profesionales que la ley establezca este requisito para ejercer su profesión, cuya validez no haya caducado al momento al momento del cierre del presente proceso.*
- *Si se trata de estudios obtenidos en el exterior, el proponente puede acreditar la formación académica con (i) copia del diploma expedido por el centro educativo y la descripción del programa correspondiente que permita conocer el nivel de los estudios de acuerdo con la Clasificación Internacional Normalizada de Educación CINE- para lo cual pueden consultar el siguiente link https://www.colombiacompra.gov.co/sites/cce_public/files/cce_circulares/circular_externa_unica_version_3_vf49.pdf o, (ii) la convalidación correspondiente. Además, deben contar con los requisitos de autenticación, legalización y/o apostilla y traducción exigidos en el Código de Comercio y en el Código General del Proceso, incluyendo los señalados en el Pliego de Condiciones.*
- *Carta de compromiso firmada del profesional mediante la cual se comprometan a trabajar, cumpliendo los requerimientos establecidos en los documentos que hacen parte integral del contrato.*
- *Las certificaciones, constancias o cualquier otro documento que acredite la experiencia del recurso humano mínimo requerido deberá ser expedidas por quienes directamente los contrataron o por la entidad para la que realizaron los trabajos y en los que éstos participaron.*
- *Si las certificaciones de experiencia fueron expedidas en el exterior, deben contar con los requisitos de autenticación, legalización y/o apostilla y traducción exigidos en el Código de Comercio y en el Código General del Proceso*
- *La documentación presentada para la acreditación de la experiencia del equipo de trabajo deberá permitir en conjunto la verificación de la siguiente información:*
 - *Periodo de vinculación (Fecha inicial y Fecha Final expresadas en día, mes y año).*
 - *Objeto y Actividades y/o funciones por cada uno de los cargos, roles o perfiles desempeñados que acrediten la experiencia específica requerida en el perfil.*
 - *Nombre y Nit de la empresa contratante.*
 - *Dirección y teléfono de quien expide la certificación.*
 - *Número de identificación del contrato.*

Para acreditar la experiencia del equipo de trabajo deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

- a) *Las certificaciones aportadas deben establecer claramente el tiempo en el cual se realizó la ejecución de las actividades, en caso de que la certificación no indique el día de inicio, se tomará el último día calendario del mes señalado en la certificación o en el evento, que la certificación no exprese el día de terminación, se tomará el primer día calendario del mes señalado en la certificación.*
 - b) *La experiencia acreditada será contabilizada hasta la fecha de expedición de la certificación, en el caso que ésta sea anterior a la fecha de terminación de las actividades que se pretenda acreditar.*
 - c) *Cada persona se debe proponer para un solo rol dentro de la propuesta presentada.*
 - d) *Las certificaciones que acrediten la experiencia del personal propuesto se considerarán expedidas bajo gravedad de juramento.*
 - e) *Las certificaciones firmadas por el mismo personal profesional propuesto, es decir, las autocertificaciones o declaraciones extra-juicio, no serán tenidas en cuenta.*
 - f) *La ANH podrá solicitar aclaraciones a los documentos que acreditan la experiencia de los profesionales propuestos*
 - g) *Para efectos de contabilizar los tiempos requeridos, sólo se contarán una vez aquellos periodos "traslapados", es decir, aquellos que se sobrepongan o que se hayan desarrollado en un mismo lapso por la misma persona. No obstante, en relación con la experiencia requerida en proyectos y/o contratos, se establece que no será un impedimento aquellos periodos "traslapados", es decir, se pueden acreditar varios proyectos y/o contratos durante un mismo periodo.*
 - h) *Adicionalmente, cuando se trate de profesionales en ingeniería, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 12 de la Ley 842 de 2003, para efectos de acreditar la experiencia mínima, se deberá presentar fotocopia de la tarjeta profesional de ingeniería a partir de la cual se computará la respectiva experiencia.*
 - i) *Para efectos de acreditar la experiencia profesional se tendrá en cuenta cada régimen particular señalado por el ordenamiento jurídico para el ejercicio de la respectiva profesión.*
 - j) *No podrán formar parte del equipo de trabajo quienes hayan actuado como asesores y/o consultores de la ANH, en las etapas de planeación y/o estructuración del presente proceso de selección.*
 - k) *De conformidad con el artículo 2.2.2.3.7 del Decreto 1083 de 2015, la experiencia docente se encuentra definida de manera independiente a la experiencia profesional y no es equivalente a esta cuando se exige experiencia específica. Por tanto, solo se aceptará experiencia acreditada mediante contratos o certificaciones donde se demuestre el cumplimiento de los requisitos exigidos.*
- NOTA:** El equipo de trabajo propuesto deberá cumplir con los requisitos de formación y experiencia establecidos en los documentos que hacen parte integral del contrato.

