

R3DKODE-39

R4D1C4D0\_1  
R4D1C4D0\_2  
R4D1C4D0\_3  
R4D1C4D0\_4  
R4D1C4D0\_5

Bogotá, D. C. 15 de agosto de 2019

Señores  
INTERESADOS EN PARTICIPAR  
Bogotá, D.C

**Asunto: Invitación a participar en el sondeo de mercado para consultoría: Estudio para identificar y evaluar medidas que estimulen a los operadores E&P a implementar proyectos de incremento del factor de recobro, más allá del máximo recobro primario esperado.**

Reciba un atento saludo,

La ANH adelanta el presente sondeo de mercado, con el fin de analizar las diferentes variables que garanticen la selección objetiva ante un posible proceso de selección contractual, de manera particular aquellas relacionadas con el análisis económico y financiero que soportará la determinación del presupuesto oficial de dicho proceso.

En caso de que su empresa se encuentre interesada en participar, solicitamos enviar respuesta a más tardar el **22 de agosto de 2019** a los correos electrónicos [edgar.bueno@anh.gov.co](mailto:edgar.bueno@anh.gov.co) y [yasmin.ordonez@anh.gov.co](mailto:yasmin.ordonez@anh.gov.co). Así mismo, solicitamos que se dé respuesta a la información requerida tal y como se solicita, bajo los parámetros establecidos en el documento anexo y que venga acompañada de una copia del RUP y de los estados financieros de los últimos tres años.

Para cualquier aclaración, por favor comuníquese con los correos arriba mencionados.

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 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.

**EDGAR ORLANDO BUENO SERRANO**  
Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones

**CONSULTORÍA: ESTUDIO PARA IDENTIFICAR Y EVALUAR MEDIDAS QUE ESTIMULEN A LOS OPERADORES E&P A IMPLEMENTAR PROYECTOS DE INCREMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO, MÁS ALLÁ DEL MÁXIMO RECOBRO PRIMARIO ESPERADO**

<p><b>DESCRIPCIÓN DE LA NECESIDAD</b></p>	<p>La Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH, tiene como objetivo administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional. Dentro de las funciones generales asignadas a la ANH en el Decreto 714 de 2012 se encuentra “13. Adelantar las acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos.”</p> <p>Mediante Decreto 714 de 2012 “<i>Por el cual se establece la estructura de la ANH, y se dictan otras disposiciones</i>”, se asignó, entre otras, a la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones de la ANH, la función de “Diseñar e implementar la reglamentación y manejo de la información de reservas de hidrocarburos.”</p> <p>Adicionalmente la resolución ANH 778 de 2012, conforme con carácter permanente el grupo interno de trabajo adscrito a la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones denominado “Reservas y Operaciones”, teniendo como una de sus funciones, “Adelantar los análisis del comportamiento de las reservas y la producción de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo, así como proponer acciones, planes, programas y/o estrategias para promover la autosuficiencia de hidrocarburos.”</p> <p>Mediante Resolución No. 636 de agosto 19 de 2015, el presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, delegó en los vicepresidentes de la Agencia la ordenación del gasto y el ejercicio de iniciar procesos de selección, adjudicar, celebrar, liquidar, terminar, modificar, adicionar, así como la de manejar los demás actos inherentes a la actividad contractual de los contratos y convenios con personas públicas y privadas de todos aquellos contratos relacionados con las funciones propias de su cargo.</p> <p>Teniendo en cuenta lo anterior y en aras de garantizar el cumplimiento de las funciones de la entidad, la ANH requiere un estudio para identificar y evaluar medidas que estimulen a los operadores E&amp;P a implementar proyectos de incremento del factor de recobro, más allá del máximo recobro primario esperado, teniendo en cuenta que con corte a 31 de diciembre de 2018 a nivel país para petróleo representan el 25% de las reservas probadas, 35% de las reservas probables (P2), 38% de las reservas posibles (P3) y 30% de los recursos contingentes totales (RCT) y por ende, acelerar el incremento de las reservas probadas del país.</p> <p>Las medidas propuestas como resultado del estudio deberán estar acompañadas de Incluir escenarios de sensibilidades de viabilidad económica de las diferentes variables involucradas, considerando government take, state take y los términos económicos específicos de los contratos E&amp;P.</p>
---	--

142 campos pertenecientes a contratos E&P presentaron Informe de Recursos y Reservas a 31 de diciembre de 2018, desde donde se extraerá información específica para la definición de campos tipo para adelantar el análisis técnico-económico objeto del presente estudio.

