

**PROCESO PERMANENTE DE SELECCIÓN DE CONTRATISTAS PARA LA OPERACIÓN
ÁREAS CON ACTIVOS PRODUCTIVOS - PPAP**

**ESTUDIOS PREVIOS
VIABILIDAD TÉCNICA, JURÍDICA Y ECONÓMICO FINANCIERA DEL PROYECTO,
FUNDAMENTO DEL OBJETO Y ALCANCE DEL PROCESO PERMANENTE DE
SELECCIÓN DE CONTRATISTAS PARA LA OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE
ÁREAS CON ACTIVOS PRODUCTIVOS**

Bogotá, D.C., 14 de Febrero de 2025

CONTENIDO

1. COMPETENCIA.....	
2. JUSTIFICACIÓN.....	
3. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DEL PROCESO.....	
3.1 Determinación del área y Mapa de Tierras en el Acuerdo 08 de 2024.....	
3.2 Promoción y Divulgación de Áreas Disponibles con Activos Productivo	
4. MODALIDAD DEL PROCESO DE SELECCIÓN ADOPTADO.....	
5. REQUISITOS DE CAPACIDAD.....	
6. EVALUACIÓN Y CALIFICACIÓN DE LAS PROPUESTAS.....	
7. GARANTÍAS DEL CONTRATO PROYECTADO.....	

1. COMPETENCIA.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH- creada en el año 2003 mediante el Decreto Ley No. 1760, modificado por el Decreto Ley No. 4137 de 2011, es una entidad estatal del sector descentralizado de la Rama Ejecutiva del Orden Nacional, con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, técnica y financiera, adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

En el Decreto Ley 4137 de 2011 2011 *“Por el cual se cambia la naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH”*, se señala en el artículo 3 que la ANH tiene como objetivo la administración integral de las reservas y recursos de hidrocarburos propiedad de la Nación, la promoción y el aprovechamiento óptimo y sostenible de los mismos, así como la contribución a la seguridad energética del país.

Para el cumplimiento de tales cometidos el Consejo Directivo de la ANH, está investido de las facultades otorgadas mediante los numerales 4 y 7 de del Artículo 7 del Decreto 714 de 2012, conforme a las cuales debe definir los criterios de administración de las áreas hidrocarburíferas de la Nación para su exploración y explotación, y aprobar los manuales de contratación misional y, los modelos contractuales.

A partir de los lineamientos que imparte el Consejo Directivo de conformidad con las referidas competencias, corresponde al Presidente de la ANH el ejercicio de las funciones de que tratan el numeral 16 del artículo 3 y el numeral 18 del artículo 9 del Decreto 714 de 2012, según los cuales debe: *“Administrar y disponer de los bienes muebles e inmuebles que pasen al Estado por terminación de los contratos y convenios de exploración y explotación suscritos o que suscriba la Agencia Nacional de Hidrocarburos, o por reversión de concesiones vigente.”*

En consonancia con lo anterior, el patrimonio de la ANH, según lo prescrito en el artículo 5° del Decreto Ley 4137 de 2011, está conformado por *“los derechos de producción y los bienes muebles e inmuebles que pasen a la Nación por terminación de los contratos de exploración y explotación vigentes y aquellos que suscriba la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, así como los de concesión que reviertan a la Nación”*.

A partir del marco regulatorio que otorga las competencias tanto a la ANH como a su Consejo Directivo, surgió la necesidad de contar con la reglamentación adecuada para contratar la operación y administración de los activos que pasen a ser propiedad de la Nación por los eventos descritos en los precitados artículos 3 y 19 del Decreto 714 de 2012, esto es, en aquellos eventos de devolución del área contratada, finalización del período de producción, renuncia del período de producción, reversión y en general en todos los casos en que resulte necesaria su administración.

En el marco de las citadas potestades del Consejo Directivo expidió el Acuerdo 003 de 2022 *“Por el cual se adopta el Reglamento de Selección de Contratistas y Asignación de Áreas para Exploración y Explotación de Hidrocarburos”*, cuyo objetivo es adoptar criterios para contratar la exploración, evaluación y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación, así como fijar reglas para la selección objetiva de contratistas y la asignación y celebración de los correspondientes contratos.