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Avenida Calle 26 #59 - 65 Piso 2. Edificio Cámara Colombiana de la Infraestructura

Código Postal: 111321. Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: +57 (601) 593 1717

Línea Gratuita: 01 8000 953000



Energía



CUARTO: SUPERVISOR por parte de E-DESARROLLO

De acuerdo con lo contenido en la minuta del contrato 455 de 2026 los requisitos del supervisor por parte de E-DESARROLLO son los siguientes:

CLAÚSULA SEXTA. – OBLIGACIONES:

Obligaciones de carácter específico de E-DESARROLLO S.A.S.:

10. *Realizar la supervisión técnica de la contratación derivada el marco del acompañamiento técnico del proyecto principal, para lo cual E-DESARROLLO S.A.S. designará un supervisor técnico de profesión geólogo con las calidades técnicas y experticia comprobada para que equipare el perfil del director del proyecto por parte del Ejecutor, de tal forma que sea independiente al Ejecutor del proyecto y verifique el cumplimiento del desarrollo del objeto contractual hasta su culminación, manteniendo criterios como la integración de datos geoquímicos del EPIS (2019- 2024), el uso de softwares con licencias vigentes y la calibración de modelos 2D/3D para migración de gases.*

Según el ANEXO TECNICO que hace parte integral del contrato 455 de 2026 el perfil establecido para el Director del Proyecto es el siguiente:

PERSONAL MINIMO REQUERIDO

Personal Mínimo					Cantidad
Perfil	Título Profesional	Posgrado	Experiencia profesional	Experiencia Específica	
Director del proyecto	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	Maestría o Doctorado	Quince (15) años de experiencia profesional	Siete (7) años o 7 proyectos deben haber sido como director en proyectos de geoquímica y/o prospectividad del gas	1

Con base en lo anterior se realizó por parte de la Supervisión de la ANH la siguiente

VERIFICACIÓN DE REQUISITOS:

Se adjunta al presente oficio archivo EXCEL **VERIFICACIÓN SUPERVISOR E-DESARROLLO_CTO 455-2026_28-may-2026.xlsx** con la información relacionada:



Al contestar cite Radicado 20262010336871 Id: 2111256
Folios: 42 Fecha: 29-05-2026 16:33:31
Anexos: 11 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: VICEPRESIDENCIA TÉCNICA
Destinatario: EMPRESA NACIONAL ESTATAL DE DESARROLLO
TERRITORIAL S.A.S - E-DESARROLLO

