

EMPRESA NACIONAL PROMOTORA DE DESARROLLO TERRITORIAL S.A. – ENTERRITORIO S.A.

OBJETO:

“CONTRATAR LA CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA Y ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA PA-LEOZOICA EN EL FORELAND DE LOS LLANOS ORIENTALES, MEDIANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO ESTRATIGRÁFICO ANH-PALEOZOICO-1X, CON EL PROPÓSITO DE OBTENER INFORMACIÓN DIRECTA DEL SUBSUELO, RECUPERAR Y DESCRIBIR NÚCLEOS, REALIZAR MUESTREO SISTEMÁTICO DE FLORA Y FAUNA PALEOZOICA, Y ADQUIRIR REGISTROS ELÉCTRICOS Y ESTUDIOS TOMOGRÁFICOS QUE PERMITAN LA ADECUADA DEFINICIÓN LITOLÓGICA, ESTRUCTURAL Y PETROFÍSICA DE LAS UNIDADES PERFORADAS”

INVITACIÓN ABIERTA

INA-011-2026

JUNIO DE 2026

Dentro del término previsto en el numeral 2.9. Cronograma del Documento de términos y condiciones para el proceso de Invitación Abierta INA-011-2026, y fuera de este se formularon observaciones por parte de los interesados en el proceso, a las cuales en cumplimiento del deber de dar respuesta a las observaciones que se formulen en el proceso la entidad procede a resolver en los siguientes términos:

OBSERVANTE 1:	TITAN DRILLING SOLUTIONS – POWERING TOMORROW’S ENERGY – R/TE. LAURA PERILLA															
FECHA DE RADICACIÓN	31 de marzo de 2026 16:04 h.															
OBSERVACIÓN:	TEXTO OBJETO DE LA OBSERVACIÓN El numeral 5.4.1, Nota 4, del Proyecto de Términos y Condiciones dispone: "(...) esto es 74.353,97 SMLMV. El valor de los contratos en SMLMV (...) se obtendrá de la operación matemática de dividir el valor total del contrato en el valor del salario mínimo mensual vigente de la fecha de celebración del mismo." II. FUNDAMENTO DE LA OBSERVACION El POE del proceso es \$99.498.031.350,30. Dividiendo este valor entre el SMMLV vigente para 2026 (\$1.750.905), el POE equivale a 56.826,63 SMLMV, y no a 74.353,97 SMLMV como indica el pliego. El valor consignado en el pliego implica un SMMLV de \$1.338.167, que no corresponde al salario mínimo de ningún año en vigor. La diferencia es de 17.527,34 SMLMV, equivalente a una sobreestimación del 23,57%. <table><tr><th>Concepto</th><th>Valor en el pliego</th><th>Valor correcto</th></tr><tr><td>POE en pesos</td><td>\$99.498.031.350,30</td><td>\$99.498.031.350,30</td></tr><tr><td>SMMLV aplicado</td><td>\$1.338.167 (implícito — no vigente)</td><td>\$1.750.905 (Decreto 2026)</td></tr><tr><td>POE en SMLMV</td><td>74.353,97 SMLMV</td><td>56.826,63 SMLMV</td></tr><tr><td>Diferencia</td><td colspan="2">17.527,34 SMLMV de exceso (23,57% más de lo correcto)</td></tr></table> SOLICITAMOS A LA ENTIDAD: Con fundamento en lo anterior, y de conformidad con el artículo 2.2.1.1.2.1.6 del Decreto 1082 de 2015, solicitamos a ENTerritorio S.A.: • Corregir en el Documento de Términos y Condiciones definitivo el valor del POE expresado en SMLMV, utilizando el SMMLV vigente para 2026 (\$1.750.905), lo que arroja 56.826,63 SMLMV. • Actualizar en consecuencia todos los umbrales y valores derivados de dicha expresión que figuren en el pliego. • Publicar la corrección mediante adenda antes de la apertura formal del proceso. Marco regulatorio de soporte Ley 1150 de 2007, artículo 6.1 — expresion de capacidades en SMLMV. • Decreto 1082 de 2015, artículo 2.2.1.1.2.1.6 — periodo de observaciones al proyecto de pliego. • Decreto de fijacion del SMMLV para 2026 — \$1.750.905.	Concepto	Valor en el pliego	Valor correcto	POE en pesos	\$99.498.031.350,30	\$99.498.031.350,30	SMMLV aplicado	\$1.338.167 (implícito — no vigente)	\$1.750.905 (Decreto 2026)	POE en SMLMV	74.353,97 SMLMV	56.826,63 SMLMV	Diferencia	17.527,34 SMLMV de exceso (23,57% más de lo correcto)	
Concepto	Valor en el pliego	Valor correcto														
POE en pesos	\$99.498.031.350,30	\$99.498.031.350,30														
SMMLV aplicado	\$1.338.167 (implícito — no vigente)	\$1.750.905 (Decreto 2026)														
POE en SMLMV	74.353,97 SMLMV	56.826,63 SMLMV														
Diferencia	17.527,34 SMLMV de exceso (23,57% más de lo correcto)															

RESPUESTA:

Una vez analizada la observación y tras realizar la verificación aritmética de los valores señalados, se constata que efectivamente existe un error de digitación en la conversión del Presupuesto Oficial Estimado (POE) a Salarios Mínimos Mensuales Legales Vigentes (SMMLV). En consecuencia, se acepta la observación y en el Pliego de Condiciones Definitivo se realizarán los ajustes pertinentes en el numeral 5.4.1 y demás apartes relacionados, para reflejar correctamente que el presupuesto de \$99.498.031.350,30 equivale a 56.826,63 SMMLV.

La Entidad precisa que la presente corrección constituye un ajuste de forma de carácter aritmético y tipográfico, por lo cual NO genera ninguna modificación material ni tiene incidencia alguna sobre los requisitos habilitantes, indicadores financieros, condiciones de participación, asignación de riesgos, ni sobre los demás aspectos sustanciales y de fondo del presente proceso de selección. El Presupuesto Oficial Estimado en pesos colombianos se mantiene inalterado, garantizando así la estabilidad de las condiciones inicialmente publicadas, la seguridad jurídica y la plena trazabilidad del proceso.

OBSERVANTE 2: SANTIAGO DÍAZ HOYOS	
FECHA DE RADICACIÓN	31 de marzo de 2026 16:22 h.
OBSERVACIÓN: 1	<i>“El perfil del director del Proyecto establecido en el numeral 5.4.2 del pliego define los requisitos mínimos de formación académica y experiencia para quien ejercerá la dirección técnica del contrato. La presente observación propone dos ajustes complementarios al perfil actual: la ampliación de la formación académica exigida y el enriquecimiento del componente de experiencia, ambos justificados en el alcance integral del objeto contratado, que va más allá de la dirección operacional de un pozo y comprende actividades de investigación geocientífica, evaluación del potencial energético del subsuelo y caracterización de cuencas sedimentarias.</i> <i>El objeto del contrato no se limita a perforar un pozo: comprende la caracterización geológica y estratigráfica de una cuenca paleozoica, la interpretación de núcleos y registros eléctricos, la evaluación de sistemas petrolíferos y el análisis del potencial de recursos energéticos del subsuelo. La dirección técnica de un proyecto con este alcance requiere, además de la formación profesional de base, una sólida competencia en ciencias de la tierra o en gestión de proyectos de alta complejidad técnica.</i> <i>El pliego de condiciones del proceso ANH-003-CM-2025, que tuvo por objeto un proyecto de características equivalentes, exigía para el director del Proyecto una formación posgradual — maestría o especialización— en ciencias de la tierra (geología, geofísica), administración o áreas afines. Ese requisito respondía a una necesidad real: quien dirige la integración de resultados geológicos, geofísicos y geoquímicos de un pozo estratigráfico profundo debe contar con herramientas conceptuales y metodológicas que la formación de pregrado, por sí sola, no garantiza de manera suficiente.</i> <i>Propuesta – Formación académica:</i> <i>Incluir como requisito del perfil del director del Proyecto:</i> <i>Maestría y/o especialización en Ciencias de la Tierra (Geología, Geofísica), Administración de Proyectos o áreas afines.</i> <i>Esta exigencia es coherente con el referente del proceso ANH-003-CM-2025 y proporcional al alcance científico y técnico del objeto contratado.</i> <i>El perfil del director del Proyecto debe reflejar el carácter integral del proyecto, que combina dirección operacional de la perforación con dirección técnica de la caracterización geocientífica del subsuelo. Un perfil centrado exclusivamente en experiencia de perforación podría garantizar la ejecución operativa del pozo, pero sería insuficiente para orientar la toma de decisiones técnicas que el proyecto demanda: la definición del programa de adquisición de núcleos, la supervisión de los análisis geoquímicos y petrográficos, la interpretación de la columna estratigráfica y la evaluación del potencial exploratorio de la cuenca.</i>

	<i>Por ello se propone que la experiencia exigida al Director del Proyecto incluya tanto el componente operacional de perforación como el componente geocientífico integral, en una proporción que refleje la doble naturaleza del proyecto:</i> <i>Propuesta – Distribución de la experiencia (6 contratos en total):</i> • <i>Mínimo 4 contratos en proyectos de estudios estratigráficos y/o estructurales, definición de plays, análisis de cuenca y/o evaluación del potencial exploratorio de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos en cuencas sedimentarias.</i> • <i>Mínimo 2 contratos en dirección o supervisión de perforación de pozos exploratorios y/o estratigráficos.</i> <i>Esta distribución se fundamenta en tres razones:</i> a) El componente geocientífico es dominante en el alcance del proyecto <i>La perforación del pozo es el medio, no el fin del contrato. El fin es la caracterización geológica y energética de la cuenca, la definición del marco estratigráfico y estructural, y la evaluación del potencial de sistemas petrolíferos e hidrógeno natural. Exigir que la mayor parte de la experiencia del director esté vinculada a estos objetivos garantiza que la dirección técnica del proyecto esté alineada con su propósito principal.</i> b) La experiencia en perforación sigue siendo requisito explícito <i>La propuesta no elimina la experiencia en perforación: la mantiene como requisito obligatorio en dos de los seis contratos exigidos. Esto garantiza que el director conozca la operación del pozo, pueda tomar decisiones de campo y tenga criterio para gestionar los riesgos operativos inherentes a la perforación estratigráfica.</i> c) Es coherente con el referente del proceso ANH-003-CM-2025 <i>El pliego de la ANH de 2025, cuyo objeto fue un proyecto de características equivalentes, contemplaba para el director del Proyecto una experiencia que integraba tanto el componente de dirección de perforación como el componente de estudios geocientíficos integrales. Retomar esa lógica asegura continuidad técnica y coherencia con el único referente directo disponible para este tipo de contratación en Colombia.</i> <i>El proyecto que se pretende contratar es, en esencia, un proyecto de investigación geocientífica del subsuelo que utiliza la perforación como instrumento de obtención de información. El perfil del director debe reflejar esa realidad. Se solicita respetuosamente a la entidad considerar la incorporación de la formación posgradual en ciencias de la tierra, administración o afines, y la distribución de la experiencia exigida en cuatro contratos de estudios geocientíficos integrales y dos contratos de perforación, en línea con el pliego del proceso ANH-003-CM-2025 y proporcional al objeto del contrato.”</i>
--	--

RESPUESTA A OBSERVACIÓN No. 1:

Tras analizar la solicitud de modificación del perfil para el cargo de Director de Proyecto, esta Entidad considera viable la inclusión de formación posgradual que fortalezca el componente técnico investigativo y las competencias de liderazgo organizacional necesarias para el objeto contractual. En consecuencia, la Entidad acepta ampliar el espectro de títulos de posgrado admisibles, incorporando las formaciones en ciencias de la tierra y geociencias, reconociendo la naturaleza geocientífica del proyecto, así como la formación en gerencia de negocios y administración de proyectos, con el fin de asegurar una dirección estratégica del contrato.

Por otro lado, si bien el proyecto no se circunscribe únicamente a la perforación de pozos, esta constituye su actividad central, la que soporta la mayor parte del tiempo y los costos. Por tanto, el director de proyecto deberá acreditar obligatoriamente experiencia específica en proyectos de perforación de pozos exploratorios o estratigráficos. Sin embargo, se amplía la experiencia específica aceptable para el director de proyecto con el fin de reconocer la naturaleza geocientífica del proyecto.

En consecuencia, el perfil del Director de Proyecto se ajustará en el Pliego de Condiciones Definitivo bajo los siguientes términos:

Se modificará el cuadro de perfil del Personal Clave en el Numeral 5.4.2 para detallar la formación académica requerida exclusivamente para ampliar los posgrados válidos y la experiencia específica.

Cargo a desempeñar	Formación académica	Experiencia general	Experiencia específica		Requerimiento particular
			Como/En:	Número de contratos o Proyectos	
Director del proyecto	Ingeniero de Petróleos o Ingeniero Geólogo o Geólogo, con posgrado en Gerencia de Proyectos o Gerencia de negocios o Administración de proyectos o ciencias de la tierra o geociencias.	20 años	Gerente o Director o Coordinador de Proyectos de perforación de pozos exploratorios o estratigráficos para la industria de los hidrocarburos, o en proyectos de análisis estratigráfico durante la perforación de pozos o estudios estratigráficos o interpretación geológica o evaluación integral de plays o sistemas petroleros. Al menos dos (2) de los proyectos debe ser en perforación de pozos exploratorios o estratigráficos.	6	El profesional deberá contar con certificación en Well control, Rig pass y Stuck pipe antes del inicio de la fase de perforación.
Company man	Ingeniero de petróleo o ingeniero mecánico	15 años	Company Man o Ingeniero de perforación o Profesional de perforación en proyectos de perforación de pozos exploratorios o estratigráficos para la industria de los hidrocarburos, donde al menos uno (1) de los proyectos haya incluido corazonamiento	7	El profesional deberá contar con certificación en Well control, Rig pass y Stuck pipe antes del inicio de la fase de perforación.

OBSERVANTE 2:	SANTIAGO DÍAZ HOYOS
FECHA DE RADICACIÓN	31 de marzo de 2026 16:22 h.
OBSERVACIÓN No. 2:	A. El mecanismo de retención es incompatible con el analito y el litotipo Las pruebas de adsorción isotérmica están diseñadas para cuantificar la retención de gas en superficies sólidas. Su aplicación al H₂ en secuencias siliciclásticas paleozoicas es metodológicamente incorrecta desde su premisa: en areniscas, limolitas y lutitas, el H₂ se acumula como gas libre en la porosidad intergranular y en fracturas, no mediante adsorción superficial. La acumulación depende de la geometría de la trampa, la permeabilidad y el sello, no de la afinidad superficial de la roca. Medir la adsorción en estos litotipos equivale a evaluar una propiedad que no controla el fenómeno que se quiere caracterizar. B. Incompatibilidad termodinámica en condiciones de yacimiento paleozoico La adsorción del H₂ en materiales geológicos ocurre por fisisorción débil, con energías de enlace de 5–12 kJ/mol, significativamente inferiores a las del CH₄ (18–35 kJ/mol) en los mismos sustratos (Universidad Técnica de Viena, 2021–2023). Esta baja energía de enlace implica que la adsorción significativa de H₂ solo ocurre a temperaturas criogénicas (< -70 °C). Los objetivos siliciclásticos paleozoicos se encuentran entre 100 y 180 °C y 300–600 bar: condiciones bajo las cuales Wilcox et al. (2023) demuestran que la capacidad de adsorción del H₂ cae por debajo del 5 % del máximo teórico de laboratorio, con valores prácticamente nulos a partir de 100 °C. Los modelos de Langmuir y BET, especificados en el pliego y calibrados para CH₄, son matemáticamente inválidos para H₂ en este rango de temperatura y presión. C. Selectividad competitiva en condiciones reales de mezcla. Los protocolos de adsorción isotérmica convencionales trabajan con gas puro. Sin embargo, los fluidos de poro en secuencias paleozoicas son invariablemente mezclas de CH₄, CO₂, N₂ y vapores de agua. Estudios experimentales mediante microbalanza gravimétrica de alta precisión (Instituto Max Planck, 2022) demuestran que con apenas 5 % de CH₄ en la mezcla, la adsorción efectiva de H₂ se reduce en más del 90 % en cualquier sustrato siliciclástico. Yücel et al. (2020) confirman que el CO₂ desplaza al H₂ de los sitios disponibles de forma prácticamente total. El dato de adsorción obtenido con H₂ puro sobreestima la retención real en condiciones de yacimiento hasta en dos órdenes de magnitud, sin posibilidad de corrección posterior. D. Pérdidas preanalíticas que invalidan el dato antes del ensayo Con independencia de las limitaciones anteriores, el H₂ no puede muestrearse ni preservarse con equipos convencionales sin pérdidas cuantitativas relevantes. Su coeficiente de difusión ($D_2 = 6.4 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$) es 4–8 veces superior al del CH₄, lo que genera fugas del 47–65 % a través de conexiones estándar en 48 horas y del 18–23 % a través de sellos de PTFE en 12 horas (LNTH, 2021). Las superficies metálicas de los equipos de muestreo actúan además como catalizadores: Takahashi & Moriya (2023) documentaron reducción de concentraciones de H₂ del 15 % al < 2 % en 36 horas por reacciones catalíticas superficiales, sin pérdidas físicas detectables. En consecuencia, cualquier valor de adsorción medido en laboratorio sobre un núcleo extraído con procedimientos convencionales será una subestimación de magnitud desconocida e incuantificable. Las cuatro limitaciones anteriores son independientes entre sí y todas apuntan a la misma conclusión: las pruebas de adsorción isotérmica no pueden proveer, bajo ningún ajuste procedimental dentro del marco del

pliego, datos representativos del comportamiento del H_2 en secuencias siliciclásticas paleozoicas. Su ejecución consumirá recursos sin generar información útil para la evaluación del play

E. Metodologías alternativas aplicables al entorno del pozo

En reemplazo de las pruebas de adsorción, la práctica exploratoria internacional de H_2 natural dispone de dos metodologías directas, de bajo costo relativo y plenamente aplicables al entorno inmediato del pozo: la gasometría de suelos y la detección superficial con sensores especializados. Ambas detectan H_2 libre que migra desde el subsuelo a través de fallas y fracturas, ofreciendo evidencia directa de un sistema activo sin necesidad de inferirla a partir de propiedades de adsorción.

- **Gasometría de suelos.** La extracción de gas del horizonte edáfico (0.5–1.0 m) sobre los lineamientos estructurales que controlan el sitio de perforación permite detectar y cuantificar micromanifestaciones superficiales de H_2 de origen profundo. Prinzhofer et al. (Int. J. Hydrogen Energy, 43, 2018) y Moretti et al. (Int. J. Hydrogen Energy, 46, 2021) validaron el método en Mali y Brasil respectivamente, demostrando que las anomalías sobre fallas —de 2 a >1000 ppm— son indicadores directos de un sistema activo en profundidad. La confirmación analítica se realiza con cromatografía portátil (columna Molsieve 5A, TCD) y, cuando se requiere establecer el origen del gas, con análisis isotópico de δ^2H en laboratorio.

- **Detección superficial con sensores especializados.** Sensores portátiles electroquímicos (< 1 ppm) o de óxido metálico Pd/SnO_2 (1–10 ppm) cartografían en tiempo real anomalías de H_2 sobre los lineamientos estructurales del área del pozo. Moretti et al. (2021) demostraron que este monitoreo permite interpretar directamente la carga, migración y posible acumulación en el subsuelo. Zgonnik (Earth-Science Reviews, 203, 2020) establece que más del 90 % de las acumulaciones naturales de H_2 documentadas a nivel mundial están asociadas a fallas que conectan con la corteza inferior, lo que otorga a este método un alto valor predictivo para la selección de targets cuando se aplica sobre fallas cartografiadas.

- **Detector de H_2 en boca de pozo.** Un sensor electroquímico instalado en la línea de retorno del fluido de perforación registra en tiempo real la concentración de H_2 por intervalo de profundidad, generando un perfil continuo a lo largo de la columna paleozoica integrado al mud logging convencional. El dato requiere corrección por dilución del fluido y discriminación isotópica (δ^2H) para separar H_2 geológico de H_2 secundario por corrosión de tubería o actividad bacteriana. Con estas correcciones, es la herramienta de mayor resolución estratigráfica disponible durante la perforación y su costo incremental respecto al mud logging previsto es mínimo.

La implementación de estas tres metodologías —gasometría de suelos, detección superficial con sensores especializados y monitoreo de H_2 en boca de pozo— constituye la única vía que puede proveer información representativa del sistema de H_2 activo en las secuencias siliciclásticas paleozoicas del área de interés: las dos primeras, establecen la existencia y distribución superficial del sistema; la tercera, integrada al mud logging durante la perforación, identifica con precisión estratigráfica los intervalos aportantes en profundidad.

Por las razones técnicas expuestas en los numerales 3.4.1 a 3.4.4, se solicita respetuosamente a la ANH excluir las pruebas de adsorción isotérmica del programa analítico del presente proyecto. Su ejecución en secuencias siliciclásticas paleozoicas carece de fundamento metodológico, no generará datos representativos del sistema de H_2 y comprometerá recursos que pueden destinarse a las metodologías alternativas propuestas, las únicas técnicamente apropiadas para la evaluación del play en el contexto geológico del pozo.

Referencias

	Moretti, I., Prinzhofer, A., Françolin, J., Pacheco, C., Rosanne, M., Rupin, F., & Mertens, J. (2021). Long-term monitoring of natural hydrogen superficial emissions in a Brazilian cratonic environment. Sporadic large pulses versus daily periodic emissions. <i>International Journal of Hydrogen Energy</i>, 46(5), 3615–3628. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.026 Prinzhofer, A., Tahara Cissé, C. S., & Diallo, A. B. (2018). Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). <i>International Journal of Hydrogen Energy</i>, 43(42), 19315–19326. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193 Wilcox, J., Psarras, P. C., & Liguori, S. (2023). Thermodynamic limitations of hydrogen adsorption in geological materials. <i>Energy & Environmental Science</i>, 16(1), 282–294. https://doi.org/10.1039/D2EE02971A Zgonnik, V. (2020). The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. <i>Earth-Science Reviews</i>, 203, 103140. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103140 Agradezco se tenga en cuenta las recomendaciones que realizo desde mi punto de vista técnico que lo único que busco es que se realice un estudio mas precisión y que aporte realmente a tener una información geocientífica útil para el país.
--	---

RESPUESTA A OBSERVACIÓN No. 2:

No se acepta la solicitud de excluir las pruebas de desgasificación y adsorción isotérmica en núcleos extraídos. El programa analítico previsto se mantiene en su totalidad.

- El proyecto no se limita exclusivamente a la evaluación de hidrógeno natural, sino que contempla la caracterización de un play combinado de gas natural (hidrocarburos) e hidrógeno.
- Las pruebas de desgasificación y adsorción isotérmica en núcleos tienen como objetivo determinar una propiedad petrofísica intrínseca de la roca (capacidad de desorción o almacenamiento por afinidad superficial), independientemente del tipo de gas que esta contenga.
- Si bien la energía de enlace del hidrogeno en fisiorción es menor a la del metano, uno de los objetivos de este estudio es evaluar si algunas secuencias perforadas poseen la capacidad de desorber o retener cantidades medibles y significativas de gas natural o hidrógeno, por lo cual no descartamos esta metodología.
- El objetivo fundamental de la perforación del pozo estratigráfico es la adquisición de información directa del subsuelo profundo mediante la toma de núcleos, muestras de roca y fluidos confinados. Las metodologías alternativas propuestas por el observador (gasometría de suelos y sensores superficiales) miden exclusivamente micro-manifestaciones y anomalías en la superficie. Estas técnicas son herramientas de exploración somera y no reemplazan, bajo ningún concepto, la necesidad de caracterizar físicamente las propiedades de la roca en profundidad. Proponer la eliminación de analíticas de subsuelo para sustituirlas por sensores de superficie desvirtúa la finalidad técnica del pozo estratigráfico.
- Respecto a la medición de manifestaciones de gas en tiempo real durante la perforación, el proyecto ya exige la implementación de detectores de H₂ en boca de pozo integrados al sistema de mud logging. Esto garantiza la captura de información continua de fluidos libres durante la perforación, haciendo redundante la solicitud de inclusión de este punto como algo "alternativo".
- Las limitaciones preanalíticas señaladas (difusión y reacciones catalíticas) son desafíos conocidos en la industria y serán gestionadas por el contratista mediante preservación rápida del núcleo; uso de contenedores herméticos

o de alta presión; protocolos de transferencia rápida y trazable hacia los laboratorios designados; y registro documentado de tiempos y condiciones para cuantificar y corregir pérdidas. Estudios previos ejecutados por la ANH han entregado resultados consistentes con ensayos de desgasificación y adsorción isotérmica. Estas pruebas, además, integran un paquete analítico complementario (cada ensayo con sus limitaciones y ventajas) cuya exclusión no está justificada, por lo que se mantienen en el programa analítico.

OBSERVANTE 3:	LANDTERRA SAS CONSULTORES
FECHA DE RADICACIÓN	31 de marzo de 2026 16:35 h.
OBSERVACIÓN No. 1	<i>A continuación, se solicita a Enterritorio ajustar los indicadores de capacidad organizacional del numeral 3.2.1 del Proyecto de Términos y Condiciones, por las siguientes razones concretas y verificables:</i> <i>Los umbrales fijados (Rentabilidad del Patrimonio $\geq 6\%$ y Rentabilidad del Activo $\geq 4\%$, calculados sobre utilidad operacional) superan la mediana real del subsector de servicios geológicos y de perforación en Colombia para el período 2022-2024, que es el universo estadístico que el Manual CCE-EICP-MA-06 ordena consultar.</i> <i>El objeto del contrato —pozos estratigráficos— es ejecutado en Colombia por empresas especializadas de tamaño mediano, cuya estructura financiera es incompatible con los umbrales exigidos bajo las condiciones de mercado actuales. Los indicadores propuestos no seleccionan al mejor ejecutor técnico; seleccionan al que tenga mayor escala financiera, que son variables independientes para este tipo de servicio.</i> <i>El pliego usa utilidad operacional como numerador, no utilidad neta. Esa elección lo hace más restrictivo que cualquier referente sectorial publicado por Supersociedades, pues los informes oficiales reportan indicadores sobre utilidad neta. Los umbrales del pliego son, en términos reales, más exigentes de lo que aparentan al compararse con los datos del mercado.</i> <i>El número de proponentes relevante para este objeto ya que en el Decreto 1082 de 2015 y el Manual CCE-EICP-MA-06 es muy claro: “los indicadores habilitantes deben calibrarse sobre el comportamiento financiero de las empresas que razonablemente podrían ejecutar el objeto del contrato, no sobre el sector en abstracto ni sobre empresas de escala o naturaleza incompatible con el proceso.”</i> <i>Los pozos estratigráficos son servicios de exploración geológica especializada. En Colombia, este segmento específico es atendido por empresas medianas de consultoría y servicios geológicos, operadoras independientes de perforación y consorcios especializados, cuyo tamaño y estructura financiera difiere radicalmente de las grandes compañías integradas de servicios petroleros. Exigir a una consultora geológica mediana los mismos indicadores financieros que tendría una empresa con operaciones en cincuenta países no es proporcionalidad: es una barrera de entrada disfrazada de requisito técnico.</i> <i>La circula de Colombia compra eficiente CCE-EICP-MA-06 v.03/2023 establece en su numeral 3.3 que la entidad debe identificar el segmento del mercado que efectivamente puede ejecutar el objeto, y sobre ese segmento calcular la mediana estadística de los indicadores. Si se usa un segmento equivocado —por ejemplo, el sector minero-hidrocarburos en su totalidad, dominado por Ecopetrol y las grandes operadoras— los umbrales resultantes son artificialmente altos para el subsegmento real de proponentes.</i> <i>Por lo anterior realizamos una advertencia técnica del pliego de usar un numerador más restrictivo que el mercado.</i>

Antes de presentar los datos sectoriales, es indispensable señalar una asimetría técnica que hace los umbrales del pliego aún más exigentes de lo que aparentan:

Indicadores reportados por Supersociedades y el RUP ROE = Utilidad NETA ÷ Patrimonio Incluye todos los ingresos: operacionales más financieros, rendimientos de portafolio, diferencial cambiario y otros no operacionales. Es el estándar que usa la literatura financiera, los informes de Supersociedades y el RUP.	Indicador exigido en el pliego (numeral 3.2.1) Indicador = Ut. OPERACIONAL ÷ Patrimonio ≥ 6% Excluye ingresos financieros y no operacionales. La utilidad operacional es siempre menor o igual a la utilidad neta. Una empresa con ROE convencional del 8% —por encima de la mediana sectorial 2024— puede presentar un indicador del pliego del 4–5%, quedando inhabilitada.
--	---

Esta asimetría tiene una consecuencia directa: cuando a continuación se comparan los umbrales del pliego (6% y 4%) con los datos de Supersociedades (que reportan ROE sobre utilidad neta), la comparación subestima la exigencia real. El umbral del 6% del pliego equivale, en términos de utilidad neta, a requerir un ROE convencional de entre el 8% y el 12%, dependiendo del peso que tengan los ingresos no operacionales en la empresa evaluada. Para el subsector de servicios geológicos en 2023-2024, ese rango es prácticamente inalcanzable.

El deterioro de los indicadores financieros del subsector no es una anomalía contable: es consecuencia directa y documentada del desplome de la actividad exploratoria en Colombia, que es la fuente de ingresos de las empresas que concursarían en este proceso.

Tabla 1. Contracción de la actividad exploratoria en Colombia — fuente: Campetrol / ANH

Indicador de actividad	2022 (pico)	2024	Caída
Pozos exploratorios perforados (año)	87	34	–60,9%
Pozos de desarrollo perforados (año)	600	477	–20,5%
Taladros de perforación activos (feb-2024)	~59	32	Mínimo desde 2017
IED petrolera acumulada	USD 3.058 M	USD 2.240 M	–26,8%
Empleos del sector (pérdida acumulada)	—	–25.675	Directos e indirectos

Fuente: Campetrol — Informes de Taladros y Producción 2022, 2023 y 2024 (datos ANH y Banco de la República). campetrol.org.

En febrero de 2024, los taladros de perforación activos llegaron a 32 equipos: el nivel más bajo desde junio de 2017, excluyendo la pandemia (Campetrol, marzo 2024). Esta contracción reduce directamente el volumen de contratos disponibles para las empresas del subsector y, con él, su utilidad operacional. Los indicadores de rentabilidad son el reflejo contable de ese colapso de actividad, no un síntoma de debilidad empresarial. Rentabilidad del subsector los indicadores de Supersociedades calculados sobre utilidad neta ya son preocupantes; los del pliego, sobre utilidad operacional, son inalcanzables.

Los informes de la Superintendencia de Sociedades documentan la caída de rentabilidad del sector minero-hidrocarburos en Colombia. Es importante recordar que estos datos se calculan sobre utilidad neta —un numerador más favorable que la utilidad operacional que usa el pliego— y aun así muestran una contracción severa.

Tabla 2. Rentabilidad sector minero-hidrocarburos Colombia — Supersociedades
(base: utilidad NETA)

Indicador (base: utilidad NETA / Supersociedades) <i>Nota: el pliego usa ut. operacional — cifra siempre menor</i>	2022	2023	2024	Umbral pliego vs. dato 2024
ROE (ut. neta / patrimonio)	39,6%	17,0%	9,96%	Pliego exige 6% sobre ut. operacional ≈ 8–12% sobre



Indicador (base: utilidad NETA / Supersociedades) <i>Nota: el pliego usa ut. operacional — cifra siempre menor</i>	2022	2023	2024	Umbral pliego vs. dato 2024
				ut. neta → NO alcanza
ROA (ut. neta / activo)	17,9%	9,7%	N/D	Pliego exige 4% sobre ut. operacional ≈ 6–8% sobre ut. neta → NO alcanza
Margen neto (ut. neta / ingresos)	25,2%	15,74%	9,96%	Retrocedió a niveles de 2020 (pandemia)

Fuente: Supersociedades — Informe 1.000 empresas más grandes (junio 2023 y junio 2024) e Informe 9.000 empresas (septiembre 2024). Los indicadores de Supersociedades se calculan sobre utilidad NETA. El pliego de Enterritorio usa utilidad OPERACIONAL, que es sistemáticamente inferior: la comparación directa subestima la exigencia real de los umbrales del pliego.

La columna final de la tabla muestra el efecto concreto: el ROE sectorial de 2024 según Supersociedades (9,96% sobre utilidad neta) equivale, en términos del indicador del pliego (utilidad operacional), a un valor que en el subsector de servicios geológicos se ubica entre el 4% y el 6% —rango en el que la mayoría de los proponentes potenciales quedan por debajo del umbral del 6% exigido. Para el ROA la situación es análoga.

Lo anterior explica lo que se denomina como el efecto concreto qué es que las empresas quedan excluidas.

Aplicando la fórmula del pliego “utilidad operacional sobre patrimonio y activo” al perfil financiero típico de una empresa mediana de servicios geológicos y consultoría de perforación en Colombia para el año fiscal 2023, se obtiene el siguiente resultado:

Tabla 3. Aplicación de los indicadores del pliego al perfil del proponente tipo
(cifras en COP millones)

Perfil de empresa	Ut. operacional	Ut. neta	Ind. pliego (ut. op. / pat. o act.)	Resultado habilitación
Empresa mediana nacional servicios geológicos (ingresos ~\$80.000 M,	~\$3.200 M	~\$5.800 M	Rent. pat.: ~5,3% Rent. act.: ~3,4%	INHABILITADA — ambos indicadores por debajo del umbral



Perfil de empresa	Ut. operacional	Ut. neta	Ind. pliego (ut. op. / pat. o act.)	Resultado habilitación
patrimonio ~\$60.000 M, activo ~\$95.000 M)				
Empresa pequeña consultoría estratigráfica (ingresos ~\$20.000 M, patrimonio ~\$15.000 M, activo ~\$25.000 M)	~\$700 M	~\$1.300 M	Rent. pat.: ~4,7% Rent. act.: ~2,8%	INHABILITADA — ambos indicadores por debajo del umbral
Consortio entre dos empresas medianas del sector (patrimonio combinado ~\$120.000 M)	~\$7.000 M	~\$12.000 M	Rent. pat.: ~5,8% Rent. act.: ~3,9%	INHABILITADO — queda 0,2 p.p. por debajo en ambos

Perfiles contruidos con base en la mediana sectorial de Supersociedades (2024) para el subsector servicios geológicos y de perforación. Las cifras son ilustrativas; los datos exactos de proponentes concretos están disponibles en el SIIS de Supersociedades y en el RUP.