A tono con los lineamientos trazados en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida”, particularmente con el denominado catalizador titulado “Transformación Productiva, Internacionalización y Acción Climática”, que específicamente en el titulado “Transición energética justa, segura, confiable y eficiente” plantea que *“Se monitorearán los resultados de los contratos de exploración y producción vigentes con el fin de realizar una evaluación y balance oferta/demanda del gas y crudo que sea necesario para la toma de decisiones en pro de garantizar la seguridad energética de corto, mediano y largo plazo, buscando promover el uso y aprovechamiento eficiente de estos energéticos”*, el Consejo Directivo, en ejercicio de las facultades que le fueron conferidas en el artículo 76 de la Ley 80 de 1993 y en el numeral 4 del artículo 7 del Decreto 714 de 2012, resolvió adicionar al Acuerdo 003 de 2022, mediante el Acuerdo 03 de 2024, el siguiente artículo:

“Artículo 26. La ANH podrá contratar la operación y administración de las áreas con activos que pasen a ser propiedad de la Nación por eventos de finalización del período de producción, reversión o en general en todos los casos en que resulte necesaria la administración de bienes productivos de la Nación para la producción en los yacimientos descubiertos. Los requisitos, procedimientos y minutas contractuales establecidos para tal fin serán previamente aprobados por el Consejo Directivo”.

En desarrollo de la citada disposición se expidió el Acuerdo 08 del 2 de diciembre de 2024 *“Por el cual se reglamenta la selección y contratación para llevar a cabo la operación y administración de Áreas con Activos Productivos”*, emitido por el Consejo Directivo de la ANH.

2. JUSTIFICACIÓN.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, en cumplimiento de sus funciones y para la efectiva articulación del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 *“Colombia Potencia Mundial de la Vida”*, que tiene como eje principal el desarrollo de políticas que dinamicen el uso de fuentes renovables energéticas garantizando su seguridad y confiabilidad, así como la gradualidad que se requiere para esta transición, durante la cual se hace imperiosa la necesidad de brindar autosuficiencia energética y beneficio económico para el Estado colombiano, encuentra de vital importancia la adopción de mecanismos en procura de la gestión eficiente de las reservas y recursos hidrocarburíferos del país que reviertan el decrecimiento de las reservas especialmente en gas y favorezcan la incorporación de reservas de hidrocarburos en el mediano y largo plazo. Esto a partir del Informe de Recursos y Reservas 2023, publicado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y resumido en las siguientes gráficas (véase los resúmenes recogidos en las siguientes gráficas tomadas del Informe Anual de Reservas y Recursos IRR 2023 disponible en el siguiente enlace <https://www.anh.gov.co/es/noticias/informe-anual-de-reservas-y-recursos-irr-2023/>).

Asimismo, resultan de gran trascendencia la oferta energética que brindan las fuentes de origen fósil, teniendo en cuenta que como se ha indicado en las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, representan el 74 % (petróleo, gas natural, carbón mineral), a lo cual se suma que el sector minero-energético ha representado el 7 % del PIB nacional, de manera que durante

el año 2021 generó cerca de \$8,8 billones en regalías, de las cuales el 26 % provienen de minería y el 74 % de los hidrocarburos¹, lo que da cuenta de la trascendencia de estos recursos para el desarrollo de las regiones y el mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades.

Para el logro de esta propuesta de transformación se requiere el cumplimiento de varios pilares, entre estos, adelantar una transformación energética de manera progresiva que reduzca la dependencia del modelo extractivista y promueva que los excedentes del petróleo y del carbón contribuyan a la financiación de las economías alternativas, para lo cual la ANH ha fijado entre sus Objetivos Estratégicos del Plan Estratégico Institucional 2023 -2026, el referido a “Fortalecer la seguridad y soberanía energética en hidrocarburos, apoyando la transición energética y la economía verde.”