Perfil	Nombre del Profesional	Título profesional				Posgrado		Experiencia profesional		Experiencia específica			Cantidad	RESULTADO FINAL		
		Requisito	Título profesional	Matrícula Profesional	Cumple / No cumple	Requisito	Título Posgrado	Cumple / No cumple	Requisito	Tempo de Experiencia Verificado	Cumple / No cumple	Requisito			Experiencia Específica Verificada	Cumple / No cumple
Supervisor Técnico E-DESARROLLO	Katherine Andrea León Palma	Geólogo, Ingeniero Geólogo y/o Geocientífico	Geología Universidad Industrial de Santander, 28 de Marzo 2008	CONSEJO PROFESIONAL DE GEOLOGIA Matrícula Profesional Definitiva No. 2002 expedida mediante Resolución No. 3080 del 30 de Mayo de 2008	CUMPLE	Maestría o Doctorado	RESOLUCIÓN MINEDUCACIÓN NÚMERO 012568 10 JUL 2020 MESTRA EM GEOCIENCIAS NA AREA DE CONCENTRACIÓN EM GEOCIENCIAS, otorgado el 26 de febrero de 2016, por la institución de educación superior UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAPAZ, BRASIL	CUMPLE	15 años	15 años, 2 meses y 19 días	CUMPLE	Siete (7) años o 7 proyectos deben haber sido como director en proyectos de geoquímica y/o prospectividad del gas.	REVISADOS LOS SOPORTES PRESENTADOS NO SE ENCONTRÓ NINGÚN CERTIFICADO DE EXPERIENCIA PROFESIONAL QUE CUMPLA CON LOS REQUISITOS DE EXPERIENCIA ESPECÍFICA SOLICITADA DE CONFORMIDAD CON EL ARTÍCULO 2.2.3.3.7 DEL DECRETO 1083 DE 2015 SE ACLARA QUE LA EXPERIENCIA DOCENTE NO SE ACEPTA COMO EXPERIENCIA ESPECÍFICA	NO CUMPLE	1	NO APROBADO

Dentro de los documentos aportados por E-DESARROLLO S.A.S. para la verificación del perfil de la profesional Katherine Andrea León Palma, en el correo electrónico del 27 de mayo de 2026, no se encontró ninguno que cumpliera con el requisito de siete (7) años de experiencia o siete (7) proyectos en los cuales haya actuado como directora en proyectos de geoquímica y/o prospectividad del gas. Dicha circunstancia se evidencia de manera clara en la hoja “Supervisor E-DESARROLLO” del archivo Excel elaborado por la supervisión de la ANH.

La experiencia profesional aportada **no cumple** con el requisito de experiencia específica exigida, toda vez que el pliego de condiciones requiere haber actuado como Directora en proyectos de geoquímica y/o prospectividad del gas, lo cual implica responsabilidad técnica directa y la ejecución de proyectos aplicados.

De igual forma, la experiencia profesional docente o académica aportada **no cumple** con el requisito de experiencia específica exigida y, a su vez, **no fue tomada en cuenta**, de conformidad con el artículo 2.2.2.3.7 del Decreto 1083 de 2015, dado que la experiencia docente se encuentra definida de manera independiente a la experiencia profesional y no es equivalente a esta cuando se exige experiencia específica en dirección de proyectos técnicos del sector de hidrocarburos, en concordancia con las REGLAS ANH PARA LA VALORACIÓN DE LA FORMACIÓN ACADÉMICA Y EXPERIENCIA MÍNIMA DEL EQUIPO DE TRABAJO ya descritas anteriormente. Por tanto, solo se aceptará experiencia acreditada mediante contratos o certificaciones en las que se demuestre de forma expresa el rol de Directora en proyectos de la naturaleza requerida.

Decreto 1083 de 2015 (Decreto Único Reglamentario del Sector Función Pública)

ARTÍCULO 2.2.2.3.7 Experiencia. Se entiende por experiencia los conocimientos, las habilidades y las destrezas adquiridas o desarrolladas mediante el ejercicio de una profesión, arte u oficio.

Para los efectos del presente decreto, la experiencia se clasifica en profesional, relacionada, laboral y docente.

Experiencia Profesional. Es la adquirida a partir de la terminación y aprobación del pensum académico de la respectiva formación profesional, en el ejercicio de las actividades propias de la profesión o disciplina académica exigida para el desempeño del empleo.