El resultado es categórico: los indicadores del pliego inhabilitan sistemáticamente al proponente que el objeto del contrato requiere. Nótese que el ROE convencional de estos mismos perfiles (utilidad neta sobre patrimonio) sería del 9,7%, 8,7% y 10% respectivamente —todos por encima de la mediana del sector reportada por Supersociedades—, pero el indicador del pliego los excluye por usar un numerador más pequeño y un umbral calibrado en un ciclo de expansión que ya no existe.

El Capital de Trabajo ($\geq 20\%$ del presupuesto oficial) — el tercer indicador desproporcionado.

El pliego exige que el capital de trabajo —activo corriente menos pasivo corriente— sea igual o superior al 20% del presupuesto oficial estimado del contrato. Este indicador tiene un problema diferente al de la rentabilidad: no mide idoneidad para ejecutar el objeto, mide tamaño absoluto de balance. La consecuencia es que excluye a proponentes técnicamente competentes por razones de escala financiera, no de capacidad real de ejecución.

El capital de trabajo es el colchón de liquidez de corto plazo de una empresa. En condiciones normales de mercado, un nivel del 20% del presupuesto del contrato puede ser una garantía razonable de que el contratista tiene músculo para sostener el flujo de caja durante la ejecución. Pero esa lógica presupone que el capital de trabajo se forma con ingresos operacionales regulares. Cuando el sector lleva dos años con una caída de

actividad del 60,9% en pozos exploratorios y más de 25.000 empleos perdidos, el capital de trabajo de las empresas del subsector se comprime por causas externas, no por mala gestión.

Hay tres mecanismos concretos por los que la contracción sectorial destruye capital de trabajo en empresas que siguen siendo técnicamente idóneas:

- Reducción de cuentas por cobrar: menos contratos en ejecución significan menos activo corriente por ingresos devengados. Una empresa con capacidad técnica plena pero con pocos contratos activos en 2023-2024 presenta un activo corriente deflactado que no refleja su real capacidad de operación.
- Presión sobre el pasivo corriente: para sostener su estructura técnica y su nómina especializada en un periodo de baja actividad, las empresas del sector incurrir en financiamiento de corto plazo. Ese endeudamiento corriente reduce el capital de trabajo neto sin que la empresa haya perdido competencia técnica.
- Efecto de la tasa de interés: el Banco de la República mantuvo su tasa de política monetaria en 13,25% durante buena parte de 2023-2024. Para una empresa mediana del subsector, eso encarece el crédito de capital de trabajo de forma directamente proporcional a su tamaño: las empresas pequeñas y medianas soportan un costo financiero relativo mayor que las grandes, comprimiendo adicionalmente su activo corriente neto.

El resultado es que el umbral del 20% filtra con mayor severidad precisamente a las empresas del tamaño adecuado para este contrato, y con menor severidad a las grandes compañías integradas que no son el proponente natural para pozos estratigráficos. El indicador opera como un filtro inverso a la proporcionalidad que ordena el Decreto 1082 y el Manual CCE.

Tabla 4. Efecto del umbral de capital de trabajo sobre el proponente tipo — cifras en COP millones

Perfil de empresa	Activo corriente	Pasivo corriente	Capital de trabajo neto	Cumple $\geq 20\%$ presupuesto oficial?
Empresa mediana servicios geológicos (supuesto: presupuesto oficial ~\$15.000 M)	~\$18.000 M	~\$14.200 M	~\$3.800 M	Req. mínimo: \$3.000 M (20%). Capital: \$3.800 M → CUMPLE por muy poco margen
Empresa mediana servicios geológicos (presupuesto oficial ~\$25.000 M)	~\$18.000 M	~\$14.200 M	~\$3.800 M	Req. mínimo: \$5.000 M (20%). Capital: \$3.800 M → NO CUMPLE
Empresa pequeña consultoría estratigráfica	~\$5.500 M	~\$4.800 M	~\$700 M	Req. mínimo: \$3.000 M (20%).

Perfil de empresa	Activo corriente	Pasivo corriente	Capital de trabajo neto	Cumple $\geq 20\%$ presupuesto oficial?
(cualquier valor de presupuesto oficial)				Capital: \$700 M → NO CUMPLE
Consorcio dos empresas medianas (cálculo ponderado por % participación)	~\$36.000 M	~\$28.400 M	~\$7.600 M	Req. mínimo: \$5.000 M (20%). Capital: \$7.600 M → CUMPLE. Pero fuerza la figura consorcial solo por el indicador financiero

Cifras en COP millones. Perfil construido con base en mediana sectorial Supersociedades 2024 para subsector servicios geológicos y de perforación. El presupuesto oficial del contrato determina el umbral absoluto en pesos; a mayor presupuesto, más empresas quedan excluidas.

La tabla expone un problema adicional: el umbral del 20% opera como una barrera de monto absoluto que escala con el presupuesto oficial. Cuanto más grande sea el contrato, más capital de trabajo se exige, lo que excluye a más empresas. Para un proceso de pozos estratigráficos —cuyo alcance geológico especializado no requiere el músculo financiero de una operadora— fijar el umbral en el 20% convierte el indicador de liquidez en un indicador de tamaño, que no es su función.

El Manual CCE-EICP-MA-06 señala que el capital de trabajo debe calibrarse sobre el flujo de caja que razonablemente demanda la ejecución del contrato, no sobre un porcentaje fijo del presupuesto oficial. Para un contrato de consultoría geológica y perforación estratigráfica, el flujo de caja de ejecución es sustancialmente inferior al presupuesto total, pues los desembolsos se fraccionan en etapas, el ciclo de facturación es mensual y las condiciones de anticipo y pagos parciales mitigan el riesgo de iliquidez. El 20% del presupuesto oficial como umbral absoluto no tiene respaldo técnico en el análisis de flujo de caja del objeto específico.

El fundamento jurídico de los ajustes solicitados no son una preferencia del observante: son el resultado de aplicar la metodología que el propio ordenamiento jurídico colombiano ordena seguir para fijar indicadores habilitantes.

- Decreto 1082 de 2015, art. 2.2.1.1.6.1: los indicadores se fijan con base en el análisis del sector y el comportamiento estadístico de las empresas que pueden ejecutar el objeto. No se fijan sobre el sector en abstracto ni sobre empresas de distinta escala.
- Manual CCE-EICP-MA-06 v.03/2023, numeral 3.3: la entidad calcula los indicadores a partir de la mediana del RUP para las actividades económicas del objeto. Fijar umbrales por encima de la mediana sin justificación técnica documentada viola este mandato.
- Ley 1150 de 2007, art. 5: los requisitos habilitantes deben ser necesarios, proporcionales y suficientes. Un requisito que excluye al proponente técnicamente idóneo por factores financieros ajenos a su desempeño no es proporcional.
- Ley 80 de 1993, art. 24 y 25: principios de transparencia y economía. Una barrera financiera que restringe la concurrencia sin fundamento técnico verificable vulnera ambos principios.
- Consejo de Estado, Sección Tercera: en reiterada jurisprudencia ha declarado que los requisitos habilitantes desproporcionados vician el proceso al vulnerar la igualdad de oportunidades y la libre concurrencia.

PETICIÓN CONCRETA

Tabla 5. Resumen de ajustes solicitados

Indicador	Valor actual en pliego	Ajuste solicitado	Fundamento específico
Capital de Trabajo	$\geq 20\%$ del presupuesto oficial	$< 20\%$ del presupuesto oficial	La caída de actividad (-60,9% pozos exploratorios) comprimió el capital de trabajo del subsector. El 20% supera la mediana del RUP 2022-2024 para este segmento.
Rentabilidad del Patrimonio (ut. operacional / patrimonio)	$\geq 6\%$	$\geq 2\%$	El subsector reporta en 2024 un ROE (ut. neta) del 9,96% en su conjunto, sobre ut. operacional ese valor cae a ~5-6%. El umbral del 2% acredita viabilidad operacional sin excluir a los proponentes del segmento real.
Rentabilidad del Activo (ut. operacional / activo)	$\geq 4\%$	$\geq 2\%$	Coherente con el ajuste anterior. Mantiene la relación lógica entre ambos indicadores y es consistente con el ROA (ut. neta) del subsector en 2024.

Se solicita adicionalmente que, en caso de no acoger los ajustes propuestos, Enterritorio motive su decisión con soporte estadístico verificable del RUP, identificando expresamente cuáles actividades económicas tomó como referencia y cuál fue la mediana calculada para el período 2022-2024. Esta motivación es un requisito del Manual CCE-EICP-MA-06, no una cortesía discrecional.

La presente observación está respaldada en datos de fuentes oficiales del Estado colombiano —Campetrol/ANH, Superintendencia de Sociedades y Banco de la República— y en la normativa y jurisprudencia vigentes. Su propósito es contribuir a un proceso competitivo que atraiga al proponente idóneo, no al más grande.

RESPUESTA:

I. En el numeral 5.2.1 Capacidad Financiera de la invitación abierta INA-011-2026 se indica:

“Los índices financieros requeridos en el presente proceso son calculados con base en el objeto, condiciones, complejidad y valor del proyecto, permitiendo así, contar con un futuro contratista que refleje la Capacidad Financiera adecuada para desarrollar eficazmente el objeto del contrato.

La **Capacidad Financiera** se verificará con base en los factores financieros denominados: a) capital de trabajo, b) índice de liquidez, c) nivel de endeudamiento y d) cobertura de intereses. Los siguientes índices financieros que serán calculados de acuerdo con la información financiera reportada en el Certificado de Registro Único de Oferentes – RUP:

Rentabilidad de Patrimonio: Determina la rentabilidad del patrimonio del proponente, es decir, la capacidad de generación de utilidad operacional por cada peso invertido en el patrimonio. A mayor rentabilidad sobre el patrimonio, mayor es la rentabilidad de los accionistas y mejor la capacidad organizacional del proponente.

Rentabilidad de Activo: Determina la rentabilidad de los activos del proponente, es decir, la capacidad de generación de utilidad operacional por cada peso invertido en el activo. A mayor rentabilidad sobre activos, mayor es la rentabilidad del negocio y mejor la capacidad organizacional del proponente. Este indicador debe ser siempre menor o igual que el de rentabilidad sobre patrimonio.”

No se acoge la observación presentada por el oferente en relación con el uso de la utilidad neta en los indicadores de rentabilidad (ROE y ROA).

Lo anterior, teniendo en cuenta que, conforme a lo establecido en el Registro Único de Proponentes (RUP), los indicadores financieros allí contenidos —incluyendo la rentabilidad del patrimonio y la rentabilidad del activo se calculan con base en la utilidad o pérdida operacional, y no sobre la utilidad neta.

En este sentido, el uso de la utilidad operacional obedece a los siguientes criterios técnicos:

1. Estandarización y verificabilidad:

La información registrada en el RUP es objeto de validación por parte de las Cámaras de Comercio, lo que garantiza uniformidad en los indicadores financieros de todos los proponentes. Utilizar la utilidad neta implicaría apartarse de la información oficialmente certificada.

2. Comparabilidad objetiva:

La utilidad operacional permite evaluar el desempeño propio de la actividad económica del proponente, sin distorsiones derivadas de factores no operacionales como gastos financieros, impuestos o ingresos extraordinarios, los cuales pueden variar significativamente entre empresas.

3. Concordancia con el sistema de compras públicas:

La metodología empleada en el pliego de condiciones guarda coherencia con los lineamientos del RUP y las prácticas de evaluación financiera en procesos de contratación estatal, donde se privilegia la capacidad operativa real del proponente.

En consecuencia, el uso de la utilidad operacional en la determinación de los indicadores de rentabilidad garantiza condiciones de igualdad, transparencia y selección objetiva, razón por la cual no se modifica lo establecido en el pliego de condiciones.

II. Capital de Trabajo – Rentabilidad del Patrimonio – Rentabilidad del Activo

En atención a la observación presentada por el interesado respecto a los requisitos habilitantes definidos (Capacidad Financiera y Organizacional) en el numeral 5.2. del pliego de condiciones, la Entidad procede a pronunciarse bajo los siguientes fundamentos técnicos y normativos:

1. Fundamentación y Análisis Sectorial

Es imperativo señalar que los indicadores financieros no han sido determinados de manera aislada. Su estructuración es el resultado de un análisis sectorial riguroso, alineado con el Decreto 1082 de 2015 y los lineamientos de Colombia Compra

Eficiente. Esta definición responde directamente a la complejidad técnica y a la matriz de riesgos del objeto contractual, garantizando que el futuro contratista posea la solidez necesaria para la ejecución del proyecto.

2. Sobre la Rentabilidad (Patrimonio y Activos)

La Entidad ratifica la adopción de la utilidad operacional como base de cálculo para los indicadores de rentabilidad (Rentabilidad del Patrimonio y del Activo). Esta elección técnica busca evaluar la eficiencia operativa real del proponente en su actividad principal, omitiendo factores extraordinarios o ingresos no recurrentes que podrían distorsionar la percepción de su capacidad ejecutora.

Por lo anterior, no es técnica ni jurídicamente viable homologar estos cálculos con la utilidad neta, como sugiere el observante. La metodología adoptada permite una medición objetiva de la idoneidad del proponente para gestionar los recursos vinculados específicamente al objeto del contrato.

3. Sobre el Capital de Trabajo y Pluralidad de Oferentes

Respecto al capital de trabajo (20% del presupuesto oficial), este requisito se fundamenta en el principio de planeación. Para un proyecto de alta especialidad, el cual no se limita a la perforación de pozos estratigráficos sino a todas las actividades sociales, ambientales, analíticas y técnicas que conlleva el proyecto. Por lo tanto, es vital asegurar que el contratista posea la liquidez suficiente para cubrir costos operativos y logísticos sin comprometer la continuidad del servicio frente a las dinámicas propias del flujo de pagos.

La Entidad aclara que este indicador no actúa como una barrera de entrada basada en el tamaño empresarial. Por el contrario, la normativa permite el fortalecimiento de capacidades mediante figuras asociativas (Consortios o Uniones Temporales), lo cual garantiza plenamente la pluralidad de oferentes y el acceso de pequeñas y medianas empresas con aliados estratégicos.

4. Conclusión a la observación:

Los requisitos habilitantes aquí definidos guardan una relación directa y proporcional con el objeto a contratar, cumpliendo con los principios de razonabilidad y selección objetiva. La Entidad cuenta con el soporte técnico que respalda estas exigencias como umbrales mínimos de seguridad financiera.

Bajo estas consideraciones, la Entidad mantiene en firme los indicadores establecidos en el pliego de condiciones y, en consecuencia, no acoge la observación presentada.

Frente a la afirmación del proponente respecto a la proporcionalidad de los requisitos y la configuración de presuntas barreras de entrada, la Entidad se permite desvirtuar dicho planteamiento bajo los siguientes fundamentos técnicos y jurídicos:

En primer lugar, el principio de proporcionalidad en la estructuración de condiciones financieras no se determina en función del tamaño o la naturaleza de las empresas que componen un segmento del mercado, sino en estricta relación con la magnitud, el riesgo y la complejidad del objeto a contratar. La perforación y caracterización de un pozo en subsuelo conlleva riesgos geológicos, operativos y de control de brotes que demandan un músculo financiero inmediato y autónomo para ser mitigados, independientemente de si la empresa ejecutora es considerada grande o mediana. Por ende, los indicadores exigidos no constituyen una barrera artificial, sino una garantía objetiva de asignación y gestión del riesgo contractual.

En segundo lugar, el diseño del proceso —respaldado por el sondeo de mercado y análisis del sector adelantado en 2025— validó que las exigencias financieras guardan perfecta correspondencia con las condiciones de seguridad y estabilidad que requiere el proyecto. El pliego de condiciones no discrimina ni excluye a las empresas medianas de consultoría o servicios geológicos; por el contrario, al permitir la libre asociación a través de Consorcios o Uniones Temporales, el proceso habilita los mecanismos legales vigentes para que estos actores sumen sus capacidades técnicas con socios estratégicos que aporten el respaldo financiero requerido, asegurando la libre concurrencia en el mercado sin trasladar el riesgo operativo al patrimonio público.

Por lo tanto, la Entidad ratifica la legalidad, idoneidad y proporcionalidad de los requisitos financieros analizados, por lo cual no se acepta la observación.

Con respecto a la solicitud sobre la publicación de los soportes estadísticos del RUP y la identificación explícita de medianas sectoriales para 2022–2024, la Entidad aclara lo siguiente.

Los indicadores habilitantes del proceso se definieron tras un análisis del sector durante la etapa de planeación, en cumplimiento del Decreto 1082 de 2015 y del Manual CCE-EICP-MA-06 v.03/2023. Ese Manual es una guía metodológica de referencia para las entidades estatales, pero no obliga a adoptar de forma automática o exclusiva la mediana estadística del RUP como valor definitivo de los indicadores.

La determinación de los indicadores corresponde a la actividad de planeación y gestión del riesgo contractual de la Entidad, teniendo en cuenta las particularidades técnicas, financieras y operativas del objeto a contratar. Por eso los indicadores no se fijaron solo con base en un ejercicio estadístico: también se consideraron criterios de suficiencia financiera, mitigación del riesgo de incumplimiento, complejidad técnica del proyecto y la necesidad de garantizar la adecuada ejecución contractual.

OBSERVANTE 4:	LUCIANO PAZ DÍAZ – C&O de UT Paleozoico 2026 - SOLUCIONES GEOFISICAS Y GEOLOGICAS
FECHA DE RADICACIÓN	31 de marzo de 2026 16:51 h.
OBSERVACIÓN:	I. Propósito de la observación <i>El numeral 5.4.1.1 del Proyecto de Términos y Condiciones exige, como requisito de experiencia específica habilitante, la acreditación en todas las siguientes temáticas, utilizando los mismos contratos presentados en la experiencia general habilitante:</i> • <i>Al menos 12.000 pies perforados y 5.000 pies de núcleos recuperados en pozos estratigráficos.</i> • <i>Elaboración de Planes de Manejo Ambiental y/o Planes de Gestión Social para la perforación de pozos estratigráficos en cuencas colombianas.</i> • <i>Formulación de programas de perforación para pozos estratigráficos y exploratorios cuyo objeto sea la evaluación de gas natural y/o hidrógeno.</i> • <i>Pruebas de desgasificación y/o adsorción isotérmica en núcleos extraídos de pozos estratigráficos para la evaluación de gases de hidrocarburos y/o hidrógeno natural.</i> • <i>Evaluación y/o interpretación geoquímica; y/o interpretación estratigráfica y/o estructural de cuencas colombianas; y/o evaluación de sistemas petrolíferos y/o evaluación de plays de gas en cuencas colombianas de hidrocarburos.</i>

La presente observación aborda dos efectos restrictivos no intencionales que la redacción actual produce: el primero, derivado de la frase «cuyo objeto sea la evaluación de gas natural y/o hidrógeno»; el segundo, derivado de la tabla de verificación que condiciona el porcentaje del Presupuesto Oficial Estimado (POE) al número de contratos aportados. Ambos efectos, analizados conjuntamente, comprometen los principios de **proporcionalidad, libre concurrencia y selección objetiva** establecidos en los artículos 2, 5 y 29 de la Ley 80 de 1993 y en el artículo 2.2.1.1.1.6.1 del Decreto 1082 de 2015.

II. ANÁLISIS TÉCNICO

2.1. Los procesos de la ANH como única fuente de experiencia acreditable en Colombia

Los pozos estratigráficos tipo **slim hole** con recuperación sistemática de núcleos son, por su naturaleza, proyectos de investigación geocientífica financiados por el Estado. En Colombia, la **Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)** es la única entidad que ha promovido de manera sistemática este tipo de operaciones mediante contratación directa con el sector privado. La revisión del mercado permite identificar que los procesos **ANH-08-2024, ANH-09-2024 y ANH-01-2025**, todos contratados directamente por la ANH con empresas privadas, constituyen los únicos antecedentes recientes en el país de perforación de pozos estratigráficos slim hole cuyo objeto incluyó explícitamente la evaluación del potencial de gas natural y/o hidrógeno.

Es fundamental destacar que los contratos celebrados por la ANH mediante convenios interadministrativos con ENTerritorio o con la Universidad Industrial de Santander (UIS) para la ejecución de pozos estratigráficos anteriores **no pueden certificar esta experiencia específica**, por cuanto: (i) sus objetos no incluyeron de manera explícita la evaluación de gas natural y/o hidrógeno como motivación del pozo; y (ii) en esos esquemas la ejecución técnica recayó sobre un tercero contratado por la entidad gestora, lo que configura, según los propios pliegos de la ANH, una situación de subcontratación no reconocida como experiencia habilitante directa.

En consecuencia, las únicas empresas que pueden acreditar en Colombia la experiencia tal como está redactado el requisito actual —formulación de programas de perforación para pozos estratigráficos cuyo objeto sea la evaluación de gas natural y/o hidrógeno— son aquellas que resultaron adjudicatarias de los procesos ANH-08-2024, ANH-09-2024 y ANH-01-2025. Este grado de concentración ilustra con precisión el efecto restrictivo que la redacción vigente del requisito produce sobre la libre concurrencia.

2.2. El efecto restrictivo concreto sobre la libre concurrencia

La consecuencia práctica del requisito tal como está redactado no es abstracta ni hipotética: es verificable con precisión. En Colombia, **solo tres procesos de contratación** han generado, en los últimos años, experiencia en formulación de programas de perforación para pozos estratigráficos slim hole **cuyo objeto haya sido explícitamente la evaluación de gas natural y/o hidrógeno**. Los tres fueron adelantados directamente por la ANH en 2024 y 2025. Fuera de esos tres contratos, no existe en el mercado nacional otro antecedente que satisfaga simultáneamente los dos calificadores que el requisito exige: tipología slim hole y objeto de evaluación de gas o hidrógeno.

Esto significa que el universo de proponentes habilitados para acreditar este requisito se limita, en la práctica, a las empresas o consorcios que resultaron adjudicatarios de los procesos **ANH-**

08-2024, ANH-09-2024 y ANH-01-2025. Si alguna de esas empresas no participa en el presente proceso, si conformó una estructura plural diferente, o si por cualquier razón su experiencia no es plenamente transferible al nuevo proceso, el resultado sería un proceso con un único proponente habilitado o, en el escenario más crítico, con ninguno.

Este no es un riesgo menor. El proceso de referencia **ANH-003-CM-2025**, que evaluó experiencia análoga, arrojó un resultado ilustrativo: la totalidad de los proponentes enfrentó dificultades para acreditar los requisitos de experiencia en perforación de pozos estratigráficos, y ninguno logró cumplir plenamente todos los criterios exigidos. Ese resultado no fue producto de la debilidad técnica de los proponentes, sino de la **escasez estructural de contratos de referencia** disponibles en el mercado colombiano para una actividad que, por su naturaleza científica y estatal, ha sido ejecutada en contadísimas ocasiones y por un número igualmente reducido de empresas.

El principio de libre concurrencia consagrado en el artículo 2 de la Ley 80 de 1993, y desarrollado en el artículo 2.2.1.1.1.6.1 del Decreto 1082 de 2015, exige que los requisitos habilitantes estén diseñados para **medir capacidad**, no para **seleccionar por antecedente**. Cuando un requisito, por su especificidad, solo puede ser acreditado por quienes ya ejecutaron contratos con la misma entidad contratante en procesos inmediatamente anteriores, el proceso de selección pierde su función competitiva y se convierte, en los hechos, en una adjudicación predeterminada. Ese efecto, aunque no sea la intención de la entidad, es el que la redacción actual del requisito produce, y es precisamente el que la modificación propuesta busca corregir.

III: SOBRE LA TABLA DE PARÁMETROS DE VERIFICACIÓN DE EXPERIENCIA HABILITANTE – EFECTO RESTRICTIVO SOBRE LA PLURALIDAD DEL PROCESO Y PROPUESTA DE AJUSTE

3.1 Lógica de acreditación y el alcance de la observación

El numeral 5.4.1.1 exige acreditar experiencia específica en cinco temáticas de manera colectiva, utilizando el conjunto de contratos aportados en la experiencia general habilitante. Cada temática puede ser acreditada por un contrato distinto, y es igualmente válido que uno o dos contratos de gran alcance técnico acrediten varias temáticas a la vez. Según esta lógica, el número de contratos que un proponente necesite para cubrir la totalidad de los ítems dependerá de la naturaleza de sus contratos y de cómo se distribuyó su experiencia en el mercado: puede oscilar entre uno y varios contratos, siendo razonable que en muchos casos se ubique entre tres y siete.

La observación no cuestiona esta lógica de acreditación. Lo que se somete a consideración es la **tabla de parámetros de verificación de valores** que condiciona el porcentaje del Presupuesto Oficial Estimado (POE) a acreditar según el número de contratos aportados, y el efecto que esa tabla produce sobre la pluralidad del proceso.

3.2 La tabla y su efecto restrictivo

El pliego establece la siguiente escala de verificación:

- Para cualquier oferente:

1 a 3 contratos: 100% del POE

	4 a 6 contratos: 150% del POE 7 a 8 contratos: 180% del POE • Para MIPYME, emprendimiento o empresa de mujer: 1 a 3 contratos: 70% del POE 4 a 6 contratos: 110% del POE 7 a 8 contratos: 150% del POE La tabla establece que, a mayor número de contratos aportados, mayor debe ser el valor total acreditado. En sectores donde la misma actividad se repite en múltiples contratos de cuantía similar, esta lógica es coherente. En el sector de investigación geocientífica del subsuelo, en cambio, las cinco temáticas exigidas corresponden a actividades que el mercado ha ejecutado de manera dispersa y especializada: el metraje de perforación en contratos de perforación, los planes ambientales en consultorías especializadas, la interpretación geoquímica en estudios técnicos independientes y las pruebas de desgasificación en servicios de laboratorio. Cada una de estas actividades tiene una lógica contractual y un nivel de valor propios, y su suma no escala necesariamente al ritmo que la tabla impone. El resultado es que el proponente que necesita entre cuatro y siete contratos para cubrir la totalidad de las temáticas enfrenta un umbral de valor del 150% o del 180% del POE. Ese umbral puede exceder la suma de contratos disponibles en su historial, no por falta de capacidad técnica sino porque los contratos especializados de menor cuantía que soportan cada temática individualmente no alcanzan en conjunto los porcentajes impuestos por la tabla. El proponente queda excluido del proceso por una barrera matemática que no refleja su idoneidad para ejecutar el objeto contratado. En contraste, quien logra concentrar la totalidad de las temáticas en uno a tres contratos de gran envergadura económica solo debe acreditar el 100% del POE. La tabla premia implícitamente la experiencia concentrada en pocos contratos de alto valor y penaliza la experiencia distribuida en contratos especializados de menor cuantía, que es el patrón natural y legítimo de acumulación en gran parte del mercado del sector. Esta asimetría no responde a un criterio de idoneidad técnica: el número de contratos con que un proponente acredita su experiencia no determina su capacidad para ejecutar el objeto del presente contrato. 3.3 Efecto concreto identificado: La tabla crea una barrera de valor progresiva que excluye a proponentes con experiencia técnica suficiente pero distribuida en contratos especializados de menor cuantía, reduciendo la pluralidad del proceso sin que esa reducción esté fundada en criterios de idoneidad técnica. En un mercado estructuralmente estrecho como el de la perforación de pozos estratigráficos en Colombia, este efecto incrementa el riesgo de proceso desierto. 3.4 El referente: el esquema de verificación del proceso ANH-003-CM-2025 El proceso ANH-003-CM-2025, aunque declarado desierto por razones ajenas a la estructura de sus requisitos de experiencia, adoptó un esquema de verificación sustancialmente distinto: evaluaba el cumplimiento de cada temática específica de forma independiente y aplicaba un umbral de valor único, referenciado directamente al presupuesto del proceso, con independencia del
--	--

	número de contratos que presentara el oferente. Bajo ese esquema, quien acreditaba su experiencia con dos contratos de gran valor y quien la acreditaba con seis contratos especializados enfrentaban el mismo estándar económico. Ninguna forma de acumulación de experiencia resultaba penalizada frente a la otra. Esa estructura es más coherente con la realidad del mercado de perforación estratigráfica y más respetuosa del principio de proporcionalidad establecido en el artículo 2.2.1.1.1.6.1 del Decreto 1082 de 2015, que exige que los requisitos habilitantes sean adecuados a la naturaleza del contrato y no restrinjan artificialmente la competencia. IV PROPUESTA DE AJUSTE Se propone sustituir la tabla escalonada por la estructura de verificación del proceso ANH-003-CM-2025, con los siguientes tres criterios: • Verificación por temática, no por número de contratos. Cada una de las cinco temáticas específicas debe poder acreditarse con uno o varios contratos, sin que la cantidad de contratos aportados condicione el porcentaje del POE a certificar. Un contrato de perforación estratigráfica integral puede acreditar varias temáticas simultáneamente, y un contrato especializado puede acreditar una temática individual, sin que ninguna de las dos situaciones imponga un umbral de valor diferente. • Umbral de valor único equivalente al 100% del POE. En lugar de la escala progresiva, establecer un umbral único aplicable con independencia del número de contratos presentados. El criterio determinante es la capacidad técnica y económica demostrada, no la forma en que el mercado distribuyó históricamente esa experiencia entre contratos. • Conservación íntegra de la exigencia específica por temática. Las cinco temáticas del numeral 5.4.1.1 se mantienen como requisito sustantivo de verificación. La propuesta no reduce ningún estándar técnico: elimina exclusivamente la tabla que ata el porcentaje del POE al número de contratos. V. Conclusión La tabla de parámetros de verificación de experiencia introduce una variable de exclusión que no guarda relación con la capacidad técnica del proponente y que penaliza la forma en que la experiencia se ha acumulado de manera legítima en el sector. La sustitución de la tabla escalonada por un umbral único del 100% del POE con verificación independiente de cada temática, en línea con el proceso ANH-003-CM-2025, es la solución proporcional que preserva el rigor técnico del proceso, amplía razonablemente la base de oferentes y reduce el riesgo de proceso desierto.
--	---

RESPUESTA:

La Entidad informa que acoge parcialmente la observación. En consecuencia, se realizarán los siguientes ajustes en la experiencia general y específica habilitante solicitada, la cual quedará formulada como:

CONDICIONES DE EXPERIENCIA DEL OFERENTE

El OFERENTE deberá acreditar en máximo tres (3) contratos Experiencia General en PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO DE POZOS EXPLORATORIOS O ESTRATIGRÁFICOS CON OBJETIVO DE HIDROCARBUROS O HIDRÓGENO, por el 100% del valor total del presupuesto oficial estimado (POE) en el presente proceso de selección. Cada contrato debe acreditar una profundidad mínima perforada de 8000 pies.

Para la acreditación de experiencia de MIPYMES Y/O EMPRENDIMIENTOS Y EMPRESA DE MUJER, que participen en el proceso, tendrá que acreditar en máximo tres (3) contratos experiencia en PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO DE POZOS EXPLORATORIOS O ESTRATIGRÁFICOS CON OBJETIVO DE HIDROCARBUROS O HIDRÓGENO, por el 70% del valor total del presupuesto oficial estimado en el presente proceso de selección. Cada contrato debe acreditar una profundidad mínima perforada de 8000 pies

EXPERIENCIA ESPECIFICA HABILITANTE

El OFERENTE deberá acreditar experiencia específica en todas las temáticas relacionadas a continuación, utilizando los mismos contratos presentados en la experiencia general habilitante:

- Al menos 20.000 pies perforados en pozos estratigráficos y/o exploratorios
- Al menos 5.000 pies de corazonamiento en pozos estratigráficos y/o exploratorios en los cuales se acredite una recuperación de corazones de al menos el 90% de lo contratado.
- Formulación de programas de perforación para pozos estratigráficos de hidrocarburos y/o exploratorios de hidrocarburos y/o estratigráficos de hidrogeno.
- Cada contrato presentado deberá acreditar una profundidad mínima perforada de 8.000 pies.

Además, debe demostrar experiencia específica en todas las temáticas relacionadas a continuación, utilizando los mismos o diferentes contratos a los presentados en la experiencia general habilitante:

- Elaboración de Planes de Manejo Ambiental y/o Planes de Gestión Social para la perforación de pozos estratigráficos y/o exploratorios en cuencas colombianas.
- Pruebas de desgasificación y/o adsorción isotérmica en núcleos extraídos de pozos estratigráficos y/o exploratorios para la evaluación de gases de hidrocarburos y/o hidrógeno natural.
- Evaluación y/o interpretación geoquímica; y/o interpretación estratigráfica y/o estructural de cuencas colombianas; y/o evaluación de sistemas petrolíferos y/o evaluación de plays de gas en cuencas colombianas de hidrocarburos.

Respecto a la solicitud de un número máximo de contratos que demuestren el 100% o 70% del Presupuesto Oficial Estimado (POE) en la experiencia general habilitante, la Entidad considera que este esquema es adecuado, proporcional y técnicamente justificado, por cuanto la ejecución del objeto contractual implica la integración de múltiples componentes técnicos, operativos, ambientales y científicos, cuya adecuada articulación demanda no solo experiencia temática, sino también capacidad de gestión contractual en diferentes escenarios y por cuanto la solicitud de máximo tres (3) contratos que certifiquen el 100% del POE responde a la necesidad de garantizar que, la experiencia no se acredite de manera fragmentada en muchos contratos, sino que el oferente demuestre un volumen económico agregado suficiente que respalde su capacidad para ejecutar un proyecto de la magnitud del presente proceso. Este mecanismo permite equilibrar experiencia concentrada en pocos contratos de alto valor, que naturalmente acredita capacidad financiera y operativa y experiencia distribuida en varios contratos, que, para ser equiparable, deben demostrar un volumen económico acumulado que evidencie capacidad de integración y ejecución a gran escala. Adicionalmente, este esquema fortalece la gestión del riesgo contractual, al asegurar que los proponentes cuenten con experiencia no solo técnica sino también económica proporcional a la complejidad y cuantía del contrato, lo cual resulta esencial en proyectos de alta especialización como el presente.

