

R3DkODE-39

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

Bogotá, D. C. 23 de julio de 2019

Señor  
INTERESADO CONSULTORIA

**Asunto: Invitación a participar en el sondeo de mercado, Estudio para identificar y evaluar mecanismos para que los Operadores E&P implementen proyectos que procuren el mejoramiento y optimización del recobro de petróleo más allá del máximo recobro primario esperado.**

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, le agradecemos remitir la información solicitada, bajo los parámetros establecidos a continuación, así:

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.

<b>DESCRIPCIÓN DE LA NECESIDAD</b>	<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 mecanismos para que los Operadores E&amp;P implementen proyectos que procuren el mejoramiento y optimización del recobro de petróleo más allá del máximo recobro primario esperado, con el fin de promover el incremento del factor de recobro de estos campos, 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>Los campos pertenecientes a los contratos de exploración y producción (contratos E&amp;P en adelante) suscritos por la ANH, de conformidad con los datos reportados por las compañías operadoras en el informe de recursos y reservas a 31 de diciembre de 2018, se agrupan así:</p>					
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;">Cuenca</th> <th style="width: 20%;">Gravedad API</th> <th style="width: 20%;">Rango Vol P2+P3+RCT</th> <th style="width: 20%;">Rango FR actual (%)</th> <th style="width: 20%;">Número de campos</th> </tr> </thead> </table>	Cuenca	Gravedad API	Rango Vol P2+P3+RCT	Rango FR actual (%)	Número de campos
Cuenca	Gravedad API	Rango Vol P2+P3+RCT	Rango FR actual (%)	Número de campos		

		(Mbbbl)		
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>

La valoración económica de los proyectos para incrementar el factor de recobro primario de los campos de los contratos E&P suscritos por la ANH, deben considerar el government take, state take y los términos económicos específicos del contrato al que pertenece cada uno de ellos, entre otros. A continuación, se ilustra la clasificación de los campos considerando la fecha de suscripción de los contratos y el tipo de proceso de asignación, lo cual es un indicativo del tipo de minuta contractual que le aplica:

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

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.

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.

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&P, suscritos por la ANH:

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>En estas circunstancias, y con el propósito de promover mayores inversiones en los campos de producción de petróleo pertenecientes a los contratos E&amp;P suscritos por la ANH, en aras de incrementar su factor de recobro, más allá del recobro primario, y de aumentar las reservas probadas de petróleo del país, se requiere realizar un estudio que identifique y evalúe diferentes mecanismos que se puedan aplicar a los campos existentes para el cumplimiento de este propósito.</p>			
<b>OBJETO A CONTRATAR</b>	<p>Elaborar un estudio para identificar y evaluar mecanismos para que los Operadores E&amp;P implementen proyectos que procuren el mejoramiento y optimización del recobro de petróleo más allá del máximo recobro primario esperado.</p>			

**ACTIVIDADES  
A  
DESARROLLAR**

Para el cumplimiento del objeto contractual propuesto, se requiere desarrollar el siguiente alcance:

1. Diagnóstico del impacto y la efectividad de los mecanismos vigentes en el sector, aplicables a los contratos E&P suscritos por la ANH y estimación del potencial de incremento del factor de recobro de los campos de los contratos E&P a partir de la implementación de otros mecanismos, teniendo como mínimo los siguientes factores:

**Marco regulatorio:**

- Régimen fiscal (*Government and State Take*)
- Plan Nacional de Desarrollo

**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.

Teniendo en cuenta lo expuesto, pero sin limitarse, la ANH requiere:

- a. Establecer una clasificación de campos “tipo” por cuenca para adelantar el análisis técnico-económico objeto del presente estudio y estimar el potencial máximo de recursos susceptibles de incorporar a través de métodos estadísticos.

Para lo anterior, considerar ubicación, tamaño del campo, tipo de crudo producido, profundidad de formación objetivo, costos de desarrollo primario y desarrollo mejorado, entre otros.

- b. Análisis del régimen fiscal del país para los campos “tipo” por cuenca definidos, estableciendo el peso de todos los términos fiscales.

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.

- c. Identificación y análisis de los impedimentos o contingencias que limitan la implementación de proyectos dirigidos al incremento del factor de recobro por parte de los Operadores de contratos E&P.
- d. Análisis del impacto y la efectividad de los mecanismos 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.

- e. Identificación de mecanismos implementados 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, realizando una síntesis de las normas en que se soportan y describiendo sus impactos reales o proyectados y su posible aplicación en nuestro país.
2. Propuesta de mecanismos para incrementar el factor de recobro de los campos de los contratos E&P, con su respectiva evaluación legal y jurídica, contractual, técnica y económica.
    - a. Identificación de oportunidad de ajuste de los términos fiscales y económicos de los contratos E&P con el objeto de incentivar el desarrollo de proyectos para el 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.
    - b. Evaluación del costo-beneficio de las oportunidades identificadas desde el punto de vista del proyecto, el inversionista y el Estado Colombiano, según el volumen de reservas potenciales a adicionar por campos “tipo” por cuenca, aplicando Pareto.
    - c. Entrevistas a operadores E&P, más representativos en volumen de reservas, para establecer la percepción de la industria sobre la efectividad de los mecanismos propuestos.
    - d. Priorización de los mecanismos propuestos con base en su factibilidad de implementación, costo y potencial impacto.
  3. Plan de implementación donde se indique: estrategias y acciones para implementar los mecanismos propuestos priorizados, identificando involucrados, roles y responsabilidades.
    - a. Desarrollo de caso de negocio del conjunto de mecanismos priorizados, 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.
    - b. Mapa de ruta para la aprobación e implementación de los mecanismos priorizados, 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.