Considerando el tipo de minuta contractual, los 142 campos mencionados se distribuyen así:

Proceso de asignación / Tipo minuta contrato	Rango fecha de asignación	Número de campos
Contratación Directa E&P	07-sep-04 al 26-sep-11	105
Minironda 2007	13-mar-08 al 16-abr-08	4
Minironda 2008	05-feb-09 al 20-abr-09	23
Nominación de Áreas	25-nov-08	2
Ronda Colombia 2008	18-dic-08 al 26-ene-09	5
Ronda Colombia 2010	17-mar-11 al 03-may-11	3

No obstante, la información anterior, se debe tener en cuenta que el contratista/consultor es quien debe establecer su propia caracterización de la información base para la elaboración del estudio.

De otra parte, vale la pena mencionar que actualmente se encuentran vigentes algunos incentivos y/o beneficios tendientes a fomentar la inversión en los campos existentes y la incorporación de reservas, tales como:

1. Aplicación de distribución escalonada de regalías para producción incremental, de conformidad con el artículo 16. Monto de las regalías, de la Ley 756 del 23 de julio de 2002, “Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones”, reglamentada en el Decreto 3176 de 2002, y del Artículo 29. Fomento a los proyectos de producción incremental, de la Ley 1753 de 2015, Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “Todos por un nuevo país”.

Leyes aplicables a inversiones realizadas en campos de producción descubiertos con anterioridad a la expedición de la Ley 756 del 23 de julio de 2002; es decir, no cubre los campos de los contratos E&P suscritos por la ANH.

	<p>2. Certificado de Reembolso Tributario CERT, creado por la Ley 1819 de 2016 que modificó el Estatuto Tributario, reglamentado mediante Decreto 2253 de 2018, en el que se genera la posibilidad de reducir el pago de renta por las inversiones certificadas exclusivas para el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos, la adición de reservas probadas o la incorporación de nuevas reservas recuperables, ya sean mediante actividades de exploración o actividades dirigidas al aumento del factor de recobro en proyectos de cuencas en tierra firme, incluidas en este caso las respectivas pruebas pilotos.</p> <p>Hasta el momento se ha realizado una convocatoria para la entrega de este beneficio, en el año 2018, con el siguiente balance para los campos en producción de los contratos E&amp;P, suscritos por la ANH:</p> <table border="1" data-bbox="433 695 1385 926"> <thead> <tr> <th>Número de campos postulados</th> <th>Número de compañías operadoras E&amp;P postuladas</th> <th>Número de campos seleccionados como elegibles</th> <th>Número de compañías operadoras E&amp;P con campos elegibles</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td align="center">19</td> <td align="center">7</td> <td align="center">7</td> <td align="center">5</td> </tr> </tbody> </table> <p>En estas circunstancias se requiere realizar un estudio para identificar y evaluar medidas que estimulen a los operadores E&amp;P a implementar proyectos de incremento del factor de recobro, más allá del máximo recobro primario esperado, y evitar el abandono de potenciales reservas considerando la factibilidad política, contractual, legal y jurídica de las opciones identificadas.</p>	Número de campos postulados	Número de compañías operadoras E&P postuladas	Número de campos seleccionados como elegibles	Número de compañías operadoras E&P con campos elegibles	19	7	7	5
Número de campos postulados	Número de compañías operadoras E&P postuladas	Número de campos seleccionados como elegibles	Número de compañías operadoras E&P con campos elegibles						
19	7	7	5						
<p align="center"><b>OBJETO A CONTRATAR</b></p>	<p>Elaborar un estudio para identificar y evaluar medidas que estimulen a los operadores E&amp;P a implementar proyectos de incremento del factor de recobro, más allá del máximo recobro primario esperado</p>								
<p align="center"><b>ACTIVIDADES A DESARROLLAR</b></p>	<p>Para el cumplimiento del objeto contractual propuesto, se requiere desarrollar las actividades que se describen a continuación, sin limitarse solo estas:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Diagnóstico del impacto de los términos fiscales actuales y efectividad de las medidas vigentes en el sector, aplicables a los proyectos de recuperación mejorada, en los contratos E&amp;P suscritos por la ANH, y estimación del potencial de incremento del factor de recobro de los campos ya mencionados, más allá del máximo recobro primario esperado. Tener en cuenta como mínimo los siguientes factores:</li> </ol> <p><b>Marco regulatorio:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Regimen fiscal (<i>Government and State Take</i>)</li> <li>✓ Plan Nacional de Desarrollo</li> </ul>								