El observante afirma que el mercado ejecuta las actividades de este proyecto de manera "dispersa y especializada" (separando la perforación, lo ambiental, la geoquímica, etc.). El Estudio del Sector demuestra exactamente lo contrario: este mercado se enmarca principalmente en el Segmento 71 (Servicios de minería, petróleo y gas) y se caracteriza por una alta especialización e interdisciplinariedad. Los proyectos en este sector no se ejecutan de forma fragmentada; por el contrario, combinan inherentemente la obra civil, la ingeniería, la geología, análisis geoquímicos, la perforación, el análisis técnico y la logística especializada en servicios integrados. Por ende, exigir que los proponentes cuenten con experiencia concentrada en contratos integrales de gran envergadura económica es plenamente coherente con la práctica habitual del mercado transado.

El Estudio del Sector señala que los proyectos de perforación y exploración geológica profunda son "de alto valor y ejecución compleja, lo que reduce la frecuencia de contratación, pero aumenta el monto de cada proceso". Dado que el mercado opera de forma natural con contratos concentrados de montos elevados, la regla general del sector premia a quien demuestre idoneidad financiera y técnica en un número reducido de contratos (1 a 3 contratos que sumen el 100% del POE). Permitir que un proponente fraccione su experiencia en más de 3 contratos de menor cuantía diluye la garantía de que posee la robustez operativa para manejar un proyecto de \$99.498.031.350,30. Por lo tanto, para compensar la dispersión y el mayor riesgo operativo que supone ejecutar múltiples contratos pequeños en lugar de macroproyectos integrales, la entidad establece técnicamente el umbral dispuesto. Esto es una práctica legítima de ponderación del riesgo contractual y financiero.

El documento sectorial advierte de manera taxativa que este mercado es "intensivo en capital, con requerimientos técnicos elevados y con participación limitada de oferentes", exigiendo un alto costo de entrada, seguros, capacidad financiera considerable y equipos de perforación profunda (hasta 11.500 pies). La idoneidad técnica no se limita a "saber hacer" las actividades por separado, sino a demostrar la experiencia financiera y organizacional simultánea para ejecutarlas bajo las condiciones de la magnitud del pozo ANH-PALEOZOICO-1X. Un proponente que solo ha ejecutado contratos de baja cuantía de manera dispersa no refleja la suficiencia requerida para este proyecto, por lo que la barrera no es "matemática", sino un requisito habilitante de mitigación de riesgos del sector.

La entidad aclara que la escala no es restrictiva ni vulnera la pluralidad de oferentes. En estricto cumplimiento del Decreto 1860 de 2021 y la Ley 2069 de 2020, la entidad estructuró condiciones habilitantes diferenciales orientadas a promover y

facilitar la participación de las MiPymes, emprendimientos y empresas de mujer domiciliadas en Colombia. Esta diferenciación reduce drásticamente el umbral económico para los actores con menor músculo financiero, permitiéndoles habilitarse incluso si su experiencia acumulada en contratos especializados es menor.

Finalmente, el proponente afirma en su observación que la tabla de escala de verificación genera una "barrera matemática" que le impide cubrir todas las temáticas técnicas exigidas. Ante esto, la entidad aclara que este requisito de experiencia general será modificada en el pliego de condiciones para flexibilizar la presentación de temáticas adicionales utilizando los mismos o diferentes contratos a los presentados en la experiencia general habilitante. Para garantizar la idoneidad del proponente en la ejecución del contrato, resulta indispensable acreditar experiencia específica en cada una de las áreas técnicas requeridas. El objeto del proyecto trasciende la perforación de un pozo estratigráfico, integrando un conjunto de actividades especializadas cuya complejidad demanda idoneidad comprobada en todas las temáticas solicitadas.

OBSERVANTE 5: LAURA PERILLA 31 de marzo de 2026 16:24 h.

OBSERVANTE 5: LAURA PERILLA	
FECHA DE RADICACIÓN	31 de marzo de 2026 16:24 h.
OBSERVACIÓN:	<i>En el marco de la Invitación Abierta INA-011-2026, me permito formular observación con respecto al numeral 5.6 del Capítulo VI – Criterios de Evaluación, el cual establece la asignación de puntaje por experiencia adicional en corazonamiento según el número de contratos presentados:</i> <i>El problema de la regla actual</i> <i>La tabla vigente condiciona el puntaje máximo (25 puntos) a la presentación de dos contratos, cada uno con mínimo 5.000 pies corazonados. Esto significa que un oferente que acredite, en un único contrato, más de 10.000 pies corazonados —o incluso 20.000 o 30.000 pies— obtendría únicamente 10 puntos, el mismo puntaje que quien certifica apenas 5.000 pies. Esta situación genera una inequidad técnica evidente: el criterio penaliza la mayor capacidad operativa cuando esta se materializa en un solo contrato, premiando la forma jurídica del instrumento por encima del contenido real de la experiencia.</i> <i>La experiencia relevante es el volumen de corazonamiento, no el número de contratos</i> <i>El corazonamiento es una operación técnica de alta especialización. Lo que determina la idoneidad de un oferente para ejecutar este tipo de trabajo es la cantidad de metros o pies efectivamente recuperados en campo, independientemente de si esa actividad fue ejecutada en uno o en varios contratos. Un contrato con 15.000 pies corazonados demuestra, sin duda, mayor capacidad técnica acumulada que dos contratos con 5.000 pies cada uno. El criterio de evaluación debe reflejar esa realidad.</i> <i>Propuesta de modificación</i>

	<i>Se solicita a ENTerritorio reemplazar la tabla actual por una escala basada en el volumen total de pies corazonados acreditados, con independencia del número de contratos, de la siguiente manera:</i> <table> <tr> <th>Pies corazonados acreditados (en uno o más contratos adicionales)</th><th>Puntaje</th></tr> <tr> <td>Mínimo 5.000 pies y menos de 10.000 pies</td><td>10 puntos</td></tr> <tr> <td>10.000 pies o más</td><td>25 puntos</td></tr> </table> <i>Bajo esta estructura, el oferente que acredite 10.000 o más pies en un único contrato obtiene 25 puntos, al igual que quien los acredite en dos contratos separados. El umbral mínimo de 5.000 pies por contrato presentado puede mantenerse como condición de calidad de la acreditación, pero la suma total de pies determina el puntaje.</i> <i>Esta modificación es coherente con el principio de selección objetiva consagrado en el artículo 5 de la Ley 1150 de 2007, que exige que los criterios de evaluación reflejen las condiciones técnicas de las ofertas y no aspectos formales ajenos al objeto del contrato. Condicionar el puntaje máximo al número de instrumentos contractuales —y no a la prestación técnica efectivamente realizada— introduce un factor formal que no guarda relación directa con la capacidad del oferente para ejecutar el objeto a contratar.</i> <i>Adicionalmente, esta propuesta amplía la competencia al no excluir del máximo puntaje a empresas con trayectoria técnica sólida que, por la naturaleza de sus relaciones comerciales o la magnitud de los proyectos que ejecutan, concentran grandes volúmenes de trabajo en pocos contratos.</i>	Pies corazonados acreditados (en uno o más contratos adicionales)	Puntaje	Mínimo 5.000 pies y menos de 10.000 pies	10 puntos	10.000 pies o más	25 puntos
Pies corazonados acreditados (en uno o más contratos adicionales)	Puntaje						
Mínimo 5.000 pies y menos de 10.000 pies	10 puntos						
10.000 pies o más	25 puntos						

RESPUESTA:

La Entidad **acepta la observación**. Se reconoce que la magnitud técnica del corazonamiento (medida en pies recuperados) es el indicador preponderante de la experiencia idónea para el objeto definido. En consecuencia, se ajustará la tabla de calificación para que el puntaje máximo (25 puntos) se asigne al proponente que acredite una longitud total de 10.000 pies o más, ya sea en uno o varios contratos según lo requerido en la sección 5.4.1.1. y 5.6. Esta medida garantiza la valoración de la capacidad operativa real del oferente. Por lo tanto, la redacción del requisito adicional quedará de la siguiente manera:

Se asignará puntaje de **VEINTICINCO (25) PUNTOS** en función de la presentación de CONTRATOS ADICIONALES a los exigidos dentro del numeral 5.4.1 (CAPACIDAD TÉCNICA – Experiencia), en los cuales se acredite un mayor número de pies corazonados en proyectos de PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO DE POZOS EXPLORATORIOS O ESTRATIGRÁFICOS CON OBJETIVO DE HIDROCARBUROS O HIDRÓGENO, de acuerdo con la siguiente tabla:

REQUISITO	PUNTAJE MAXIMO
Corazonamiento entre 5000 y 10000 pies	10 puntos
Corazonamiento mayor a 10000 pies	25 puntos

Los contratos y/o proyectos aportados deberán cumplir con los siguientes criterios:

- El Interesado podrá acreditar la experiencia específica adicional con mínimo uno (1) y máximo cinco (05) contratos y/o proyectos.
- Los contratos con los que se pretenda acreditar la experiencia específica adicional deberán estar terminados, con un porcentaje de recuperación de corazones en cada pozo corazonado de al menos el 90%, y recibidos a satisfacción previamente a la fecha de cierre del proceso.
- Cada contrato y/o proyecto adicional presentado deberá acreditar, de manera independiente, un mínimo de 6.000 pies perforados.
- Los contratos y/o proyectos con los que se pretenda acreditar la experiencia específica adicional deberán estar terminados y recibidos a satisfacción previamente a la fecha de cierre del proceso.
- Para efectos de la asignación de puntaje, no se tendrán en cuenta los contratos y/o proyectos presentados para acreditar la experiencia habilitante del oferente a que se refiere el capítulo de requisitos habilitantes; pues se requiere que los contratos presentados para acreditar experiencia específica adicional deben ser distintos a los utilizados para habilitar la oferta.

OBSERVANTE 6: MARTHA CORALINA – KPTI DRILLING	
FECHA DE RADICACIÓN	31 de marzo de 2026 18:52 h.
OBSERVACIÓN:	Se solicita a ENTerritorio S.A. considerar la modificación del requerimiento particular establecido en la tabla del numeral 5.4.2, en el sentido de que las certificaciones en Well Control, Rig Pass y Stuck Pipe exigidas al Director del Proyecto y al Company Man no sean requeridas como requisito habilitante para la presentación de la oferta, sino como condición de cumplimiento posterior a la adjudicación del proceso y previo al inicio de la ejecución contractual. Exigir estas certificaciones como requisito habilitante en la etapa precontractual limita de manera desproporcionada el universo de oferentes calificados. Profesionales con amplia experiencia demostrable en dirección de proyectos de perforación y en funciones de Company Man pueden no tener vigentes estas certificaciones al momento del cierre del proceso, no por falta de idoneidad técnica, sino por razones de vencimiento de vigencia, disponibilidad de cupos en los cursos o por no haber requerido su renovación en períodos de inactividad operacional. Esto genera una barrera de entrada que no guarda proporcionalidad con el objeto del proceso ni con la etapa en que se exige, vulnerando el principio de selección objetiva y libre concurrencia.

RESPUESTA:

Se acepta la observación del proponente. Por lo anterior, dichas certificaciones no constituirán un requisito habilitante para la presentación de la oferta.

No obstante, la Entidad ratifica la exigencia de contar con las certificaciones vigentes de Well Control, Rig Pass y Stuck Pipe del personal como un requisito obligatorio para el adjudicatario del contrato previo al inicio de las labores de perforación. El incumplimiento en la presentación de estos documentos impedirá el inicio formal de las actividades y dará

lugar a la aplicación de las sanciones, multas o medidas de apremio contempladas en el régimen contractual del proceso por causas imputables al contratista.

Esta determinación se fundamenta en los siguientes puntos:

- **Gestión de Riesgos:** Es imperativo garantizar que el personal líder cuente con las competencias técnicas actualizadas para prevenir siniestros y gestionar riesgos operativos complejos durante la fase de perforación.
- **Seguridad Operativa:** El control de brotes y la prevención de pegas de tubería son críticos para la integridad del proyecto. Permitir la ausencia de estas credenciales durante la ejecución de la perforación trasladaría un nivel de riesgo inaceptable para la operación.
- **Cumplimiento Normativo:** Asegura que los estándares de seguridad industrial en la perforación se mantengan en los niveles más altos exigidos por la industria.

Por lo tanto, el proponente que resulte adjudicatario del contrato deberá presentar la documentación soporte que acredite la vigencia de dichas certificaciones como condición para el inicio de la perforación del pozo.

OBSERVANTE 7: SEVERINO MIELES - PERFORACIONES GEOLOGICAS DEL SUBSUELO	
FECHA DE RADICACIÓN	31 de marzo de 2026 19:07 h.
OBSERVACIÓN:	<i>En el marco del proceso de contratación referido, y con el propósito de contribuir a una ejecución eficiente, oportuna y de alta calidad del proyecto, nos permitimos presentar a consideración de la entidad la inclusión de un anticipo económico dentro de las condiciones contractuales.</i> <i>La presente solicitud se fundamenta en criterios económicos, técnicos, de gestión de riesgos y de eficiencia del gasto público, los cuales exponemos a continuación:</i> 1. <i>La ejecución de contratos de obra de gran envergadura implica una inversión significativa en etapas iniciales, incluyendo la adquisición de materiales, movilización de equipos y vinculación de mano de obra. En ausencia de un anticipo, el contratista debe asumir la financiación total de estas actividades mediante recursos propios o endeudamiento, lo cual genera costos financieros adicionales que, en la práctica, tienden a reflejarse en el valor de la oferta. En este sentido, la inclusión de un anticipo: (i) Reduce los costos financieros asociados a la ejecución, (ii) Permite presentar ofertas más competitivas, y (iii) Contribuye a una utilización más eficiente de los recursos públicos.</i> 2. <i>La inexistencia de anticipo puede constituir una barrera de entrada para contratistas técnicamente idóneos pero con restricciones de liquidez, limitando la pluralidad de oferentes.</i> 3. <i>Los proyectos de obra presentan una alta demanda de flujo de caja en sus fases iniciales. La falta de liquidez puede derivar en: (i) Retrasos en el inicio de actividades, (ii) Disminución del ritmo de ejecución, y (iii) Dependencia de pagos posteriores, sujetos a tiempos administrativos.</i>

	4. Las etapas iniciales del contrato requieren la ejecución inmediata de actividades críticas como: (i) Instalación de campamentos y logística operativa, (ii) Estudios y diseños complementarios, y (iii) Compra anticipada de insumos estratégicos. Con base en lo anterior, respetuosamente proponemos considerar: • Un anticipo equivalente entre el 15% y el 25% del valor del contrato, acorde con la magnitud del proyecto. • Amortización progresiva del anticipo mediante descuentos en las actas de obra. • Constitución de póliza de buen manejo y correcta inversión del anticipo, conforme a la normativa vigente.
--	---

RESPUESTA:

No se acepta la observación. La Entidad mantiene las condiciones de pago establecidas en el pliego de condiciones. La estructura financiera del proyecto ha sido diseñada bajo un modelo de pago por hitos técnicos cumplidos y productos entregados, lo cual asegura que el desembolso de recursos públicos esté directamente vinculado al avance real y comprobado de la perforación. El proponente debe demostrar la solidez financiera suficiente para apalancar el inicio de las operaciones (movilización y spud) con recursos propios o líneas de crédito, garantizando así la seriedad y estabilidad del contrato.

OBSERVANTE 8:	CESAR MORA - GEOLOGIST MSC PETROLEUM SYSTEMS - HYDROCARBONS & ENERGY TRANSITION
FECHA DE RADICACIÓN	31 de marzo de 2026 19:12 h.
OBSERVACIÓN:	En relación con el numeral 5.4.2 (Experiencia Habilitante del Equipo de Trabajo), específicamente en lo que respecta al perfil del Director de Proyecto, me permito presentar la siguiente observación orientada a la formación académica de posgrado exigida: • El perfil actual limita los posgrados a áreas de gerencia de proyectos, petróleo, gas o hidrocarburos. No obstante, un posgrado en Ingeniería Civil representa un nivel de formación superior que profundiza en la planeación, ejecución y control de infraestructuras complejas. Dado que el objeto del contrato es un Contrato de Obra (según numeral 2.1.1), las competencias adquiridas en un posgrado de esta rama (estructuras, geotecnia, hidráulica o gerencia de construcción) son plenamente aplicables y necesarias para la dirección técnica y administrativa de la perforación de un pozo estratigráfico, la cual requiere un manejo riguroso de estabilidad de suelos, cimentaciones y logística de obra. • Un posgrado en Ingeniería Civil garantiza que el Director de Proyecto posee el rigor técnico para supervisar las variables críticas de una obra de ingeniería, asegurando el cumplimiento de cronogramas y presupuestos bajo estándares internacionales de calidad. Excluir este título de posgrado resulta técnicamente injustificado en un proceso donde la gestión de la infraestructura es el eje central.

	De acuerdo con la jurisprudencia del Consejo de Estado y los manuales de Colombia Compra Eficiente, los requisitos de los pliegos deben ser proporcionales al objeto contractual y no deben limitar la participación de profesionales altamente calificados. Un posgrado en Ingeniería Civil es un título habilitante que, por su naturaleza técnica, supera o iguala la idoneidad de los posgrados actualmente aceptados para la dirección de proyectos de obra pública. Solicito cordialmente a la entidad incluir dentro de los posgrados válidos para el cargo de Director de Proyecto un posgrado en Ingeniería Civil, modificando el requisito de la siguiente manera: <u>"Ingeniero de petróleos, ingeniero geólogo o geólogo con posgrado en gerencia de proyectos, o petróleo, o gas, o gerencia de hidrocarburos, o Ingeniería Civil."</u>
--	--

RESPUESTA:

Tras analizar la solicitud de modificación del perfil para el cargo de Director de Proyecto, esta Entidad considera viable la inclusión de formación posgradual que fortalezca el componente técnico investigativo y las competencias de liderazgo organizacional necesarias para el objeto contractual. En consecuencia, la Entidad acepta ampliar el espectro de títulos de posgrado admisibles, incorporando las formaciones en ciencias de la tierra y geociencias, reconociendo la naturaleza geocientífica del proyecto, así como la formación en gerencia, con el fin de asegurar una dirección estratégica del contrato.

No obstante, frente a la solicitud de incluir la formación en "ingeniería civil", la Entidad se abstiene de su aceptación directa, por cuanto se requiere que el perfil mantenga un enfoque especializado en gerencia o en el rigor de las geociencias, áreas que se consideran más idóneas para los retos técnicos derivados de la exploración del subsuelo que la ingeniería civil en términos generales.

En consecuencia, el perfil del Director de Proyecto se ajustará en el Pliego de Condiciones Definitivo bajo los siguientes términos:

Se modificará el cuadro de perfil del Personal Clave en el Numeral 5.4.2 para detallar la formación académica requerida para ampliar los posgrados válidos y acreditar experiencia específica:

Cargo a desempeñar	Formación académica	Experiencia general	Experiencia específica		Requerimiento particular
			Como/En:	Número de contratos o Proyectos	
Director del proyecto	Ingeniero de Petróleos o Ingeniero Geólogo o Geólogo, con posgrado en Gerencia de Proyectos o Gerencia de negocios o Administración de proyectos o ciencias de la tierra o geociencias.	20 años	Gerente o Director o Coordinador de Proyectos de perforación de pozos exploratorios o estratigráficos para la industria de los hidrocarburos, o en proyectos de análisis estratigráfico durante la perforación de pozos o estudios estratigráficos o interpretación geológica o evaluación integral de plays o sistemas petroleros. Al menos dos (2) de los	6	El profesional deberá contar con certificación en Well control, Rig pass y Stuck pipe antes del inicio de la fase de perforación.

			proyectos debe ser en perforación de pozos exploratorios o estratigráficos.		
Company man	Ingeniero de petróleos o ingeniero mecánico	15 años	Company Man o Ingeniero de perforación o Profesional de perforación en proyectos de perforación de pozos exploratorios o estratigráficos para la industria de los hidrocarburos, donde al menos uno (1) de los proyectos haya incluido corazonamiento	7	El profesional deberá contar con certificación en Well control, Rig pass y Stuck pipe antes del inicio de la fase de perforación.

Se ratifica la proporcionalidad de esta condición con base en la complejidad del objeto contractual. La dirección de un proyecto de caracterización estratigráfica y perforación profunda demanda una visión integral que combine rigurosidad en geociencias, junto con competencias avanzadas en gerencia. Por lo tanto, para salvaguardar el control técnico del proyecto sin crear barreras artificiales de entrada, se equilibra la ampliación del catálogo de posgrados manteniendo estrictos y estables los requisitos de experiencia específica comprobada en la coordinación de campañas operativas de subsuelo. Esta combinación garantiza que el profesional idóneo poseerá tanto el respaldo gerencial de su formación de posgrado, como la pericia técnica en campo necesaria para mitigar de manera autónoma los riesgos geológicos y gerenciales inherentes al proyecto.

OBSERVANTE 9:	NÉSTOR ACOSTA – GERENTE PERFOTEC SAS
FECHA DE RADICACIÓN	31 de marzo de 2026 20:19 h.
OBSERVACIÓN:	<i>Nos permitimos observar y solicitar lo siguiente.</i> <i>En el documento de términos de referencia no evidencia de manera específica la forma de pago, solo se hace referencia a la modalidad contractual, contrato de obra a precios unitarios fijos sin cláusula de reajuste, en ningún caso se refiere a el flujo de caja que puede garantizar el correcto financiamiento de la obra (Cortes de obra mensuales etc) y tampoco se menciona si existe algún anticipo que pueda amortizar las actividades iniciales de la obra.</i> <i>Por lo anterior se pone a su consideración la propuesta de estimar un monto equivalente a el 20% del presupuesto en calidad de anticipo de obra y precisar la modalidad de manejo del mismo, ya sea por encargo fiduciario o simplemente pagado y amortizado durante la ejecución del contrato de obra, en los respectivos cortes o actas de pago tramitadas durante la ejecución del mismo.</i> <i>El anticipo de obra permite a el contratista y a la entidad contratante garantizar el oportuno inicio de la obra y poder apropiar los recursos suficientes para el optimo desarrollo del proyecto</i> <i>Quedamos atentos a sus observaciones y consideraciones respecto a lo solicitado.</i>

RESPUESTA:

La Entidad se permite informar que no se acepta la observación, en tanto que la forma de pago del contrato se encuentra definida de manera expresa en los documentos del proceso. En efecto, en el documento de Caracterización de la Necesidad se establece claramente la estructura de pagos del contrato, la cual contempla pagos parciales asociados al cumplimiento de productos y avances de obra debidamente aprobados por la interventoría. Particularmente, se encuentra previsto un primer pago equivalente al veinte por ciento (20%) del valor del contrato (Capítulo 10, literal a), el cual se realizará una vez el contratista cumpla y entregue a satisfacción una serie de productos iniciales. Este esquema de pago cumple la función de garantizar el flujo de caja inicial del contrato, permitiendo la adecuada movilización y puesta en marcha de las actividades, bajo un modelo que asegura la correcta destinación de los recursos públicos al estar condicionado al cumplimiento de entregables verificables. Adicionalmente, el contrato contempla pagos posteriores asociados al avance de la perforación y a la entrega de productos técnicos, lo cual garantiza un equilibrio entre el flujo financiero del contratista y el control efectivo de la ejecución por parte de la Entidad.

OBSERVANTE 10:	SALIM SHALOM - SR. PROJECT ENGINEER - HPO GLOBAL RESOURCES VENTURES INC
FECHA DE RADICACIÓN	31 de marzo de 2026 21:55 h.
OBSERVACIÓN No. 1	CONTRADICCIÓN ENTRE EL NUMERAL 2.11 Y EL NUMERAL 5.4.2.1 RESPECTO A LA CONVALIDACIÓN DE TÍTULOS DE POSGRADO OTORGADOS EN EL EXTERIOR <i>El numeral 2.11 del Proyecto de Términos y Condiciones establece, en el acápite "Los Títulos de Pregrado y/o Posgrado otorgados en el exterior", que el oferente deberá presentar la convalidación del título académico de pregrado y/o posgrado otorgado en el exterior, señalando expresamente en su nota que "en todo caso, la convalidación del título académico será un requisito habilitante para el Oferente y el profesional ofertado".</i> <i>Sin embargo, el numeral 5.4.2.1 del mismo documento establece que "para el caso de títulos académicos de posgrado otorgados en el exterior, se aceptará el título sin necesidad de convalidación, siempre que dicho título se encuentre debidamente apostillado o legalizado".</i> <i>Esta contradicción genera incertidumbre jurídica para los oferentes, pues los dos numerales regulan la misma situación de manera opuesta. En consecuencia, solicitamos respetuosamente que la Entidad aclare cuál de las dos disposiciones prevalece, y en todo caso, solicitamos que se adopte el criterio establecido en el numeral 5.4.2.1, es decir, que los títulos de posgrado otorgados en el exterior sean aceptados sin necesidad de convalidación, bastando con la apostilla o legalización correspondiente. Esta postura resulta más razonable y proporcional, habida cuenta de que la convalidación de títulos de posgrado ante el Ministerio de Educación Nacional es un trámite dispendioso y de larga duración, que podría limitar injustificadamente la participación de profesionales altamente calificados.</i>
OBSERVACIÓN No. 2	SOLICITUD DE AMPLIACIÓN DEL PLAZO PARA LA PRESENTACIÓN DE OFERTAS <i>De conformidad con el cronograma establecido en el numeral 2.9 del Proyecto de Términos y Condiciones, la fecha límite para la presentación de ofertas es el 15 de abril de 2026 a las 11:00 a.m.</i>

	Considerando que la Semana Santa comprende los días festivos del 2 y 3 de abril de 2026 (Jueves y Viernes Santo), y que durante este período la mayoría de las empresas del sector suspenden actividades, el tiempo hábil efectivo disponible para la estructuración y presentación de una oferta de la complejidad técnica y económica que exige el presente proceso resulta insuficiente. En consecuencia, solicitamos respetuosamente que la Entidad amplíe el plazo para la presentación de ofertas, con el fin de garantizar la pluralidad de oferentes, la libre concurrencia y la selección objetiva, principios rectores de la contratación. Una mayor disponibilidad de tiempo permitirá que las empresas interesadas preparen propuestas más completas y competitivas, en beneficio del proceso y del proyecto
OBSERVACIÓN No. 3	SOLICITUD DE ACLARACIÓN SOBRE LA SUMATORIA DE EXPERIENCIA EXIGIDA EN LA NOTA 4 DEL NUMERAL 5.4 En la Nota 4 del numeral 5.4 del Proyecto de Términos y Condiciones se establece que el oferente debe demostrar una sumatoria de experiencia equivalente a 74.353,97 SMMLV, cifra que supera significativamente el valor del contrato, el cual corresponde a 56.826,63 SMMLV (equivalente al Presupuesto Oficial Estimado de \$99.498.031.350,30). Esta situación genera una inconsistencia que no tiene justificación técnica aparente, toda vez que la experiencia exigida supera en aproximadamente un 30,8% el valor del contrato a suscribir, lo cual podría restringir injustificadamente la participación de proponentes que cuentan con la capacidad técnica y financiera suficiente para ejecutar el objeto contractual. Solicitamos respetuosamente que la Entidad aclare y justifique la razón por la cual se exige una sumatoria de experiencia superior al valor del contrato, y en caso de que se trate de un error, proceda a corregirlo, ajustando el valor de la experiencia requerida a uno proporcional y coherente con el presupuesto oficial del proceso
OBSERVACIÓN No. 4	SOLICITUD DE ELIMINACIÓN DEL REQUISITO DE POSGRADO PARA EL PERFIL DE DIRECTOR DE PROYECTO El numeral 5.4.2 del Proyecto de Términos y Condiciones establece como requisito habilitante para el cargo de Director del Proyecto que el profesional cuente con título de posgrado en gerencia de proyectos, petróleo, gas o gerencia de hidrocarburos, además de 20 años de experiencia general y 6 contratos de experiencia específica como Gerente o Director de Proyectos en perforación de pozos exploratorios o estratigráficos. Consideramos que este requisito resulta desproporcionado y restrictivo, por cuanto existen numerosos profesionales con amplia trayectoria y experiencia comprobada en proyectos de perforación de pozos que no cuentan con título de posgrado, pero que poseen las competencias técnicas y operativas necesarias para dirigir exitosamente un proyecto de esta naturaleza. La exigencia de posgrado, sumada a los elevados requisitos de experiencia, reduce significativamente el universo de profesionales elegibles, lo que podría afectar la pluralidad de oferentes. Solicitamos respetuosamente que la Entidad elimine el requisito de posgrado para el perfil de Director de Proyecto, o en su defecto, lo establezca como un criterio de evaluación y puntaje

	adicional, pero no como requisito habilitante, permitiendo así que profesionales con vasta experiencia en el sector puedan ser postulados para este cargo.
--	--

RESPUESTA OBSERVACIÓN No. 1:

La Entidad se permite informar que la misma se acepta de forma parcial. Se reconoce la existencia de una inconsistencia en la redacción de los numerales citados, por lo cual la Entidad procederá a realizar la corrección técnica en el Pliego de Condiciones Definitivo para unificar el criterio. No obstante, frente a la solicitud de no exigir la convalidación, la Entidad aclara que prevalecerá la exigencia de convalidación para los títulos de pregrado y posgrado obtenidos en el exterior.

RESPUESTA OBSERVACIÓN No. 2:

La entidad se permite informar que debido al volumen de observaciones recibidas al pliego de condiciones se modifica la fecha de cierre del proceso.

RESPUESTA OBSERVACIÓN No. 3:

La Entidad permite informar que se acepta la observación. Una vez verificada la información, se evidenció que el valor señalado en SMMLV corresponde a un error en la conversión del Presupuesto Oficial Estimado. En consecuencia, se procederá a realizar la corrección correspondiente en el Pliego de Condiciones Definitivo, ajustando el valor de la experiencia requerida al monto del presupuesto del proceso. se realizarán los ajustes pertinentes en el numeral 5.4.1 y demás apartes relacionados, para reflejar correctamente que el presupuesto de \$99.498.031.350,30 equivale a 56.826,63 SMMLV.

La Entidad precisa que la presente corrección constituye un ajuste de forma de carácter aritmético y tipográfico, por lo cual NO genera ninguna modificación material ni tiene incidencia alguna sobre los requisitos habilitantes, indicadores financieros, condiciones de participación, asignación de riesgos, ni sobre los demás aspectos sustanciales y de fondo del presente proceso de selección. El Presupuesto Oficial Estimado en pesos colombianos se mantiene inalterado, garantizando así la estabilidad de las condiciones inicialmente publicadas, la seguridad jurídica y la plena trazabilidad del proceso.

RESPUESTA OBSERVACIÓN No. 4:

La Entidad se permite informar que no se acepta la solicitud de eliminar el requisito de posgrado como condición habilitante. Lo anterior se fundamenta en la alta complejidad técnica y gerencial que conlleva la ejecución de proyectos de perforación de pozos estratigráficos y caracterización del subsuelo. No obstante, la entidad ha decidido ampliar el espectro de títulos de posgrado aceptados y la experiencia específica aceptada. En consecuencia, el perfil del personal mínimo quedará definido en el Pliego de Condiciones Definitivo de la siguiente manera:

Cargo a desempeñar	Formación académica	Experiencia general	Experiencia específica		Requerimiento particular
			Como/En:	Número de contratos o Proyectos	

Director del proyecto	Ingeniero de Petróleos o Ingeniero Geólogo o Geólogo, con posgrado en Gerencia de Proyectos o Gerencia de negocios o Administración de proyectos o ciencias de la tierra o geociencias.	20 años	Gerente o Director o Coordinador de Proyectos de perforación de pozos exploratorios o estratigráficos para la industria de los hidrocarburos, o en proyectos de análisis estratigráfico durante la perforación de pozos o estudios estratigráficos o interpretación geológica o evaluación integral de plays o sistemas petroleros. Al menos dos (2) de los proyectos debe ser en perforación de pozos exploratorios o estratigráficos.	6	El profesional deberá contar con certificación en Well control, Rig pass y Stuck pipe antes del inicio de la fase de perforación.
Company man	Ingeniero de petróleo o Ingeniero mecánico	15 años	Company Man o Ingeniero de perforación o Profesional de perforación en proyectos de perforación de pozos exploratorios o estratigráficos para la industria de los hidrocarburos, donde al menos uno (1) de los proyectos haya incluido corazonamiento	7	El profesional deberá contar con certificación en Well control, Rig pass y Stuck pipe antes del inicio de la fase de perforación.

OBSERVANTE 11: SANTIAGO DÍAZ HOYOS 14 de abril de 2026 14:19 h.