En el caso de las disciplinas académicas o profesiones relacionadas con el Sistema de Seguridad Social en Salud, la experiencia profesional se computará a partir de la inscripción o registro profesional.

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Avenida Calle 26 #59 - 65 Piso 2. Edificio Cámara Colombiana de la Infraestructura
Código Postal: 111321. Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: +57 (601) 593 1717
Línea Gratuita: 01 8000 953000



La experiencia adquirida con posterioridad a la terminación de estudios en las modalidades de formación técnica profesional o tecnológica, no se considerará experiencia profesional.

Experiencia Relacionada. *Es la adquirida en el ejercicio de empleos o actividades que tengan funciones similares a las del cargo a proveer.*

Experiencia Laboral. *Es la adquirida con el ejercicio de cualquier empleo, ocupación, arte u oficio.*

Experiencia Docente. *Es la adquirida en el ejercicio de las actividades de divulgación del conocimiento obtenida en instituciones educativas debidamente reconocidas.*

Cuando para desempeñar empleos pertenecientes a los niveles Directivo, Asesor y Profesional se exija experiencia, ésta será profesional o docente, según el caso y, determinar además cuando se requiera, si debe ser relacionada.

En el evento de empleos comprendidos en el nivel Profesional y niveles superiores a este, la experiencia docente deberá acreditarse en instituciones educativas debidamente reconocidas y con posterioridad a la obtención del correspondiente título profesional.

En consecuencia, la profesional Katherine Andrea León Palma no cumple los requisitos solicitados contractualmente para desempeñar el rol de “supervisión técnica de la contratación derivada en el marco del acompañamiento técnico del proyecto principal”, establecidos en el Numeral 10 de las Obligaciones de carácter específico de E-DESARROLLO S.A.S., contenidas en la CLAÚSULA SEXTA – OBLIGACIONES. Por lo anterior, y como resultado de la verificación de requisitos realizada por la supervisión de la ANH, se emite concepto de **NO APROBADO**.

Con base en lo anterior, E-DESARROLLO S.A.S. debe reemplazar a la profesional por otra que dé cumplimiento integral a los requisitos solicitados contractualmente para este perfil, de acuerdo con lo ya mencionado, y remitir a esta supervisión la documentación correspondiente para su verificación y aprobación.

VI. RESPUESTA A SOLICITUDES REALIZADAS POR E-DESARROLLO EN COMUNICACIÓN RECIBIDA EN CORREO DEL 07 DE MAYO DE 2026

E-DESARROLLO remitió las siguientes solicitudes a la supervisión y a la Vicepresidencia Técnica de la ANH:

- 1. Recibir los informes mensuales del primer trimestre (febrero, marzo y abril de 2026) que se adjuntan al presente oficio.**

En respuesta a esta solicitud dentro del contenido de esta comunicación se encuentra la verificación realizada respecto de los tres informes presentados los cuales no fueron aprobados, de los cuales se solicita su colaboración en la realización de los ajustes requeridos y su posterior remisión para verificación y aprobación por parte de la supervisión de la ANH.

- 2. Evaluar el Plan Operativo que se entrega formalmente y emitir observaciones o aprobación dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes.**



En respuesta a esta solicitud, se aclara que tal como se manifestó en correo remitido por la doctora María Cristina Acosta de fecha 21 de mayo de 2026, se indicó que ...“en cumplimiento de lo dispuesto en el parágrafo 5 de la Cláusula Quinta del Contrato, la supervisión del contrato se encuentra en la revisión de los informes de gestión presentados para la acreditación del cumplimiento de las obligaciones contractuales, anotando que para dicha revisión, el contrato estableció un plazo de 15 días hábiles para emitir un pronunciamiento”... plazo que se cumple el día de hoy 29 de mayo de 2026.