<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>	Diez (10) semanas 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.
<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>

**ASPECTOS  
 TÉCNICOS**

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.

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:

CANTIDAD	PERFIL	PROFESIÓN	EXPERIENCIA GENERAL	EXPERIENCIA ESPECIFICA
1	Director de Proyecto	Profesional en Economía, administración o ingeniería	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; 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 o Geociencias	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; Evaluación de tecnologías para el desarrollo de yacimientos, y/o; Proyectos para la optimización de producción.
1	Profesional II	Profesional en Ingeniería, administración, economía o finanzas	Mínimo doce (12) años de experiencia profesional en el Sector Hidrocarburos	Mínimo diez (10) años de experiencia específica en el sector de petróleo y gas en estudios o proyectos de: Evaluación de términos fiscales, y/o; Análisis de Mercado y política energética, y/o; Evaluación económica y financiera de proyectos.
1	Profesional III	Profesional en derecho con especialización en tributario	Mínimo doce (12) años de experiencia profesional en el Sector Hidrocarburos	Mínimo diez (10) años de experiencia en el sector de petróleo y gas en: Política energética, y/o; Evaluación de términos fiscales, y/o; Análisis de modelos contractuales y su impacto en la economía de los proyectos,

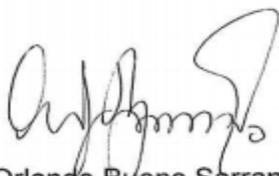
					y/o; Análisis de términos fiscales, y/o; Desarrollo de proyectos.
<b>ENTREGABLES</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Diagnóstico del impacto y la efectividad de los incentivos vigentes en el sector, aplicables a los contratos E&amp;P suscritos por la ANH y estimación del potencial de incremento del factor de recobro de los campos de los contratos E&amp;P a partir de la implementación de potenciales incentivos.</li> <li>2. Propuesta de incentivos para incrementar el factor de recobro de los campos de los contratos E&amp;P, con su respectiva evaluación legal y jurídica, contractual, técnica y económica.</li> <li>3. Plan de implementación donde se indique: estrategias y acciones para implementar los incentivos propuestos priorizados, identificando involucrados, roles y responsabilidades.</li> <li>4. Documento que contenga un Informe final con los puntos anteriores: Estudio para identificar y evaluar mecanismos para que los Operadores E&amp;P implementen proyectos que procuren el mejoramiento y optimización del recobro de petróleo más allá del máximo recobro primario esperado.</li> <li>5. Resumen Ejecutivo con presentación.</li> </ol>				
<b>CONDICIONES DE ENTREGA</b>	<p>El proceso de investigación se debe dividir en fases, el cual será propuesto directamente por el Contratista y aprobado por la ANH.</p> <p>Los entregables (uno por cada capítulo) deberán ser entregados en idioma español e inglés, en formato Word y PDF, con sus correspondientes versiones en inglés, 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>				

<b>GARANTÍAS DEL CONTRATO</b>	<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>
<b>PROPUESTA ECONÓMICA</b>	<p>Deberá venir detallada según los lineamientos del – <b>Anexo No. 1 – COTIZACIÓN.</b></p> <p>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.</p> <p>Las tarifas deben ser sumas fijas, no sujetas a reajuste o modificaciones de ninguna clase.</p> <p>La tabla de estimación de costos debe diligenciarse en pesos y con números enteros.</p> <p>Se solicita detallar el factor multiplicador (FM) diligenciando el <b>Anexo No. 2</b></p>

**ENTREGA DE INFORMACIÓN DEL SONDEO DE MERCADO:** Las firmas invitadas deberán entregar la información solicitada en el presente sondeo de mercado al correo electrónico: [edgar.bueno@anh.gov.co](mailto:edgar.bueno@anh.gov.co); a más tardar el **día 29 de julio de 2019 hasta las 4:00 PM.**

Si tiene alguna inquietud o consulta por favor le solicitamos realizarla a los email: [anelfi.balaguera@anh.gov.co](mailto:anelfi.balaguera@anh.gov.co); [alvaro.ramos.v@anh.gov.co](mailto:alvaro.ramos.v@anh.gov.co); [mario.meza@anh.gov.co](mailto:mario.meza@anh.gov.co).

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.



Edgar Orlando Bueno Serrano  
Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones (E)  
Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Aprobó: Edgar Orlando Bueno Serrano-Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones (E)

Revisó: Yasmin Lorena Ordoñez Lozada – Gerente de Reservas (E) / Componente Técnico 

Proyectó: Anelfi Balaguera - Experto G3 Grado 6 / Componente Técnico 

Alvaro Ramos - Asesor 5 - contrato No. 589 de 2019 / Componente Técnico 

**ANEXO 1  
COTIZACIÓN**

<b>ESTIMACION DE COSTOS</b>						
CONCEPTO	A	B	C	D	E	
PERFIL	COSTO SEMANA \$	FM	COSTO SEMANA (AXB) \$	NUMERO DE SEMANAS	CANTIDAD	TOTAL PARCIAL \$(CXDXE)
Director de proyecto:				10	1	
Profesional I				10	1	
Profesional II				10	1	
Profesional III				10	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.						

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

<b>FACTOR MULTIPLICADOR</b>		
	<b><u>CONCEPTO</u></b>	<b><u>PORCENTAJE</u></b>
<b>1.</b>	<b><u>Costos de Personal</u></b>	
<b>2.</b>	<b><u>Prestaciones sociales</u></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><u>Costos Indirectos</u></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.