Para tales propósitos, se precisó la necesidad de contar con un mecanismo para contratar la operación y administración de los activos que pasen a ser propiedad de la Nación en los eventos previstos en el Acuerdo 03 del 30 de abril de 2024, con fundamento en el cual el Consejo Directivo ha dispuesto en el Acuerdo 08 de 2024, entre otros, los principios que deben regir los negocios jurídicos que se celebren para tales fines, así como las modalidades del proceso de selección, los parámetros para la determinación de las áreas a incorporar a los mismos, los requisitos de capacidad que deben reunir los potenciales contratistas, las bases para definir las modalidades de los contratos según la naturaleza del área y los efectos sobre la disposición de los mencionados activos ante la ausencia de propuestas.

Se encuentran así consagradas en el referido marco regulatorio, las condiciones que la ANH debe observar al llevar a cabo a través de un Proceso Permanente de Selección, las actuaciones requeridas para la escogencia de los contratistas que se encarguen de acometer las operaciones requeridas en pos de la incorporación de reservas y la optimización de la producción de hidrocarburos presentes en las áreas donde se tenga noticia de un descubrimiento, o donde se haya adelantado o se mantenga explotación de tal recurso.

De acuerdo con lo anterior se debe llevar a cabo el proceso de contratación para el desarrollo de actividades de operación y administración de áreas como la que se deriva de la terminación voluntaria del Periodo de Producción del área Atarraya, y liquidación del Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos CPO-7, evento que dio lugar a la reversión del Área de Producción Atarraya con activos productivos conformados, entre otros, por los pozos ATARRAYA-1; ATARRAYA-3; ATARRAYA-4; y ATARRAYA OESTE 1, así como las facilidades y demás bienes asociados a la operación del Campo Unificado Atarraya. A efectos de propiciar la reactivación de las operaciones en dicha área, la ANH se propone emprender el “Proceso Permanente de Selección de Contratistas para la Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos” (en adelante “el Proceso de Selección”) en su primer ciclo, para lo cual se procede a la incorporación de la misma al mencionado proceso, así como las demás que la ANH determine en la categoría de Áreas con Activos Productivos en los eventos señalados en el artículo 26 del Acuerdo 003 de 2022, adicionado mediante el Acuerdo 03 de 2024.

Para efectos de las citados marcos de competencias, regulatorios, parámetros y cometidos, mediante el Acuerdo 09 del 2 de diciembre de 2024, expedido por el Consejo Directivo de la

¹ Plan Nacional de Desarrollo “Colombia Potencia Mundial de Vida” 2022-2026, (página 169)

ANH, se dispuso la aprobación de los Términos de Referencia “Proceso Permanente de Selección de Contratistas para la Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos” y sus formatos anexos, la minuta del “Contrato de Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos” y sus anexos, para el primer ciclo del mencionado proceso y respecto a éste la autorización al Presidente de la ANH, para dirigirlo y administrarlo, desde su inicio hasta su terminación incluyendo la expedición de las Adendas que fueren necesarias, así como la incorporación al proceso de las Áreas con Activos Productivos.

3. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DEL PROCESO

La ANH para el ejercicio de las atribuciones en materia de administración de las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación y de los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos que suscribe, desarrolla las funciones que permiten la consolidación de información que a su vez brinda el insumo para determinar las áreas que se integran a los diferentes procesos competitivos y que para efectos del Proceso de Selección, corresponden a las que emergen de la ejecución de los mencionados negocios jurídicos y demás de que trata el artículo 26 del Acuerdo 003 de 2022, adicionado mediante el Acuerdo 03 de 2024. Para el cumplimiento de los anteriores cometidos, de acuerdo con lo consagrado en el Decreto 714 de 2012:

- Corresponde a la Vicepresidencia Técnica entre otras funciones, “3. Establecer los términos técnicos generales para la estructuración de los proyectos que se requieran contratar”, “5. Emitir conceptos técnicos requeridos por las demás Vicepresidencias en los temas relacionados con asignación de áreas, seguimiento a la exploración, seguimiento a la producción, fiscalización de áreas”, “6. Coordinar la estructuración técnica de rondas competitivas” (Artículo 14 del Decreto 714 de 2012).
- Por su parte, competen a la Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas, entre otras, las siguientes funciones: “1. Diseñar, evaluar e implementar las estrategias de promoción nacional e internacional para la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”, “2. Identificar las necesidades de promoción y divulgación de acuerdo con las áreas para la exploración y explotación en el país.”; (Artículo 15 del Decreto 714 de 2012).
- En cuanto a la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos, tiene a su cargo funciones tales como “1. Supervisar el cumplimiento de las obligaciones de los contratos y convenios de exploración y producción de hidrocarburos.”; “4. Velar por el cumplimiento de los compromisos contractuales de carácter ambiental y social en las áreas donde se estén ejecutando procesos de exploración, producción, evaluación técnica, asignación de áreas y proyectos directos, cuando la situación lo amerite.” (Artículo 15 del Decreto 714 de 2012).
- En relación con la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones, tiene funciones tales como “1. Diseñar los procesos de control de operaciones, regalías y participaciones.”; “2. Diseñar e implementar la reglamentación y manejo de la información de reservas de hidrocarburos”. Al respecto, el artículo 7 de la Ley 2056 del 30 de septiembre

de 2020², en el literal “B. Funciones de las entidades adscritas y vinculadas del Ministerio de Minas y Energía que participan en el ciclo de las regalías.” Dispone “2. La Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, además de las funciones establecidas en la ley, ejercerá las siguientes funciones relacionadas con la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos hidrocarburíferos: Ejercerá el seguimiento y control de los contratos y convenios; verificará la medición y monitoreo a los volúmenes de producción y verificará el correcto desmantelamiento, taponamiento y abandono de pozos y facilidades.”

3.1 Determinación del área y Mapa de Tierras según el Acuerdo 08 de 2024.

El Acuerdo 08 de 2024, establece las condiciones para la determinación de áreas y su vocación para ser consideradas como Áreas Disponibles con Activos Productivos, a fin de proceder a su identificación en el Mapa de Tierras de la ANH, conforme a las siguientes disposiciones, además de las previstas en el numeral 8.1 citadas en el anterior acápite del presente documento:

“Artículo 3. Definiciones: Para efectos del presente reglamento, los términos que se relacionan a continuación tienen el significado que aquí se consigna, sin perjuicio de lo señalado en la ley colombiana y los reglamentos técnicos, en especial los expedidos por el Ministerio de Minas y Energía, en cuyo caso deben ser interpretados y entendidos conforme a los mismos.

Otros términos o conceptos especiales y relevantes, cuya interpretación requiera alguna precisión adicional a la que se deriva del sentido natural y obvio de las palabras, tendrán el significado que se les asigna cuando sean empleados en sus disposiciones, en los Términos de Referencia del Proceso de Selección, en la minuta del Contrato y, de manera supletoria, en aquellas disposiciones contenidas en el “Anexo 1 Glosario de Términos, Unidades y Equivalencias del Acuerdo No. 02 -2017 “Por el cual se sustituye el Acuerdo No. 4 de 2012, compilado por el Acuerdo 09 de 2021” con definiciones adicionadas por el Acuerdo 03 de 2022.

(...)

Activos Productivos: Corresponden a los Yacimientos Descubiertos y demás bienes existentes en las áreas, así como aquellos destinados a las operaciones de las mismas, que pasen a ser propiedad de la Nación en los eventos de que trata el artículo 26 del Acuerdo 003 de 2022, adicionado mediante el artículo 1 del Acuerdo 03 de 2024.

(...)

Áreas con Activos Productivos: Aquellas sobre las cuales existe un Activo Productivo, en las que se desarrollarán las actividades y obligaciones a cargo del Contratista, en los términos del ordenamiento superior y del respectivo contrato proyectado, conforme a lo dispuesto en el artículo 26 del Acuerdo 003 de 2022, adicionado mediante el Acuerdo 003 de 2024.”

² Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías.

