

SONDEO DE MERCADO

La ANH está adelantando el presente sondeo de mercado, con el fin de realizar el análisis económico y financiero que soportarán la determinación del presupuesto oficial de un posible proceso de selección contractual, si su Empresa se encuentra interesada en participar le agradecemos remitir la información solicitada, bajo los parámetros establecidos a continuación.

NOTA: La Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, aclara que ni el envío de esta comunicación ni la respuesta a la misma generan compromiso u obligación de contratar, habida cuenta que no se está formulando invitación para participar en un concurso o proceso selectivo, sino, se reitera, se está realizando un sondeo de mercado del que eventualmente se puede derivar un proceso de selección para la elaboración de un contrato que permita ejecutar el proyecto.

I. NÚMERO DE PROCESO DE COTIZACIÓN

Por definir.

II. DE LA NECESIDAD

De conformidad con el Decreto Ley 4137 de 2011, la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH tiene por objeto administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación, promover su aprovechamiento óptimo y sostenible y contribuir a la seguridad energética nacional. En desarrollo de dicho objeto, corresponde a la Agencia identificar y evaluar el potencial hidrocarburífero del país y promover los estudios e investigaciones orientados a su conocimiento y actualización.

A su vez, de conformidad con el artículo 14 del Decreto 714 de 2012, corresponde a la Vicepresidencia Técnica de la ANH, entre otras funciones, proponer los estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica destinados a generar nuevo conocimiento en las cuencas sedimentarias de Colombia, con miras a evaluar y actualizar el potencial hidrocarburífero; establecer los términos técnicos generales para la estructuración de los proyectos que se requieran contratar; y supervisar integralmente los proyectos de inversión orientados a dicha finalidad.

En el marco de la etapa de planeación contractual y de conformidad con lo previsto en el artículo 2.2.1.1.1.6.1 del Decreto 1082 de 2015, la ANH adelanta el presente sondeo de mercado con el propósito de conocer las condiciones del sector relacionado con el objeto de la eventual contratación y obtener información que contribuya a su adecuada estructuración técnica, económica y contractual.

En ejercicio de esas competencias, la Vicepresidencia Técnica desea contratar la actualización —y no la reconstrucción desde cero— de la evaluación del potencial de yacimientos en roca generadora (YRG: shale oil, shale gas y plays en los que el hidrocarburo permanece retenido en la roca que lo generó) en las veintitrés (23) cuencas sedimentarias colombianas. El producto esperado es un diagnóstico comparable, trazable y auditado del potencial de aceite y gas retenido libre en intervalos generadores, con estimación determinística y probabilística (Yet to Find) y con discriminación de gas

seco (metano) y gas húmedo (GLP), como insumo para la gestión del potencial hidrocarburífero, la promoción de inversión con menor riesgo técnico y la toma de decisiones estratégicas de la ANH.

La ANH requiere esa actualización porque las cifras de 2019 ya no reflejan el conocimiento de subsuelo generado entre 2020 y 2025. Integrar los estudios regionales de gas de la Entidad, los pozos estratigráficos y las analogías de plays YRG desarrollados en el siglo XXI permite recalibrar variables de entrada del Yet to Find, pasar de un único valor determinístico a un rango P90/P50/P10 con recobro diferenciado por ventana de madurez, y cerrar brechas de petrofísica y OSI que el propio informe de 2019 declaró. En un escenario de declinación de campos maduros y de presión sobre el abastecimiento interno, disponer de un YTF actualizado reduce incertidumbre geológica y respalda la seguridad energética nacional.

En 2019 la Vicepresidencia Técnica adelantó, mediante el Contrato ANH 627 de 2019, la “Evaluación del potencial de yacimientos en roca generadora – YRG en Colombia”. Ese estudio cubrió las 23 cuencas, integró geoquímica de roca, crudos y gases, modelamiento unidimensional de sistemas petrolíferos (Kinex y Genesis, o equivalente) y un ranking de prospectividad construido sobre siete (7) variables con un máximo de setenta (70) puntos, considerando alta prospectividad un puntaje igual o superior a cincuenta (50).