**Marco Contractual:**

- ✓ Términos de referencia para la asignación de áreas
- ✓ Minutas contratos E&P de la ANH y sus anexos

**Marco Técnico:**

- ✓ Informe de Recursos y Reservas con corte a 2018 – IRR-2018.
- ✓ Información proveniente de las bases de datos propias del consultor
- ✓ Información que en aras de la ejecución del estudio el consultor deba investigar y conseguir, tales como la historia de producción del país, disponible en diversas fuentes como ACP o ACIPET.

Teniendo en cuenta lo expuesto, la ANH requiere como mínimo:

- a. Valoración del impacto de los términos fiscales en la implementación de proyectos de recuperación mejorada en campos de los contratos E&P, con escenarios de sensibilidades de las variables involucradas.

Se deberá considerar los derechos económicos de los contratos E&P (por uso del subsuelo, participación en la producción, precios altos y transferencia de tecnología, entre otros), los cuales pueden tener variación entre los diferentes tipos de minuta.

- b. Análisis del impacto y la efectividad de las medidas vigentes en el sector, aplicables a los campos de los contratos E&P suscritos por la ANH, para la incorporación de reservas mediante actividades dirigidas al aumento del factor de recobro (Certificado de Reembolso Tributario – CERT, entre otros).
- c. Definición de campos “tipo” para adelantar el análisis técnico-económico objeto del presente estudio, con base en un desarrollo conceptual de proyectos de recuperación mejorada. Considerar ubicación geográfica, gravedad API, OOIP, FR actual, mecanismos de producción, perfil de producción, método de recuperación mejorada pertinente, profundidad de formaciones objetivo, costos de desarrollo primario y desarrollo mejorado, entre otros, que requiera contemplar para su caracterización base.

La siguiente tabla presenta una agrupación de los campos de los contratos E&P que reportaron recursos y reservas a 31 de diciembre de 2018, relacionando la información referente a factor de recobro actual, gravedad API y volúmenes de reservas probables, posibles y recursos contingentes:

Cuenca	Gravedad API	Rango Vol P2+P3+RCT (Mbbbl)	Rango FR actual (%)	Número de campos
Caguán Putumayo	<=15	(0 – 26)	(0 – 1)	3
	15< X <25	(0 – 13)	(1 – 9)	3
	25< X <40	(5 – 16)	(12 – 23)	3
Cordillera Oriental	15< X <25	(0,2 – 5)	(6 – 11)	2
Cordillera oriental (Piedemonte)	>=40	Aprox 21	Aprox 1	1
Llanos Orientales	<=15	(0 – 201)	(0 – 79)	21
	15< X <25	(0 – 59)	(1 – 69)	34
	25< X <40	(0 – 9)	(0 – 83)	61
	>=40	(0 – 1)	(1 – 2)	2
Valle Medio del Magdalena	15< X <25	(0 – 65)	(0 – 9)	9
Valle Superior del Magdalena	15< X <25	(0 – 5)	(0 – 27)	3
			<b>TOTAL</b>	<b>142</b>

d. Estimación a través de métodos estadísticos del potencial máximo de incremento del factor de recobro, más allá del máximo recobro primario esperado, con base en la información de petróleo original y los campos tipo definidos.

e. Identificación y análisis de los impedimentos o contingencias que limitan la implementación de proyectos dirigidos al incremento del factor de recobro, más allá del máximo recobro primario esperado, en contratos E&P, valorando el impacto de cada uno de los impedimentos en el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada.

f. Identificación de medidas implementadas en otros países por agencias reguladoras o entes del Estado, al menos 3, para impulsar el incremento del factor de recobro de los campos de petróleo, más allá del máximo recobro primario esperado, realizando una síntesis de las normas en que se soportan y describiendo sus impactos reales, estableciendo la