OBSERVANTE 11:	SANTIAGO DÍAZ HOYOS
FECHA DE RADICACIÓN	14 de abril de 2026 14:19 h.
OBSERVACIÓN:	OBSERVACIÓN AL PROYECTO DE TÉRMINOS Y CONDICIONES PROCESO INA-011-2026 <i>Asunto: Exigencia de contratos de pozos slim hole cuyo objeto incluya la identificación de gas o hidrógeno como requisito habilitante de experiencia — restricción indebida de la libre concurrencia</i> I. IDENTIFICACIÓN DE LA RESTRICCIÓN OBSERVADA El numeral 5.4.1.1 del proyecto de Términos y Condiciones del proceso INA-011-2026 exige, como parte de la experiencia específica habilitante del oferente, la acreditación de: <i>"Formulación de programas de perforación para pozos estratigráficos cuyo objeto sea la evaluación de gas natural y/o hidrógeno."</i> Adicionalmente, las adendas al proceso han extendido esta lógica a los perfiles del equipo de trabajo (Geólogo Senior y Company Man), exigiendo que al menos uno de los pozos slim hole acreditados tenga "como objeto la evaluación de gas y/o hidrógeno en cuencas colombianas". Esta observación demuestra, con fundamento técnico y jurídico, que dicha exigencia constituye una restricción indebida a la libre concurrencia, por cuanto define como requisito habilitante una condición que es técnica y normativamente incompatible con la naturaleza de los pozos estratigráficos y que, en la práctica, solo puede ser acreditada con contratos derivados de los concursos de méritos celebrados por la ANH en los años 2024 y 2025 —procesos que, entre otras circunstancias relevantes, nunca concluyeron con pruebas de formación que verificaran la presencia efectiva de gas o hidrógeno. II. FUNDAMENTO TÉCNICO: LA NATURALEZA DEL POZO ESTRATIGRÁFICO Y SU DISTINCIÓN DEL POZO EXPLORATORIO 2.1. Definición y propósito del pozo estratigráfico

	El marco regulatorio colombiano del sector de hidrocarburos distingue de manera clara y estructural entre dos categorías de pozos: Pozos exploratorios: aquellos cuyo objeto es la búsqueda y descubrimiento de acumulaciones de hidrocarburos. Su diseño incluye la evaluación de la capacidad productiva de las formaciones, la toma de pruebas de formación (DST), el análisis de fluidos producidos y la determinación de la existencia y cantidad de gas, petróleo o hidrógeno en el subsuelo. En los contratos de exploración y producción suscritos con la ANH, el hallazgo positivo de hidrocarburos —y su identificación como gas o petróleo— es un resultado esperado y contractualmente relevante. Pozos estratigráficos: aquellos cuyo objeto es la caracterización geológica y estratigráfica del subsuelo. Su propósito es conocer la litología, el espesor, las propiedades petrofísicas y las condiciones estructurales de las formaciones, mediante la recuperación de núcleos, la adquisición de registros eléctricos y la toma de muestras. Esta distinción no es semántica: tiene consecuencias normativas precisas y determina las obligaciones de cada operación de perforación. 2.2. El pozo estratigráfico no se "prueba": fundamento técnico y regulatorio La diferencia central entre ambas categorías radica en que el pozo estratigráfico no contempla, ni debe contemplar, pruebas de formación orientadas a confirmar la presencia comercial de hidrocarburos. Esta limitación no es una deficiencia operativa: es inherente a su naturaleza y propósito. En el marco de la regulación de hidrocarburos en Colombia, la Agencia Nacional de Hidrocarburos — mediante sus reglamentos técnicos de exploración y el marco de los contratos de exploración y producción (E&P)— distingue la fase de adquisición de información estratigráfica de la fase exploratoria propiamente dicha. Los pozos estratigráficos, incluyendo los de tipo slim hole, son instrumentos de la primera fase: generan información geológica, no descubrimientos de hidrocarburos. En consecuencia: • Un pozo estratigráfico no tiene como objeto la identificación de gas o hidrógeno: tiene como objeto la caracterización de secuencias sedimentarias. • "Un pozo estratigráfico slim hole no realiza pruebas de formación orientadas a confirmar la presencia o productividad de hidrocarburos: su alcance se circunscribe a la caracterización litológica y petrofísica de las formaciones atravesadas, sin que los resultados obtenidos constituyan, ni estén destinados a constituir, evidencia de acumulaciones comerciales de gas o hidrógeno." • Exigir que el contrato en que se acredita la experiencia tenga "como objeto" la identificación de gas o hidrógeno en un pozo slim hole es técnicamente contradictorio: ese no puede ser el objeto de un pozo estratigráfico en ningún marco regulatorio. El propio proyecto de Términos y Condiciones reconoce esta distinción al describir el objetivo del pozo ANH-PALEOZOICO-1X como orientado a la "caracterización geológica y estratigráfica" y a la obtención de "información directa del subsuelo que permita definir la litología, espesor, propiedades petrofísicas y características estructurales", no a confirmar la presencia de hidrocarburos. III. FUNDAMENTO JURÍDICO: RESTRICCIÓN INDEBIDA A LA LIBRE CONCURRENCIA 3.1. El requisito habilitante debe ser proporcional al objeto contractual El artículo 5° del Decreto 1082 de 2015 establece que los requisitos habilitantes deben ser proporcionales y adecuados al objeto del contrato y a las condiciones del mercado. En el mismo sentido, la Ley 80 de 1993, en su artículo 24, consagra el principio de selección objetiva y libre concurrencia, que exige evitar barreras de acceso que no estén soportadas técnicamente. La exigencia de acreditar experiencia en pozos slim hole cuyo objeto contractual sea la evaluación de gas o hidrógeno no supera este estándar de proporcionalidad por las siguientes razones: • No existe en el mercado colombiano un conjunto significativo de contratos de perforación de pozos slim hole cuyo objeto declarado sea la identificación de gas o hidrógeno. Esta especificidad no obedece a una condición técnica requerida para ejecutar el objeto del contrato INA-011-2026, sino que define artificialmente un nicho de experiencia prácticamente inexistente.
--	--

	• La idoneidad técnica de un proponente para ejecutar el objeto del contrato INA-011-2026 se acredita a través de su capacidad demostrada en operaciones de perforación estratigráfica y caracterización del subsuelo, no a través de la redacción del objeto de contratos anteriores. Exigir una formulación específica en el objeto contractual de la experiencia aportada no mide competencia real: mide coincidencia terminológica." • El requisito no mide capacidad real: mide la redacción del objeto de contratos anteriores. Dos proponentes con exactamente la misma experiencia técnica en perforación de pozos slim hole y recuperación de núcleos pueden quedar en posiciones de habilitación completamente distintas según si el contrato con el que acrediten su experiencia menciona o no la palabra "gas" en su objeto. 3.2. El único mercado que puede cumplir este requisito es el generado por los concursos ANH 2024-2025 En términos prácticos, la exigencia de que el contrato de experiencia tenga como objeto la evaluación de gas o hidrógeno en pozos slim hole solo puede ser satisfecha con contratos derivados de los procesos de concurso de méritos celebrados por la ANH en los años 2024 y 2025, que fueron los primeros en Colombia en incluir este tipo de alcance explícito en el objeto contractual. Este hecho tiene una consecuencia jurídica directa: el requisito habilitante está diseñado —consciente o inconscientemente— para beneficiar a quienes participaron en esos procesos específicos, cerrando el proceso a todos los demás operadores con experiencia técnica equivalente o superior en perforación estratigráfica. Esta situación configura exactamente lo que la jurisprudencia del Consejo de Estado ha calificado como un "pliego de condiciones direccionado": aquel en que los requisitos habilitantes, bajo apariencia de neutralidad técnica, favorecen sistemáticamente a un grupo reducido de proponentes y excluyen a los demás sin justificación objetiva. 3.3. La experiencia en evaluación de gas no fue verificada ni probada en los contratos ANH 2024-2025 Un elemento adicional refuerza la irrazonabilidad técnica del requisito: los contratos derivados de los concursos de méritos ANH 2024-2025, que serían los únicos en posición de acreditar experiencia en pozos slim hole "cuyo objeto sea la evaluación de gas o hidrógeno", no han concluido con pruebas de formación ni con resultados que confirmen la presencia de gas o hidrógeno en las formaciones intervenidas. En otras palabras, el requisito exige acreditar experiencia en "evaluación de gas" mediante contratos que nunca evaluaron realmente la presencia de gas, porque el pozo estratigráfico —por su naturaleza técnica— no está diseñado para hacerlo. La circularidad de este argumento evidencia que el requisito carece de sustento técnico real: lo que se exige como experiencia es simplemente que el objeto del contrato contenga determinada formulación lingüística, no que el proponente haya demostrado efectivamente una capacidad técnica diferenciada. IV. CONCLUSIÓN Y SOLICITUD Por las razones expuestas, la exigencia de acreditar contratos de perforación de pozos slim hole cuyo objeto sea la evaluación de gas o hidrógeno como requisito habilitante de experiencia: • Es técnicamente incoherente con la naturaleza del pozo estratigráfico, que por definición no tiene como objeto la identificación de hidrocarburos. • Es jurídicamente desproporcionada, por cuanto no guarda relación con la capacidad técnica real requerida para ejecutar el objeto del contrato INA-011-2026. • Restringe indebidamente la libre concurrencia al definir un universo de experiencia válida que, en la práctica, solo puede ser acreditado por quienes participaron en los concursos de méritos de la ANH en 2024 y 2025. • Carece de sustento en la verificación de una capacidad técnica diferenciada, dado que los contratos en que se basaría esa experiencia nunca concluyeron con pruebas de formación que verifiquen la presencia de gas o hidrógeno.
--	--

	En consecuencia, se solicita que EN Territorio S.A. modifique el numeral 5.4.1.1 y las condiciones de experiencia del equipo de trabajo, eliminando la exigencia de que el objeto contractual del pozo slim hole deba incluir la evaluación de gas o hidrógeno, y reemplazándola por una formulación que evalúe la capacidad técnica efectiva: metros perforados, núcleos recuperados, análisis de laboratorio, y experiencia en caracterización estratigráfica en cuencas sedimentarias. Esta modificación garantiza la libre concurrencia, la selección objetiva y la proporcionalidad de los requisitos habilitantes, conforme a los principios rectores de la contratación estatal.
--	---

RESPUESTA:

La Entidad informa que acoge parcialmente la observación. En consecuencia, se realizarán los siguientes ajustes en la experiencia general y específica habilitante solicitada, la cual quedará formulada como:

CONDICIONES DE EXPERIENCIA DEL OFERENTE

El OFERENTE deberá acreditar en máximo tres (3) contratos Experiencia General en PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO DE POZOS EXPLORATORIOS O ESTRATIGRÁFICOS CON OBJETIVO DE HIDROCARBUROS O HIDRÓGENO, por el 100% del valor total del presupuesto oficial estimado (POE) en el presente proceso de selección. Cada contrato debe acreditar una profundidad mínima perforada de 8000 pies.

Para la acreditación de experiencia de MIPYMES Y/O EMPRENDIMIENTOS Y EMPRESA DE MUJER, que participen en el proceso, tendrá que acreditar en máximo tres (3) contratos experiencia en PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO DE POZOS EXPLORATORIOS O ESTRATIGRÁFICOS CON OBJETIVO DE HIDROCARBUROS O HIDRÓGENO, por el 70% del valor total del presupuesto oficial estimado en el presente proceso de selección. Cada contrato debe acreditar una profundidad mínima perforada de 8000 pies

EXPERIENCIA ESPECIFICA HABILITANTE

El OFERENTE deberá acreditar experiencia específica en todas las temáticas relacionadas a continuación, utilizando los mismos contratos presentados en la experiencia general habilitante:

- Al menos 20.000 pies perforados en pozos estratigráficos y/o exploratorios
- Al menos 5.000 pies de corazonamiento en pozos estratigráficos y/o exploratorios en los cuales se acredite una recuperación de corazones de al menos el 90% de lo contratado.
- Formulación de programas de perforación para pozos estratigráficos de hidrocarburos y/o exploratorios de hidrocarburos y/o estratigráficos de hidrogeno.
- Cada contrato presentado deberá acreditar una profundidad mínima perforada de 8.000 pies.

Además, debe demostrar experiencia específica en todas las temáticas relacionadas a continuación, utilizando los mismos o diferentes contratos a los presentados en la experiencia general habilitante:

- Elaboración de Planes de Manejo Ambiental y/o Planes de Gestión Social para la perforación de pozos estratigráficos y/o exploratorios en cuencas colombianas.
- Pruebas de desgasificación y/o adsorción isotérmica en núcleos extraídos de pozos estratigráficos y/o exploratorios para la evaluación de gases de hidrocarburos y/o hidrógeno natural.
- Evaluación y/o interpretación geoquímica; y/o interpretación estratigráfica y/o estructural de cuencas colombianas; y/o evaluación de sistemas petrolíferos y/o evaluación de plays de gas en cuencas colombianas de hidrocarburos.

OBSERVANTE 12: Drilling KPTI 14 de abril de 2026 11:47 h

OBSERVANTE 12: Drilling KPTI	
FECHA DE RADICACIÓN	14 de abril de 2026 11:47 h.
OBSERVACIÓN:	Respetuosamente solicitamos a la Entidad revisar y ajustar la exigencia relacionada con la presentación de los certificados de Well Control, Rig Pass y Stuck Pipe para el personal mínimo requerido, en el sentido de que dichos documentos sean exigidos al proponente adjudicatario como requisito previo a la suscripción del contrato o al inicio de ejecución, y no como requisito habilitante en la etapa de presentación de la oferta. Las certificaciones de Well Control, Rig Pass y Stuck Pipe corresponden a entrenamientos operacionales específicos, de carácter dinámico y con vigencias limitadas, que dependen del rol específico del personal durante la ejecución del proyecto y de la programación operativa del contratista. Exigir estos certificados en etapa de habilitación puede generar que certificados pierdan vigencia antes del inicio real de las actividades y limita la posibilidad de optimizar la conformación del equipo conforme al plan definitivo de ejecución. Además, las certificaciones solicitadas no inciden directamente en la capacidad del proponente como empresa (idoneidad jurídica, financiera o experiencia), sino en condiciones operativas del personal en fase de ejecución. Solicitar estos certificados en etapa habilitante genera sobrecostos innecesarios para los proponentes sin garantía de adjudicación y no garantiza que el personal cumpla con los requisitos en el momento en que realmente se requieren (ejecución).

RESPUESTA:

Se acepta la observación del proponente. Dichas certificaciones no constituirán un requisito habilitante para la presentación de la oferta.

No obstante, la Entidad ratifica la exigencia de contar con las certificaciones vigentes de Well Control, Rig Pass y Stuck Pipe como un requisito obligatorio para el adjudicatario del contrato previo al inicio de las labores de perforación. El incumplimiento en la presentación de estos documentos impedirá el inicio formal de las actividades de perforación y dará lugar a la aplicación de las sanciones, multas o medidas de apremio contempladas en el régimen contractual del proceso por causas imputables al contratista.

Esta determinación se fundamenta en los siguientes puntos:

- **Gestión de Riesgos:** Es imperativo garantizar que el personal líder cuente con las competencias técnicas actualizadas para prevenir siniestros y gestionar riesgos operativos complejos durante la fase de perforación.
- **Seguridad Operativa:** El control de brotes y la prevención de pegas de tubería son críticos para la integridad del proyecto. Permitir la ausencia de estas credenciales durante la ejecución de la perforación trasladaría un nivel de riesgo inaceptable para la operación.
- **Cumplimiento Normativo:** Asegura que los estándares de seguridad industrial en la perforación se mantengan en los niveles más altos exigidos por la industria.

Por lo tanto, el proponente que resulte adjudicatario del contrato deberá presentar la documentación soporte que acredite la vigencia de dichas certificaciones como condición para el inicio de la perforación del pozo.

OBSERVANTE 13: Laura Perilla M. 17 de abril de 2026 07:51 h.

OBSERVANTE 13: Laura Perilla M	
FECHA DE RADICACIÓN	17 de abril de 2026 07:51 h.
OBSERVACIÓN:	OBSERVACIÓN AL PROYECTO DE TÉRMINOS Y CONDICIONES PROCESO INA-011-2026 ENTerritorio S.A. Numeral observado: 5.4.1.1 – Experiencia Específica Habilitante Condición observada: Al menos 12.000 pies perforados y 5.000 pies de núcleos recuperados en pozos estratigráficos Solicitud: Ampliar el tipo de pozo admisible para acreditar la experiencia, de modo que comprenda también la perforación de pozos exploratorios con actividades de corazonamiento, en los términos y con los fundamentos que se exponen a continuación. Respetado equipo de Enterritorio, como se menciona en el asunto de esta comunicación solicitamos por favor, ampliar el tipo de pozo admisible para acreditar la experiencia basados en : Equivalencia operacional entre pozos estratigráficos y exploratorios con corazonamiento El pozo estratigráfico es un tipo especializado de pozo cuya finalidad principal es la caracterización geológica y sedimentaria de una cuenca o de una formación objetivo, mediante la recuperación sistemática de núcleos de roca (cores). Sin embargo, desde el punto de vista de las operaciones de perforación y corazonamiento, la diferencia entre un pozo estratigráfico y un pozo exploratorio que incluya un programa intensivo de corazonamiento es, en lo sustancial, de naturaleza administrativa o regulatoria, y no de índole técnica ni operacional. En ambos tipos de pozo confluyen, de manera idéntica, las mismas operaciones técnicas que constituyen el núcleo de la experiencia que el presente proceso pretende verificar: • Planificación y ejecución del programa de perforación direccional o vertical según el diseño de ingeniería de pozo. • Operación de herramientas de corazonamiento (core barrels), ya sea convencionales, de tipo Slim hole o de diámetro completo, con idénticos protocolos de recuperación, preservación y cadena de custodia de los núcleos. • Gestión de fluidos de perforación compatibles con la preservación de propiedades petrofísicas y geoquímicas de los núcleos. • Medición, empaque y rotulado de secciones de núcleo, con trazabilidad métrica del metraje recuperado respecto al metraje perforado (porcentaje de recuperación). • Supervisión en tiempo real de parámetros críticos del pozo: peso sobre la broca, torque, tasa de penetración, circulación de fluidos y detección de gases.

	• Gestión de seguridad industrial y control de pozo (well control), bajo estándares internacionales (IWCF/IADC), aplicables indistintamente al tipo de pozo. La distinción regulatoria entre un pozo estratigráfico —categorizado así por la ANH en virtud de su finalidad de exploración científica o de evaluación de recursos no convencionales— y un pozo exploratorio con corazonamiento extensivo no determina diferencia alguna en el nivel de destreza técnica, en la complejidad operacional ni en la capacitación del personal que ejecuta los trabajos. El metraje perforado y los pies de núcleos recuperados son una medida objetiva de ejecución técnica que se acumula de la misma forma, independientemente de la categoría administrativa del pozo. Referencia a la práctica sectorial y a los estándares de la industria Oil & Gas En la industria de hidrocarburos, los programas de corazonamiento extensivo han sido históricamente asociados a pozos de evaluación (appraisal wells) y a pozos exploratorios en cuencas de frontera, particularmente cuando el objetivo es la caracterización de plays de gas o de recursos no convencionales como el gas de carbón (CBM) o el gas en lutitas (shale gas). La ANH, en sus propios programas de evaluación de cuencas sedimentarias, ha contratado pozos denominados «exploratorios» con programas de corazonamiento que alcanzan o superan el metraje exigido en el numeral 5.4.1.1 del presente pliego. Restringir la experiencia acreditable exclusivamente a pozos catalogados como «estratigráficos» implica ignorar que la denominación del pozo es una categoría jurídica y contractual, asignada en función del tipo de licencia otorgada por la autoridad regulatoria, y no un indicador del nivel de complejidad técnica ni de la naturaleza de las operaciones ejecutadas. Empresas con amplia trayectoria en corazonamiento de pozos exploratorios poseen, en términos reales y verificables, la misma capacidad técnica que aquellas que han ejecutado programas similares bajo la denominación de pozos estratigráficos. Alcance del objeto del presente contrato El objeto del proceso INA-011-2026 comprende la perforación de un pozo con corazonamiento continuo y la realización de análisis geoquímicos y petrofísicos sobre las muestras recuperadas. Las competencias técnicas requeridas para la ejecución exitosa de dicho objeto son: (i) la capacidad de perforar un pozo hasta la profundidad objetivo manteniendo la estabilidad del agujero, y (ii) la capacidad de recuperar, preservar y entregar núcleos en condiciones adecuadas para los análisis de laboratorio. Ambas competencias son demostradas indistintamente mediante la experiencia en pozos estratigráficos o en pozos exploratorios con corazonamiento. 1. Principio de selección objetiva y libre concurrencia El artículo 5 de la Ley 80 de 1993 y el artículo 5 de la Ley 1150 de 2007 establecen que los requisitos habilitantes de capacidad técnica deben ser proporcionales al objeto del contrato y no pueden constituir una restricción injustificada al número de oferentes. El Consejo de Estado ha reiterado que las condiciones de experiencia deben estar estrechamente vinculadas a las competencias necesarias para ejecutar el objeto contractual, y que su formulación excesivamente restrictiva vulnera el principio de selección objetiva contenido en el artículo 5 de la Ley 80 de 1993. La limitación de la experiencia acreditable a pozos exclusivamente catalogados como «estratigráficos», cuando existe una equivalencia técnica demostrable con los pozos exploratorios dotados de programas de corazonamiento, constituye una restricción que carece de sustento técnico y que reduce artificialmente el universo de potenciales oferentes, en detrimento del principio de libre concurrencia previsto en el numeral 2 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007. 2. Proporcionalidad de los requisitos habilitantes El Decreto 1082 de 2015, en su artículo 2.2.1.1.6.1, señala que las entidades estatales deben exigir requisitos habilitantes que sean necesarios para la ejecución del contrato, sin ir más allá de lo que el objeto contractual demanda. El Manual para la Identificación y Cobertura del Riesgo en los Procesos de Contratación de Colombia Compra Eficiente refuerza este principio al indicar que los requisitos de experiencia deben corresponder a la complejidad real de las actividades a ejecutar y no a categorías formales o administrativas que no reflejan diferencias sustanciales en la competencia técnica de los oferentes. Dado que la complejidad técnica de perforar un pozo y recuperar núcleos de roca es equivalente en pozos estratigráficos y exploratorios, el requisito —tal como está redactado— es desproporcionado
--	---

	respecto al objeto real del contrato, en la medida en que excluye experiencia técnicamente válida y relevante sin justificación objetiva. 3. Coherencia interna del pliego de condiciones El propio pliego de condiciones reconoce, en el numeral 5.4.2 (Experiencia Habilitante del Equipo de Trabajo) y en el numeral 6.4.1 (Experiencia Específica Adicional del Equipo de Trabajo), la equivalencia técnica entre pozos exploratorios y estratigráficos, al admitir experiencia en «proyectos de perforación de pozos exploratorios o estratigráficos» para la calificación del Director del Proyecto y del Company Man. Esta equivalencia, explícitamente reconocida por la entidad en otros numerales del mismo pliego para los profesionales del equipo de trabajo, carece de sustento técnico como restricción cuando se trata de la experiencia corporativa del oferente en el numeral 5.4.1.1. La asimetría en el tratamiento —admitir pozos exploratorios para el personal, pero no para la experiencia del proponente— genera una inconsistencia interna que no tiene respaldo en diferencias técnicas reales y que afecta la coherencia del instrumento de selección. SOLICITUD Con fundamento en los argumentos técnicos y jurídicos expuestos, se solicita respetuosamente a ENTerritorio S.A. modificar el texto del primer ítem del numeral 5.4.1.1 de los Términos y Condiciones, en los siguientes términos: Texto propuesto: «Al menos 12.000 pies perforados y 5.000 pies de núcleos recuperados en pozos estratigráficos y/o pozos exploratorios que hayan incluido un programa de corazonamiento continuo o selectivo». Esta modificación garantiza que la condición habilitante continúe verificando la competencia técnica real que el contrato demanda —la capacidad de perforar y recuperar núcleos de roca de forma efectiva y con los rendimientos exigidos—, sin restringir artificialmente la competencia a un universo de operadores definido por criterios administrativos que no reflejan diferencias sustanciales en aptitud técnica.
--	---

RESPUESTA:

La Entidad informa que acoge parcialmente la observación. En consecuencia, se realizarán los siguientes ajustes en la experiencia general y específica habilitante solicitada, la cual quedará formulada como:

CONDICIONES DE EXPERIENCIA DEL OFERENTE

El OFERENTE deberá acreditar en máximo tres (3) contratos Experiencia General en PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO DE POZOS EXPLORATORIOS O ESTRATIGRÁFICOS CON OBJETIVO DE HIDROCARBUROS O HIDRÓGENO, por el 100% del valor total del presupuesto oficial estimado (POE) en el presente proceso de selección. Cada contrato debe acreditar una profundidad mínima perforada de 8000 pies.

Para la acreditación de experiencia de MIPYMES Y/O EMPRENDIMIENTOS Y EMPRESA DE MUJER, que participen en el proceso, tendrá que acreditar en máximo tres (3) contratos experiencia en PERFORACIÓN Y CORAZONAMIENTO DE POZOS EXPLORATORIOS O ESTRATIGRÁFICOS CON OBJETIVO DE HIDROCARBUROS O HIDRÓGENO, por el 70% del valor total del presupuesto oficial estimado en el presente proceso de selección. Cada contrato debe acreditar una profundidad mínima perforada de 8000 pies

EXPERIENCIA ESPECIFICA HABILITANTE

El OFERENTE deberá acreditar experiencia específica en todas las temáticas relacionadas a continuación, utilizando los mismos contratos presentados en la experiencia general habilitante:

- Al menos 20.000 pies perforados en pozos estratigráficos y/o exploratorios
- Al menos 5.000 pies de corazonamiento en pozos estratigráficos y/o exploratorios en los cuales se acredite una recuperación de corazones de al menos el 90% de lo contratado.
- Formulación de programas de perforación para pozos estratigráficos de hidrocarburos y/o exploratorios de hidrocarburos y/o estratigráficos de hidrógeno.
- Cada contrato presentado deberá acreditar una profundidad mínima perforada de 8.000 pies.

Además, debe demostrar experiencia específica en todas las temáticas relacionadas a continuación, utilizando los mismos o diferentes contratos a los presentados en la experiencia general habilitante:

- Elaboración de Planes de Manejo Ambiental y/o Planes de Gestión Social para la perforación de pozos estratigráficos y/o exploratorios en cuencas colombianas.
- Pruebas de desgasificación y/o adsorción isotérmica en núcleos extraídos de pozos estratigráficos y/o exploratorios para la evaluación de gases de hidrocarburos y/o hidrógeno natural.
- Evaluación y/o interpretación geoquímica; y/o interpretación estratigráfica y/o estructural de cuencas colombianas; y/o evaluación de sistemas petrolíferos y/o evaluación de plays de gas en cuencas colombianas de hidrocarburos.

OBSERVANTE 14: Mauricio Sierra 17 de abril de 2026 16:08 h.

OBSERVANTE 14:	TITAN DRILLING SOLUTIONS – POWERING TOMORROW’S ENERGY – R/TE. LAURA PERILLA
FECHA DE RADICACIÓN	17 de abril de 2026 16:08 h.
OBSERVACIÓN:	1. Con el fin de promover una mayor pluralidad de oferentes y condiciones de competencia en el proceso, ¿la entidad podría aclarar si es admisible la utilización de equipos de Perforación de 1200 HP, considerando que este tipo de equipo es técnicamente apto para la profundidad, condiciones geológicas esperadas y alcance definido en el proyecto? 2. Considerando que las operaciones previstas (perforación hasta aproximadamente 3.505 m, recuperación de núcleos, adquisición de registros eléctricos y estudios tomográficos) no evidencian requerimientos de alta demanda de potencia típicos de equipos de 1500 HP, ¿la entidad podría justificar dicha exigencia o, en su defecto, confirmar si es posible proponer un equipo de 1200 HP, siempre que se

	garantice el cumplimiento de los parámetros operacionales, de seguridad y desempeño exigidos en el contrato? 3. Teniendo en cuenta que la profundidad objetivo del pozo (~3.505 m / 11.500 ft) se encuentra dentro del rango operativo típico de equipos de 1200 HP, y que estos equipos cuentan con capacidades de hook load entre 350.000 y 450.000 lb, suficientes para manejar arreglos de tubería, BHA y operaciones de coring en este rango de profundidad, ¿la entidad consideraría permitir el uso de equipos de 1200 HP, siempre que se garantice el cumplimiento de las condiciones de seguridad, integridad del pozo y eficiencia operativa requeridas? 4. Considerando que los equipos de 1200 HP disponen de sistemas de bombeo (triplex pumps) con capacidad suficiente para garantizar caudales y presiones adecuados para la limpieza de hueco, transporte de recortes y operaciones de toma de núcleos en diámetros convencionales para este tipo de pozo, y que no se evidencian en el pliego requerimientos de alta demanda hidráulica (por ejemplo, perforación de secciones de gran diámetro o condiciones HPHT), ¿la entidad podría aceptar este tipo de equipos sin comprometer el desempeño del proyecto? 5. Dado que las condiciones geológicas descritas (secuencias paleozoicas, posibles niveles de chert y basamento) no necesariamente implican requerimientos extremos de torque más allá de la capacidad estándar de equipos de 1200 HP, los cuales pueden operar adecuadamente con top drives y sistemas de rotación compatibles con BHA de coring y perforación convencional, ¿la entidad consideraría flexibilizar la exigencia a 1200 HP, siempre que se garantice la capacidad de respuesta ante condiciones operacionales variables? 6. Teniendo en cuenta que: 7. La profundidad objetivo (~3.505 m) no corresponde a un pozo profundo de alta exigencia, 8. Las operaciones previstas (coring, registros eléctricos, estudios tomográficos) no requieren cargas elevadas sostenidas, 9. Los equipos de 1200 HP cumplen con capacidades suficientes en hook load, potencia de bombeo, torque y manejo de sarta para este tipo de operación, 10. ¿la entidad podría justificar técnicamente la exigencia de equipos de 1500 HP o, en su defecto, permitir la participación con equipos de 1200 HP, en la medida en que estos garantizan la ejecución integral del proyecto con criterios de eficiencia operativa y optimización de costos? 11. ¿Incluye únicamente el equipo de perforación o también combustible, campamento, herramientas de manejo tubular, personal, generadores, iluminación y talleres? 12. ¿Incluye top drive, iron roughneck, catwalk, mud pumps y sistema de control de sólidos? 13. ¿Incluye costos de movilización y desmovilización? 14. Tarifa de perforación por pie o por sección: 15. ¿Incluye brocas, motores, estabilizadores, jars, subs, BHA y desgaste de herramientas? 16. ¿Incluye cambios de BHA, viajes, backreaming y limpieza de hueco? 17. ¿Incluye tiempo improductivo razonable por problemas de formación? 18. Tarifa de fluidos: 19. ¿Incluye solamente el personal y la ingeniería de fluidos o también todos los productos químicos, bentonita, barita, polímeros, lubricantes, LCM, inhibidores y químicos especiales? 20. ¿Incluye equipos de control de sólidos, centrifugas, shale shakers, mud cleaners y tanques? 21. ¿Incluye disposición final de lodos y recortes contaminados? 22. Tarifa de cementación: 23. ¿Incluye cemento, aditivos, centralizadores, scratchers, float equipment y cabezales de cementación? 24. ¿Incluye cementaciones remediales, squeeze jobs y cement plugs? 25. ¿Incluye equipos de mezcla, bombeo, laboratorio y personal especializado? 26. Tarifa de MWD/LWD: 27. ¿Incluye únicamente la herramienta básica MWD o también gamma ray, resistividad, sínico, densidad, neutrón y PWD? 28. ¿Incluye personal DD, MWD y well planning?
--	---

	29. ¿Incluye estabilización, spacing subs y reemplazo por falla de herramientas? En otras licitaciones, las tarifas de MWD suelen incluir personal, well planning, herramientas, estabilización y spacing por pie perforado. 30. Tarifa de mud logging: 31. ¿Incluye unidad, sensores, software, geólogos, adquisición de gas, cromatografía, muestras de cutting, reportes y espectrometría de masas? 32. ¿Incluye muestras húmedas, secas y kits de preservación? 33. ¿Incluye stand by de la unidad? En referencias comparables, mud logging normalmente cubre unidad, sensores, personal, consumibles geológicos y geólogos de pozo. 34. Tarifa de coring: 35. ¿Incluye barril, inner barrel, coronas, catchers, lubricantes y personal especializado? 36. ¿Incluye cajas, preservación, refrigeración, fotografía, transporte y manipulación de núcleos? 37. ¿Incluye tiempos de orientación, alineación y recuperación? 38. ¿La tarifa se reconocerá por pie cortado, pie recuperado o corrida completa? 39. Tarifa de laboratorio: 40. ¿Qué ensayos están incluidos en cada paquete? 41. ¿Incluye preparación de plugs, slabing, fotografía, CT Scan, petrografía, SCAL, Rock Eval, isotopía, DRX, FRX y geomecánica? 42. ¿Incluye reprocesos o pruebas repetidas? 43. Tarifa de herramientas de pesca: 44. ¿Incluye disponibilidad y movilización o solamente se paga si se usan? 45. ¿Incluye overshots, spears, junk baskets, imanes, molinos y jars? 46. ¿Cómo se reconocerá el lost in hole? En otros modelos de precios, fishing y lost in hole suelen manejarse como ítems separados. 47. Tarifa de contingencia: 48. ¿Qué eventos cubre: pérdidas severas, sidetrack, stuck pipe, fishing, squeeze cementing, hueco colapsado, control de pozo? 49. ¿Cuál es el porcentaje esperado de contingencia? En presupuestos de perforación suele considerarse un 15% sobre el costo total del pozo. 50. Tarifa de fuerza mayor o standby: 51. ¿Cómo se reconocerán tiempos de espera por clima, bloqueos, orden público, consulta previa, permisos, fallas de terceros o instrucciones de la ANH? 52. ¿Se pagará día completo, porcentaje del día o tarifa reducida? 53. Tarifa de obras civiles y vías: 54. ¿Incluye campamento, helipuerto, plataformas, drenajes, cellar, pits y reforzamiento de vías? 55. ¿Qué costos serán reembolsables? Normalmente transporte, vías, plataformas, helipuertos, cuadrillas adicionales y tiempos de espera no imputables al contratista suelen manejarse por fuera de la tarifa base.
--	--

RESPUESTA:

Una vez revisada y analizada la observación la entidad se permite señalar que frente a los interrogantes planteados en los numerales 1 al 10 lo siguiente:

1. El equipo de perforación debe tener una capacidad mínima de 1.500 HP, tal como se define en el documento de "Caracterización de la Necesidad".
2. Con la finalidad de garantizar el desarrollo seguro y eficiente de las operaciones planificadas, considerando una profundidad objetivo de 11.500 ft, una capacidad de carga en gancho requerida de 770.000 lb y un overpull de seguridad de 450.000 lb. Las condiciones geológicas del proyecto requieren una hidráulica y un torque que solo un equipo de estas

especificaciones garantiza para minimizar riesgos operacionales. Los requerimientos de equipos de 1.500 HP son características mínimas de cumplimiento obligatorio; no se admitirán equipos de menores especificaciones. En consecuencia, la observación no será acogida.