Los resultados de esa línea base clasificaron cinco cuencas de alta prospectividad —Valle Medio del Magdalena (67 puntos), Cesar-Ranchería (64), Cordillera Oriental (61), Catatumbo (54) y Valle Superior del Magdalena (50)—; siete de prospectividad media-baja (Chocó, Sinú-San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena, Llanos Orientales, Colombia, Caguán-Putumayo y Guajira Offshore); y once no prospectivas para el play YRG con la información entonces disponible. El Yet-to-Find determinístico asociado estimó un OOIP del orden de 117.623 millones de barriles, con 8.234 millones de barriles recuperables (factor de recobro del 7 %), y un OGIP del orden de 1.111 Tcf, con 167 Tcf recuperables (factor de recobro del 15 %). A nivel de cuenca, el recuperable de las cinco áreas de alta prospectividad se concentró principalmente en VMM (4.573 MMbbl y 29,7 Tcf), Cesar-Ranchería (2.450 MMbbl y 9,9 Tcf), Cordillera Oriental (168 MMbbl y 117,6 Tcf), Catatumbo (595 MMbbl y 7,8 Tcf) y VSM (448 MMbbl y 1,7 Tcf). Las áreas de cocina usadas (44.623 km² consolidadas) se tomaron del estudio de Recursos Prospectivos (Yet to Find) de hidrocarburos convencionales de la ANH (2018-2019).

En paralelo, como línea base complementaria y no alternativa, la Vicepresidencia Técnica consolidó en agosto de 2019 la “Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos Remanentes en Colombia (Yet to Find)” para recursos convencionales (Mora, Osorno, Lizarazo y Buitrago, 2019). Ese informe aplica PRMS, análisis de cuenca, modelamiento 1D en Genesis, balance de masas volumétrico de Schmoker (1994) con simulación Monte Carlo (20.000 corridas) y, en cuencas con producción comercial, análisis de distribución fractal parabólico (Laherrère, 1996). Los resultados nacionales de ese YTF convencional son: 4.943.593 mbpe generados; 275.299 mbpe disponibles para entrampamiento; 65.561 mbpe de OOIP descubierto (cifra oficial ANH 2018); 209.945 mbpe no descubiertos; 27.079 mbpe de recursos prospectivos afectados por probabilidad de hallazgo; y 6.770 mbpe recuperables con factor de recobro del 25 %.

El diagrama de Hunt (2006) es el nexo físico entre ambas líneas base. A escala global, del 100 % de hidrocarburos líquidos generados solo cerca del 2 % queda en trampas convencionales; cerca del 45 % se retiene en la roca generadora (objeto del play YRG); cerca del 13 % se dispersa en la migración y cerca del 40 % escapa a superficie. Cada cuenca tiene su propia eficiencia. Por tanto, cualquier actualización del potencial YRG debe ser coherente, cuenca a cuenca, con los hidrocarburos generados, las áreas de focos o cocinas y la eficiencia de retención y expulsión del YTF convencional, y clasificar los volúmenes retenidos bajo PRMS como recursos prospectivos no descubiertos.

El informe YRG 2019 precisa además que el crudo retenido total se parte en libre y adsorbido: $CRT = CRL + CRA$. Solo el crudo y el gas retenidos libres (CRL, GRL) se consideran OOIP/OGIP móviles estimulables; el adsorbido no fluye. El YTF YRG 2019 se calculó como $RP = CRL \times A$ (y análogo $GRL \times A$), con A igual al área de cocina entre 4.000 y 12.000 pies tomada del YTF convencional. Esas dos líneas base no son independientes: el contratista deberá mantenerlas trazables y consistentes.

La comparación cuenca a cuenca entre el YTF convencional y el YTF YRG 2019 es el argumento técnico de necesidad más fuerte. Tres contrastes son estructurales y deberán reproducirse y actualizarse con data posterior a 2019:

- Cesar-Ranchería genera 39.527 mbpe en el balance convencional, pero apenas 89 mbpe prospectivos y 22 mbpe recuperables (eficiencia de trampas muy baja). En el play YRG esa misma cocina sostiene 2.450 MMbbl recuperables de crudo más 9,9 Tcf de gas: el hidrocarburo está retenido en la generadora, no entrampado.
- Cordillera Oriental genera 684.820 mbpe y solo 151 mbpe recuperables convencionales; el YRG la clasifica como provincia de gas en roca generadora (117,6 Tcf recuperables) por madurez en ventana de gas tardío (Fómeque, Frontera, Chipaque, Tibasosa).
- En VMM el YTF convencional excluyó la Formación Tablazo por considerarla agotada, con expulsión temprana (Paleoceno) y alto riesgo de sincronismo; el YRG 2019 sí la incluyó. El contratista deberá tratar esa discrepancia de manera explícita, con evidencia posterior a 2019.

El informe YRG concluyó además que en cuencas frontera de prospectividad media-baja (en particular Chocó y Sinú-San Jacinto) el desarrollo del play YRG es improbable mientras no se prueben comercialmente plays convencionales. Esa jerarquía se conserva como hipótesis de trabajo, sujeta a recálculo.