	<p>viabilidad de implementación en nuestro país y detallando los factores que interfieren positiva o negativamente en tal implementación.</p> <p>2. Propuesta de medidas para incrementar el factor de recobro de los campos de los contratos E&amp;P, más allá del máximo recobro primario esperado, con su respectiva evaluación legal, jurídica, contractual, técnica y económica.</p> <p>a. Identificación de medidas a aplicar en los contratos E&amp;P, con el objeto de incentivar el desarrollo de proyectos para el incremento del factor de recobro, más allá del máximo recobro primario esperado. Incluir escenarios de sensibilidades de viabilidad económica de las diferentes variables involucradas, considerando government take, state take y los términos económicos específicos de los contratos E&amp;P.</p> <p>b. Evaluación del costo-beneficio de las medidas identificadas, desde el punto de vista del proyecto, inversionista y el Estado Colombiano, según el volumen de reservas potenciales a adicionar por campos “tipo”, aplicando métodos estadísticos.</p> <p>c. Entrevistas a operadores E&amp;P, más representativos en volumen de reservas, para establecer la percepción de la industria sobre la efectividad de las medidas propuestas.</p> <p>d. Priorización de las medidas propuestas con base en su factibilidad y tiempo de implementación (corto, mediano y largo plazo), costo y potencial impacto.</p> <p>3. Plan de implementación, donde se indique, de acuerdo con la priorización de las medidas propuestas: estrategias y acciones para implementarlas, identificando: involucrados, roles y responsabilidades.</p> <p>a. Desarrollo del caso de negocio del conjunto de medidas priorizadas, evaluando los costos y beneficios para las diversas partes interesadas: (ANH, Gobierno central, Gobiernos departamentales, entre otros) que le permita a la ANH iniciar solicitud de aprobaciones correspondientes.</p> <p>b. Mapa de ruta para la aprobación e implementación de las medidas priorizadas, visualizar áreas en la ANH u organismos gubernamentales involucrados y el proceso para la obtención de las aprobaciones e incluir calendario con actividades, responsables y tiempos.</p>
<b>IDENTIFICACION DEL CONTRATO A CELEBRAR</b>	Contrato de Consultoría.