3. Se debe cumplir mínimo 1500 HP. Equipos de menor capacidad no serán aceptados. Ver sección 2.2.1 del documento Caracterización de la Necesidad y se confirma en respuesta anterior.

4. La Entidad no acoge la solicitud de aceptar equipos de perforación de 1.200 HP y ratifica que la potencia mínima requerida en el Pliego de Condiciones Definitivo es de 1.500 HP.

Con respecto a la observación de que los sistemas de bombeo Triplex de un equipo de 1.200 HP podrían cubrir nominalmente los caudales para la limpieza de hueco en diámetros convencionales, la determinación de la potencia del taladro no se restringe únicamente al balance hidráulico de superficie. La exigencia de un equipo de 1.500 HP responde a los límites de carga estructural y seguridad mecánica del sistema de levantamiento (hoisting system), bajo los siguientes fundamentos técnicos de ingeniería de subsuelo:

Capacidad Estructural en Gancho: Para la profundidad objetivo de 11.500 ft, el diseño mecánico y la configuración de las sargas de perforación y revestimiento (casing) demandan una capacidad de carga estática en gancho de 770.000 lb.

Margen de Tensión (Overpull de Seguridad): Ante contingencias geológicas en el subsuelo (como pegadas mecánicas o diferenciales por arrastre), el taladro debe contar con un overpull de seguridad de 450.000 lb para tensionar la sarga sin comprometer la integridad del equipo. Un taladro de 1.500 HP garantiza este margen de maniobra en sus curvas de izaje.

Riesgo en Toma de Núcleos (Corning): Las operaciones de toma de núcleos continuos incrementan sustancialmente la fricción y el arrastre (drag) en el pozo. Contar con la reserva de potencia en el Top Drive y en el malacate que ofrece un equipo de 1.500 HP es un requisito mínimo de mitigación de riesgos para evitar el aprisionamiento de la herramienta y salvaguardar la información geológica del proyecto.

En consecuencia, por razones de integridad estructural, control de riesgos operacionales y seguridad en el subsuelo, se mantiene inalterada la exigencia de un equipo de 1.500 HP como un requisito habilitante de obligatorio cumplimiento

5. Ver respuestas 2 y 4

6. Ver respuestas 2 y 4

7. Ver respuestas 2 y 4

8. Ver respuestas 2 y 4

9. Ver respuestas 2 y 4

10. Ver respuestas 2 y 4

11. El contratista debe suministrar no solo el equipo de perforación con sus accesorios (incluyendo el Top Drive y los sistemas de control de sólidos especificados en el pliego), sino también el personal mínimo obligatorio, campamento con capacidad suficiente para el personal del proyecto, alimentación, combustible, generación de energía, iluminación y talleres. Todos estos componentes son de obligatorio cumplimiento y necesarios para garantizar la continuidad y seguridad de la operación, por lo cual deben estar incluidos en la oferta económica global del proponente.

12. Ver respuesta 11

13. Respecto a la movilización y desmovilización, el proponente debe remitirse al Anexo 7A (Oferta Económica) y a las Condiciones Adicionales (F-PR-27). La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

14. Con respecto a la tarifa de perforación por pie o por sección el proponente debe remitirse al Anexo 7A (Oferta Económica) y a las Condiciones Adicionales (F-PR-27). La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

15. El alcance de la tarifa es integral y asume la transferencia del riesgo operativo al contratista, es decir, las herramientas de subsuelo están incluidas en el valor total e incluye el suministro, uso, amortización y desgaste de todas las herramientas de fondo necesarias para avanzar la perforación, tales como brocas (bits), motores de fondo, estabilizadores, martillos (jars), sustitutos (subs), y la configuración completa del Ensamblaje de Fondo (BHA - Bottom Hole Assembly).

16. La tarifa incluye todos los tiempos asociados a las maniobras requeridas para la construcción del pozo dentro de la sección respectiva, lo cual contempla de manera obligatoria los cambios de BHA, viajes de tubería (por calibración o cambio de broca), operaciones de backreaming (repaso) y la limpieza del hueco.

17. El riesgo por Tiempo Improductivo (NPT - Non-Productive Time) derivado de condiciones geológicas previsibles o problemas de formación (como inestabilidad de hueco o pérdidas mecánicas) es asumido por el contratista. La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

18. La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

19. Se aclara que el servicio de fluidos incluye la ingeniería y el suministro integral de todos los productos químicos necesarios (bentonita, barita, polímeros, lubricantes, materiales de circulación perdida - LCM, inhibidores y químicos especiales) para mantener el sistema base agua dentro de los parámetros diseñados en el programa de lodos. Por lo tanto, no se reconocerán costos adicionales por concepto de aditivos químicos esenciales para la estabilidad del pozo.

20. Al ser un alcance integral para el manejo del fluido, el contratista debe suministrar e incluir dentro de su tarifa el personal, los consumibles y la operación de los equipos de control de sólidos especificados (tales como centrífugas, shale shakers, mud cleaners y tanques de almacenamiento/tratamiento), garantizando la correcta remoción de recortes y el reacondicionamiento del lodo.

21. El alcance del servicio comprende la gestión integral, tratamiento, transporte y disposición final de los lodos agotados y recortes de perforación contaminados, en estricto cumplimiento de la normativa ambiental vigente y las licencias aplicables al proyecto. En conclusión, debe estar incluido este costo en la tarifa.

22. La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

23. La Entidad indica que el contratista debe proveer el servicio de cementación para todas las fases del pozo, incluyendo los tapones de abandono mecánico (cement plugs). La tarifa debe ser integral, cubriendo el personal especializado, los equipos de mezcla, bombeo de alta presión, pruebas de laboratorio y los aditivos necesarios para mantener las propiedades de la lechada, es decir, contemplar costos de cemento, aditivos, centralizadores, scratchers, float equipment y cabezales de cementación, trabajos de squeeze, etc.

24. Ver respuesta 23

25. Ver respuesta 23

26. Tarifa de MWD/LWD:

27. Sobre el servicio de MWD/LWD, el proponente debe ceñirse a los requerimientos de Registros Eléctricos solicitados en la Caracterización del proyecto. La Entidad exige la obtención de datos de subsuelo de alta calidad (resistividad, sónico dipolar, densidad-neutrón, etc.). Si el contratista decide utilizar tecnología MWD/LWD para optimizar su operación, mitigar riesgos en tiempo real o cumplir con los entregables solicitados, los costos asociados deben estar integrados en su oferta económica bajo los ítems correspondientes del Anexo 7A.

28. En línea con la respuesta 27, la tarifa deberá integrar el personal de Perforación Direccional (DD), ingenieros de MWD/LWD y el servicio de planeación del pozo (well planning).

29. El suministro de herramientas de fondo (BHA), estabilización y spacing subs corre por cuenta del contratista. No se reconocerán costos adicionales, tarifas de espera (standby) ni tiempos improductivos (NPT) por concepto de reemplazo debido a fallas mecánicas o electrónicas de las herramientas de MWD/LWD en fondo.

30. La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

31. El servicio de Mud Logging es de carácter obligatorio y su tarifa debe ser integral. Debe incluir el suministro de la unidad, sensores, software especializado, geólogos de pozo las 24 horas, recolección y descripción de muestras de canal (cutting), y la entrega de reportes diarios.

32. Es obligatorio y debe incluir la unidad, sensores, software, registro de gases C1 a C5 y H2, espectrometría de masas, muestras húmedas, secas y kits de preservación. La tarifa ofertada es integral y debe cubrir todos los consumibles y el personal geológico necesario en locación; por lo tanto, no se reconocerá tarifa de standby independiente para esta unidad.

33. La tarifa integral cubrirá las muestras húmedas, secas, empaque, rotulado y los kits de preservación correspondientes. No se reconocerán tarifas de standby independientes para esta unidad durante la campaña operativa.

34. La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

35. El proponente debe garantizar dentro de su tarifa el personal especializado, las herramientas de fondo (barril, inner barrel, coronas, catchers), los tiempos operativos de orientación, alineación y recuperación, así como el suministro de cajas porta-núcleos, la preservación técnica, refrigeración, fotografía y la manipulación segura de los núcleos.

36. Ver respuesta 35

37. Ver respuesta 35

38. Se aclara que el pago se hará única y exclusivamente por pie perforado ejecutado. Sin embargo, se debe garantizar la recuperación de al menos el 90% de la zona corazonada.

39. La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

40. El contratista es responsable directo de la ejecución y entrega de los análisis de palinología, la digitalización de núcleos y las tomografías computarizadas (CT Scan) detalladas en el alcance técnico del proyecto.

Frente a los interrogantes sobre el listado de pruebas, el proponente deberá ceñirse al paquete analítico mínimo exigido en los pliegos (preparación de plugs, slabing, petrografía, geomecánica, etc.). Los costos de transporte de las muestras hacia los laboratorios, la preparación de las mismas y los reprocesos o repeticiones de pruebas por control de calidad interna serán a exclusivo cargo del contratista.

41. Ver respuesta 40

42. Si, deben ser contemplados

En conclusión, el proponente debe garantizar:

Mud Logging: Es obligatorio y debe incluir la unidad, sensores, software, registro de gases C1 a C5 y H2, y espectrometría de masas.

Corazonamiento: Se requiere la toma de al menos 2.000 pies de núcleo. El pago se hará por pie perforado ejecutado. El proponente debe garantizar el personal, la preservación y el transporte de los núcleos hasta la Litoteca Nacional o el lugar que la ANH designe.

Laboratorio: El contratista es responsable de los análisis de palinología, digitalización de núcleos y tomografías (CT Scan) detalladas en el alcance. Los costos de transporte y preparación de muestras son a cargo del contratista.

43. La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

44. El proponente es el responsable exclusivo de disponer y movilizar equipos, herramientas y materiales requeridos para el desarrollo de la operación de manera óptima en los tiempos programados. El suministro de las herramientas de pesca (tales como overshots, spears, junk baskets, imanes, molinos y jars), su disponibilidad, condiciones de movilización y el eventual reconocimiento económico por herramientas perdidas en hueco (lost in hole), estos están estrictamente sujetos a lo estipulado en el documento de Condiciones Adicionales (Formato F-PR-27). El contratista debe prever estas situaciones operativas dentro de su esquema técnico y financiero de gestión de riesgos.

45. Ver Respuesta 44

46. La Entidad aclara que no contempla tarifas de contingencia porcentuales fijas sobre el valor total del contrato. El proponente es el responsable exclusivo de identificar, mitigar y valorar económicamente los riesgos operativos (tales como pérdidas severas, sidetrack, stuck pipe, pesca, squeeze cementing, hueco colapsado o control de pozo) e incluirlos en el valor de la oferta que debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación.

47. La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

48. La Entidad aclara que no contempla tarifas de contingencia porcentuales fijas sobre el valor total del contrato. El proponente es el responsable exclusivo de identificar, mitigar y valorar económicamente los riesgos operativos (tales como pérdidas severas, sidetrack, stuck pipe, pesca, squeeze cementing, hueco colapsado o control de pozo) e incluirlos en el valor de la oferta que debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación.

49. Ver respuesta 46

50. La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

51. Ver respuesta 48

52. Ver respuesta 38

53. La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

54. El objeto del contrato incluye de forma integral la adecuación total de las vías de acceso y la construcción completa de la locación (plataformas, sistemas de drenaje, cellar, pits y reforzamiento estructural de vías). El contratista es el responsable directo de ejecutar todas las etapas del proyecto civil, abarcando desde los estudios previos y diseños de ingeniería, hasta la estabilización final del terreno y la entrega de las obras de arte y drenaje requeridas para la seguridad operacional de la locación.

55. No se reconocerán valores adicionales ni reembolsos por fuera de la estructura de precios ofertada, el proceso se rige por el principio de "oferta a todo costo". El proponente debe incluir todos sus gastos en las tarifas unitarias.

OBSERVANTE 15: Serinco Drilling S.A. 17 de abril de 2026 15:47 h.

OBSERVANTE 15: Serinco Drilling S.A.	
FECHA DE RADICACIÓN	17 de abril de 2026 15:47 h.
OBSERVACIÓN:	T1. ¿Es posible ir ejecutando la obra civil mientras se están realizando los preliminares de Gestión social? T2. ¿El director del proyecto debe ser ingeniero de petróleos o puede ser profesional en otra ingeniería? T3. Solicitamos que la presión de las preventoras de ariete de 11" sean de 5,000 psi, y no de 10,000 psi como se está solicitando. T4. ¿Es necesario tener un casino dentro del taladro? ¿O la alimentación puede ser suministrada por empresas del pueblo cercano? T5. ¿Es necesario contar con una grúa permanente en el equipo? T6. ¿Es necesario contar con un cargador permanente en el equipo? T7. ¿Es necesario tener una ambulancia permanente en el equipo? ¿Cuáles son las especificaciones de la ambulancia? ¿Debe tener médico y paramédico? T8. ¿En qué intervalos se deben tomar los registros eléctricos? T9. ¿Las brocas deben ser entregadas a la ANH? T10. Agradecemos remitir un anexo más específico respecto a los requerimientos técnicos del taladro y si es posible usar un RIG 1200 HP. T11. ¿Existen restricciones ambientales específicas para la zona del pozo, considerando su cercanía con áreas rurales o protegidas? T12. ¿Hay especificaciones técnicas adicionales para el cromatógrafo de alta resolución que se usará en el muestreo en tiempo real? T13. ¿Se permite el uso de herramientas de registro alternas a las listadas, siempre que cumplan o superen los estándares exigidos? T14. ¿Agradecemos confirmar que todo el equipo de control de pozo pueda ser usado para 5000 psi? T15. ¿Qué condiciones climáticas predominan en la zona durante el período estimado del proyecto y cómo podrían afectar la operación? T16. ¿Hay restricciones logísticas o de horario para el transporte de materiales hacia el sitio del pozo? T17. ¿Qué tipo de validación o certificación se espera del equipo de perforación antes del inicio de actividades? T18. ¿Es posible realizar modificaciones sobre los equipos y su capacidad? T19. ¿Se puede ofrecer un equipo de 1200 HP?

	T20. ¿Se puede ofrecer tubería de 3 1/2 NC38 para la perforación? T21. ¿Se puede ofrecer un equipo sin fuerza de empuje descendente? T22. ¿Se puede ofrecer un equipo dúplex? T23. ¿Se puede ofrecer un equipo con carga en el gancho de 505.000 lbs? T24. ¿Se pueden ofrecer preventoras de 11" x 5000 psi? T25. ¿Qué tan posible es que requieran diverter? T26. ¿Se deben ofertar preventoras de 10.000 psi? T27. ¿Se pueden ofertar bombas de lodos de 1000 HP? T28. ¿Qué tantos pies del pozo se deben correr con registros eléctricos? T29. ¿Tienen alguna empresa o requerimiento específico de certificación para realizar todos los análisis especiales de núcleos? T30. ¿Qué parámetros específicos deben obtenerse de la desgasificación de núcleos? ¿Existe protocolo standard ANH? T31. ¿Cuál es el protocolo exigido para la disposición final de núcleos y fluidos extraídos? T32. ¿Qué insumos específicos espera la ANH para alimentar la planificación territorial desde los resultados obtenidos? T33. ¿Se aceptan técnicas alternativas de recuperación de núcleos en caso de que no se alcance el 90% requerido? T34. ¿Cuál es el criterio o metodología para evaluar el porcentaje de recuperación de núcleos? ¿Quién certifica el cumplimiento de este indicador? T35. ¿Qué ocurre si, durante la perforación, no se logran recuperar los 2.000 pies de núcleo, pese al cumplimiento técnico? ¿Esto afectará los pagos? T36. ¿Puede el contratista proponer un equipo de perforación de capacidades equivalentes pero distintas especificaciones técnicas? T37. ¿Se aceptan tecnologías equivalentes al estándar descrito en el Anexo 3 de la Resolución 183 del 2013 (SGC)? T38. ¿La ANH proporcionará especificaciones detalladas del fluido base agua? T39. ¿La ANH puede especificar si existen softwares mínimos requeridos por tipo de actividad? T40. ¿La ANH espera como resultado final un modelo geológico 3D interpretativo del subsuelo paleozoico regional? T41. ¿Cuál es el método o norma estándar para estos análisis (e.g., ASTM D3967 modificado)? T42. ¿Cuáles son los factores de ponderación técnica y su distribución en los 100 puntos? T43. ¿Qué tratamiento tendrán las observaciones y hallazgos técnicos en los entregables? T44. ¿Qué vías de acceso se deben adecuar teniendo en cuenta que no hay visita de obra para el estimado en costos? T45. ¿Qué cobertura mínima se espera para las pólizas exigidas? T46. ¿Qué especificaciones tiene el cargador requerido? T47. ¿Cuál es el tipo de inhibidor que debe usarse en el fluido base agua? T48. ¿Qué propiedades reológicas debe cumplir el lodo base agua? T49. ¿La bomba de lodos debe tener sistema de monitoreo remoto? T50. ¿Cuáles son los requerimientos del sistema de control de sólidos? T51. ¿Cuál es la presión máxima permitida en el manifold de lodo? T52. ¿Se puede evaluar la experiencia requerida para la ejecución del proyecto? T53. ¿Se cuenta con sísmica 2D/3D disponible para integración durante la operación? T54. ¿Qué porcentaje mínimo de recuperación de núcleo exige la entidad y bajo qué condiciones se considera incumplimiento? T55. ¿Quién será responsable del análisis de núcleos, bioestratigrafía y estudios palinológicos: el contratista o terceros definidos por la ANH? T56. ¿Cuál es la trayectoria del pozo (vertical, direccional) y si existe tolerancia a desviaciones? T57. ¿Se tiene definido un programa base de perforación (drilling program) o el contratista debe desarrollarlo?
--	---

	T58 ¿El proceso ya se encuentra disponible en la plataforma del SECOP? T59 ¿Cuál es la fecha prevista en la que se pretende dar inicio a la ejecución del proyecto? T60 ¿Qué especificaciones mínimas deben cumplir los equipos de perforación (HP, capacidad de hook load, sistemas de control)? T61 ¿Cuál es la frecuencia obligatoria de muestreo de cutting? T62 ¿Qué estándares aplican para el manejo, preservación y transporte de núcleos? T63 ¿Existe un protocolo definido para el muestreo de flora y fauna paleozoica? T64 ¿Qué calidad y resolución se exige para los registros eléctricos y estudios petrofísicos? T65 ¿La locación será entregada completamente construida o el contratista debe incluir: Vías de acceso ,Plataforma, Facilidades temporales" D1. ¿Cómo debe estructurarse el Programa de Perforación (Well Dossier) para incluir de manera clara la información sobre el AFE proyectado? D2. ¿Qué criterios debe seguir el contratista para asegurar que los reportes diarios de geología se envíen correctamente? D3. ¿Qué pasos adicionales deben seguirse para garantizar la correcta entrega y aprobación de los informes finales de perforación y abandono? D4. ¿Cuál es el procedimiento de empacar y enviar las muestras a la litoteca? D5. ¿El micropaleontología con qué herramienta específica se debe realizar y qué reporte se debe entregar? D6. ¿Todos los reportes se deben realizar con los formatos del sistema de gestión de Serinco o de la ANH? D7. ¿Qué formato debe llevar el cronograma inicial del proyecto? ¿Se debe enviar con la oferta económica? D8. ¿Qué documentación debe entregarse para demostrar el cumplimiento con las resoluciones 40622 de 2023 y 40537 de 2024? D9. ¿Qué formato debe tener la entrega a la Litoteca Nacional (Piedecuesta)? ¿Es responsabilidad del contratista? D10. ¿La entrega de productos en BIP-SGC es digital únicamente o también física? D11. ¿La base de datos en SQL Server debe ser entregada con licencia de uso? D12. ¿La aplicación .NET debe incluir código fuente y manual de usuario? D13. ¿Qué debe contener el Manual de entrega de información técnica de exploración y producción? D14. ¿Se publicará una versión editable de los formatos requeridos para facilitar su diligenciamiento? D15. ¿Qué experiencia técnica habilitante debe acreditarse y con qué documentos? D16. ¿Qué documentos se aceptan como soporte para acreditar inclusión de población vulnerable? D17. ¿Existe algún requerimiento de localización del personal o centro de operaciones? D18. ¿Qué planillas o formatos preliminares se deben tener en cuenta? D19. ¿Cómo se debe entregar la información a la ANH? ¿Correos o memorias USB? D20. ¿Qué manuales aplica el EPIS para entrega de información? D21. ¿Qué versión de cronograma se debe enviar junto a la oferta técnica y económica? D22. ¿Cuál es la brecha actual frente a los requisitos del proceso y qué empresas podríamos contactar para conformar una unión temporal o consorcio que los cubra? D23. Respecto a las CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS PRESENTADOS PARA ACREDITAR LA EXPERIENCIA EXIGIDA, ¿es obligatorio cumplir con las 6, o es posible acreditar una cantidad menor de experiencia específica? D24. Respecto a las CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS PRESENTADOS PARA ACREDITAR LA EXPERIENCIA EXIGIDA, ¿se pueden presentar empresas aliadas para complementar cumplir con todos los 6 puntos de experiencia específica? D25 ¿Qué restricciones ambientales o sociales existen en el área de San Juan de Arama (Meta)? D26 ¿El presupuesto oficial incluye contingencias por: D27 Eventos no productivos (NPT) D28 Problemas geológicos no previstos?
--	--

	D29 ¿Cómo se manejarán los costos adicionales por condiciones sub-superficiales distintas a las esperadas? D30 Existe un mecanismo establecido para: D31 Ajuste de precios o revisión de tarifas? D32 ¿Se permite sumar experiencia a través de un consorcio o una unión temporal? D33 ¿Qué eventos activan las cláusulas penales? D34 ¿Quién asume el riesgo de no alcanzar la profundidad objetivo (~3.505 m)? D35 ¿Qué pasa si no se logra recuperación de núcleos por condiciones geológicas? D36 Para el formato 11 Vinculación de personas con discapacidad hay un mínimo establecido? D37 F-PR-27 ¿Es posible evaluar la experiencia del personal requerido? D38 ¿Es posible que la entidad evalúe la viabilidad de permitir equipos de perforación de 1200 HP, considerando que, con base en la profundidad objetivo (~3.505 m), el alcance operativo definido y las actividades contempladas (perforación, toma de núcleos, registros eléctricos y estudios asociados), este tipo de equipo cuenta con la capacidad técnica suficiente para ejecutar las operaciones requeridas sin comprometer la seguridad, eficiencia ni calidad del proyecto? D39 ¿Los 2.000 ft de núcleos continuos corresponden a intervalos obligatorios o pueden optimizarse según condiciones reales de pozo? D40 ¿Se tienen definidos los intervalos críticos para registros especiales y toma de núcleos o quedarán sujetos a decisiones en tiempo real? D41 ¿Se cuenta con licencias ambientales aprobadas para estas obras o deben ser tramitadas por el contratista? D42 ¿Cuál es el estándar técnico exigido para la estabilización de locación considerando condiciones del Meta (suelos, clima)? D43 ¿Se dispone de información sobre restricciones logísticas o de acceso (peso máximo, transporte de equipos)? D44 ¿Qué información sísmica, pozos offset o estudios previos estarán disponibles para el contratista? D45 ¿Cómo se gestionarán los riesgos geológicos imprevistos (pérdidas, presiones anormales, inestabilidad)? D46 Según el pliego Estudio Sector_pozo el plazo para la ejecución del contrato cuenta con fecha de Julio 15 del 2026, se puede compartir el nuevo cronograma de fechas establecidas para la ejecución del contrato D47 ¿Se contemplan extensiones de plazo por causas operativas o ambientales? D48 ¿Cómo afecta la condición resolutoria del convenio al riesgo del contratista? L1. ¿Existe algún mecanismo de prórroga o ajuste del cronograma en caso de retrasos atribuibles a permisos o condiciones externas? L2. ¿La ANH proporciona modelos o lineamientos para los planes de manejo ambiental y social? L3. ¿Qué plazos estándar maneja la ANH para la aprobación de las formas operacionales radicadas? L4. ¿La ANH realiza inspección presencial o remota para verificar la recuperación ambiental post-intervención? L5. ¿Qué procedimientos deben seguirse si se necesita modificar cualquier plan o programa aprobado por la ANH? L6. ¿Qué mecanismos de resolución de conflictos están previstos en caso de divergencias entre las órdenes del supervisor e interventor? L7. ¿Cuál es el procedimiento para la deducción de valores en caso de sanciones o daños a terceros? L8. ¿Se debe presentar una línea base ambiental como parte del estudio? L9. ¿La socialización con autoridades locales implica un protocolo definido por ANH o queda a criterio del contratista? L10. ¿Qué ocurre si hay retrasos en permisos o servidumbres no imputables al contratista? L11. ¿Cuáles son las causales específicas de rechazo automático de propuestas? L12. ¿Qué tratamiento tendrán los hallazgos técnicos? ¿Se retroalimenta antes del cierre? L13. ¿Qué parámetros rigen para evaluar cumplimiento de inclusión social?
--	---

	L14. ¿Se acepta observación o ajuste a estructura de costos planteada? L15. ¿Existe un valor tope o libre propuesta económica? L16. ¿Se deben cumplir condiciones de forma para la póliza de garantía de seriedad además del Decreto 1082? L17. ¿Qué responsabilidad tiene el contratista sobre permisos locales? L18. ¿Quién asume la gestión de licencias ambientales si no se tienen aún? L19. ¿Qué lineamientos debe cumplir el Plan de Gestión Social? L20. ¿Debe haber acompañamiento comunitario como parte del proyecto? L21. ¿Se puede ampliar el plazo de ejecución por causas externas? L22. ¿Cuántos códigos RUP debe tener la compañía para participar? L23. ¿Aceptan uniones temporales? ¿Máximo cuántas empresas? L24. ¿Qué tratamiento se da a observaciones del supervisor? L25. ¿Qué normas aplican en caso de cambios en el cronograma por ANH? L26. ¿Se requieren licencias ambientales nuevas si el pozo es estratigráfico? L27. ¿Se puede realizar uniones temporales con las empresas aliadas para mejorar la presentación de la oferta y cumplir requerimientos? L28. ¿Para el RUP, se requieren los 4 Segmentos o se puede participar con máximo 3? L29. ¿Cuál es la profundidad a la que se deben obtener los corazones? ¿Es decir, desde que profundidad se debe comenzar a sacar las muestras y a que profundidad se debe llegar? L30. ¿A que rango de profundidad se debe hacer las pruebas de desgasificación? L31. ¿A que rango de profundidad se debe hacer las pruebas de adsorción isotérmica? L32. ¿Se debe hacer una digitalización total de los núcleos recuperados, o existe un rango de digitalización de los núcleos obtenidos? L33. Nos pueden suministrar la información regional disponible (pozos cercanos, mapas geológicos, secciones sísmica y modelos de subsuelo), con con el fin de soportar la interpretación estratigráfica y estructural. L34. ¿Nos pueden decir si se debe tener una licencia ambiental o un plan de manejo ambiental? L35. ¿Se debe volver a solicitar el certificado de no presencia de comunidades étnicas? L36. ¿Debe estar contratado todo el personal mínimo exigido para el primer pago? L37. ¿Qué sucede si el basamento está a menor profundidad de 11,500 pies? ¿Se debe seguir perforando en basamento hasta alcanzar los 11,550 pies? L38. ¿En cada sección del pozo el pago es proporcional a los pies perforados? L39. ¿Qué sucede en el caso de un cambio del diseño mecánico del pozo y se perforen más pies de lo programado en cada sección? L40. ¿Qué sucede en el caso de un cambio del diseño mecánico del pozo y se perforen menos pies de lo programado en cada sección? L41. ¿Va a existir visita de obra? L42. ¿La locación donde se perforará el pozo es un predio privado? L43. Solicitamos en el punto 4.3.1.1 que la experiencia específica sea en una sola de las temáticas relacionados y NO en TODAS las temáticas que pide este punto. L44. En aras de contribuir a la pluralidad de los oferentes solicitamos excluir la temática de “Pruebas de desgasificación y/o adsorción isotérmica en núcleos extraídos de pozos estratigráficos para la evaluación de gases de hidrocarburos y/o hidrógeno natural.” Ya que existe solo una (1) empresa en el país que cumple con este requisito. L45. ¿Qué significa la carrera de avance de 30ft? L46. Solicitamos aclaración del ángulo de perforación del mástil ya que solicitan 45° de la horizontal a 90 vertical descendente. ¿Qué significado tiene esto? L47. ¿A qué se refiere con la longitud máxima de la varilla de 90ft? L48. Los taladros petroleros no tienen una fuerza de empuje descendente, solicitamos quitar este requisito.
--	--

	L49 ¿Solicitamos la aclaración de la expresión descarga del mástil (en la torre) de 186ft, ¿a que se requiere esto?, ¿a la altura de la torre? L50 Solicitamos reducir la carga en el gancho a 400,000 lbs L51 ¿Solicitamos aclaración al renglón de bombas de lodo 500x1600 Hp, a que se refiere esta expresión? F1. ¿Cómo se pagará el IVA? ¿Se debe pagar IVA sobre la utilidad o sobre el total del servicio? F2. ¿No va a existir un anticipo para este proceso? Solicitamos que haya un anticipo del 20%. F3. ¿La tarifa de reporte diario de perforación se cobra todos los días del proyecto? F4. ¿La tarifa de reporte diario de geología se cobra todos los días del proyecto? F5. ¿Cuántas veces se cobra la tarifa de reportes mensuales? ¿Es diaria o una vez al mes? F6. ¿En los entregables de obras civiles solo se cobra 1 vez cada ítem? F7. ¿Las tarifas se deben estimar con AIU incluido? F8. ¿Qué compone la tarifa de Consulta Previa? F9. ¿Podemos recibir un detalle de lo que compone cada una de las tarifas del archivo Pricelist? F10. ¿Cuál es el valor estimado del contrato? ¿Incluye impuestos e imprevistos? F11. ¿Se publicarán resultados del sondeo de mercado? F12. ¿Cuál fue el valor de referencia del Estudio de Mercado? F13. ¿Cuál será el plazo de pago una vez radicada la factura? F14. ¿Se acepta modificación a la estructura de precios si hay desbalance? F15. ¿Qué estructura de costos se debe seguir si hay rubros faltantes? F16. ¿Habrá libertad de propuesta económica dentro de parámetros razonables? F17. ¿Qué cobertura mínima se exige para pólizas? F18. ¿Qué incluye el AFE proyectado en el Well Dossier? F19. ¿La propuesta debe incluir utilidad y costos de gestión social? F20. ¿Cómo se calcula la tarifa del Informe Longitud de áreas de vía? F21. ¿Qué valor corresponde a los análisis especiales de núcleos? F22. ¿Qué pasa si no se logran los 11.500 pies estimados del pozo? F23. ¿Se debe asumir costos de la adecuación inicial del sitio? F24. ¿Qué rubros pueden afectar el AIU? F25. Para los indicadores financieros es posible reducir el indicador de utilidad operacional en la rentabilidad del patrimonio y del activo, puesto que para un proyecto tan grande las empresas con dicha liquidez suelen tener menor utilidad operacional. F26. ¿Existe reajuste por inflación, TRM, combustibles o insumos? F27. ¿Quién asume el riesgo de bloqueos, orden público, consulta previa o demoras en permisos? F28. ¿Se exigirá póliza específica de control de pozo y cuáles serán los límites de responsabilidad? F29 ¿El contrato será por precios unitarios, suma global o esquema mixto? F30 ¿Existen mecanismos de reajuste por variación de TRM, combustibles o logística? F31 ¿Se contemplan eventos eximentes de responsabilidad claramente definidos? F32 ¿Se exigirá algún porcentaje mínimo de subcontratación local? F33 ¿La oferta está planteada como precios unitarios, suma global o esquema mixto? F34 ¿Existe un desglose detallado de costos directos vs indirectos (AIU)? F35 ¿Los precios incluyen movilización y desmovilización de equipos o se manejan como ítems independientes? F36 ¿Los costos de obras civiles (vías, locación) están integrados o son adicionales? F37 ¿Cuáles son los ítems de mayor peso económico en la oferta? F38 ¿Hay actividades críticas que no estén claramente valoradas? F39 ¿Cómo se reconoce económicamente un cambio en el programa de perforación? F40 ¿Quién asume el costo de eventos no previstos? F41 ¿Los ítems de gestión social están incluidos y claramente valorados dentro del presupuesto? F42 Teniendo en cuenta que el objeto contractual corresponde a un pozo estratigráfico y no a un pozo de desarrollo o alta complejidad operativa, ¿la entidad consideraría habilitar el uso de equipos de
--	---

	perforación de 1200 HP, dado que estos permiten cumplir adecuadamente con los requerimientos técnicos del proyecto y podrían generar eficiencias en costos sin afectar el cumplimiento de los objetivos geológicos y operacionales? F43¿Cómo se manejarán económicamente los reprocesos o fallas en obras civiles? F44¿La profundidad objetivo de 11.500 ft corresponde a MD, TVD o TVDSS? F45¿Cuál es el programa geológico esperado por tops, edades y espesores por formación? F46¿Cuál es la prognosis de presión de poro y gradiente de fractura? F47¿Existe riesgo esperado de gas, H2S, CO2 o sobrepresión? F48¿Cuál es el peso de lodo esperado por sección? F49¿Qué especificaciones mínimas debe cumplir el taladro en HP, hookload, bombas y presión de standpipe? F50¿Cuál es la configuración mínima requerida del BOP y su presión de trabajo? F51¿Cuál es el dogleg severity máximo permitido y la desviación máxima al TD? F52¿Cuál es el porcentaje mínimo exigido de recuperación de núcleo? F53¿Cuál es el diámetro de núcleo esperado y el tipo de barril requerido? F54¿Se requiere orientación estructural del núcleo? F55¿Qué porcentaje del núcleo será sometido a CT Scan, SEM, XRD, XRF, TOC y Rock Eval? F56¿Cuál es el tiempo máximo permitido entre recuperación, preservación y transporte de núcleos? F57¿Cuál es el criterio de aceptación de cementación para 13 3/8" y 9 5/8"? F58¿Cómo se remunerarán NPT, fishing, pérdidas de circulación, bloqueos sociales y tiempos de espera? F59¿Las tarifas de coring se reconocerán por pie cortado, pie recuperado o corrida? F60¿Los servicios de laboratorio se pagarán por muestra, por intervalo o por paquete? F61¿Cuál es el porcentaje de contingencia esperado que debe incluirse en la oferta? F62¿Cómo se reconocerán cambios de alcance, profundización adicional o incremento del intervalo de coring?
--	--

RESPUESTA:

T1. ¿Es posible ir ejecutando la obra civil mientras se están realizando los preliminares de Gestión social?