El informe final YRG identificó brechas que impiden usar esos volúmenes como cifra oficial actualizada: la porosidad y el índice de saturación de aceite ($OSI = S1 \times 100 / TOC$) resultaron no determinados (ND) en la mayor parte de las muestras; la petrofísica de Catatumbo y del Valle Superior del Magdalena quedó incompleta; el Yet-to-Find YRG se calculó de manera determinística, sin análisis probabilístico tipo Monte Carlo (a diferencia del YTF convencional, que sí corrió 20.000 simulaciones); no se discriminó gas seco de gas húmedo por intervalo ni por foco generador; y el

factor de recobro se aplicó como valor único fijo (7 % crudo, 15 % gas), sin rango por ventana de madurez.

Transcurridos más de seis años, el Banco de Información Energética (BIEN/EPIS) y la industria han incorporado pozos, sísmica, analítica geoquímica y estudios de play que no existían en 2019. Resultan de especial importancia los proyectos regionales de prospectividad de gas adelantados por la ANH en 2020-2025 y la perforación de pozos estratigráficos orientados al play combinado de gas natural e hidrógeno natural (2024-2025). En paralelo, la literatura y la práctica operativa de plays YRG en Estados Unidos y Argentina permiten ajustar analogías estratigráficas, criterios de OSI, petrofísica de grano fino y rangos de recobro. Ambas líneas base 2019 permanecen vigentes como marco metodológico y de comparación, pero no reflejan el estado actual del conocimiento.

La Vicepresidencia Técnica no dispone internamente de un equipo con la dedicación continua, el software de sistemas petrolíferos y la capacidad de integración geoquímica-petrofísica-YTF que el proyecto exige. Por lo anterior se sondea el mercado para estructurar un posible proceso de selección cuyo objeto sea actualizar la evaluación de 2019.

Con fundamento en lo anterior, la Agencia Nacional de Hidrocarburos adelanta el presente sondeo con el fin de conocer las condiciones actuales del mercado relacionadas con el objeto de la eventual contratación, identificar las características y capacidad de los potenciales proveedores, establecer referentes económicos para la determinación del presupuesto oficial y obtener información que contribuya a la adecuada estructuración del eventual proceso de contratación, de conformidad con los principios que orientan la contratación estatal y las disposiciones reglamentarias aplicables a la etapa de planeación.

III. OBJETO A CONTRATAR

Actualizar y fortalecer la evaluación del potencial de hidrocarburos en yacimientos de roca generadora (YRG) de las veintitrés (23) cuencas sedimentarias de Colombia, mediante la integración de nueva información del subsuelo y la estimación determinística y probabilística de recursos de aceite y gas, como insumo para la gestión del potencial hidrocarburífero y la toma de decisiones estratégicas de la ANH.

IV. CÓDIGO UNSPSC

(The United Nations Standard Products and Services Code® - UNSPSC, Código Estándar de Productos y Servicios de Naciones Unidas), correspondiente al bien, obra o servicios a contratar:

SEGMENTO	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE
71	15	13	06	Servicios de Geología
71	16	10	07	Modelos Geológicos o Geofísicos

	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO	ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 5 de 15
---	--	---

71	15	13	03	Análisis del decaimiento del campo petrolero.
81	15	17	00	Geología

Los códigos UNSPSC señalados anteriormente se incorporan en el presente sondeo con el propósito de identificar los bienes y servicios relacionados con el objeto de la eventual contratación y contribuir al conocimiento y caracterización del mercado.

Los requisitos de experiencia y las condiciones para su acreditación mediante el Registro Único de Proponentes – RUP, así como las reglas aplicables a proponentes plurales, serán determinados en los documentos del eventual proceso de selección, atendiendo la naturaleza, alcance, valor, complejidad y riesgos de la contratación, de conformidad con la normativa vigente y los resultados del análisis del sector.

V. ASPECTOS TÉCNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR

A. ALCANCE DEL OBJETO

El proyecto no consiste en un levantamiento de litofacies de afloramiento, ni en adquisición de sísmica o perforación, ni en un estudio de sistemas petrolíferos desde cero. Consiste en actualizar, con trazabilidad respecto de las líneas base 2019, el diagnóstico de prospectividad YRG de las 23 cuencas, profundizando en las cinco de alta prospectividad y cerrando las brechas de petrofísica, OSI, tratamiento probabilístico, recobro diferenciado y discriminación de gas seco / gas húmedo.

El contratista deberá reutilizar, recalibrar y, cuando la calidad de la nueva información lo exija, rehacer de manera justificada los modelos 1D y el ranking de 2019, de modo que cada cambio de puntaje, de ventana de generación o de volumen Yet-to-Find quede documentado frente al valor de 2019. El software a emplear será Kinex, Genesis y Trinity o equivalente compatible, con entrega de proyectos nativos, tablas de supuestos, cinéticas y un protocolo de reproducción ejecutable por la Vicepresidencia Técnica.