<b>MODALIDAD DE SELECCION</b>	<p>La entidad acudirá a la modalidad de selección por CONCURSO DE MÉRITOS.</p> <p>La modalidad de esta selección estará sometida a la legislación y jurisdicción colombiana y se rigen por las normas de la Ley 80 de 1993, Ley 1150 de 2007, Ley 1474 de 2011, Ley 1882 de 2018, Decreto 019 de 2012, Decreto 1082 de 2015, manuales, guías y circulares emitidas por Colombia Compra Eficiente, las demás normas que la complementen, modifiquen o reglamenten y aquellas normas civiles y comerciales que regulen el objeto.</p> <p>La determinación de utilización de la modalidad de selección Concurso de Méritos se deriva del cumplimiento del mandato normativo estipulado en el numeral 3 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007. Así mismo en la Sección 1, Subsección 3 del Capítulo 2 del Decreto 1082 de 2015.</p>												
<b>PLAZO DE EJECUCIÓN</b>	<p>Dos meses y medio a partir de la fecha de suscripción del contrato, previo cumplimiento de los requisitos de perfeccionamiento, esto es, la aprobación de la garantía y la suscripción del acta de inicio, sin que sobre pase el 31 de diciembre de 2019.</p>												
<b>LUGAR DE EJECUCIÓN</b>	<p>El lugar de ejecución puede establecerse en el Domicilio del contratista, sin perjuicio de las labores que requieran ser desarrolladas en el país.</p> <p>Los entregables y las presentaciones se deben realizar en las instalaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (Avenida Calle 26 no. 59-65 Piso 2 - en la ciudad de Bogotá - Colombia.) o en el lugar que ésta determine.</p>												
<b>ASPECTOS TÉCNICOS</b>	<p>Para la selección del futuro Contratista, es necesario contar con una empresa con experiencia en el desarrollo de estudios del sector, que pueda certificar la realización de estudios cuyo objeto sea similar al establecido en el objeto del presente sondeo.</p> <p>Para el cumplimiento del objeto contractual, el contratista se compromete a contar con un equipo mínimo de trabajo, el cual deberá ser aprobado por la ANH, con los siguientes perfiles:</p> <table border="1" data-bbox="451 1434 1370 1736"> <thead> <tr> <th>CANTIDAD</th> <th>PERFIL</th> <th>PROFESIÓN</th> <th>DEDICACION %</th> <th>EXPERIENCIA GENERAL</th> <th>EXPERIENCIA ESPECIFICA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td align="center">1</td> <td align="center">Director de Proyecto</td> <td>Profesional en Derecho; o, administración; o, ingeniería de petróleos; o, ingeniería mecánica; o, ingeniería química; o ingeniería civil</td> <td align="center">100</td> <td>Mínimo quince (15) años de experiencia profesional en proyectos del Sector Hidrocarburos</td> <td>Mínimo doce (12) años de experiencia específica en el sector de petróleo y gas en: Planeación estratégica; y/o, Planeación de operaciones; y/o,</td> </tr> </tbody> </table>	CANTIDAD	PERFIL	PROFESIÓN	DEDICACION %	EXPERIENCIA GENERAL	EXPERIENCIA ESPECIFICA	1	Director de Proyecto	Profesional en Derecho; o, administración; o, ingeniería de petróleos; o, ingeniería mecánica; o, ingeniería química; o ingeniería civil	100	Mínimo quince (15) años de experiencia profesional en proyectos del Sector Hidrocarburos	Mínimo doce (12) años de experiencia específica en el sector de petróleo y gas en: Planeación estratégica; y/o, Planeación de operaciones; y/o,
CANTIDAD	PERFIL	PROFESIÓN	DEDICACION %	EXPERIENCIA GENERAL	EXPERIENCIA ESPECIFICA								
1	Director de Proyecto	Profesional en Derecho; o, administración; o, ingeniería de petróleos; o, ingeniería mecánica; o, ingeniería química; o ingeniería civil	100	Mínimo quince (15) años de experiencia profesional en proyectos del Sector Hidrocarburos	Mínimo doce (12) años de experiencia específica en el sector de petróleo y gas en: Planeación estratégica; y/o, Planeación de operaciones; y/o,								



						Desarrollo de políticas gubernamentales; y/o, Evaluación económica de proyectos; y/o, Análisis de modelos contractuales y su impacto en la economía de los proyectos.
	1	Profesional I	Profesional en Ingeniería de petróleos	100	Mínimo doce (12) años de experiencia profesional en proyectos del Sector Hidrocarburos.	Mínimo diez (10) años de experiencia específica en el sector de petróleo y gas en: Formulación e implementación de planes de desarrollo de campos, y/o; Evaluación técnico-económica de campos, y/o; Proyectos para la optimización de producción. De los diez (10) de experiencia específica, mínimo tres (3) años deben corresponder a participación comprobada en proyectos de Evaluación de tecnologías para el desarrollo de yacimientos y/o proyectos de recobro mejorado.
	1	Profesional II	Profesional en Ingeniería de petróleos; o, ingeniería mecánica; o, ingeniería química; o ingeniería civil; o, economía	100	Mínimo diez (10) años de experiencia profesional en el Sector Hidrocarburos	Mínimo seis (6) años de experiencia específica en el sector de petróleo y gas en estudios o proyectos de: Análisis de Mercado y política energética, y/o;