Áreas Disponibles con Activos Productivos: Aquellas en las que se han identificado presencia de Activos Productivos y que sean delimitadas y clasificadas como tales en los Términos de Referencia del respectivo Proceso de Selección. Se identificarán de esta manera en el Mapa de Tierras, una vez se dé apertura al Proceso de Selección. *“Artículo 4. Determinación: La ANH, conforme a la autorización que imparta el Consejo Directivo, incorporará al Proceso de Selección aquellas áreas devueltas por eventos de finalización del período de producción, reversión, devoluciones voluntarias y obligatorias de negocios jurídicos vigentes o ya terminados y, en general, en todos los casos en que resulte necesaria la administración de Áreas con Activos Productivos para la producción en los Yacimientos Descubiertos.”*

“8.1. Actuaciones preliminares: con el fin de observar los principios de selección objetiva en el desarrollo del Proceso de Selección y aquellos que imponen las normas de carácter ambiental, previo a la apertura del Proceso de Selección, se deben surtir las siguientes:

8.1.1 Determinación de las Áreas con Activos Productivos para efectos de su identificación en el Mapa de Tierras, de conformidad con la información ambiental y social disponible. Esta información pretende orientar a los interesados sobre las condiciones socioambientales del territorio y no genera responsabilidad de la ANH, ni sustituye la debida diligencia de verificación de las condiciones, entre otras, de uso de suelo, a cargo de los interesados.”

A tono con las citadas disposiciones, I se relacionan los siguientes aspectos del Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos CPO-7 (en adelante “el Contrato de E&P CPO-7”), que constituyen antecedentes fundamentales para seleccionar el Área de Producción Atarraya para su incorporación e impulso del primer ciclo del Proceso de Selección, teniendo en cuenta que se deriva de la ejecución de dicho negocio jurídico:

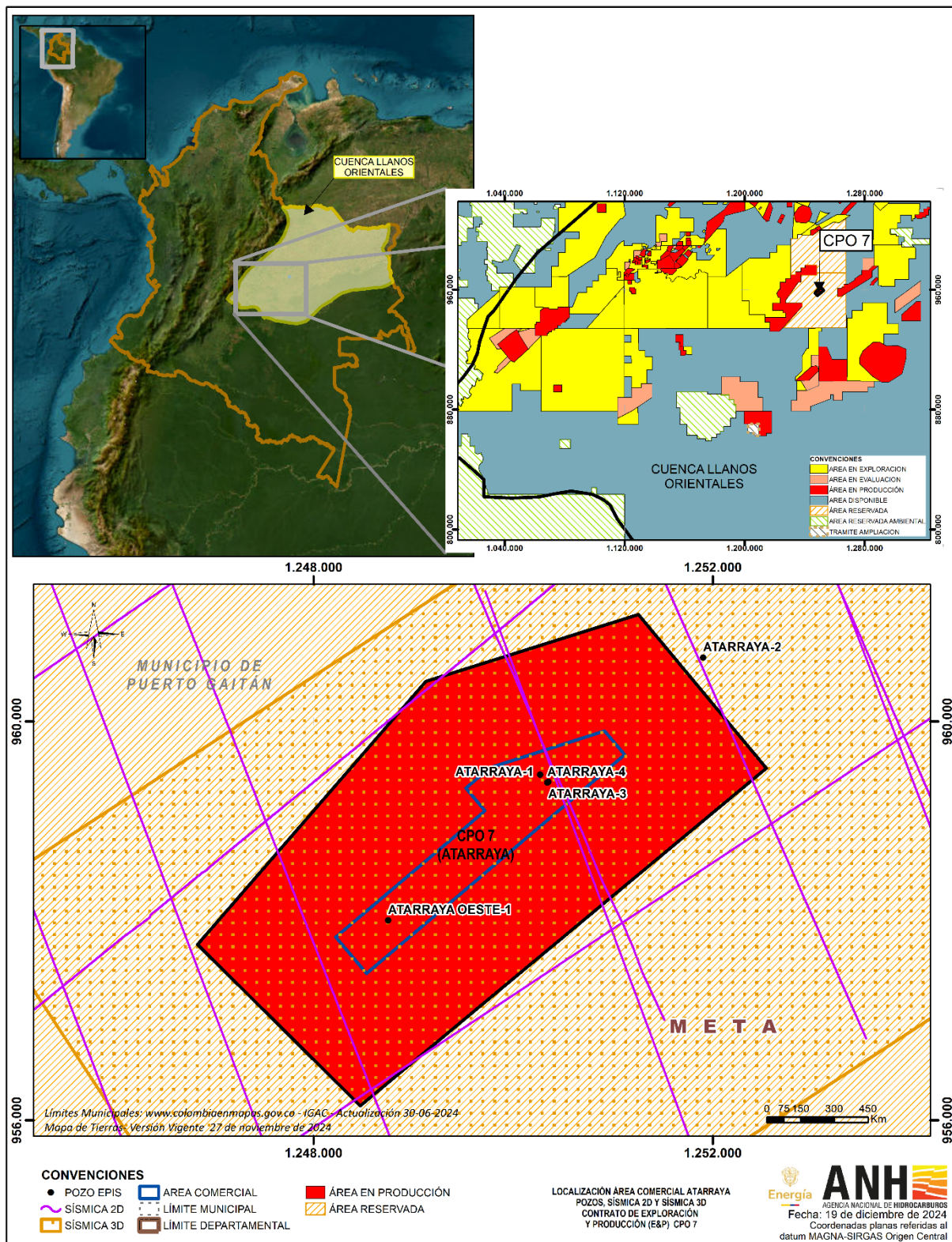
3.2. Antecedentes del Contrato de E&P CPO-7 en relación con el Área de Producción Atarraya