Plays de referencia de alta prospectividad 2019: VMM – La Luna (Galembo, Pujamana, Salada) y Tablazo; Cesar-Ranchería – Lagunitas, Aguas Blancas y La Luna; Cordillera Oriental – Fómeque, Frontera, Chipaque y Tibasosa; Catatumbo – Uribante, Capachos y La Luna; VSM – Caliza de Tetuán y La Luna.

B. ENTREGABLES

Todos los productos deben entregarse de acuerdo con el manual de entrega de información técnica del BIEN/EPIS vigente. El contratista es responsable de consolidar y coordinar la entrega de la totalidad de los productos generados o adquiridos. Cada producto escrito se presentará en PDF buscable, en Word editable y, cuando aplique, en los formatos nativos de modelamiento, SIG y SQL.

Producto 1. Revisión de plays YRG globales y analogías estratigráficas

Informe con los aspectos generales de los principales plays en YRG explotados durante el siglo XXI a nivel global, con énfasis en aquellos que puedan ser análogos estratigráficos de los plays propuestos para Colombia. El informe consolidará una tabla de criterios de éxito (TOC original, tipo de querógeno, madurez, OSI, espesor neto, mineralogía, profundidad, presión, recobro observado) y discutirá su aplicabilidad al ranking de siete variables y a los factores de recobro de referencia (7 % crudo y 15 % gas). No sustituye la rúbrica nacional de 2019; la alimenta.

Actividades asociadas: estado del arte 2020-2026; selección de análogos por intervalo (La Luna / Tablazo / Chipaque y equivalentes); recomendaciones de analogía para recobro por ventana de aceite, gas húmedo y gas seco.

Producto 2. Revisión histórica de producción y prospectividad YRG en VMM

Informe de descubrimientos y producción de crudo y gas asociados a YRG en la cuenca Valle Medio del Magdalena, con énfasis en implicaciones exploratorias del play y la propuesta de áreas adicionales para la evaluación del play en VMM. El contratista explicitará el tratamiento de la Formación Tablazo (incluida en YRG 2019, excluida en YTF convencional) con evidencia posterior a 2019.

Actividades asociadas: compilación de producción e interpretaciones históricas; integración de estudios regionales de gas ANH 2020-2025 y de pozos estratigráficos gas natural / hidrógeno natural 2024-2025 en VMM; mapa de áreas de evaluación propuesta.

Producto 3. Actualización de parámetros de entrada del Yet to Find

Informe de inventario de las líneas base 2019 y de la información posterior a 2019 (BIEN/EPIS, proyectos ANH e industria): pozos, registros, sísmica interpretada, muestras, analítica geoquímica y estudios de play. Actualización de propiedades de las rocas generadoras y de las áreas de focos generadores (TOC y TOC original, IH, OSI, madurez Ro/Tmax, espesor neto orgánico, mineralogía de arcillas, porosidad, saturación de hidrocarburos libres, profundidad y complejidad estructural). Cierre, en lo posible, de los ND de OSI y de porosidad, con prioridad en Catatumbo y VSM. Distinción explícita entre dato de laboratorio, dato de registro y dato inferido de modelamiento.

Actividades asociadas: matriz de brechas 2019 frente a data nueva; homogeneización analítica; mapas geoquímicos y petrofísicos por intervalo de play; documentación del origen de cada área de cocina (ventana 4.000–12.000 pies) y de su actualización.

Producto 4. Yet to Find determinístico y probabilístico, ranking y coherencia con el YTF convencional

Informe de resultados del estimativo Yet to Find de crudo y gas para YRG en las cuencas evaluadas, en términos de OOIP, OGIP y recursos recuperables, con factor de recobro diferenciado. Debe incluir: (i) tablero comparativo 2019 frente a la actualización del ranking de siete variables (potencial

generador, madurez térmica, espesor neto, porosidad, saturación de HC libres/OSI, profundidad, complejidad estructural; máximo 70 puntos; alta prospectividad mayor o igual a 50), con evidencia y tratamiento de ND/NP; (ii) YTF determinístico comparable con 2019: $RP(OOIP) = CRL \times A$ y análogo $GRL \times A$, con $CRT = CRL + CRA$; (iii) YTF probabilístico P90/P50/P10 de OOIP, OGIP y recursos recuperables, por intervalo generador, por cuenca de alta prospectividad y consolidado nacional; (iv) factor de recobro en rango, diferenciado por ventana de madurez, justificado por analogía y sensibilidad —no se acepta un cambio del FR de referencia (7 % crudo, 15 % gas) sin soporte—; (v) discriminación de la prospectividad del gas en gas natural (metano) y gas húmedo (GLP) por intervalo y por foco; (vi) tablero de coherencia Hunt / Schmoker / YRG: para cada cuenca de alta prospectividad, hidrocarburos generados del YTF convencional frente a CRT/CRL/GRL y al área de cocina actualizada. Ningún volumen YRG podrá exceder, sin justificación técnica, el compartimento de retención (cerca del 45 % de lo generado en esa cuenca).