						Evaluación económica y financiera de proyectos; y/o Evaluación de portafolio; y/o, Elaboración de modelos de evaluación económica.
	1	Profesional III	Profesional en derecho	100	Mínimo doce (12) años de experiencia profesional en el Sector Hidrocarburos	Mínimo ocho (8) años de experiencia en el sector de petróleo y gas en: Política energética, y/o; Administración de contratos E&P; y/o, Análisis de modelos contractuales y su impacto en la economía de los proyectos, y/o; Temas corporativos para contratos E&P, y/o Asuntos regulatorios.
<p>Si la compañía considera que la cantidad de participantes del grupo es insuficiente, puede realizar el comentario respectivo indicando, justificación, perfil, profesión, experiencia general y experiencia específica.</p>						
<b>ENTREGABLES</b>	<b>FASE DE DIAGNÓSTICO</b>					
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Diagnóstico del impacto de los términos fiscales actuales, de la efectividad de las medidas vigentes en el sector y los impedimentos o contingencias que limitan la implementación de proyectos de recuperación mejorada, en los contratos E&amp;P suscritos por la ANH.</li> <li>2. Campos “tipo” de los contratos E&amp;P con el detalle de la caracterización. La estimación del potencial de incremento del factor de recobro, mas allá del máximo recobro primario esperado y de los volúmenes de reservas a incorporar, escalando el resultado a región y país.</li> <li>3. Comparativo entre las medidas vigentes, aplicables a los campos de los contratos E&amp;P suscritos por la ANH con su valoración de efectividad, y las medidas implementadas en otros países por agencias reguladoras o entes del estado con su impacto real (seleccionados del literal f de la sección “Actividades a desarrollar”, al menos 3), el marco jurídico que los ampara y</li> </ol>					

	<p>la viabilidad de implementación en Colombia, detallando los factores que interfieren positiva o negativamente en su implementación.</p> <p><b>FASE PRESENTACIÓN MEDIDAS PROPUESTAS</b></p> <p>4. Priorización (basada en la factibilidad, tiempo de implementación, costo y potencial impacto) de las medidas propuestas para incrementar el factor de recobro de los campos de los contratos E&amp;P suscritos por la ANH, más allá del máximo recobro primario esperado, contemplando su respectiva evaluación legal, jurídica, contractual, técnica y económica.</p> <p><b>FASE PLAN DE IMPLEMENTACIÓN</b></p> <p>5. Plan de implementación de las medidas propuestas priorizadas, donde se indique estrategias y acciones para implementarlas, identificando los involucrados, roles y responsabilidades.</p> <p>6. Documento que contenga un Informe final con los puntos anteriores y que especifique claramente el proceso realizado en cada fase y las consideraciones realizadas.</p> <p>7. Resumen Ejecutivo con presentación.</p>
<p><b>CONDICIONES DE ENTREGA</b></p>	<p>Los entregables deberán ser entregados en idioma español e inglés, en formato Word y PDF, acompañado de las presentaciones en PowerPoint con la cual se adelantarán talleres o espacios estratégicos para la presentación ante directivas y colaboradores asignados en la ANH.</p> <p>Después de cada presentación, el contratista deberá acoger las observaciones pertinentes.</p> <p>Todas las tablas y gráficas deben incluir los archivos de origen. Indicar la fuente de la información presentada en cada uno de los entregables.</p>
<p><b>GARANTÍAS DEL CONTRATO</b></p>	<p>Es responsabilidad del Contratista amparar el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de todos y cada uno de los compromisos y obligaciones de su resorte, así como la ejecución de las actividades inherentes a los servicios técnicos materia de Contrato, en las condiciones de tiempo, cantidad y calidad pactadas, mediante garantía bancaria o póliza de seguro de cumplimiento en favor de entidades estatales, que cubra los amparos que se determinan.</p> <p>Los amparos solicitados serán:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Cumplimiento</li> <li>-Calidad de los Servicios</li> <li>-Pago de Salarios, Prestaciones Sociales e Indemnizaciones.</li> </ul>

**PROPUESTA  
ECONÓMICA**

Deberá venir detallada según los lineamientos del – **Anexo No. 1 – COTIZACIÓN.**

Se requiere un presupuesto detallado del valor equivalente al proyecto. Los costos deben ser calculados por los diferentes componentes técnicos que integran el proyecto. Con relación a la tabla ESTIMACIÓN DE COSTOS. 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.

Las tarifas deben ser sumas fijas, no sujetas a reajuste o modificaciones de ninguna clase.

La tabla de estimación de costos debe diligenciarse en pesos y con números enteros.

Se solicita detallar el factor multiplicador (FM) diligenciando el **Anexo No. 2**

**ENTREGA DE INFORMACIÓN DEL SONDEO DE MERCADO:** Las firmas invitadas deberán entregar la información solicitada en el presente sondeo de mercado a los correos electrónicos: [edgar.bueno@anh.gov.co](mailto:edgar.bueno@anh.gov.co) y [Yasmin.ordonez@anh.gov.co](mailto:Yasmin.ordonez@anh.gov.co), a más tardar el **día 22 de agosto de 2019.**

Si tiene alguna inquietud o consulta por favor comuníquese a los correos electrónicos arriba mencionados.