El Área de Producción Atarraya proviene del Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos CPO-7 cuya descripción se puede esquematizar en los siguientes actos:

- El Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos No. 03 de 2009 Llanos Orientales Área Occidental bloque CPO-7 (en adelante Contrato de E&P CPO-7), se suscribió entre la ANH y la Unión temporal TECPECOL S.A e INEPETROL S.A. el 14 de enero de 2009. Se estipuló el 47% como Derecho Económico como Porcentaje de Participación que se obligó a pagar el Contratista a la ANH, en la producción total después de regalías (Anexo D3).
- El 31 de marzo de 2017, el Contratista presentó Declaración de Comercialidad sobre el Descubrimiento realizado con el pozo Atarraya-1, con la cual se inició el Periodo de Producción del Área de Producción Atarraya.
- Mediante el Otrosí No. 5 del 20 de diciembre de 2017, se formalizó la cesión de intereses, derechos y obligaciones en el Contrato E&P CPO-7, de acuerdo con la cual

el Contratista quedó conformado exclusivamente por TECPETROL COLOMBIA S.A.S. (en adelante “Tecpetrol”)

- El 2 de agosto de 2021, el Tecpetrol informó a la ANH la decisión de dar por terminado de manera voluntaria el Periodo de Producción del Área de Producción Atarraya.
- El Contrato de E&P CPO-7, se liquidó de mutuo acuerdo mediante acta de fecha 30 de abril de 2024.
- La reversión de los activos provenientes del Contrato de E&P CPO-7, se formalizó mediante acta de fecha del 24 de enero de 2025 acto que incluyó la devolución de la respectiva área en la extensión ilustrada en la siguiente gráfica y que corresponde al Área de Producción Atarraya objeto del Proceso Permanente de Selección en el primer ciclo, con una extensión de 1361,2650 hectáreas.



3.2.1. Aspectos técnicos y operacionales del Contrato de E&P CPO-7 en relación con el Área de Producción Atarraya

Perforación y Completamiento.

En el Área de Producción Atarraya se perforaron cuatro (4) pozos con las siguientes características, de los cuales a la fecha ninguno se encuentra abandonado.