Actividades asociadas: recalibración 1D de historia térmica, cinética, TOC original, espesor, expulsión y retención (Kinex/Genesis o equivalente); cuando aplique, cuantificación de crudo y gas retenido libre en 3D (Trinity o equivalente); análisis de sensibilidad e incertidumbre; recomendaciones de adquisición de conocimiento (sísmica, pozos, núcleos, OSI, analítica) priorizadas por impacto en el ranking y en la incertidumbre del YTF.

Producto 5. Evaluación de prospectividad YRG en VMM

Informe específico de prospectividad del play YRG en la cuenca VMM. El informe integrará madurez, espesor, mineralogía, OSI/porosidad disponible, posición respecto de la cocina y consistencia con el YTF actualizado del Producto 4. Entregará recomendaciones concretas de evaluación (sísmica, pozos, analítica) para ese sector y para las áreas adicionales propuestas.

Producto 6. Informe final, entrega de información y reproducción de modelos

Informe final integrador (introducción, estado del arte, metodología, resultados por cuenca, ranking, YTF, conclusiones y recomendaciones), con versión digital buscable. Entrega al BIEN/EPIS conforme al Manual de Entrega de Información Técnica vigente. Geodatabase MAGNA-SIRGAS origen nacional con capas de cocinas, plays, ranking y mapas geoquímicos y petrofísicos. Base de datos en SQL Server conforme al instructivo ANH vigente. Paquete de reproducción de modelos 1D/3D (proyectos nativos, supuestos, cinéticas y protocolo). Presentación técnica para la Vicepresidencia Técnica. El contratista acatará observaciones de entrega de información en el plazo que fije el manual vigente.

En caso de requerirse correcciones a los informes, el ejecutor dispondrá de diez (10) días hábiles para la entrega de las correcciones solicitadas, sin perjuicio del trámite de observaciones BIEN/EPIS.

C. PERSONAL MÍNIMO REQUERIDO

El proponente deberá garantizar, como mínimo, el siguiente equipo. La dedicación se entiende sobre la duración del contrato. Un mismo profesional no podrá cubrir dos perfiles simultáneamente, salvo

	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO	ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 8 de 15
---	--	---

el caso en que la ANH lo autorice de manera expresa y se acredite el cumplimiento pleno de ambos perfiles.

El contratista deberá contar con las herramientas tecnológicas que requiera para el desarrollo de su objeto (estación de trabajo completa) y software debidamente licenciado (modelamiento de sistemas petrolíferos, petrofísica, SIG y ofimática), y responsabilizarse de su buen uso. Estas herramientas deberán cumplir las Políticas de Seguridad de la Información de la ANH, sin que ello represente obligaciones o costos adicionales para la Entidad, salvo las expresamente estipuladas. La información contenida y procesada en las herramientas tecnológicas del contratista es propiedad de la entidad. El ejecutor del contrato deberá presentar al supervisor, cuando así sea requerido, el informe de ejecución financiera del proyecto, incluyendo soportes de costos y aportes parafiscales del personal vinculado.

Perfil	Cantidad	Título profesional	Dedicación (%)	Experiencia profesional mínima (años)	Experiencia específica
Director del proyecto	1	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Ingeniero de Petróleos. Posgrado (especialización y/o maestría) en geoquímica, sistemas petrolíferos o geología del petróleo.	100%	20	Quince (15) años dirigiendo proyectos de evaluación de cuencas, sistemas petrolíferos o YRG / no convencionales, preferiblemente en Colombia.
Asesor senior en evaluación Yet to Find	1	Geólogo o Ingeniero Geólogo. Posgrado (especialización y/o maestría) en geoquímica del petróleo o sistemas petrolíferos.	50%	15	Diez (10) años en geoquímica de roca, crudos y gases (Rock-Eval, OSI, madurez, biomarcadores) aplicada a YRG.y/o evaluación de prospectividad en YRG / shale.