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.

**ANEXO 1**  
**COTIZACIÓN**

El valor total del estudio se debe presentar como una suma fija en pesos colombianos con los respectivos impuestos a pagar, la cual no debe ser sujeta a reajustes o modificaciones posteriores asociadas con funciones eventuales. Así mismo, se debe detallar el tiempo en días, los valores de los costos y gastos asociados con las actividades a realizar que resulten necesarias para el cumplimiento del contrato.

Para esto se solicita presentar la cotización de la siguiente manera:

No.	FASE	ENTREGABLES	VALOR (pesos colombianos)	TIEMPO (Días calendario)
1	<b>Diagnóstico</b>	Diagnóstico del impacto de los términos fiscales actuales, de la efectividad de las medidas vigentes en el sector y los impedimentos o contingencias que limitan la implementación de proyectos de recuperación mejorada, en los contratos E&P suscritos por la ANH.		
2	<b>Diagnóstico</b>	Campos "tipo" de los contratos E&P con el detalle de la caracterización. La estimación del potencial de incremento del factor de recobro, más allá del máximo recobro primario esperado y de los volúmenes de reservas a incorporar, escalando el resultado a región y país.		
3	<b>Diagnóstico</b>	Comparativo entre las medidas vigentes, aplicables a los campos de los contratos E&P suscritos por la ANH con su valoración de efectividad, y las medidas implementadas en otros países por agencias reguladoras o entes del estado con su impacto real (seleccionados del literal f de la sección "Actividades a desarrollar", al menos 3), el marco jurídico que los ampara y la viabilidad de implementación en Colombia, detallando los factores que interfieren positiva o negativamente en su implementación.		
4	<b>Presentación Medidas Propuestas</b>	Priorización (basada en la factibilidad, tiempo de implementación, costo y potencial impacto) de las medidas propuestas para incrementar el factor de recobro de los campos de los contratos E&P suscritos por la ANH, más allá del máximo recobro primario esperado, contemplando su respectiva evaluación legal, jurídica, contractual, técnica y económica.		
5	<b>Plan de Implementación</b>	Plan de implementación de las medidas propuestas priorizadas, donde se indique estrategias y acciones para implementarlas, identificando los involucrados, roles y responsabilidades.		

6	<b>Plan de Implementación</b>	Documento que contenga un Informe final con los puntos anteriores y que especifique claramente el proceso realizado en cada fase y las consideraciones realizadas.		
7	<b>Plan de Implementación</b>	Resumen Ejecutivo con presentación.		
Total, incluidos los costos directos e indirectos, incluidos los impuestos				

En la siguiente tabla se solicita presentar la información relacionada con el costo del equipo de trabajo, para efectos de conocer los componentes del costo del proyecto.

<b>ESTIMACION DE COSTOS</b>								
CONCEPTO	A	B	C	D	E	F	G	H
PERFIL	COSTO MENSUAL \$	FM	TIPO DE VINCULACION	COSTO MENSUAL (AXB) \$	NUMERO DE MESES	CANTIDAD	DEDICACION (%)	TOTAL PARCIAL \$(DXE)
Director de proyecto:					2.5	1		
Profesional I					2.5	1		
Profesional II					2.5	1		
Profesional III					2.5	1		
SUBTOTAL								
IVA (19%)								
TOTAL IVA (19%) INCLUIDO								
FM: Factor multiplicador. Debe tenerse en cuenta el costo por concepto de sueldos, jornales, horas extras, primas regionales, viáticos, prestaciones sociales, costos indirectos de la compañía, costos de perfeccionamiento, impuestos y timbres del contrato, etc. Se solicita detallarlo diligenciando el Anexo 2.  Tipo de vinculación: Laboral o prestación de servicios								