Con base en lo anterior y en atención a su solicitud, la supervisión de la ANH realizó la revisión detallada de los documentos aportados por E-DESARROLLO S.A.S. relativos al PLAN OPERATIVO, respecto del cual emitió concepto de NO APROBADO. En consecuencia, se remiten formalmente las observaciones formuladas para su correspondiente ajuste y gestión, las cuales deberán ser atendidas de manera detallada, precisa y exhaustiva.

El Plan Operativo constituye el documento rector del proyecto y define de forma clara, precisa y obligatoria la hoja de ruta completa de las actividades a ejecutar. Por tanto, debe contener la definición detallada de todos los productos que el Ejecutor está obligado a entregar, así como la metodología, los estándares técnicos de calidad, los plazos y la forma específica en que dichos productos deberán ser desarrollados, ejecutados y entregados. Este instrumento tiene como propósito esencial garantizar el cumplimiento estricto de las obligaciones contractuales y evitar cualquier actuación discrecional o la entrega de productos que no cumplan con los requisitos técnicos y de calidad exigidos en el contrato.

3. Evaluar Plan detallado del consultor y personal profesional a cargo de la ejecución.

En atención a la documentación remitida por E-DESARROLLO S.A.S. mediante correo electrónico del 07 de mayo de 2026, se informa lo siguiente:

Respecto del Plan detallado del consultor y cronograma:

E-DESARROLLO S.A.S. remitió únicamente la comunicación del Consorcio Consultor Hidrocarburos de fecha 30 de abril de 2026, mediante la cual radica el Plan de Trabajo Detallado y el Cronograma de Ejecución, sin adjuntar los documentos completos del plan y cronograma elaborados por el Ejecutor.

Adicionalmente, y en razón a las modificaciones solicitadas al Plan Operativo en el punto SEGUNDO, se hace necesario que el Plan de Trabajo Detallado y el Cronograma guarden coherencia con el Plan Operativo definitivo.



En consecuencia, la supervisión de la ANH emite concepto de PENDIENTE DE APROBACIÓN respecto del Plan detallado del consultor y cronograma del Ejecutor, razón por la cual se solicita a E-DESARROLLO S.A.S. presentar el Plan de Trabajo Detallado y el Cronograma de Ejecución una vez sea aprobado por la Supervisión el Plan Operativo, con el fin de garantizar la coherencia entre ambos documentos.

Respecto del Personal Profesional:

E-DESARROLLO S.A.S. remitió el archivo “Documento de entrega de hojas de vida. (1).pdf”, el cual contiene la relación del personal propuesto, adicionalmente, en correo del 07 de mayo de 2026 adjunto los links de descarga con los soportes de las hojas de vida.

Dada la voluminosa documentación recibida y la necesidad de realizar una verificación detallada del cumplimiento de los requisitos mínimos de experiencia, perfil técnico e idoneidad exigidos en el Anexo Técnico y el contrato, la supervisión requiere de un plazo adicional para completar el análisis exhaustivo de cada perfil.

En consecuencia, la supervisión de la ANH emite concepto de PENDIENTE DE APROBACIÓN respecto del equipo técnico propuesto.

Una vez finalizado el proceso de verificación, se informará formalmente a E-DESARROLLO S.A.S. sobre los resultados de cada uno de los profesionales presentados.

- 4. Confirmar fecha y modalidad para la instalación de la Sesión No. 1 del Comité Técnico Operativo, la cual EDESARROLLO propone que se realice dentro de los Ocho (8) días hábiles siguientes a la recepción de este oficio.**

En atención a esta solicitud, se informa que la Sesión No. 1 del Comité Técnico Operativo del Contrato Interadministrativo No. 455 de 2026 ya se llevó a cabo el día lunes 25 de mayo de 2026, conforme a la convocatoria realizada por la Vicepresidenta Técnica, Doctora María Cristina Acosta Núñez, mediante correo electrónico del 21 de mayo de 2026.