ANH AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS		AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO			ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 9 de 15	
Asesor senior en Modelamiento de sistemas petrolíferos	1	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Ingeniero de Petróleos	100%	10	Diez (10) años en modelamiento 1D/2D (Kinex, Genesis, PetroMod, TemisFlow o equivalente) y análisis de incertidumbre.	
Asesor senior en evaluación de yacimientos	1	Ingeniero de Petróleos, Geólogo o Ingeniero Geólogo	100%	10	Diez (10) años en petrofísica de YRG / shale (porosidad, arcillosidad, espesor neto, saturación).	
Asesor senior en Análisis de cuencas y plays	1	Geólogo o Ingeniero Geólogo	100%	10	Diez (10) años en evaluación de cuencas sedimentarias colombianas y definición de plays de YRG o convencionales.	
Profesional senior SIG / geomática	1	Geólogo, Ingeniero Catastral y Geodesta o afín	100%	10	Diez (10) años en ArcGIS, geodatabase y/o SQL Server, en el sector de hidrocarburos.	

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 presten 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: o Período de vinculación (Fecha inicial y Fecha Final expresadas en día, mes y año). o 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. o Nombre y Nit de la empresa contratante. o Dirección y teléfono de quien expide la certificación. o 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) d) e) Cada persona se debe proponer para un solo rol dentro de la propuesta presentada. Las certificaciones que acrediten la experiencia del personal propuesto se considerarán expedidas bajo gravedad de juramento. Las certificaciones firmadas por el mismo personal profesional propuesto, es decir, las autocertificaciones o declaraciones extra-juicio, no serán tenidas en cuenta. f) g) La ANH podrá solicitar aclaraciones a los documentos que acreditan la experiencia de los profesionales propuestos Para efectos de contabilizar los tiempos requeridos, sólo se contarán una vez aquellos periodos “traslapados”, es decir, aquellos que se superpongan 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

D. METODOLOGÍA

- Análisis de cuenca y de play a partir de la nomenclatura ANH–B&M (2007) y de las líneas base 2019. No se rehacen cartografía regional ni sísmica nueva.
- Geoquímica de roca, crudos y gases: homogeneizar analítica; OSI = $S1 \times 100 / TOC$; TOC original y tipo de querógeno; mapear madurez (Ro/Tmax) y espesor orgánico; cerrar ND de OSI en lo posible.
- Petrofísica de grano fino: porosidad, Vcl, espesor neto y saturación; correlacionar con OSI/TOC; prioridad Catatumbo y VSM.
- Modelamiento 1D de madurez, generación, expulsión y retención, y cuantificación de hidrocarburo retenido libre; sensibilidad e incertidumbre.
- Ranking con las mismas siete variables, mismas escalas y mismo umbral de 50 sobre 70, para garantizar comparabilidad interanual.
- YTF determinístico comparable y probabilístico P90/P50/P10. No se acepta un único número puntual como cifra de recursos. Discriminación crudo / gas húmedo / gas seco.
- Tablero de coherencia con el YTF convencional 2019. Trabajo de gabinete. Todos los productos deben entregarse de acuerdo con el manual de entrega de información técnica del Banco de Información Energética (BIEN) / EPIS. En caso de actualización del manual durante la ejecución, se aplicará la versión vigente al momento de la entrega.

	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO	ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 11 de 15
---	---	--

E. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agencia Nacional de Hidrocarburos – KUENKA Asesorías Geológicas S.A.S. (2019). Informe Final. Evaluación del potencial de yacimientos en roca generadora – YRG en Colombia. Contrato ANH 627 de 2019. Bogotá, diciembre de 2019.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2019). Contrato 627 de 2019. Evaluación del potencial de yacimientos en roca generadora – YRG en Colombia. Bogotá.

Mora, C., Osorno, J. F., Lizarazo, N., y Buitrago, H. (2019). Evaluación de los Recursos de Hidrocarburos Remanentes en Colombia (Yet to Find). Agencia Nacional de Hidrocarburos, Vicepresidencia Técnica. Bogotá, agosto de 2019. (Tabla 9, Figuras 6 y 64 a 69; PRMS; Schmoker 1994; Crystal Ball 20.000 corridas; fractal parabólico Laherrère; áreas de cocina usadas en el YTF YRG).

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2018). Yet to Find de hidrocarburos convencionales – cuencas de interés de la ANH. Vicepresidencia Técnica. Bogotá. (Antecedente de las áreas de cocina de 44.623 km² citadas por KUENKA, 2019, cap. 12; consolidado en Mora et al., agosto 2019).

ANH – B&M Exploration Ltda. (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá.

Ahmed, U., & Meehan, D. N. (2016). Unconventional Oil and Gas Resources: Exploitation and Development. CRC Press. (Criterios de éxito de play usados como guía en 2019).

Jarvie, D. M. (2012). Shale resource systems for oil and gas. In: Breyer, J. A. (Ed.), Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. AAPG Memoir 97. (OSI = $S1 \times 100 / \text{TOC}$; umbral OSI > 100).