**ANEXO 2**  
**DETALLE DEL FACTOR MULTIPLICADOR**

<b>FACTOR MULTIPLICADOR</b>		
	<b>CONCEPTO</b>	<b>PORCENTAJE</b>
<b>1.</b>	<b>Costos de Personal</b>	
<b>2.</b>	<b>Prestaciones sociales</b>	
A	Prima anual (legal)	
B	Cesantía anual	
C	Intereses de cesantía	
D	Vacaciones anuales	
E	Seguridad Social (salud + pensión)	
F	Caja de Compensación Familiar	
G	Sena	
H	ICBF	
I	Seguros de Ley	
J	Indemnización de Ley	
K	Otros (incapacidad no cubierta, auxilios varios, prestaciones extralegales)	
	<b>Sub-total prestaciones sociales</b>	
<b>3.</b>	<b>Costos Indirectos</b>	
A	Alquiler de Oficinas	
B	Servicios públicos	
C	Papelería y útiles de oficina	
D	Fotocopias	
E	Gastos bancarios	
F	Servicios médicos	
G	Mantenimiento de oficinas	
H	Alquiler, mantenimiento de vehículos	
I	Seguros de incendio y robo	
J	Documentación técnica	
K	Revistas y publicaciones	

L	Entrenamiento de personal	
m	Representación promoción	
N	Preparación y edición de propuestas	
O	Gastos de viaje	
P	Depreciación	
Q	Costos de personal no facturable	
R	Costos de perfeccionamiento y timbre del contrato	
S	Honorarios	
T	Licenciamiento de software	
U	Pólizas y garantías	
V	Utilidad del consultor y costos no previstos	
<b>Sub-total costos indirectos</b>		
<b>4.</b>	<b><u>Costos financieros</u></b>	
<b>TOTAL (1+2+3+4)</b>		

La conformación del Factor Multiplicador sobre los costos de personal incluye sueldos, jornales, horas extras, primas, viáticos, prestaciones sociales, costos indirectos asociados con la prestación de servicios de una firma de consultoría, así como sus honorarios.

En consecuencia, según Colombia Compra Eficiente, el Factor multiplicador está conformado por los siguientes componentes del costo:

1. Costos de personal
2. Prestaciones sociales
3. Costos indirectos de la compañía.
4. Costos financieros

Ahora bien, a continuación, se desprende un ejemplo base sobre el cual se estima el factor multiplicador:

1. Costos de personal-sueldo básico.
2. Prestaciones sociales: Para una compañía el valor de las prestaciones sociales legales depende de la antigüedad promedio ponderadas con los sueldos de todo su personal y prestaciones extralegales reconocidas por la firma consultora y definida dentro de los siguientes componentes:
  - a. Prima anual
  - b. Cesantía anual
  - c. Intereses a las cesantías
  - d. Vacaciones anuales



- e. Seguridad Social (salud + pensión)
- f. Caja de Compensación Familiar
- g. SENA
- h. ICBF
- i. Seguros de ley
- j. Indemnización de ley
- k. Otros (incapacidad no cubierta EPS y medicina prepagada, dotación, auxilios varios, prestaciones extralegales)

3. Costos indirectos de la compañía: Los costos indirectos de la compañía comprenden los gastos y costos de operar la organización como un todo y tienen que ser atendidos en todo momento para ofrecer al cliente la disponibilidad de los servicios. Estos gastos no se originan, ni son efectuados en virtud de un proyecto en específico:

- a. Alquiler de oficinas
- b. Servicios públicos
- c. Papelería y útiles de oficina
- d. Fotocopias
- e. Gastos bancarios
- f. Servicios médicos
- g. Mantenimiento de oficinas
- h. Alquiler, mantenimiento vehículos de administración y gerencia
- i. Seguros incendio y robo
- j. Documentación técnica
- k. Revistas y publicaciones
- l. Entrenamiento de personal
- m. Representación y promoción
- n. Preparación y edición de propuestas
- o. Gastos de viaje
- p. Depreciación
- q. Costos de personal no facturable
- r. Costos de perfeccionamiento y timbre del contrato
- s. Honorarios
- t. Licenciamiento de software
- u. Pólizas y garantías
- v. Utilidad del consultor y costos no previstos

4. Costos financieros: los gastos financieros son una carga sobre los costos de las compañías consultoras y se ocasionan por la demora de los clientes en realizar los pagos a los consultores. Por esta razón, usualmente se debe pactar el reconocimiento de intereses comerciales por mora en el pago de cuentas. Como alternativa, cuando no se pactan intereses de mora, se debe incluir dentro del Factor Multiplicador una suma adicional para cubrir estos costos financieros.