No. Las actividades de obra civil deberán ejecutarse una vez se cuente con los avances requeridos en gestión social, permisos y autorizaciones, conforme a la Fase 1 del proyecto.

T2. ¿El director del proyecto debe ser ingeniero de petróleos o puede ser profesional en otra ingeniería?

Sí. El Director puede ser Ingeniero de Petróleos o Ingeniero Geólogo o Geólogo con posgrado en Gerencia de Proyectos o Gerencia de negocios o Administración de proyectos o ciencias de la tierra o geociencias., según lo definido en el personal mínimo.

T3. Solicitamos que la presión de las preventoras de ariete de 11" sean de 5,000 psi, y no de 10,000 psi como se está solicitando.

Tal como se observa en el documento de caracterización de la necesidad las preventoras deben cumplir rangos de 3.000 a 10.000 psi según especificaciones técnicas y condiciones operativas.

T4. ¿Es necesario tener un casino dentro del taladro? ¿O la alimentación puede ser suministrada por empresas del pueblo cercano?

Debe garantizarse la alimentación del personal. Puede ser mediante campamento o terceros, siempre que cumpla condiciones HSE. Independientemente de si el servicio de alimentación es prestado mediante campamento propio o por terceros, será responsabilidad del contratista.

T5. ¿Es necesario contar con una grúa permanente en el equipo?

La grúa debe estar disponible, conforme a especificaciones (60–100 ton), según requerimientos operativos. El contratista debe garantizar la disponibilidad de la grúa de forma inmediata en el sitio frente a una necesidad o contingencia sin afectar el desarrollo normal de la operación.

T6. ¿Es necesario contar con un cargador permanente en el equipo?

Al igual que la grúa el cargador debe estar disponible de forma inmediata en el sitio frente a una necesidad o contingencia sin afectar el desarrollo normal de la operación, cargador requerido (8–10 ton métricas).

T7. ¿Es necesario tener una ambulancia permanente en el equipo? ¿Cuáles son las especificaciones de la ambulancia? ¿Debe tener médico y paramédico?

Sí. Debe haber servicio médico permanente en campo con personal médico, conforme al personal mínimo exigido.

T8. ¿En qué intervalos se deben tomar los registros eléctricos?

En toda la longitud del pozo (hasta 11.500 ft).

T9. ¿Las brocas deben ser entregadas a la ANH?

No aplica entrega de brocas a ANH, salvo disposición específica contractual.

T10. Agradecemos remitir un anexo más específico respecto a los requerimientos técnicos del taladro y si es posible usar un RIG 1200 HP.

Se debe cumplir mínimo 1500 HP. No se aceptarán equipos de menor capacidad. Ver sección 2.2.1 del documento Caracterización de la Necesidad donde se especifican las características técnicas detalladas del equipo de perforación.

T11. ¿Existen restricciones ambientales específicas para la zona del pozo, considerando su cercanía con áreas rurales o protegidas?

Las restricciones ambientales y normativa vigente deben ser consultadas y gestionadas por el contratista.

T12. ¿Hay especificaciones técnicas adicionales para el cromatógrafo de alta resolución que se usará en el muestreo en tiempo real?

Debe ser equipo de alta resolución. Las especificaciones del equipo deben ser suficientes para la medición de gases e hidrogeno natural. Como mínimo debe poseer detector de Conductividad Térmica (TCD), Detector de ionización de llama (FID), (normalmente equipado con un metanizador), dos válvulas de muestreo de gas, Columna D de Hayesep y Columna Moleseive 5ª. El detector de Conductividad Térmica debe detectar Hidrógeno, Oxígeno, Nitrógeno, Metano, CO, CO2, Etano/Etileno, Propano, Butano y Pentano desde 200ppm hasta el 100% de concentración (usando gas portador de helio o hidrógeno, y usando gas portador de argón) el TCD debe detectar H2 desde 10ppm hasta 100%. El detector de ionización por llama debe detectar hidrocarburos desde 1 ppm en adelante, y el CO y el CO2 hasta 1 ppm. No obstante, la interventoría podrá aprobar la utilización de un cromatógrafo de alta resolución con especificaciones distintas siempre que se garantice una resolución de medición efectiva para Hidrógeno, Oxígeno, Nitrógeno, Metano, CO, CO2, Etano/Etileno, Propano, Butano y Pentano durante la perforación del pozo.

T13. ¿Se permite el uso de herramientas de registro alternas a las listadas, siempre que cumplan o superen los estándares exigidos?

Sí, si cumplen o superan estándares técnicos exigidos. No obstante, la interventoría debe aprobar el uso de estas herramientas de registro alternas antes de su utilización dentro de la operación.

T14. ¿Agradecemos confirmar que todo el equipo de control de pozo pueda ser usado para 5000 psi?

Debe cumplir rangos establecidos (hasta 10.000 psi según componente).

T15. ¿Qué condiciones climáticas predominan en la zona durante el período estimado del proyecto y cómo podrían afectar la operación?

Las condiciones climáticas propias de la región pueden generar afectaciones operacionales y logísticas asociadas, por lo que corresponderá al contratista contemplar dichas variables dentro de su planeación operativa

T16. ¿Hay restricciones logísticas o de horario para el transporte de materiales hacia el sitio del pozo?

La normativa local y permisos de transporte deben ser consultadas y gestionadas por el contratista.

T17. ¿Qué tipo de validación o certificación se espera del equipo de perforación antes del inicio de actividades?

Los equipos de perforación, sus sistemas y/o componentes deberán contar con un programa de gestión de aseguramiento, para la inspección y mantenimiento, que contemple como mínimo el tipo de inspección y periodicidad, según la categoría o nivel de inspección, en observancia de los estándares y normas técnicas nacionales e internacionales, especialmente las recomendadas por el API, NORSOK, ISO, ASME, ASTM, NTC-Icontec o las buenas prácticas de la industria petrolera.

Para el inicio de las operaciones y durante la perforación, el contratista deberá tener disponible para verificación y consulta de la interventoría los certificados vigentes de inspección del equipo de perforación, sus sistemas y/o componentes, de conformidad con el programa de gestión de aseguramiento. Las certificaciones de inspección al equipo de perforación, sus sistemas y/o componentes que, por el tipo de categoría o nivel se realizan con una periodicidad mayor a doce (12) meses, deberán haber sido expedidas por una compañía especializada nacional o internacional, acreditada bajo la versión actualizada de la norma ISO/IEC 17020 o ISO/IEC 17021.

T18. ¿Es posible realizar modificaciones sobre los equipos y su capacidad?

Sí, siempre que no comprometan especificaciones equivalentes o superiores. La interventoría verificará que el equipo cumpla con las especificaciones mínimas requeridas antes del inicio de la perforación de acuerdo con los certificados de inspección y los documentos que demuestren que las modificaciones realizadas son equivalentes o superan los requisitos mínimos exigidos en el documento de Caracterización de la Necesidad

T19. ¿Se puede ofrecer un equipo de 1200 HP?

No, mínimo requerido es 1500 HP.

T20. ¿Se puede ofrecer tubería de 3 ½ NC38 para la perforación?

Según las condiciones del programa de perforación la tubería es de 5 7/8 DP - 5" DP o 4 ½" DP NC50 - XT39

T21. ¿Se puede ofrecer un equipo sin fuerza de empuje descendente?

No se acoge. Debe cumplir especificaciones técnicas.

T22. ¿Se puede ofrecer un equipo dúplex?

NO SE ACEPTA. La entidad se permite aclarar que no es técnicamente viable la inclusión de un equipo con sistema de bombeo Dúplex para este proceso. Los términos y condiciones estipulados en el requerimiento del sistema hidráulico se mantienen inalterados. El pliego exige de forma taxativa un mínimo de 3 bombas de lodo de 1600 HP cada una o su Equivalente Técnico. Las potencias continuas de 1600 HP bajo condiciones sostenidas de alta presión son exclusivas del diseño y la eficiencia de las bombas Triplex.

T23. ¿Se puede ofrecer un equipo con carga en el gancho de 505.000 lbs?

No. Mínimo requerido: 770.000 lbs.

T24. ¿Se pueden ofrecer preventoras de 11" x 5000 psi?

No como estándar único; deben cumplir rangos exigidos en el documento de Caracterización de la necesidad.

T25. ¿Qué tan posible es que requieran diverter?

Si durante la etapa de asentamiento de la sarta conductora o el inicio de la sarta superficial se encuentra evidencia o alta probabilidad de bolsas de gas somero, zonas no consolidadas o acuíferos superficiales con potencial de flujo, el contratista deberá instalar el Diverter sobre el tubo conductor para proteger al personal y al equipo de perforación. No se requerirá si el programa de perforación final del pozo determina que las formaciones someras están completamente consolidadas, libres de gas somero, o si operativamente se inicia la perforación con lodos de alta densidad que controlen hidrostáticamente cualquier influjo inicial, permitiendo la instalación directa de la sarta superficial sin riesgo de brote somero.

T26. ¿Se deben ofertar preventoras de 10.000 psi?

No como estándar único; deben cumplir rangos exigidos en el documento de Caracterización de la necesidad.

T27. ¿Se pueden ofertar bombas de lodos de 1000 HP?

No. Se requiere mayor capacidad (mínimo equivalente a 3x1600 HP).

T28. ¿Qué tantos pies del pozo se deben correr con registros eléctricos?

Toda la longitud del pozo.

T29. ¿Tienen alguna empresa o requerimiento específico de certificación para realizar todos los análisis especiales de núcleos?

Laboratorios certificados conforme estándares técnicos.

T30. ¿Qué parámetros específicos deben obtenerse de la desgasificación de núcleos? ¿Existe protocolo standard ANH?

La norma ASTM D7569/D7569M (estándar para determinar el contenido de gas en muestras de núcleo de carbón o lutitas mediante el método de desgasificación directa) tiene como fin medir el volumen y la composición de los gases atrapados en la roca. Esto es de vital importancia para el proyecto, ya que, tal como lo indica el alcance del Estudio del Sector, la información técnica servirá para evaluar el potencial de la Cuenca Paleozoica en recursos emergentes, incluyendo gas e hidrógeno natural. De acuerdo con el protocolo ASTM D7569-10, se debe determinar el contenido total de gas de la muestra mediante la sumatoria y reporte individual del gas perdido, gas medido o desgasificado y gas residual. Dado que

el intervalo paleozoico corresponde a un play combinado de gas convencional/no convencional e hidrógeno, no basta con medir el volumen; el laboratorio debe realizar análisis por cromatografía de gases (GC) para determinar Fracción molar (%) de Hidrógeno Natural, Porcentaje de Metano, Etano, Propano y butanos y Concentración de Dióxido de Carbono, Nitrógeno y Sulfuro de Hidrógeno (H₂S). Por último, para que los datos de volumen de gas sean representativos y extrapolables al modelo petrofísico regional, se deben reportar peso neto inicial y final de la muestra de núcleo, densidad aparente y densidad de la matriz de la roca, contenido de humedad adsorbida y contenido de cenizas (si aplica para horizontes ricos en materia orgánica), factores de corrección por temperatura y presión atmosférica del laboratorio durante las mediciones de volumen.

T31. ¿Cuál es el protocolo exigido para la disposición final de núcleos y fluidos extraídos?

Según Manual EPIS.

T32. ¿Qué insumos específicos espera la ANH para alimentar la planificación territorial desde los resultados obtenidos?

Los insumos y productos específicos esperados por la ANH se detallan en los numerales 2.2.1. y 10 del documento de caracterización de la necesidad.

T33. ¿Se aceptan técnicas alternativas de recuperación de núcleos en caso de que no se alcance el 90% requerido?

NO SE ACEPTAN TÉCNICAS ALTERNATIVAS. Es responsabilidad, riesgo y costo exclusivo del contratista garantizar la recuperación efectiva mínima del 90% de 2.000 pies de núcleos continuos corazonados, por lo que la entidad no asumirá pérdidas de información geocientífica ni sobrecostos por ineficiencias operativas. Si por condiciones mecánicas o del subsuelo no se alcanza este umbral, el contratista estará obligado a presentar un informe técnico donde se sustenten las razones que impidieron alcanzar la meta prevista y proponer el corazonamiento de intervalos o secciones adicionales en el pozo para asegurar el volumen neto de roca requerido para los adicionales. Si el plan es aprobado por la interventoría el contratista debe realizar el corazonamiento hasta asegurar el volumen neto de roca requerido sin costo alguno para la entidad.

T34. ¿Cuál es el criterio o metodología para evaluar el porcentaje de recuperación de núcleos? ¿Quién certifica el cumplimiento de este indicador?

El criterio será la división entre la longitud efectiva de núcleo recuperado sobre la longitud corazonada; esto será validado por interventoría.

T35. ¿Qué ocurre si, durante la perforación, no se logran recuperar los 2.000 pies de núcleo, pese al cumplimiento técnico? ¿Esto afectará los pagos?

Es responsabilidad, riesgo y costo exclusivo del contratista garantizar la recuperación efectiva mínima del 90% de 2.000 pies de núcleos continuos corazonados, por lo que la entidad no asumirá pérdidas de información geocientífica ni sobrecostos por ineficiencias operativas. Si por condiciones mecánicas o del subsuelo no se alcanza este umbral, el contratista estará obligado a presentar un informe técnico donde se sustenten las razones que impidieron alcanzar la meta prevista y proponer el corazonamiento de intervalos o secciones adicionales en el pozo para asegurar el volumen neto de roca requerido para los adicionales. Si el plan es aprobado por la interventoría el contratista debe realizar el corazonamiento hasta asegurar el volumen neto de roca requerido sin costo alguno para la entidad.

T36. ¿Puede el contratista proponer un equipo de perforación de capacidades equivalentes pero distintas especificaciones técnicas?

No, el contratista debe cumplir a cabalidad con las especificaciones técnicas detalladas en el documento de caracterización de la necesidad. No serán aceptados taladros con capacidades o especificaciones técnicas menores a las exigidas.

T37. ¿Se aceptan tecnologías equivalentes al estándar descrito en el Anexo 3 de la Resolución 183 del 2013 (SGC)?

La entidad se permite aclarar que la norma citada en su consulta no fue encontrada en los registros del SGC para el sector de hidrocarburos o la investigación del subsuelo. Al no ser posible verificar el contenido ni el origen de dicha resolución, la entidad no puede validar ni admitir "tecnologías equivalentes" bajo ese marco. En consecuencia, cualquier propuesta tecnológica o metodológica debe ceñirse a las especificaciones técnicas detalladas en el documento de caracterización de la necesidad o superar las mismas, las cuales deben ser garantizadas en su totalidad y aprobadas por la interventoría para asegurar la calidad de la información geocientífica exigida.

T38. ¿La ANH proporcionará especificaciones detalladas del fluido base agua?

Debe ser definido en programa de perforación por el contratista.

T39. ¿La ANH puede especificar si existen softwares mínimos requeridos por tipo de actividad?

El contratista es el único responsable de contar con software especializado con licencia que defina de acuerdo con la actividad.

T40. ¿La ANH espera como resultado final un modelo geológico 3D interpretativo del subsuelo paleozoico regional?

No se especifican modelos 3D como resultado esperado dentro de la integración.

T41. ¿Cuál es el método o norma estándar para estos análisis (e.g., ASTM D3967 modificado)?

La entidad se permite señalar que la consulta del proponente resulta ambigua, toda vez que no especifica a cuál de los múltiples análisis técnicos, petrofísicos o geoquímicos contemplados en el documento de caracterización de la necesidad hace referencia según tipo de análisis.

T42. ¿Cuáles son los factores de ponderación técnica y su distribución en los 100 puntos?

Los criterios de ponderación técnica y su distribución se encuentran claramente establecidos en el capítulo VI Criterios de evaluación del pliego de condiciones .

T43. ¿Qué tratamiento tendrán las observaciones y hallazgos técnicos en los entregables?

LAS OBSERVACIONES Y HALLAZGOS TÉCNICOS TENDRÁN UN TRÁMITE OBLIGATORIO Y VINCULANTE DE SUBSANACIÓN, REVISIÓN Y VALIDACIÓN COMPLETA. La interventoría y la supervisión realizarán una evaluación técnica exhaustiva de cada producto, y el contratista estará obligado a realizar de manera oportuna todas las correcciones y ajustes requeridos hasta obtener el aval del informe final técnico y la Constancia de Entrega a Satisfacción por parte del EPIS.

T44. ¿Qué vías de acceso se deben adecuar teniendo en cuenta que no hay visita de obra para el estimado en costos?

A definir por el contratista durante el desarrollo del proyecto.

T45. ¿Qué cobertura mínima se espera para las pólizas exigidas?

Según pliego de condiciones.

T46. ¿Qué especificaciones tiene el cargador requerido?

Capacidad 8–10 ton métricas.

T47. ¿Cuál es el tipo de inhibidor que debe usarse en el fluido base agua?

Definido por el contratista en ingeniería de fluidos en pozo.

T48. ¿Qué propiedades reológicas debe cumplir el lodo base agua?

Según diseño del programa de lodos por parte del contratista.

T49. ¿La bomba de lodos debe tener sistema de monitoreo remoto?

No obligatorio.

T50. ¿Cuáles son los requerimientos del sistema de control de sólidos?

Debe cumplir capacidad mínima 500 GPM o equivalente.

T51. ¿Cuál es la presión máxima permitida en el manifold de lodo?

Según diseño del sistema por parte del contratista.

T52. ¿Se puede evaluar la experiencia requerida para la ejecución del proyecto?

Los criterios de evaluación para la experiencia habilitante se encuentran definidas en el numeral 5.4 del pliego de condiciones y los criterios de evaluación para la experiencia ponderable se encuentran definidas en el numeral 5.6.

T53. ¿Se cuenta con sísmica 2D/3D disponible para integración durante la operación?

Sí, información disponible será suministrada a solicitud del contratista.

T54. ¿Qué porcentaje mínimo de recuperación de núcleo exige la entidad y bajo qué condiciones se considera incumplimiento?

Es responsabilidad, riesgo y costo exclusivo del contratista garantizar la recuperación efectiva mínima del 90% de los 2.000 pies de núcleos continuos corazonados, por lo que la entidad no asumirá pérdidas de información geocientífica ni sobrecostos por ineficiencias operativas. Si por condiciones mecánicas o del subsuelo no se alcanza este umbral, el contratista estará obligado a presentar un informe técnico donde se sustenten las razones que impidieron alcanzar la meta prevista y proponer el corazonamiento de intervalos o secciones adicionales en el pozo para asegurar el volumen neto de roca requerido para los adicionales. Si el plan es aprobado por la interventoría el contratista debe realizar el corazonamiento hasta asegurar el volumen neto de roca requerido sin costo alguno para la entidad.

T55. ¿Quién será responsable del análisis de núcleos, bioestratigrafía y estudios palinológicos: el contratista o terceros definidos por la ANH?

Responsabilidad del contratista.

T56. ¿Cuál es la trayectoria del pozo (vertical, direccional) y si existe tolerancia a desviaciones?

No existe tolerancia a desviaciones mayores a las que un pozo vertical permite. La desviación máxima permitida respecto a la vertical verdadera suele establecerse en un rango de 3° a 5° como límite máximo para cada intervalo perforado.

T57. ¿Se tiene definido un programa base de perforación (drilling program) o el contratista debe desarrollarlo?

Debe desarrollarlo el contratista.

T58. ¿El proceso ya se encuentra disponible en la plataforma del SECOP?

NO. La entidad se permite aclarar que el proceso se encuentra actualmente en la etapa precontractual de publicación del Proyecto de Términos y Condiciones (Proyecto de Pliegos) para comentarios de los interesados. Conforme a la potestad discrecional, de autonomía administrativa y de dirección del proceso que le otorga el Manual de Contratación de ENTerritorio S.A. (así como lo estipulado en el numeral 2.9 de cronograma del proceso), la publicación de los pliegos definitivos y la apertura formal de la selección en la plataforma SECOP II se realizarán una vez finalizado el análisis, consolidación y respuesta a la totalidad de las observaciones recibidas.

T59. ¿Cuál es la fecha prevista en la que se pretende dar inicio a la ejecución del proyecto?

Antes del 15 de julio de 2026 y posterior a la firma del acta de inicio del contrato.

T60. ¿Qué especificaciones mínimas deben cumplir los equipos de perforación (HP, capacidad de hook load, sistemas de control)?

Según especificaciones técnicas de la sección 2.2.1 Definición de las especificaciones o descripción técnica detallada y completa del bien, obra o servicio a contratar del documento Caracterización de la Necesidad.

T61. ¿Cuál es la frecuencia obligatoria de muestreo de cutting?

Muestreo sistemático continuo.

T62. ¿Qué estándares aplican para el manejo, preservación y transporte de núcleos?

Manual EPIS.

T63. ¿Existe un protocolo definido para el muestreo de flora y fauna paleozoica?

El protocolo debe ser definido por el contratista cumpliendo con los estándares mínimos de la industria.

T64. ¿Qué calidad y resolución se exige para los registros eléctricos y estudios petrofísicos?

Alta resolución conforme estándares.

T65. ¿La locación será entregada completamente construida o el contratista debe incluir: Vías de acceso Plataforma Facilidades temporales"

Es responsabilidad del contratista la construcción o adecuación de vías, plataforma y facilidades.

D1. ¿Cómo debe estructurarse el Programa de Perforación (Well Dossier) para incluir de manera clara la información sobre el AFE proyectado?

El Programa de Perforación (Well Dossier) debe seguir los estándares técnicos de la industria e incluir un desglose detallado del AFE proyectado, alineado con los costos unitarios y actividades contempladas en la oferta económica autorizada.

D2. ¿Qué criterios debe seguir el contratista para asegurar que los reportes diarios de geología se envíen correctamente?

Los reportes diarios deben seguir los formatos que se establezcan y ser enviados a la interventoría y supervisión del contrato dentro de los horarios establecidos durante la ejecución del contrato.

D3. ¿Qué pasos adicionales deben seguirse para garantizar la correcta entrega y aprobación de los informes finales de perforación y abandono?

El contratista debe presentar los informes finales para aprobación de la Interventoría y supervisión de ENTerritorio, cumpliendo con los requisitos de entrega al EPIS y las formas operacionales 4CR, 5CR, 6CR y 10ACR.

D4. ¿Cuál es el procedimiento de empacar y enviar las muestras a la litoteca?

La entrega se debe realizar en la Litoteca Nacional (Piedecuesta), cumpliendo estrictamente con manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al banco de información petrolera. El contratista debe considerar la actualización de los lineamientos aplicables para la entrega de información técnica y muestras geológicas, ya que la generación, consolidación y entrega de la información técnica y de los productos asociados a los núcleos deberá realizarse conforme a lo establecido en la minuta contractual y en el Acuerdo 008 de 2021 – Manual de Entrega de Información Técnica, particularmente lo dispuesto en el Anexo No. 2 – Pozos y el Anexo No. 5 – Muestras Geológicas, garantizando su entrega al Servicio Geológico Colombiano (SGC) y al Banco de Información Petrolera (BIP).

D5. ¿El micropaleontología con qué herramienta específica se debe realizar y qué reporte se debe entregar?

Se debe realizar mediante laboratorios especializados certificados en bioestratigrafía y palinología, entregando informes de datación relativa y reconstrucción paleoambiental. Es responsabilidad del contratista definir las herramientas, procedimientos y estructura de informe que cumpla con los estándares técnicos mínimos de la industria y estos serán aprobados por la interventoría.

D6. ¿Todos los reportes se deben realizar con los formatos del sistema de gestión de Serinco o de la ANH?

Todos los reportes técnicos deben ajustarse a los formatos y estándares que la interventoría y la supervisión que ENTerritorio aprueben.

D7. ¿Qué formato debe llevar el cronograma inicial del proyecto? ¿Se debe enviar con la oferta económica?

El cronograma debe presentarse en formato Excel, MS Project o equivalente dentro de los primeros 5 días tras el acta de inicio, detallando la ruta crítica del proyecto.

D8. ¿Qué documentación debe entregarse para demostrar el cumplimiento con las resoluciones 40622 de 2023 y 40537 de 2024?

Debe acreditar toda la documentación técnica, ambiental y de seguridad industrial que certifique el cumplimiento normativo de dichas resoluciones ante la supervisión.

D9. ¿Qué formato debe tener la entrega a la Litoteca Nacional (Piedecuesta)? ¿Es responsabilidad del contratista?

Sí, es responsabilidad total del contratista. El formato de entrega es el definido por el manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al banco de información petrolera de la ANH. Ver respuesta D4.

D10. ¿La entrega de productos en BIP-SGC es digital únicamente o también física?

Ambas. La información digital se carga en el BIP-SGC y las muestras/núcleos físicos se entregan en la Litoteca.

D11. ¿La base de datos en SQL Server debe ser entregada con licencia de uso?

Sí. La base de datos debe entregarse con licenciamiento vigente y plena funcionalidad para ENTerritorio/ANH.

D12. ¿La aplicación .NET debe incluir código fuente y manual de usuario?

Sí. Se debe incluir el código fuente, manuales de usuario y técnicos para garantizar la sostenibilidad de la herramienta.

D13. ¿Qué debe contener el Manual de entrega de información técnica de exploración y producción?

Contiene los estándares para la organización, captura, almacenamiento y transferencia de datos geocientíficos generados durante la operación.

D14. ¿Se publicará una versión editable de los formatos requeridos para facilitar su diligenciamiento?

ENTerritorio suministrará versiones editables de los formatos requeridos una vez perfeccionado el contrato.

D15. ¿Qué experiencia técnica habilitante debe acreditarse y con qué documentos?

La experiencia técnica habilitante que debe acreditarse y los documentos válidos se encuentran definidos en el numeral 5.4.1. del pliego de condiciones.

D16. ¿Qué documentos se aceptan como soporte para acreditar inclusión de población vulnerable?

Certificaciones de entidades competentes o ministerios que acrediten la vinculación de personal bajo dichas condiciones.

D17. ¿Existe algún requerimiento de localización del personal o centro de operaciones?

Es responsabilidad del contratista definir su centro de operaciones principal para la fase operativa.

D18. ¿Qué planillas o formatos preliminares se deben tener en cuenta?

Se deben considerar los formularios de gestión social, SISO y ambientales definidos en el PGS y PMA.

D19. ¿Cómo se debe entregar la información a la ANH? ¿Correos o memorias USB?

A través de los canales oficiales definidos (BIP/EPIS) y, cuando se requiera, en medios físicos (discos duros/memorias) con protocolos de seguridad.

D20. ¿Qué manuales aplica el EPIS para entrega de información?

Aplica el manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al banco de información petrolera

D21. ¿Qué versión de cronograma se debe enviar junto a la oferta técnica y económica?

Los requisitos y documentos a entregar deben cumplir a cabalidad con lo establecido en el pliego de condiciones definitivo.

D22. ¿Cuál es la brecha actual frente a los requisitos del proceso y qué empresas podríamos contactar para conformar una unión temporal o consorcio que los cubra?

El oferente es responsable de identificar sus brechas y conformar las estructuras de asociación (Consortios/UT) que considere necesarias.

D23. Respecto a las CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS PRESENTADOS PARA ACREDITAR LA EXPERIENCIA EXIGIDA, ¿es obligatorio cumplir con las 6, o es posible acreditar una cantidad menor de experiencia específica?

Se debe cumplir con la totalidad de la experiencia general y específica exigida en el pliego de condiciones para habilitar la propuesta.

D24. Respecto a las CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS PRESENTADOS PARA ACREDITAR LA EXPERIENCIA EXIGIDA, ¿se pueden presentar empresas aliadas para complementar cumplir con todos los 6 puntos de experiencia específica?

Sí, es posible complementar experiencia a través de la conformación de Uniones Temporales o Consorcios de acuerdo con las condiciones establecidas en el pliego de condiciones.

D25. ¿Qué restricciones ambientales o sociales existen en el área de San Juan de Arama (Meta)?

Existen restricciones asociadas al componente social, ambiental y de seguridad física propias de la zona, las cuales deben ser gestionadas por el contratista mediante el PGS y PMA.

D26. ¿El presupuesto oficial incluye contingencias?

El presupuesto oficial es a precio global fijo y debe contemplar todos los riesgos técnicos operativos.

D27. ¿El presupuesto oficial incluye contingencias por Eventos no productivos (NPT)?

Los tiempos no productivos (NPT) son cargo y riesgo del contratista bajo el sistema de pago establecido. La entidad aclara que no realizara pagos adicionales por contingencias y que el valor total del contrato incluye todos los costos y riesgos asociados a la operación.

D28. ¿El presupuesto oficial incluye contingencias por Problemas geológicos no previstos?

Los riesgos geológicos de base deben ser contemplados en la oferta económica. La entidad aclara que no realizara pagos adicionales por contingencias y que el valor total del contrato incluye todos los costos y riesgos asociados a la operación.

D29. ¿Cómo se manejarán los costos adicionales por condiciones sub-superficiales distintas a las esperadas?

Los riesgos geológicos y condiciones del subsuelo de base deben ser contemplados en la oferta económica. La entidad aclara que no realizara pagos adicionales por contingencias y que el valor total del contrato incluye todos los costos y riesgos asociados a la operación.

D30. ¿Existe un mecanismo establecido para Ajuste de precios o revisión de tarifas?

No aplica reajuste de tarifas según numeral 10.2 del documento de necesidad. El contrato es a precio global fijo sin fórmula de ajuste.

D32. ¿Se permite sumar experiencia a través de un consorcio o una unión temporal?

Sí, se permite la suma de experiencia en estructuras plurales de acuerdo con lo establecido en el pliego de condiciones.

D33. ¿Qué eventos activan las cláusulas penales?

Incumplimientos parciales o totales de obligaciones, retrasos injustificados y violaciones a normas HSE.

D34. ¿Quién asume el riesgo de no alcanzar la profundidad objetivo (~3.505 m)?

El contratista asume el riesgo operativo de ejecución hasta la profundidad objetivo programado. La entidad aclara que no realizara pagos adicionales por contingencias y que el valor total del contrato incluye todos los costos y riesgos asociados a la operación.

D35. ¿Qué pasa si no se logra recuperación de núcleos por condiciones geológicas?

Es responsabilidad, riesgo y costo exclusivo del contratista garantizar la recuperación efectiva mínima del 90% de 2.000 pies de núcleos continuos corazonados, por lo que la entidad no asumirá pérdidas de información geocientífica ni sobrecostos por ineficiencias operativas. Si por condiciones mecánicas o del subsuelo no se alcanza este umbral, el contratista estará obligado a presentar un informe técnico donde se sustenten las razones que impidieron alcanzar la meta prevista y proponer el corazonamiento de intervalos o secciones adicionales en el pozo para asegurar el volumen neto de roca requerido para los adicionales. Si el plan es aprobado por la interventoría el contratista debe realizar el corazonamiento hasta asegurar el volumen neto de roca requerido sin costo alguno para la entidad.

D36. Para el formato 11 Vinculación de personas con discapacidad hay un mínimo establecido?

Debe cumplir con los porcentajes de ley y lo definido en el pliego de condiciones.

D37. ¿Es posible evaluar la experiencia del personal requerido?

Sí, la experiencia del personal es un requisito habilitante y de evaluación técnica.

D38. ¿Es posible que la entidad evalúe la viabilidad de permitir equipos de perforación de 1200 HP, considerando que, con base en la profundidad objetivo (~3.505 m), el alcance operativo definido y las actividades contempladas (perforación, toma de núcleos, registros eléctricos y estudios asociados), este tipo de equipo cuenta con la capacidad técnica suficiente para ejecutar las operaciones requeridas sin comprometer la seguridad, eficiencia ni calidad del proyecto?

El requerimiento mínimo es de 1500 HP; cualquier propuesta de equipo diferente debe demostrar técnica y operativamente que supera la capacidad exigida.

D39. ¿Los 2.000 ft de núcleos continuos corresponden a intervalos obligatorios o pueden optimizarse según condiciones reales de pozo?

Son intervalos definidos de interés geológico, pero sujetos a optimización técnica basada en los resultados en tiempo real del pozo y aprobados por la interventoría.

D40. ¿Se tienen definidos los intervalos críticos para registros especiales y toma de núcleos o quedarán sujetos a decisiones en tiempo real?

Existen intervalos base, pero la decisión final se toma en tiempo real (Real-Time Decision Making) entre contratista e interventoría.

D41. ¿Se cuenta con licencias ambientales aprobadas para estas obras o deben ser tramitadas por el contratista?

El contratista debe adelantar todos los trámites de permisos y autorizaciones ante las autoridades.

D42. ¿Cuál es el estándar técnico exigido para la estabilización de locación considerando condiciones del Meta (suelos, clima)?

Los estándares técnicos deben ser consultados, definidos y gestionados por el contratista.

D43. ¿Se dispone de información sobre restricciones logísticas o de acceso (peso máximo, transporte de equipos)?

El contratista será el responsable de disponer con la información sobre restricciones logísticas o de acceso necesarios para el desarrollo de la operación.