Hunt, J. M. (2006). Petroleum Geochemistry and Geology (3rd ed.). W.H. Freeman, New York. (Diagrama de flujo global: 2 % entrampado, 45 % retenido en roca generadora, 13 % dispersión, 40 % escape).

Schmoker, J. W. (1994). Volumetric calculation of hydrocarbons generated. In: Magoon, L. B., & Dow, W. G. (Eds.), The Petroleum System—From Source to Trap. AAPG Memoir 60, p. 323-326.

Laherrère, J. (1996). Distributions de type « fractal parabolique » dans la nature. Comptes Rendus de l'Académie des Sciences.

SPE / WPC / AAPG / SPEE / SEG. (2017). Petroleum Resources Management System (PRMS).

Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2005). The Biomarker Guide. Cambridge University Press.

Piedrahita, J., & Aguilera, R. (2017). Models for calculating oil and gas originally in place and recoverable resources in source-rock reservoirs. SPE.

	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO	ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 12 de 15
---	--	--

Zhiyong, He / Zetaware. (2018). Retención libre vs. adsorbida en roca generadora (CRT = CRL + CRA). Documentación Kinex/Genesis y aplicación en KUENKA, 2019, cap. 12.

Zetaware Inc. / He, Z. (documentación vigente). Kinex y Genesis: modelamiento cinético y de sistemas petrolíferos 1D. Houston.

ANH. (2010). Organic Geochemistry Atlas of Colombia. Bogotá.

ANH. (2006). Atlas Geoquímico de Colombia. Bogotá.

Las anteriores referencias son el marco mínimo de comparabilidad con 2019. El contratista complementará el estado del arte con literatura 2020–2027 sobre shale oil/gas, OSI, petrofísica de grano fino y estimación probabilística de recursos, sin sustituir la rúbrica de siete variables ni el nexo Hunt–Schmoker–YRG.

VI. LUGAR DE EJECUCIÓN

El estudio cubre las veintitrés (23) cuencas sedimentarias colombianas, con trabajo de gabinete sobre información existente. No se contempla levantamiento de afloramientos ni campañas de campo sistemáticas. Las actividades de procesamiento, interpretación y modelamiento se realizarán en las instalaciones del contratista.

El futuro contratista deberá asistir a las instalaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en Bogotá D.C. cuando el supervisor lo requiera. Podrán realizarse reuniones virtuales o híbridas. El personal designado por la ANH para la supervisión podrá visitar las instalaciones del contratista cuando lo estime conveniente.

VII. PLAZO DE EJECUCIÓN

El plazo de ejecución de la posible contratación será contado a partir de la suscripción del acta de inicio y, en todo caso, sin exceder el 31 de diciembre de 2026.

Hitos de control:

Semanas	Actividades principales	Entrega
1 a 2	Plays globales análogos; producción histórica YRG en VMM; inventario de líneas base 2019 y data posterior a 2019.	Avance de insumos
3 a 6	Actualización de parámetros geoquímicos y petrofísicos; modelamiento 1D/3D; YTF determinístico y P90/P50/P10; discriminación gas seco / gas húmedo; ranking y tablero Hunt.	YTF preliminar

	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO	ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 13 de 15
7 a 8	Prospectividad VMM y áreas adicionales; reporte técnico preliminar.	Reporte preliminar
9 a 10	Ajustes de supervisión, requerimientos de entrega de información e informe final con reproducción de modelos.	Reporte final

VIII. COTIZACIÓN

Presentar un presupuesto detallado para el proyecto diligenciando el archivo Excel Anexo 1.

Dicho valor será presentado en pesos colombianos y debe tener incluido todos los costos directos e indirectos, con sus respectivas tasas e impuestos, además de todos los gastos contingentes y todos aquellos que resulten necesarios para la ejecución del contrato en las condiciones de tiempo requeridos. Se requiere el obligatorio diligenciamiento de la totalidad de las tablas de presupuesto presentadas. Las tarifas deben ser sumas fijas, no sujetas a reajuste o modificaciones de ninguna clase.

NOTA 1: Para efectos de análisis y verificación presupuestal, se solicita a los interesados que todas las cifras incluidas en sus ofertas sean presentadas en pesos colombianos y aproximadas a miles, garantizando así uniformidad en la estructura económica y una adecuada comparación entre oferentes.

NOTA 2: Para efectos de estandarización y transparencia en la evaluación económica, se solicita que el presupuesto sea formulado bajo las condiciones económicas del año 2026, incluyendo explícitamente el IVA aplicable (cuando aplique). Lo anterior garantiza coherencia con la vigencia contractual y evita desbalances derivados de proyecciones desactualizadas.

NOTA 3: La cotización presentada debe ser integral, es decir, que unifique el valor de los recursos humanos con el de los productos a sondear. En otras palabras, el valor presentado de cada producto debe incluir el costo del personal y de todos los gastos asociados.