En dicha reunión se procedió a la instalación formal del Comité Técnico Operativo, tal como consta en el Acta No. 01 de fecha 25 de mayo de 2026. Durante la sesión, E-DESARROLLO presentó la propuesta de cesión del contrato derivado a un ejecutor especializado en reemplazo del Consorcio Consultor Hidrocarburos, el cual contará con la experticia técnica requerida para la ejecución del proyecto.



Asimismo, se acordó entre la ANH y E-DESARROLLO adelantar las modificaciones necesarias al Contrato Interadministrativo No. 455 de 2026, con el fin de mejorar su eficiencia y resolver las ambigüedades contractuales existentes.

Al respecto, se informa que ya se elaboró el documento correspondiente al segundo otrosí modificatorio, el cual fue remitido a la Oficina Asesora Jurídica de la ANH para su revisión preliminar. La supervisión de la ANH se encuentra a la espera de las observaciones jurídicas correspondientes para proceder con el trámite formal de la modificación contractual.

5. Adelantar las gestiones necesarias para la aprobación y desembolso de los recursos al encargo fiduciario, de modo que se garantice la ejecución material del proyecto.

En respuesta a esta solicitud y tal como se mencionó en la reunión llevada a cabo el día lunes 25 de mayo de 2026, se informa que el desembolso de los recursos al encargo fiduciario se encuentra condicionado al cumplimiento previo de los requisitos contractuales pendientes.

En concreto, es necesario concluir el trámite de la modificación contractual del segundo otrosí modificatorio que actualmente se encuentra en revisión por la Oficina Asesora Jurídica de la ANH, así como obtener la aprobación formal del Plan Operativo por parte de esta supervisión.

Es de aclarar que aun se encuentra pendiente de presentación por parte de E-DESARROLLO para aprobación por parte de la supervisión de la ANH, el **Manual Operativo del Encargo Fiduciario** que es un documento distinto al PLAN OPERATIVO tratado en esta comunicación, y que actualmente se referencia en el contrato como Manual Operativo del PA (Patrimonio Autónomo, término que no se actualizó en el Otrosí No. 1 y debe ajustarse en la modificación que está en trámite actualmente).

Para agilizar estas gestiones y garantizar la ejecución material del proyecto, esta supervisión requiere la plena y oportuna colaboración de E-DESARROLLO S.A.S. en la atención detallada, precisa y exhaustiva de todas las observaciones formuladas en el presente oficio, así como en la remisión integral y ajustada de toda la documentación solicitada.

En espera de haber dado respuesta satisfactoria a todas las inquietudes y solicitudes formuladas en su oficio, reitero que esta Supervisión se encuentra en la mejor disposición para mantener una comunicación fluida, efectiva y constructiva entre las partes, con el



propósito de garantizar el adecuado avance y la ejecución exitosa del Contrato Interadministrativo No. 455 de 2026.

Sin otro particular, quedo atenta a cualquier aclaración adicional que requiera.
Cordialmente,


MARIA ROSA CERON GIL
GESTOR 18 – Vicepresidencia Técnica - GIT
Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Supervisora ANH
Contrato Interadministrativo No. 455 de 2026.

Anexos: Documentos remitidos por E-DESARROLLO de fecha 07 y 27 de mayo de 2026 con sus adjuntos
VERIFICACIÓN SUPERVISOR E-DESARROLLO_CTO 455-2026_28-may-2026
ACTA DE INSTALACIÓN DEL COMITÉ TÉCNICO OPERATIVO del 25 de mayo de 2026

Encuesta de satisfacción:

Su opinión es fundamental para ayudarnos a mejorar. Lo(a) invitamos a diligenciar una breve encuesta de satisfacción para evaluar la calidad del servicio brindado a través de nuestros canales de atención y el trámite dado a su solicitud. Puede acceder escaneando el código QR o haciendo clic en el siguiente enlace:
<https://forms.cloud.microsoft/r/9X17TqtziC>