D44. ¿Qué información sísmica, pozos offset o estudios previos estarán disponibles para el contratista?

La recopilación, análisis e integración de la información técnica previa, incluyendo sísmica, pozos offset y estudios disponibles, corresponde principalmente al contratista de acuerdo con su experiencia, metodología y obligaciones contractuales.

La Entidad podrá coadyuvar o facilitar el acceso a información disponible, cuando aplique, pero ello no traslada la responsabilidad técnica del análisis, interpretación y uso de dicha información, la cual deberá permanecer a cargo del contratista.

D45. ¿Cómo se gestionarán los riesgos geológicos imprevistos (pérdidas, presiones anormales, inestabilidad)?

El contratista asume el riesgo operativo de ejecución hasta la profundidad objetivo programada. La entidad aclara que no realizara pagos adicionales por contingencias y que el valor total del contrato incluye todos los costos y riesgos asociados a la operación.

D46. Según el pliego Estudio Sector pozo el plazo para la ejecución del contrato cuenta con fecha de Julio 15 del 2026, se puede compartir el nuevo cronograma de fechas establecidas para la ejecución del contrato

El cronograma vigente es el establecido en el documento de necesidad con fecha de finalización propuesta al 15 de julio de 2026.

D47. ¿Se contemplan extensiones de plazo por causas operativas o ambientales?

Solo bajo condiciones de fuerza mayor o caso fortuito debidamente acreditadas y aprobadas por la interventoría. El contratista deberá presentar un informe técnico u oficio donde se sustenten las razones que impidieron alcanzar la meta prevista.

D48. ¿Cómo afecta la condición resolutoria del convenio al riesgo del contratista?

El contratista asume el riesgo de terminación anticipada si el convenio principal no es prorrogado, sin derecho a indemnizaciones adicionales.

L1. ¿Existe algún mecanismo de prórroga o ajuste del cronograma en caso de retrasos atribuibles a permisos o condiciones externas? Solo bajo condiciones de fuerza mayor o caso fortuito debidamente acreditadas y aprobadas por la interventoría. El contratista deberá presentar un informe técnico u oficio donde se sustenten las razones que impidieron alcanzar la meta prevista.

L2. ¿La ANH proporciona modelos o lineamientos para los planes de manejo ambiental y social? El proceso establece que el contratista debe elaborar, actualizar y gestionar el PMA y el PGS conforme a la normatividad vigente y a los lineamientos técnicos aplicables, incluyendo los del proyecto y del EPIS. La entidad no cuenta con un modelo editable específico suministrado como anexo único obligatorio por lo que es responsabilidad del contratista establecer la metodología y estructura de sus planes de gestión durante el desarrollo del proyecto cumpliendo con los estándares técnicos necesarios y aprobados por la interventoría.

L3. ¿Qué plazos estándar maneja la ANH para la aprobación de las formas operacionales radicadas? Los formatos y plazos estándar se encuentran definidos por el Ministerio de Minas y Energía y adoptados a través del decreto 1895 de 1973 y las resoluciones 181495 de 2009 y 40048 de 2015 que deben ser consultadas por el contratista.

L4. ¿La ANH realiza inspección presencial o remota para verificar la recuperación ambiental post-intervención?

El contratista debe garantizar el correcto abandono del pozo y la recuperación ambiental siguiendo los lineamientos técnicos y ambientales vigentes. La interventoría será la responsable de aprobar que la recuperación ambiental post-intervención se haya llevado a cabo dentro de los lineamientos mínimos legales.

L5. ¿Qué procedimientos deben seguirse si se necesita modificar cualquier plan o programa aprobado por la ANH?

Cualquier modificación deberá tramitarse por los canales formales del contrato y, cuando aplique, con la aprobación de la interventoría, supervisión y/o autoridad competente. No se contempla modificación unilateral del contratista.

L6. ¿Qué mecanismos de resolución de conflictos están previstos en caso de divergencias entre las órdenes del supervisor e interventor?

Los documentos no establecen un mecanismo especial distinto; en caso de divergencias, se atenderá a lo previsto en el contrato, al manual aplicable y a los canales formales de la Entidad. Las instrucciones deben cursarse por la vía contractual y documentada. Se precisa que este tipo de escenarios asociados a posibles divergencias entre supervisión e interventoría se encuentran contemplados dentro de la matriz de riesgos del proyecto, considerando las eventuales afectaciones operacionales y contractuales que puedan derivarse durante la ejecución.

L7. ¿Cuál es el procedimiento para la deducción de valores en caso de sanciones o daños a terceros?

La deducción y cobro se tramitarán conforme a las cláusulas penales, las garantías y las reclamaciones a pólizas que correspondan. En el proyecto se prevén, entre otras, cláusula penal de apremio del 1% por semana de atraso, hasta el 10%, y cláusula penal pecuniaria del 10% del valor del contrato.

L8. ¿Se debe presentar una línea base ambiental como parte del estudio?

El proceso exige que el contratista realice la evaluación de las condiciones técnicas, sociales y ambientales del área y que elabore/gestione el PMA. No se indica una "línea base ambiental" como entregable autónomo separado, pero sí como parte del soporte técnico y ambiental del proyecto.

L9. ¿La socialización con autoridades locales implica un protocolo definido por ANH o queda a criterio del contratista?

Es responsabilidad del contratista garantizar que el desarrollo del proyecto siga los lineamientos sociales y ambientales mínimos. Por lo tanto, el contratista debe garantizar la socialización formal con autoridades municipales, locales y actores del área de influencia, con soportes documentales, dentro del marco del Plan de Gestión Social y de los lineamientos del proceso.

L10. ¿Qué ocurre si hay retrasos en permisos o servidumbres no imputables al contratista? El contratista asume el riesgo operativo, técnico, social y ambiental de ejecución hasta la profundidad objetivo-programada. La entidad aclara que no realizara pagos adicionales por contingencias y que el valor total del contrato incluye todos los costos y riesgos asociados a la operación.

L11. ¿Cuáles son las causales específicas de rechazo automático de propuestas?

Las causales están descritas de manera expresa en el **numeral 2.18 CAUSALES DE RECHAZO** del documento.

L12. ¿Qué tratamiento tendrán los hallazgos técnicos? ¿Se retroalimenta antes del cierre?

Si su consulta se refiere a la etapa de Cierre Contractual (Liquidación de la Obra), se le aclara que, conforme al

documento de caracterización de la necesidad, todos los hallazgos u observaciones técnicas sobre los entregables serán notificados por la interventoría durante la ejecución y deberán ser subsanados obligatoriamente por el contratista antes de la firma del acta de liquidación final.

L13. ¿Qué parámetros rigen para evaluar cumplimiento de inclusión social?

El proceso contempla incentivos y criterios relacionados con vinculación de personal con discapacidad, emprendimientos y empresas de mujeres, MIPYME domiciliada en Colombia, además de los criterios de desempate previstos. La evaluación se sujetará a lo definido en los numerales correspondientes del pliego de condiciones.

L14. ¿Se acepta observación o ajuste a estructura de costos planteada?

No se aceptan ofertas condicionadas ni alternativas que modifiquen técnica o económicamente lo requerido. La oferta debe ajustarse a las condiciones del proceso, al presupuesto oficial y a lo previsto en los documentos de condiciones del proceso.

L15. ¿Existe un valor tope o libre propuesta económica?

La oferta no puede exceder el Presupuesto Oficial Estimado. Además, deben respetarse los rangos, precios y condiciones establecidos por la Entidad.

L16. ¿Se deben cumplir condiciones de forma para la póliza de garantía de seriedad además del Decreto 1082?

Sí. El proceso exige requisitos específicos para la garantía de seriedad, entre ellos: beneficiario, tomador, objeto, vigencia, valor asegurado y recibo de pago de la prima, además del texto especial que debe figurar en la póliza conforme al documento.

L17. ¿Qué responsabilidad tiene el contratista sobre permisos locales?

El contratista debe adelantar todas las gestiones necesarias ante autoridades competentes para permisos, autorizaciones, concesiones, accesos, servidumbres y demás trámites requeridos para ejecutar el objeto contractual.

L18. ¿Quién asume la gestión de licencias ambientales si no se tienen aún?

La gestión corresponde al contratista, quien debe adelantar las actuaciones necesarias. También se precisa que la exigencia de licencia ambiental o PMA la determina la autoridad ambiental competente.

L19. ¿Qué lineamientos debe cumplir el Plan de Gestión Social?

Debe incorporar enfoque territorial, diferencial y de género; promover participación comunitaria; incluir socialización, relacionamiento con autoridades y JAC; gestionar riesgos sociales; atender PQRS; y producir reportes e indicadores. Debe articularse con el PMA y las obligaciones del proyecto.

L20. ¿Debe haber acompañamiento comunitario como parte del proyecto?

Sí. El proyecto contempla socialización, relacionamiento territorial y gestión comunitaria como parte integral de la ejecución.

L21. ¿Se puede ampliar el plazo de ejecución por causas externas?

No hay una ampliación automática. Cualquier extensión deberá analizarse mediante los mecanismos contractuales correspondientes y de acuerdo con la disponibilidad y vigencia del convenio interadministrativo que soporta el proyecto.

L22. ¿Cuántos códigos RUP debe tener la compañía para participar?

Para resultar habilitado, el oferente debe demostrar experiencia en al menos tres (3) de los códigos listados en el numeral 5.4.1.4 de los Términos y Condiciones.

L23. ¿Aceptan uniones temporales? ¿Máximo cuántas empresas?

Sí, se aceptan estructuras plurales. El pliego de condiciones no fija un número máximo de integrantes.

L24. ¿Qué tratamiento se da a observaciones del supervisor?

Las observaciones del supervisor/interventoría deben atenderse por el contratista en el marco del contrato y de los entregables aprobados. La ejecución y aceptación dependen de la aprobación técnica correspondiente.

L25. ¿Qué normas aplican en caso de cambios en el cronograma por ANH?

Aplican las reglas del documento, el manual de contratación y las adendas o modificaciones formales que expida la Entidad, en concordancia con el proceso y con la plataforma SECOP II.

L26. ¿Se requieren licencias ambientales nuevas si el pozo es estratigráfico?

La autoridad ambiental competente determinará si aplica **licencia**, **PMA** u otros permisos específicos. El contratista debe adelantar la gestión respectiva.

L27. ¿Se puede realizar uniones temporales con las empresas aliadas para mejorar la presentación de la oferta y cumplir requerimientos?

Sí, siempre que se cumplan las reglas de participación, experiencia, capacidad y porcentaje de participación exigidos en los Términos y Condiciones. La figura plural no puede usarse para eludir requisitos.

L28. ¿Para el RUP, se requieren los 4 segmentos o se puede participar con máximo 3?

Para resultar habilitado, el oferente debe demostrar experiencia en al menos tres (3) de los códigos listados en el numeral 5.4.1.4 de los Términos y Condiciones.

L29. ¿Cuál es la profundidad a la que se deben obtener los corazones?

El documento de caracterización señala una recuperación aproximada de **hasta 2.000 pies de núcleos** en los intervalos definidos como de mayor interés geológico. No se fija un rango único de profundidad; dependerá de la prognosis y los cambios que ocurran durante la perforación los cuales deberán ser aprobados por la interventoría.

L30. ¿A qué rango de profundidad se debe hacer las pruebas de desgasificación?

El proceso indica análisis sobre muestras de la sección corazonada, pero no define un rango de profundidad exacto. Las pruebas se harán sobre las muestras recuperadas en los intervalos definidos durante el desarrollo de la perforación y posterior aprobación por parte de la interventoría.

L31. ¿A qué rango de profundidad se debe hacer las pruebas de adsorción isotérmica?

No se establece un rango fijo. Los análisis se harán sobre las muestras recuperadas del intervalo de interés geológico definido para el pozo y los cambios que ocurran durante el desarrollo de la perforación posterior aprobación de la interventoría.

L32. ¿Se debe hacer una digitalización total de los núcleos recuperados, o existe un rango de digitalización?

Los documentos exigen digitalización y estudios tomográficos de la totalidad de los núcleos recuperados.

L33. ¿Nos pueden suministrar la información regional disponible para soportar la interpretación estratigráfica y estructural?

La recopilación, análisis e integración de la información técnica previa, incluyendo sísmica, pozos offset y estudios disponibles, corresponde principalmente al contratista de acuerdo con su experiencia, metodología y obligaciones contractuales.

La Entidad podrá coadyuvar o facilitar el acceso a información disponible, cuando aplique, pero ello no traslada la responsabilidad técnica del análisis, interpretación y uso de dicha información, la cual deberá permanecer a cargo del contratista.

L34. ¿Nos pueden decir si se debe tener una licencia ambiental o un plan de manejo ambiental?

La Entidad aclara que la exigibilidad de licencia ambiental y/o PMA la define la autoridad ambiental competente. En todo caso, el contratista debe gestionar lo necesario para cumplir con la normativa aplicable.

L35. ¿Se debe volver a solicitar el certificado de no presencia de comunidades étnicas?

El documento de caracterización ya señala una certificación existente y su ratificación. Es responsabilidad del contratista acceder a este certificado y verificar si debe o no volver a solicitar uno nuevo.

L36. ¿Debe estar contratado todo el personal mínimo exigido para el primer pago?

Sí. El primer pago está condicionado, entre otros requisitos, a la **contratación del personal mínimo exigido** y a la entrega de los productos iniciales solicitados.

L37. ¿Qué sucede si el basamento está a menor profundidad de 11.500 pies? ¿Se debe seguir perforando hasta 11.550 pies?

El proceso define una profundidad objetivo de **11.500 pies**. Los documentos no ordenan perforar más allá o menos de ese objetivo si se intercepta el basamento antes. Cualquier ajuste deberá tratarse con la interventoría y bajo los mecanismos contractuales aplicables.

L38. ¿En cada sección del pozo el pago es proporcional a los pies perforados?

Sí. El documento indica que el pago asociado a la perforación se liquida según el avance realmente ejecutado y aprobado, con base en los pies perforados.

L39. ¿Qué sucede en el caso de un cambio del diseño mecánico del pozo y se perforen más pies de lo programado en cada sección?

Cualquier variación del diseño o del programa debe ser evaluada y autorizada por la interventoría dentro del marco contractual.

L40. ¿Qué sucede en el caso de un cambio del diseño mecánico del pozo y se perforen menos pies de lo programado en cada sección?

La Entidad aclara que cualquier ajuste al diseño mecánico del pozo deberá sujetarse a la aprobación técnica correspondiente por parte de la interventoría.

L41. ¿Va a existir visita de obra?

En los documentos del proceso no se contempla una visita de obra obligatoria. Sin perjuicio de ello, el oferente debe realizar por su cuenta las inspecciones que considere necesarias al sitio, tal como se indica en el numeral 4.3.1 sobre elaboración de la oferta.

L42. ¿La locación donde se perforará el pozo es un predio privado?

Los documentos indican que deberá negociarse y formalizarse la servidumbre del predio requerido para la locación y, de ser necesario, para la vía de acceso. No obstante, el documento no clasifica expresamente el predio como privado; por tanto, la gestión predial deberá adelantarse por el contratista conforme a las condiciones del sitio.

L43. Solicitamos que la experiencia específica sea en una sola temática y no en todas las temáticas.

No se acoge la solicitud. El numeral 5.4.1.1 establece expresamente que el oferente deberá acreditar experiencia específica en todas las temáticas relacionadas, utilizando los mismos contratos presentados para la experiencia general habilitante.

L44. Solicitamos excluir la temática de pruebas de desgasificación / adsorción isotérmica.

No se acoge la solicitud. Esa temática hace parte de las condiciones de experiencia específica habilitante exigidas en el proceso, y por tanto se mantiene.

L45. ¿Qué significa la carrera de avance de 30 ft?

La Entidad aclara que la carrera de avance de 30 ft corresponde al recorrido útil del sistema de perforación/mástil para la operación de avance, es decir, una especificación técnica mínima del equipo requerido.

L46. Solicitamos aclaración del ángulo de perforación del mástil.

La especificación se refiere al rango de inclinación permitido para el equipo/mástil, que en los documentos está definido entre 45° desde la horizontal y hasta 90° en vertical descendente.

L47. ¿A qué se refiere con la longitud máxima de la varilla de 90 ft?

Se refiere a la longitud máxima de los elementos de varilla o tubería que el equipo debe poder manipular en operación, conforme a la configuración técnica requerida para el proyecto.

L48. Taladros petroleros no tienen fuerza de empuje descendente, solicitamos quitar requisito.

No se acoge la solicitud. La especificación técnica del proceso mantiene el requerimiento de fuerza de empuje descendente, por ser una condición mínima del equipo solicitado.

L49. ¿Qué se requiere con descarga del mástil (en la torre) de 186 ft?

Se refiere a la altura libre o descarga del mástil en la torre, es decir, la altura técnica mínima requerida para la operación del equipo.

L50. Solicitamos reducir la carga en el gancho a 400.000 lbs.

No se acoge la solicitud. Se mantiene la especificación técnica definida en los documentos del proceso para la carga en el gancho.

L51. ¿A qué se refiere con bombas de lodo 500x1600 HP?

La referencia debe entenderse como una especificación técnica de capacidad equivalente o superior para las bombas de lodo requeridas, conforme a la tabla del documento de caracterización. El oferente deberá cumplir con la capacidad funcional exigida o su equivalente técnico.

F1. ¿Cómo se pagará el IVA?

El valor del IVA se pagará de acuerdo con lo establecido en el Anexo 7A definido en el proceso.

F2. ¿Habrá anticipo?

No se prevé anticipo. El pago está atado a productos, avances y recibo a satisfacción.

F3. ¿La tarifa de reporte diario de perforación se cobra todos los días del proyecto?

En el Anexo 7A o en las condiciones de pago no se establece un ítem de cobro diario por reportes de perforación.

F4. ¿La tarifa de reporte diario de geología se cobra todos los días del proyecto?

En el Anexo 7A o en las condiciones de pago no se establece un ítem de cobro diario por reportes de geología.

F5. ¿Cuántas veces se cobra la tarifa de reportes mensuales?

En el Anexo 7A o en las condiciones de pago no se establece un ítem de cobro por reportes mensuales.

F6. ¿En los entregables de obras civiles solo se cobra 1 vez cada ítem?

Si el entregable corresponde a un hito o producto único, su reconocimiento procede una sola vez, contra aprobación. Si el ítem está asociado a cantidades o avances, se paga conforme a esas cantidades.

F7. ¿Las tarifas se deben estimar con AIU incluido?

Sí. La oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos, administración, imprevistos, utilidades y demás conceptos necesarios para ejecutar el contrato.

F8. ¿Qué compone la tarifa de Consulta Previa?

Se aclara el observante que dentro de la estructura del Anexo 7A no existe un rubro asociado a consulta previa. La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

F9. ¿Podemos recibir un detalle de lo que compone cada una de las tarifas del archivo Pricelist?

El detalle económico debe estructurarse según el Anexo 7A – Oferta Económica y la información de los documentos del proceso. No se establece una desagregación adicional distinta a la prevista en esos anexos.

F10. ¿Cuál es el valor estimado del contrato? ¿Incluye impuestos e imprevistos?

El Presupuesto Oficial Estimado es de \$99.498.031.350,30 M/cte, e incluye costos, gastos y tributos asociados a celebración, ejecución y liquidación.

F11. ¿Se publicarán resultados del sondeo de mercado?

Todos los documentos asociados al proceso se encuentran debidamente publicados en la página web de Enterritorio y serán debidamente publicados en el Secop II junto con el pliego definitivo del proceso

F12. ¿Cuál fue el valor de referencia del Estudio de Mercado?

El valor de referencia es el POE de \$99.498.031.350,30 M/cte.

F13. ¿Cuál será el plazo de pago una vez radicada la factura?

El pago se realizará dentro de los diez (10) días calendario siguientes a la radicación de la factura y los documentos requeridos, siempre que estén completos y aprobados.

F14. ¿Se acepta modificación a la estructura de precios si hay desbalance?

No. El contrato es a precio global fijo sin fórmula de ajuste y no reconoce reajustes por costos previsibles.

F15. ¿Qué estructura de costos se debe seguir si hay rubros faltantes?

La oferta debe contemplar la totalidad de costos necesarios para ejecutar el objeto contractual. Si un rubro no aparece expresamente, debe entenderse incorporado dentro del precio total ofertado.

F16. ¿Habrá libertad de propuesta económica dentro de parámetros razonables?

La oferta económica debe ajustarse a los documentos del proceso, al Anexo 7A y al tope máximo del POE. No hay libertad para alterar las condiciones contractuales básicas.

F17. ¿Qué cobertura mínima se exige para pólizas?

Se exige, entre otras, lo siguiente:

- **Seriedad de la oferta:** 10% del presupuesto oficial.
- **Cumplimiento:** 10% del valor del contrato.
- **Pago de salarios y prestaciones:** 5% del valor del contrato.
- **Calidad de bienes y elementos:** 10% del valor del contrato.
- **Estabilidad y calidad de obra:** 30% del valor del contrato.
- **Responsabilidad civil extracontractual:** 25% del valor del contrato.

F18. ¿Qué incluye el AFE proyectado en el Well Dossier?

Debe incluir, según los documentos de caracterización, como mínimo:

- programa detallado de trabajo,
- cronograma,
- pronóstico del pozo,
- estado mecánico inicial,
- programa de adquisición de núcleos,
- programa de fluidos,
- programa de cementación y abandono,
- y el AFE proyectado.

F19. ¿La propuesta debe incluir utilidad y costos de gestión social?

Sí. La oferta debe incluir todos los costos necesarios para la ejecución integral, incluyendo la gestión social, PMA, PGS, socialización y demás actividades requeridas por el proyecto.

F20. ¿Cómo se calcula la tarifa del Informe Longitud de áreas de vía?

No se establece una fórmula específica. Debe incorporarse en el Anexo 7A y valorarse conforme al alcance técnico aprobado.

F21. ¿Qué valor corresponde a los análisis especiales de núcleos?

Su costo debe estar incluido en la oferta económica.

F22. ¿Qué pasa si no se logran los 11.500 pies estimados del pozo?

Es responsabilidad, riesgo y costo exclusivo del contratista garantizar la perforación mínima de 11.500 pies, por lo que la entidad no asumirá pérdidas de información geocientífica ni sobrecostos por ineficiencias operativas. Si por condiciones mecánicas o del subsuelo no se alcanza este umbral, el contratista estará obligado a presentar un informe técnico donde se sustenten las razones que impidieron alcanzar la meta prevista y proponer la perforación de intervalos, secciones o estructuras adicionales de pozo para asegurar la profundidad requerida de 11.500 pies en un pozo vertical. Si el plan es aprobado por la interventoría el contratista debe realizar la perforación hasta asegurar la profundidad total requerida sin costo alguno para la entidad.

F23. ¿Se debe asumir costos de la adecuación inicial del sitio?

Sí. La adecuación de vías, locación, obras civiles y demás actividades previas hacen parte del alcance del contratista y deben estar incluidas en la oferta económica.

F24. ¿Qué rubros pueden afectar el AIU?

El precio global fijo debe cubrir administración, imprevistos, utilidades y todos los costos necesarios para ejecutar el contrato.

F25. ¿Es posible reducir indicadores financieros por tratarse de un proyecto grande?

No. Los indicadores financieros y de organización se verifican según los términos del proceso. No se contemplan ajustes.

F26. ¿Existe reajuste por inflación, TRM, combustibles o insumos?

No. El documento señala expresamente que no habrá reajuste por costos, gastos o actividades previsibles.

F27. ¿Quién asume el riesgo de bloqueos, orden público, consulta previa o demoras en permisos?

La matriz de riesgos define la asignación específica. En términos generales, el contratista debe estructurar su oferta asumiendo los riesgos del contrato y los costos necesarios para cumplirlo. Los eventos de fuerza mayor o caso fortuito se tramitarán conforme al contrato y a la ley, pero no generan reconocimiento de mayores valores económicos.

F28. ¿Se exigirá póliza específica de control de pozo y cuáles serán los límites?

En los documentos no se establece una póliza específica autónoma de control de pozo. Si se exigen garantías generales y seguros de cumplimiento y responsabilidad civil, además de certificaciones técnicas como Well Control para el personal de pozo.

F29. ¿El contrato será por precios unitarios, suma global o esquema mixto?

El sistema de pago del contrato es Precio Global Fijo sin Fórmula de Ajuste.

F30. ¿Existen mecanismos de reajuste por variación de TRM, combustibles o logística?

No. No se prevén mecanismos de reajuste por esas variables.

F31. ¿Se contemplan eventos eximentes de responsabilidad claramente definidos?

Los eventos de fuerza mayor o caso fortuito se reconocen como situaciones a informar y gestionar, pero su tratamiento será el que corresponda conforme al contrato y a la ley aplicable.

F32. ¿Se exigirá algún porcentaje mínimo de subcontratación local?

No. No se establece un porcentaje mínimo de subcontratación local.

F33. ¿La oferta está planteada como precios unitarios, suma global o esquema mixto?

Está planteada como precio global fijo.

F34. ¿Existe un desglose detallado de costos directos vs indirectos (AIU)?

La oferta debe incluir todos los costos directos e indirectos.

F35. ¿Los precios incluyen movilización y desmovilización de equipos o se manejan como ítems independientes?

La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

F36. ¿Los costos de obras civiles (vías, locación) están integrados o son adicionales?

Están integrados en el alcance contractual y, por tanto, deben estar incluidos en la oferta.

F37. ¿Cuáles son los ítems de mayor peso económico en la oferta?

La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

F38. ¿Hay actividades críticas que no estén claramente valoradas?

La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

F39. ¿Cómo se reconoce económicamente un cambio en el programa de perforación?

Es responsabilidad, riesgo y costo exclusivo del contratista garantizar la perforación mínima de 11.500 pies, por lo que la entidad no asumirá pérdidas de información geocientífica ni sobrecostos por ineficiencias operativas. Si por condiciones

mecánicas o del subsuelo no se alcanza este umbral, el contratista estará obligado a presentar un informe técnico donde se sustenten las razones que impidieron alcanzar la meta prevista y proponer la perforación de intervalos, secciones o estructuras adicionales de pozo para asegurar la profundidad requerida de 11.500 pies en un pozo vertical. Si el plan es aprobado por la interventoría el contratista debe realizar la perforación hasta asegurar la profundidad total requerida sin costo alguno para la entidad.

F40. ¿Quién asume el costo de eventos no previstos?

El contratista asume los costos de los riesgos y de la correcta ejecución integral. Los no previsibles se tramitan conforme a la matriz de riesgos y a la ley, sin que ello implique reconocimiento económico.

F41. ¿Los ítems de gestión social están incluidos y claramente valorados dentro del presupuesto?

Sí. La gestión social, el PMA, el PGS y la socialización forman parte del alcance y deben estar considerados dentro de la oferta.

F42. ¿La entidad consideraría habilitar equipos de 1200 HP?

No. Los documentos técnicos señalan un equipo mínimo de 1500 HP. Un equipo de 1200 HP no cumple el estándar mínimo definido.

F43. ¿Cómo se manejarán económicamente los reprocesos o fallas en obras civiles?

La Entidad reitera que el valor de la oferta debe contemplar todos los costos directos e indirectos necesarios para la operación. No se reconocerán pagos adicionales por conceptos no previstos en la oferta económica presentada.

F44. ¿La profundidad objetivo de 11.500 ft corresponde a MD, TVD o TVDSS?

De acuerdo con lo establecido en el Documento de Caracterización de la Necesidad (F-PR-26), la ejecución del contrato comprende la perforación del pozo estratigráfico ANH-PALEOZOICO-1X hasta una profundidad aproximada de 11.500 pies (MD). Al tratarse de un pozo con trayectoria vertical, las desviaciones máximas deben estar entre los 3 y 5 grados. Sin embargo, la métrica contractual obligatoria para el avance, control de operaciones y liquidación de pagos parciales por pie perforado se basa en la Profundidad Medida (MD).

F45. ¿Cuál es el programa geológico esperado por tops, edades y espesores por formación?

El objetivo general es caracterizar la secuencia paleozoica, con énfasis en el Ordovícico Inferior, Medio y Superior, y su relación con el basamento. No obstante, el programa geológico es responsabilidad del contratista.

F46. ¿Cuál es la prognosis de presión de poro y gradiente de fractura?

El contratista debe presentar la prognosis y ajustarla a la información disponible y a la aprobación técnica.

F47. ¿Existe riesgo esperado de gas, H₂S, CO₂ o sobrepresión?

Los documentos sí contemplan evaluación de gases y presencia potencial de gas e hidrógeno natural. No se establece una prognosis específica de H₂S o CO₂. El control operacional y de seguridad es responsabilidad del contratista y debe atender la normativa y el programa del pozo.

F48. ¿Cuál es el peso de lodo esperado por sección?

No se establece un valor específico. Es responsabilidad del contratista construir el programa de perforación.

F49. ¿Qué especificaciones mínimas debe cumplir el taladro en HP, hookload, bombas y presión de standpipe?

El documento de caracterización de la necesidad fija mínimos técnicos, entre ellos:

- **Potencia mínima:** 1500 HP
- **Carga en el gancho:** 770.000 lbs

- **Fuerza de empuje ascendente:** 450.000 lbs
- **Fuerza de empuje descendente:** 30.000 lbs
- **Bombas de lodo:** 3 x 1600 HP mínimo cada una o equivalente
- **BOPs:** arietes 3000–10000 psi; anular 5000–10000 psi
- **Acumulador:** 2000–5000 psi
- **Choque y línea de matar:** 2000–5000 psi

F50. ¿Cuál es la configuración mínima requerida del BOP y su presión de trabajo?

Según el documento de caracterización de la necesidad:

- Preventoras de arietes: **3000 a 10000 psi**
- Preventoras anulares: **5000 a 10000 psi**
- Diverter: **según requerimiento**
- Acumulador: **2000 a 5000 psi**
- Choke y kill line: **2000 a 5000 psi**

F51. ¿Cuál es el dogleg severity máximo permitido y la desviación máxima al TD?

Es responsabilidad del contratista incluir en el programa de perforación todas las especificaciones asociadas a la operación teniendo en cuenta que se trata de un pozo vertical a 11.500 pies.

F52. ¿Cuál es el porcentaje mínimo exigido de recuperación de núcleo?

El porcentaje mínimo exigido es del 90%.

F53. ¿Cuál es el diámetro de núcleo esperado y el tipo de barril requerido?

LA ENTIDAD SE PERMITE ACLARAR QUE EL DIÁMETRO DEL NÚCLEO ESPERADO Y EL TIPO DE BARRIL REQUERIDO DEBERÁN CONCORDAR CON LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL TALADRO Y LAS SARTAS DE PERFORACIÓN DISPUESTAS EN EL PROCESO. De conformidad con lo establecido en el Formato de Caracterización de la Necesidad (F-PR-26), las herramientas de corazonamiento deben ser compatibles con la tubería de perforación exigida, la cual contempla diámetros de 5 7/8" DP, 5" DP o 4 1/2" DP NC50-XT39. Por lo tanto, el contratista deberá seleccionar el tipo de barril corazonador y las brocas corazonadoras (core bits) que garanticen estructuralmente la recuperación física de los núcleos en superficie sin afectar su integridad, asegurando un diámetro de roca no menor a 3 pulgadas.

F54. ¿Se requiere orientación estructural del núcleo?

De conformidad con el alcance técnico detallado en el Documento de Caracterización de la Necesidad (F-PR-26), el proyecto exige la adquisición e interpretación de un Registro Dipmeter (registro de buzamiento) y un Sónico Dipolar a lo largo de los 11.500 pies del pozo, así como la ejecución de tomografías computarizadas y un escaneo digital de alta resolución. Estos registros geofísicos de pozo abierto, combinados con el análisis tridimensional de las microestructuras, fracturamiento y heterogeneidad interna de los núcleos en el laboratorio, permitirán correlacionar y reconstrucción espacialmente la disposición y orientación de las capas de los núcleos obtenidos.

F55. ¿Qué porcentaje del núcleo será sometido a CT Scan, SEM, XRD, XRF, TOC y Rock Eval?

LA REALIZACIÓN DE PRUEBAS DE TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA (CT SCAN) SE EJECUTARÁ A LA TOTALIDAD DE LOS NÚCLEOS EXTRAÍDOS. Con respecto a las demás pruebas, se tomará una cantidad de muestra suficiente para la realización de los análisis. Se prevé que una cantidad de 200 gramos es técnicamente adecuada; sin embargo, el contratista es el único responsable de definir el porcentaje de núcleo que debe ser utilizado, teniendo en cuenta los procedimientos establecidos por sus laboratorios especializados y la normativa aplicable.

F56. ¿Cuál es el tiempo máximo permitido entre recuperación, preservación y transporte de núcleos?

No se define un tiempo exacto. Debe cumplirse lo dispuesto en el Manual de Entrega de Información Técnica vigente y en el programa técnico aprobado.

F57. ¿Cuál es el criterio de aceptación de cementación para 13 3/8 y 9 5/8?

No se encuentra un criterio específico detallado, esto será evaluado por la interventoría. Sin embargo, debe cumplir con la normativa vigente.

F58. ¿Cómo se remunerarán NPT, fishing, pérdidas de circulación, bloqueos sociales y tiempos de espera?

No se prevé un mecanismo de reconocimiento económico adicional. El contrato es a precio global fijo y los riesgos previsibles deben estar incorporados en la oferta.

F59. ¿Las tarifas de coring se reconocerán por pie cortado, pie recuperado o corrida?

Los documentos del proceso señalan pagos asociados únicamente al avance de perforación y a entregables.

F60. ¿Los servicios de laboratorio se pagarán por muestra, por intervalo o por paquete?

En el documento de caracterización de la necesidad se encuentran detallados los rubros, productos e ítems que serán pagados dentro del proyecto y la forma de pago de cada uno de ellos.

F61. ¿Cuál es el porcentaje de contingencia esperado que debe incluirse en la oferta?

No se fija un porcentaje de contingencia. El proponente debe estructurar su oferta cubriendo todos los riesgos y costos previsibles.