NOTA 4: De ser necesario las cantidades puestas en el presente sondeo de mercado serán proyectadas de acuerdo con el presupuesto oficial del contrato.

NOTA 5: Con el fin de poder realizar una comparación y consolidación real y objetiva, solicitamos NO modificar la Tabla del Presupuesto.

	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO	ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 14 de 15
---	--	--

IX. MIPYMES

Con el propósito de caracterizar la composición del mercado relacionado con el objeto de la eventual contratación, se solicita al interesado indicar si tiene la calidad de micro, pequeña o mediana empresa – Mipyme domiciliada en Colombia.

Para estos efectos deberán observarse las disposiciones de la Ley 590 de 2000, el Decreto 1074 de 2015, modificado por el Decreto 957 de 2019, y las demás normas que los modifiquen, adicionen o sustituyan. La clasificación del tamaño empresarial deberá atender los criterios de ingresos por actividades ordinarias anuales correspondientes al sector económico respectivo.

SI ____ NO ____

X. EMPRENDIMIENTOS Y EMPRESAS DE MUJERES:

Con el propósito de caracterizar el mercado y conocer la eventual participación de emprendimientos y empresas de mujeres en el posible proceso de contratación, se solicita al interesado indicar si cumple alguna de las condiciones previstas en el artículo 2.2.1.2.4.2.14 del Decreto 1082 de 2015, adicionado por el Decreto 1860 de 2021, o en las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.

Para efectos del presente sondeo, se entenderá que existe un emprendimiento o empresa de mujeres cuando se configure alguna de las siguientes condiciones:

- a)** Cuando más del cincuenta por ciento (50 %) de las acciones, partes de interés o cuotas de participación de la persona jurídica pertenezcan a mujeres y dichos derechos de propiedad hayan pertenecido a estas durante, por lo menos, el último año.
- b)** Cuando por lo menos el cincuenta por ciento (50 %) de los empleos del nivel directivo de la persona jurídica sean ejercidos por mujeres y estas hayan estado vinculadas laboralmente a la empresa durante, por lo menos, el último año, en el mismo cargo u otro del mismo nivel.

Para estos efectos, se entenderán como empleos del nivel directivo aquellos cuyas funciones se encuentren relacionadas con la dirección de áreas misionales de la empresa y con la toma de decisiones de carácter estratégico, incluidos los cargos que, por su nivel jerárquico, impliquen funciones de dirección, mando o representación del empleador.

- c)** Cuando la persona natural sea mujer y haya ejercido actividades comerciales a través de un establecimiento de comercio durante, por lo menos, el último año.
- d)** En el caso de asociaciones y cooperativas, cuando más del cincuenta por ciento (50 %) de los asociados sean mujeres y dicha participación se haya mantenido durante, por lo menos, el último año.

	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO	ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 15 de 15
---	--	--

Indique con una X si el cotizante cumple alguna de las anteriores condiciones:

SÍ ____ **NO** ____

NOTA: La información solicitada respecto de la condición de emprendimiento o empresa de mujeres tiene como finalidad contribuir al conocimiento y caracterización del mercado. Su inclusión en el presente sondeo no constituye requisito habilitante ni genera, por sí misma, un tratamiento diferencial dentro del eventual proceso de selección. Las condiciones de acreditación y los efectos que puedan derivarse de dichas calidades serán definidos en los documentos del proceso, de conformidad con la normativa vigente que resulte aplicable.

PLAZO PARA SOLICITAR ACLARACIONES AL SONDEO DE MERCADO: Las firmas interesadas podrán formular observaciones y aclaraciones al presente documento al correo electrónico estudios.mercado@anh.gov.co, hasta el día 7 octubre 2026.

ENTREGA DE INFORMACIÓN DEL SONDEO DE MERCADO: Las firmas invitadas deberán presentar la información solicitada en el presente sondeo de mercado al correo electrónico: estudios.mercado@anh.gov.co hasta el día 13 de octubre 2026

Atentamente,



Edilsa Aguilar Gómez
Vicepresidente Técnica (E)

Edilsa Aguilar Gómez
Vicepresidenta Técnica (E)
Agencia Nacional de Hidrocarburos

Anexos: Anexo 1 para la presentación de la propuesta económica.

Aprobó: Carlos Ernesto García Ruiz – Gerente Gestión del Conocimiento (E) VT

Revisó: Natalia Carolina Vaquiro Bautista – Contrato No. 460 de 2026 / Componente Jurídico VT.  *REV*

Proyectó: María Rosa Cerón Gil – Gestor T1 Grado 18 VT / Componente Técnico.  *HTC*