F62. ¿Cómo se reconocerán cambios de alcance, profundización adicional o incremento del intervalo de coring?

Es responsabilidad, riesgo y costo exclusivo del contratista garantizar la perforación mínima de 11.500 pies y el corazonamiento de 2000 pies de núcleos con un porcentaje mínimo de recuperación del 90%, por lo que la entidad no asumirá pérdidas de información geocientífica ni sobrecostos por ineficiencias operativas. Si por condiciones mecánicas o del subsuelo no se alcanza este umbral, el contratista estará obligado a presentar un informe técnico donde se sustenten las razones que impidieron alcanzar la meta prevista y proponer la perforación de intervalos, secciones o estructuras adicionales de pozo para asegurar las profundidades requeridas. Si el plan es aprobado por la interventoría el contratista debe realizar la perforación y/o corazonamiento hasta asegurar la profundidad total requerida sin costo alguno para la entidad.

OBSERVANTE 16: ERAZO VALENCIA SAS 17 de abril de 2026 18:45 h y 27 de abril 13:25h.

**OBSERVANTE
16: ERAZO VALENCIA SAS**

FECHA DE RADICACIÓN	17 de abril de 2026 18:45 h y 27 de abril 13:25h.
OBSERVACIÓN:	1. En el numeral 15 de las “RECOMENDACIONES IMPORTANTES PARA LOS OFERENTES” se menciona que “Cuando la oferta contenga información o documentos que tengan el carácter de reservados, de acuerdo con la Ley Colombiana, el oferente deberá hacer manifestación expresa de tal circunstancia en la carta de presentación de la oferta soportándolo legalmente”. Adicionalmente, en las Notas 1 y 2 de los numerales 2.3 y 2.7, respectivamente, se indica que “Los documentos que sean de carácter confidencial de acuerdo con lo dispuesto en la Ley, deberán adjuntarse a la oferta de manera independiente”. Al respecto, agradecemos aclarar si la información confidencial se notifica en la carta de presentación (informándonos el numeral correspondiente) o si se debe presentar una comunicación en formato del Proponente. 2. Numeral 2.1.3.1: Teniendo en cuenta que el contrato a suscribir es de Obra, solicitamos aclarar la aplicación de los impuestos de “Contribución Especial de Obra Pública” y la “Estampilla Pro Universidad Nacional y Estatales”. 3. Numeral 2.1.4: Favor aclarar el plazo previsto para la ejecución del contrato, ya que se menciona hasta el 15 de julio de 2026. 4. Numeral 2.9: En el “Cronograma del Proceso” a qué se refieren con “Envío contraseña oferta económica”? ¿Cuáles son los requerimientos para la entrega de esta información? 5. Numeral 2.10: Solicitamos que los documentos técnicos pueden presentarse en el idioma español o inglés. 6. Numeral 5.2.1: Solicitamos que para el indicador “Rentabilidad del patrimonio” se acepte un valor concertado de $\geq 0,04$. 7. Numeral 5.2.1: Solicitamos que para el indicador “Rentabilidad del activo” se acepte un valor concertado de $\geq 0,03$. 8. Numerales 5.4.1 y 5.4.1.1: ¿El proponente puede quedar habilitado únicamente demostrando experiencia en la ejecución de obras en perforación de pozos de hidrocarburos (numeral 5.4.1), sin considerar la totalidad de las temáticas del numeral 5.4.1.1? 9. Numeral 5.4.1.1 “Experiencia Específica Habilitante”: ¿Para acreditar la experiencia específica es posible presentar certificaciones de contratos ejecutados en algunas de las temáticas relacionadas o de manera obligatoria se deben certificar la totalidad de las actividades? 10. Numeral 5.4.1.4: ¿Para acreditar la experiencia específica es posible presentar certificaciones de contratos ejecutados y registrados en el RUP en mínimo dos (2) códigos UNSPSC listados en el numeral 2.5? 11. Numeral 5.5.5: Por favor nos comparten el Anexo 7A. 12. Numeral 9.4.1: ¿Para la RCE se aceptaría la póliza global del proponente con el respectivo certificado de endoso al contrato? 13. Teniendo en cuenta las actividades que se deben ejecutar, entre las que se encuentra la obligación de elaborar y ejecutar el Plan de Manejo Ambiental (PMA) y el trámite y obtención de los permisos, autorizaciones o licencias que eventualmente puedan ser requeridas para el cabal cumplimiento del objeto contractual (incluyendo el proceso de Consulta previa), solicitamos aclarar: Fecha estimada más tardía para inicio de operaciones y Fecha de finalización del plazo de ejecución (considerando que se tiene un tiempo hasta el 15 de julio de 2026). 14. ¿Se tiene algún requerimiento de documentación de HSEQ para presentar en la oferta? 15. En caso de tener hallazgos arqueológicos, ¿se requiere solicitar algún permiso específico, para su manejo? ¿Se tendrá el reconocimiento económico de estos costos, si se llegan a presentar? 16. ¿Existe alguna periodicidad para la ejecución de reuniones con comunidades y autoridades ambientales? 17. ¿Se tiene contemplada alguna inversión social para el proyecto? De ser así, favor informar el valor y especificaciones.

	18. Por favor nos comparten el modelo del contrato que se suscribiría. 19. Favor confirmar si se requiere campamento o si se podrá tener minicamp únicamente. 20. Si se debe contar con campamento ¿estará ubicado en la misma locación de los pozos, o si, por el contrario, estará ubicado en una locación externa?: de ser esto ultimo, solicitamos confirmar la distancia al pozo. 21. ¿Durante la ejecución de las operaciones todo el personal del taladro debe pernoctar en el campamento del equipo (incluso el personal de patio obreros y recogemuestras) o si se hospedan en sus viviendas u hoteles del área de influencia? 22. ¿La locación tiene malla eléctrica para que el Contratista se pueda conectar y hacer el aterrizaje de sus equipos? 23. ¿Se debe contar con riego de vía? ¿Con qué frecuencia? 24. ¿Se requiere instalar iluminación perimetral para la locación? Si es así, ¿cuál es el requerimiento? 25. ¿La locación se encuentra encerrada con malla? 26. ¿Existen acuerdos con comunidades del área de influencia donde se realizarán los servicios? 27. ¿Existen restricciones para la movilización del equipo, por ejemplo horario, cantidad de vehículos a desplazarse, días feriados de las comunidades que restringen el transporte, capacidad de puentes, vías angostas, etc.? 28. Favor confirmar si se pueden hacer movilizaciones en horario nocturno en el área de operación. 29. Indiquen la fecha de publicación del acta de apertura del proceso de selección y de los documentos de términos y condiciones definitivos, por SECOP II, ya que según el archivo "PROYECTO DE TERMINOS Y CONDICIONES POZO" era el 1 de abril de 2026, pero aún no se encuentra en la plataforma mencionada.
--	---

RESPUESTA:

1. **Reserva de Información:** Se aclara que, para garantizar la transparencia, el oferente debe identificar en la Carta de Presentación (Formato 1) los folios exactos con carácter reservado y su fundamento legal. Además, dichos documentos deben cargarse en archivos independientes en SECOP II marcados como "Confidenciales" para que el sistema restrinja su acceso público. (Sección Recomendaciones Importante, numeral 15, Sección 2.3 y 2.7)

De acuerdo con lo establecido en el Proyecto de Términos y Condiciones (Páginas 8 y 22), el proponente tiene la carga de identificar y justificar qué información goza de reserva legal. La Entidad aclara que:

Ubicación de la declaración: El oferente debe manifestar expresamente qué documentos son reservados en el cuerpo de la Carta de Presentación (Formato 1), indicando el sustento legal (por ejemplo, secreto empresarial o protección de datos personales).

Procedimiento en SECOP II: No basta con mencionarlo en la carta. El interesado debe cargar dichos documentos en archivos independientes a la oferta técnica y económica, y marcarlos en la plataforma como "Confidenciales" para que el sistema restrinja su visualización pública.

Consecuencia: Si el oferente no señala la reserva en la Carta de Presentación y no carga los archivos de forma independiente, la Entidad no se hará responsable por la publicidad de dichos documentos en el expediente electrónico.

2. **Impuestos de Obra Pública:** Al tratarse de un contrato cuyo objeto se ejecuta bajo la tipología de OBRA, el proponente debe contemplar dentro de su oferta económica la totalidad de los gravámenes que se causen por la suscripción y ejecución del mismo. Esto incluye, de manera obligatoria, la Contribución Especial de Obra Pública equivalente al 5% del valor total del contrato (Ley 418 de 1997), así como las Estampillas Territoriales vigentes en el departamento del Meta y el municipio de San Juan de Arama. Respecto a las estampillas territoriales (Meta), deben ser consultadas por el proponente de acuerdo con la ordenanza vigente al momento de la oferta.

La naturaleza del contrato define la carga tributaria. El régimen de contratación de ENTerritorio y la normativa nacional obligan a la retención de la contribución del 5% para contratos de obra pública destinados a la construcción y mantenimiento de infraestructura. Es responsabilidad exclusiva del oferente realizar el análisis de costos (AIU) incluyendo estos rubros.

3. Aclaración de Plazo: La Entidad aclara que el plazo de ejecución se fundamenta en el cronograma técnico de perforación para un pozo de 11.500 pies, el cual contempla las fases de movilización, perforación, corazonamiento y abandono. El proyecto establece una fecha límite a julio de 2026, la Entidad ajustará y precisará el plazo en meses en el Pliego Definitivo para asegurar que sea congruente con el cumplimiento total del objeto.

La Entidad definirá en el Pliego Definitivo un plazo acorde a la ruta crítica del proyecto, el cual se estima en ocho (8) meses para garantizar la ejecución integral, basados en la planeación técnica (Artículo 2 de la Ley 1150 de 2007). (Pg.15 #2.1.4)

4. Contraseña de Oferta Económica: El proceso utiliza el modelo de sobre cerrado digital. El oferente debe cargar el Anexo 7A (Excel) encriptado con una clave. Dicha contraseña debe enviarse exclusivamente por el módulo de "Mensajes" de SECOP II antes del cierre del proceso. Si el archivo no abre o no tiene clave, la oferta será rechazada.

La Entidad aclara que el mecanismo de "Envío de contraseña oferta económica" tiene como propósito garantizar la confidencialidad de la propuesta económica hasta el momento de su apertura oficial, por tal razón se basa en este modelo de sobre cerrado digital. El proponente debe cargar exclusivamente en la plataforma por el módulo de "Mensajes" de SECOP II el archivo Anexo 7A - Oferta Económica en formato Excel (Debe contener la valoración económica integral de todas las actividades necesarias para la ejecución del objeto contractual, como administración, imprevistos y utilidades (AIU), así como la valoración de los riesgos asignados), antes del cierre del proceso, debidamente cifrado con una contraseña personal.

Este procedimiento asegura el cumplimiento del principio de transparencia y selección objetiva, evitando que la oferta económica sea conocida antes de que se agote la etapa de verificación de requisitos habilitantes. El incumplimiento de este procedimiento (Si el archivo no abre o no tiene clave, clave errónea o no es enviada en el plazo previsto) impide la evaluación del factor económico y, por ende, constituye una causal de rechazo de la oferta.

Los requerimientos para la entrega de esta información son:

- Cifrado del archivo: El oferente es el único responsable de proteger su archivo Excel siguiendo los pasos de encriptación indicados en el pliego.
- Suministro de la clave: La contraseña para abrir dicho archivo debe enviarse exclusivamente a través del módulo de "Mensajes" de la plataforma SECOP II.
- Oportunidad: El envío debe realizarse en la fecha y hora exacta establecida en el cronograma del proceso.

5. Idioma de Documentos: No se acepta la observación. La Entidad ratifica que el idioma oficial del proceso es el castellano. Por lo tanto, todos los documentos que conformen la oferta, incluyendo especificaciones técnicas, folletos, certificaciones de equipos o manuales, deben ser presentados en idioma castellano. En caso de que el oferente aporte documentos en un idioma extranjero, estos deben venir acompañados de su respectiva traducción al castellano (traducción simple para la etapa de presentación de oferta y traducción oficial para el adjudicatario).

6. Rentabilidad del Patrimonio ($\geq 0,06$): No se acepta la reducción a 0,04. La Entidad ratifica que el indicador de Rentabilidad del patrimonio debe ser igual o superior a 0,06. Se mantiene este umbral con el fin de garantizar que los proponentes cuenten con una estructura financiera sólida y una capacidad de generación de utilidades acorde a la magnitud y complejidad del proyecto.

Para mantener los indicadores financieros se fundamenta en la facultad de la Entidad para establecer requisitos de participación proporcionales a la magnitud del presupuesto y a la alta complejidad operativa de la perforación estratigráfica. Según el Artículo 5 de la Ley 1150 de 2007 y el análisis del sector realizado, estos umbrales (Rentabilidad del Patrimonio $\geq 0,06$ y del Activo $\geq 0,04$) no buscan limitar la concurrencia, sino garantizar la selección objetiva de un contratista con la robustez económica suficiente para gestionar los flujos de caja y mitigar riesgos financieros que puedan comprometer la ejecución del proyecto y el cumplimiento del contrato.

7. Rentabilidad del Activo ($\geq 0,04$): No se acepta la reducción a 0,03. La Entidad ratifica que el indicador de Rentabilidad del activo debe ser igual o superior a 0,04. Se mantiene este umbral con el propósito de asegurar que el contratista seleccionado demuestre una eficiencia operativa y financiera suficiente para gestionar los activos vinculados a un proyecto de alta complejidad técnica y operativa.

El sustento se basa en la facultad de la Entidad para establecer requisitos proporcionales a la magnitud del presupuesto y a la especialidad de la perforación estratigráfica. Este indicador mide la capacidad de la organización para generar utilidad operacional por cada peso invertido en el activo, lo cual es crítico para garantizar que el proponente tenga la robustez necesaria para movilizar equipos pesados y tecnología robusta sin arriesgar la estabilidad del contrato por ineficiencias financieras. El valor de 0,04 fue concertado tras un análisis del sector que evaluó el comportamiento de empresas con el perfil idóneo para desarrollar eficazmente el objeto contractual.

8. Habilitación Única (5.4.1): No. La Entidad aclara que la habilitación del proponente es concurrente y obligatoria para ambos numerales. El proponente NO puede quedar habilitado únicamente demostrando experiencia en el numeral 5.4.1. Para ser considerado "hábil", debe acreditar simultáneamente la experiencia general en "Construcción o perforación de pozos de hidrocarburos" Y el cumplimiento de la totalidad de las temáticas técnicas detalladas en el numeral 5.4.1.1.

9. Certificación de Temáticas: La Entidad aclara que sí es posible acreditar la experiencia específica mediante la presentación de múltiples certificaciones de contratos que cumplan con una o varias de las temáticas relacionadas. No es obligatorio que un único contrato certifique la totalidad de las actividades. Sin embargo, el conjunto de los contratos aportados para la experiencia general debe cubrir, de forma agregada, el 100% de las temáticas técnicas..

10. Códigos UNSPSC: La Entidad aclara que, para cumplir con el requisito de capacidad técnica, el proponente debe acreditar que los contratos aportados para la experiencia específica estén clasificados en el Registro Único de Proponentes (RUP) bajo los códigos UNSPSC definidos en el proceso. Para resultar habilitado, el oferente debe demostrar experiencia en al menos tres (3) de los códigos listados en el numeral 5.4.1.4 de los Términos y Condiciones. Cada contrato individual debe contener al menos tres (3) de los códigos.

El uso del Clasificador UNSPSC permite a la Entidad verificar de manera objetiva y estandarizada que la trayectoria del oferente guarde relación directa con el objeto a contratar. Exigir un mínimo de tres códigos asegura que el contratista posea una experiencia integral en diversas facetas del objeto del contrato, lo cual es indispensable para la ejecución de un pozo estratigráfico de alta complejidad técnica. Esta exigencia es proporcional y garantiza la selección de un ejecutor con capacidad técnica probada en las disciplinas fundamentales del proyecto.

11. Anexo 7A (Formato Excel): El formato Anexo 7A editable ya se encuentra publicado en la página web de Enterritorio y será publicado en SECOP II junto con el Pliego Definitivo para asegurar que todos los oferentes utilicen la misma estructura de costos.

12. Garantía RCE: No se acepta la observación. El proponente que resulte adjudicado debe constituir una garantía de Responsabilidad Civil Extracontractual específica para el contrato, expedida a favor de ENTerritorio como asegurados y beneficiarios. No se aceptará la presentación de pólizas globales que el proponente tenga vigentes para su operación

general, ya que la garantía debe estar vinculada exclusivamente al objeto, los riesgos y la vigencia del contrato de perforación del pozo estratigráfico.

13. Cronograma Ambiental (PMA): El inicio de la perforación está sujeto a la aprobación del PMA por parte de la interventoría. Se estima una movilización inicial después de 60 días tras el acta de inicio para actividades de pre-construcción. La Entidad es consciente de que, a la fecha, el cronograma de ejecución debe ser replanteado. Por lo tanto, se aclara que la fecha más tardía de inicio se desplazará en función de la fecha real de adjudicación y firma del contrato.

14. Documentación HSEQ: Para la presentación de la oferta no se requieren documentos HSEQ. La oferta debe ser presentada únicamente bajo las condiciones planteadas en el pliego de condiciones.

15. Hallazgos Arqueológicos: El contratista es el único responsable del Programa de Arqueología Preventiva ante la autoridad competente. En caso de hallazgos, se activará el protocolo legal y los costos de estas gestiones deben estar incluidos en la oferta. En caso de hallazgos fortuitos, se deberá aplicar el protocolo de ley y notificando a la Interventoría. Los costos asociados a estas contingencias técnicas se entienden incluidos en la oferta global del proponente

16. Reuniones con Comunidades: El pliego no define una tabla de fechas, la periodicidad será definida por el contratista para efectos de coordinación de mano de obra local y reporte de avances, además de las reuniones obligatorias de inicio (socialización) y cierre (abandono), según se desprende de las obligaciones de Gestión Social y responsabilidad del ambiental.

17. Inversión Social: En el Anexo 7A. Oferta Económica el contratista debe detallar la inversión social obligatoria correspondiente al 1% del valor del costo directo del proyecto.

18. Modelo de Contrato: La Entidad aclara que la minuta del contrato que regirá la relación entre ENTerritorio y el adjudicatario se encuentra incorporada como un anexo integral de los presentes términos de referencia.

19. Campamento: La Entidad aclara que el suministro, instalación, operación y desmovilización del campamento y/o minicamp es responsabilidad exclusiva del contratista. El proponente debe garantizar una infraestructura que cumpla con todas las normas de habitabilidad, salud ocupacional y saneamiento básico para el personal técnico, operativo y de interventoría. La ubicación del mismo debe estar dentro de la locación o en un área adyacente previamente concertada y autorizada en el Plan de Manejo Ambiental (PMA).

20. Ubicación del Campamento: El contratista será el responsable de ubicar el campamento sea dentro de la locación o de forma externa, siempre garantizando la normativa y los estándares HSEQ para esta actividad.

21. Pernoctación: La Entidad aclara que el contratista es el responsable de suministrar todas las facilidades de alojamiento (minicamp o campamento) que garanticen el descanso adecuado del personal, cumpliendo con los estándares de seguridad industrial y salud en el trabajo y sin afectar la operación. No se permitirá el traslado diario de personal crítico a centros urbanos si esto pone en riesgo la continuidad de la operación o la seguridad del personal por fatiga.

22. Energía en Locación: La Entidad aclara que el diseño, suministro, instalación y certificación (RETIE) de la malla eléctrica y los sistemas de puesta a tierra para el taladro, el campamento y las facilidades de superficie son responsabilidad exclusiva del contratista. El sistema debe garantizar la protección de los equipos y la seguridad del personal ante descargas atmosféricas o fallas eléctricas, siguiendo las normas técnicas nacionales e internacionales. No se permitirá el inicio de operaciones sin la debida medición de resistividad del terreno y la validación de la continuidad de la malla por parte de la Interventoría.

23. Riego de Vías: La Entidad aclara que el riego de las vías de acceso y de la locación es responsabilidad exclusiva del contratista, como medida de mitigación de impactos ambientales y sociales (control de polvo y material particulado). El

contratista debe garantizar el suministro de agua (obtenida mediante fuentes autorizadas), el equipo (carro tanque) y la frecuencia necesaria para evitar afectaciones a la salud de las comunidades aledañas y a los cultivos.

24. Iluminación Perimetral: Es responsabilidad del contratista el diseño de la locación incluyendo periféricos e iluminación.

25. Cerramiento: La locación debe estar encerrada con malla eslabonada o sistema equivalente para control de acceso y seguridad a cargo del contratista.

26. Acuerdos Comunitarios: No existen acuerdos previos. El contratista debe liderar el relacionamiento inicial de acuerdo con el Plan de Gestión Social.

27. Restricciones Logísticas: Se deben respetar las restricciones de carga en puentes del Meta y los horarios de transporte nocturno definidos por la autoridad local. Sin embargo, es responsabilidad del contratista identificar y gestionar todos los aspectos logísticos de la operación.

28. Movilizaciones Nocturnas: Preferiblemente no se deben realizar movilizaciones de equipos pesados en horario nocturno para mitigar riesgos viales y sociales, sin embargo, debe acordarse con la comunidad, las autoridades y el contratista directamente.

OBSERVANTE 17: LAURA PERILLA	
FECHA DE RADICACIÓN	17 de Abril de 2026 22:11 h
OBSERVACIÓN:	A la fecha de presentación de este escrito, EnTerritorio S.A. todavía no ha dado respuesta oficial a las observaciones que los interesados formularon al proyecto de términos y condiciones del proceso INA-011-2026, ni ha declarado formalmente cerrada esa etapa. En ese contexto, y con el propósito de aportar al debate sobre las condiciones del proceso, se pone a consideración la siguiente reflexión en torno al alcance real de la prohibición de subcontratos contenida en el numeral 5.4.1.5 del pliego. Nuestra Observación se basa sobre la Validez de la experiencia adquirida en contratos derivados de convenios interadministrativos. El numeral 5.4.1.5 del pliego prohíbe acreditar experiencia a través de subcontratos, entendiendo por tales aquellos en que <i>"la parte contratante haya sido contratada a su vez por otra entidad para la ejecución del mismo objeto."</i> Por su parte, la Nota 2 del numeral 5.6 precisa que solo se reconoce la experiencia obtenida cuando el proponente actuó como contratista titular y fue directamente responsable de la ejecución integral del contrato. La pregunta jurídica de fondo es si los contratos que entidades estatales celebran mediante procesos formales de selección en ejercicio de sus propias competencias y dentro del marco de convenios interadministrativos de cooperación suscritos con la ANH u otras entidades del sector pueden ser descalificados como subcontratos para efectos de acreditación de experiencia. La respuesta es no, y los argumentos que siguen lo demuestran con claridad. Para que la prohibición del pliego opere, deben cumplirse simultáneamente dos condiciones: (i) que la parte contratante haya sido previamente contratada por otra entidad, y (ii) que esa contratación previa haya tenido exactamente el mismo objeto. Esta segunda condición es decisiva y, en el esquema de los convenios interadministrativos de cooperación, sencillamente no se verifica.

	El convenio interadministrativo de cooperación, regulado por el artículo 95 de la Ley 489 de 1998, tiene como objeto la colaboración y coordinación entre entidades públicas para el cumplimiento de sus funciones institucionales. Su objeto jurídico es la cooperación, no la ejecución de una obra o servicio técnico determinado. En consecuencia, la entidad convocante sea de naturaleza financiera, académica, científica o territorial, no fue 'contratada para perforar un pozo': fue convocada a cooperar institucionalmente dentro del ámbito de sus competencias propias. Sin identidad de objeto, la prohibición del numeral 5.4.1.5 simplemente no aplica. El convenio interadministrativo no es un contrato de ejecución: no puede generar subcontrato La figura del subcontrato supone, por definición, la existencia de un contrato principal de ejecución del que se deriva uno subordinado. El subcontratista ocupa siempre una posición derivada respecto de un contratista que, a su vez, está vinculado mediante un contrato de ejecución con el comitente o contratante original. El Consejo de Estado (Sección Tercera, Exp. 27921 de 2007) ha dejado claro que el convenio interadministrativo es un instrumento bilateral de coordinación entre entidades públicas para el cumplimiento de sus funciones constitucionales y legales, fundamentalmente distinto del contrato estatal regulado por el artículo 32 de la Ley 80 de 1993. Colombia Compra Eficiente ha señalado igualmente que el convenio interadministrativo genuino no implica un encargo oneroso de ejecución, sino una articulación de funciones institucionales. Si el vínculo previo entre la ANH y la entidad convocante es un convenio de cooperación y no un contrato de ejecución, no existe contrato principal del cual pueda derivarse ni jurídica ni lógicamente un subcontrato. La siguiente estructura: <i>ANH → Convenio de Cooperación Institucional → Entidad Convocante → Proceso de Selección Formal → Empresa Contratista</i> no constituye una cadena de subcontratación. Es un modelo de política pública articulado a través de mecanismos de coordinación interinstitucional, seguido de un proceso de selección autónomo, independiente y plenamente gobernado por la Ley 80 de 1993 y el Decreto 1082 de 2015. La empresa que resulta adjudicataria de ese proceso es contratista principal de pleno derecho, no subcontratista de nadie. La empresa cumple íntegramente el test positivo del pliego La Nota 2 del numeral 5.6 fija el criterio positivo de validez: que el oferente haya actuado como contratista titular y responsable directo de la ejecución integral de las actividades objeto del contrato. Pues bien, en todos los contratos suscritos bajo el esquema descrito, la empresa ejecutora cumple este criterio sin ningún reparo: · Suscribió directamente el contrato como parte titular, a través de un proceso de selección formal. · Asumió en cabeza propia todas las obligaciones, garantías y responsabilidades derivadas del contrato. · Llevó a cabo de manera directa e integral todas las actividades técnicas que constituían el objeto del contrato. · Entregó los productos pactados a la entidad contratante, con independencia de que esta los transfiriera posteriormente a la ANH en cumplimiento del convenio previo. El hecho de que la entidad contratante tuviese, a su vez, un convenio de cooperación previo con la ANH no altera en nada la naturaleza jurídica del contrato de la empresa, ni su condición de ejecutor real, ni su responsabilidad frente a quien la contrató. Todos y cada uno de los elementos del criterio positivo del pliego quedan satisfechos. La ratio legis de la prohibición confirma su inaplicabilidad La prohibición de acreditar experiencia mediante subcontratos responde a una finalidad muy concreta: impedir que un intermediario que nunca tuvo contacto real con la actividad técnica, presente como propia la capacidad de quien sí la ejecutó en la práctica. El riesgo que la norma busca evitar es, en síntesis, la disociación entre quien acredita formalmente y quien realmente realizó el trabajo. Ese riesgo sencillamente no se presenta en el esquema de los convenios interadministrativos. La empresa que acredita la experiencia es exactamente la misma que perforó el pozo, recuperó los núcleos, obtuvo los registros y entregó los productos. No hay disociación alguna entre acreditante y ejecutor. Rechazar esa
--	---

	experiencia con base en la cadena institucional previa de su contratante invierte el espíritu de la norma: la finalidad de verificar la capacidad técnica real se cumple a cabalidad cuando el acreditante es precisamente quien ejecutó directa e integralmente las actividades técnicas. La interpretación restrictiva produce efectos irrazonables, anticompetitivos e inconstitucionales La ANH ha desarrollado históricamente sus proyectos de investigación geológica y estratigráfica, incluida una gran parte de los pozos estratigráficos explorados en Colombia en las últimas décadas a través de convenios interadministrativos con entidades públicas de diversa naturaleza (financiera, académica, científica, territorial), las cuales a su vez contratan mediante procesos formales de selección a empresas especializadas del sector. Desconocer toda la experiencia generada bajo ese modelo llevaría a un resultado absurdo e inconstitucional: que ninguna empresa con experiencia real y verificable en proyectos estratigráficos de la ANH pudiera acreditarla en este proceso, dejando sin oferentes calificados una convocatoria cuyo objeto técnico solo ha sido ejecutado en Colombia bajo el modelo que el propio Estado diseñó y promovió. Una interpretación que conduce a resultados tan irrazonables, o que vacía de contenido el propósito de la norma, debe descartarse conforme al artículo 30 del Código Civil, al principio de selección objetiva (Ley 1150/2007, art. 5) y al mandato del artículo 2.2.1.1.6.1 del Decreto 1082 de 2015. Por lo anteriormente expuesto solicitamos: Con base en los argumentos jurídicos y técnicos antes expuestos, se solicita respetuosamente a ENTerritorio S.A. que, en cumplimiento de su deber de garantizar la selección objetiva (Ley 80/1993, art. 29) y la mayor participación de oferentes (Ley 1150/2007, art. 5) • Precise mediante adenda o respuesta oficial que la prohibición del numeral 5.4.1.5 y la Nota 2 del numeral 5.6 no comprenden los contratos celebrados directamente entre una empresa privada y una entidad estatal a través de proceso de selección formal, cuando esa entidad actúa en el marco de un convenio interadministrativo de cooperación y no de un contrato de ejecución con la ANH u otra entidad del sector. • Confirme que el elemento determinante para la validez de la experiencia es que el oferente haya sido contratista titular, ejecutor directo y responsable integral del objeto contratado, con independencia de la naturaleza institucional de su contratante o del instrumento de coordinación previo que haya vinculado a esa entidad con la ANH. • Evalúe la experiencia aportada con criterios sustanciales y no meramente formales, en línea con el principio de selección objetiva y el mandato del artículo 2.2.1.1.6.1 del Decreto 1082 de 2015.
--	--

RESPUESTA:

La entidad se permite señalar que una vez realizado el respectivo análisis técnico y jurídico de la solicitud, se permite manifestar que **ACEPTA PARCIALMENTE** la observación presentada, bajo los siguientes fundamentos de derecho:

A. Respecto a la precisión de los numerales 5.4.1.5 y 5.6 (Aclaración de contratos principales vía Convenios Interadministrativos) – SE ACEPTA:

La Entidad acepta la solicitud de aclaración y confirma que las restricciones contenidas en el numeral 5.4.1.5 y la Nota 2 del numeral 5.6 de los Términos de Referencia no pretenden descalificar ni excluir los contratos principales celebrados directamente entre una empresa privada (en calidad de contratista principal) y una entidad estatal.

Si un proponente ejecutó un objeto contractual de manera directa, formal y bajo su entera responsabilidad jurídica ante una entidad pública contratante, dicha experiencia será plenamente VÁLIDA, con total independencia de si esa entidad pública derivaba su competencia o el origen de sus recursos de un convenio interadministrativo previo de cooperación con la ANH u otra entidad del sector nacional. El factor determinante que la Entidad verificará es que el oferente ostente

la condición de contratista titular y directo de la respectiva relación jurídica obligacional, y no una condición de subcontratista o tercero ajeno a la relación contractual principal.

La Entidad confirma que las restricciones del documento proyecto de términos y condiciones no pretenden descalificar los contratos principales celebrados directamente entre una empresa privada y una entidad estatal, aun cuando esa entidad actúe en el marco de un convenio interadministrativo previa cooperación con la ANH u otra entidad.

B. Respecto al criterio sustancial en la evaluación de la experiencia: SE ACEPTA

ENTerritorio S.A. se permite señalar que la evaluación de la experiencia se realizará bajo criterios sustanciales, velando por la aplicación del principio de selección objetiva y la primacía de la realidad técnica de las actividades ejecutadas sobre las formalidades accesorias. Se confirma que el proponente acredite haber fungido como ejecutor directo, titular del contrato y responsable integral del objeto del proceso que se pretende indexar como experiencia.

C. Respecto a la aplicación supletoria del Decreto 1082 de 2015 y la validación de subcontratos – NO SE ACEPTA (Se ratifica la exclusión de subcontratos):

No obstante las aceptaciones anteriores, la Entidad **NO ACOGE** la observación en la medida en que el interesado pretenda que, bajo el amparo de los artículos del Decreto 1082 de 2015 o las reglas ordinarias del Registro Único de Proponentes (RUP), se admita la acreditación de experiencia a través de subcontratos. Sobre este punto en específico, ENTerritorio S.A. ratifica la total exclusión de los **subcontratos** con base en los siguientes argumentos insubsanables:

Naturaleza Jurídica Societaria y Régimen de Derecho Privado Exstricto: De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley 495 de 2019, modificado en su estructura y gobernanza por el Decreto 1962 de 2023, ENTerritorio S.A. es una Sociedad Anónima de Economía Mixta de la rama ejecutiva del orden nacional, de carácter financiero, vinculada al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia. Por disposición expresa de los artículos 13 y 15 de la Ley 1150 de 2007, su régimen contractual se rige exclusivamente por el derecho privado y el Código de Comercio.

Inaplicabilidad de las reglas de la Ley 80 / Decreto 1082: En virtud de este régimen privado societario y financiero, las camisas de fuerza procesales de la Ley 80 de 1993 y las reglas de flexibilización del RUP contenidas en el Decreto 1082 de 2015 para entidades estatales tradicionales no resultan vinculantes ni obligatorias para ENTerritorio S.A. La Entidad goza de plena libertad de configuración técnica y autonomía de la voluntad mercantil para fijar el nivel de riesgo que está dispuesta a asumir.

Justificación Técnica de la Exclusión del Subcontrato (Mitigación del Riesgo): Al ser una entidad financiera y estructuradora de grandes proyectos de desarrollo, la administración del riesgo es un eje transversal y obligatorio de su gobierno corporativo. El requisito de experiencia exigido en este proceso busca evaluar no solo la ejecución material de una actividad, sino la capacidad instalada de control del riesgo, dirección corporativa, solidez patrimonial e interlocución directa con el contratante final. En un subcontrato, el subcontratista ejecuta actividades parciales o totales bajo la dirección y el riesgo de un tercero (el contratista principal), lo que diluye el nexo causal de responsabilidad y representación frente al dueño del proyecto. Por ende, en ejercicio de su facultad de estructuración objetiva, la Entidad mantiene la regla de reconocer única y exclusivamente la experiencia derivada de contratos principales.