Pozo	ATARRAYA-1	ATARRAYA-3	ATARRAYA-4	ATARRAYA OESTE-1
Clasificación Lahee Forma 4CR / 6CR	A3	C1	B1	B3
Formación en la que se realizó la prueba	C7 Carbonera	No se realizó prueba	C7 Carbonera	C7 Carbonera
Profundidad TD/TVD	4908'	5479'/4850'	5640'/4842'	4912'/4848'
Inicio de Perforación	14 de abril de 2012	8 de junio de 2013	27 de abril de 2013	19 de diciembre de 2016
Fin de Perforación	27 de abril de 2012	15 de junio de 2013	11 de mayo de 2013	27 de diciembre de 2016
Estado final	Productor	Inyector	Productor	Productor
Estado actual	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo

Información Básica pozos Área de Producción Atarraya

A continuación, se relacionan los acumulados de producción de los campos según Formas Mensuales de Producción presentada por el operador con corte a septiembre de 2021 para el Contrato E&P CPO-7.

Campo	Formación Productora	Crudo (Bls)	Gas (KPC)
UNIFICADO ATARRAYA	CARBONERA C-7	1.863.418,99	0

Producción Acumulada – Campo Unificado Atarraya – Bloque CPO-7

Descripción general del proceso de producción e inventarios de equipos, campo Atarraya

El campo Unificado Atarraya del Contrato E&P CPO-7 se encuentra en estado Inactivo; sin embargo, este cuenta con instalaciones propias para la captación, tratamiento, fiscalización y

venta de la producción de los fluidos de los pozos, realizando el proceso de acondicionamiento del crudo y agua de la siguiente forma:

- **Proceso de crudo**

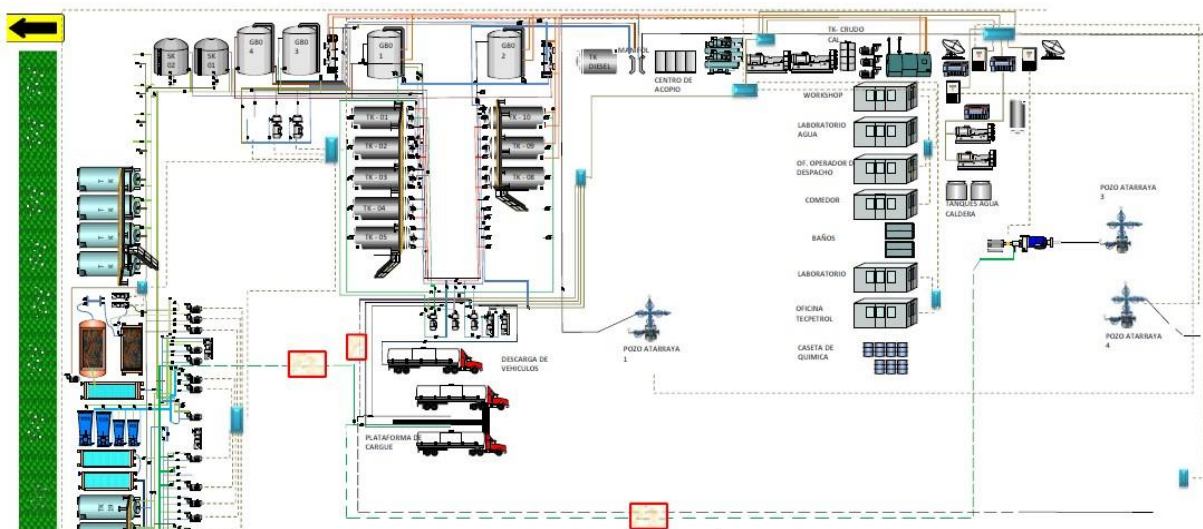
La producción de los pozos Atarraya-1 y Atarraya-4 era conducida por líneas de superficie hasta el manifold de recibo donde se daba inicio al tratamiento del fluido con la inyección de químicos (rompedor directo e inverso), posteriormente pasaba por un intercambiador de calor donde se elevaba la temperatura de la corriente de fluido producido mediante un intercambio de vapor sobrecalentado, generado por la caldera de 150 HP instalada en la planta. El fluido caliente ingresaba a los Gun Barrel GB-1 y GB-2, allí el fluido tenía un tiempo de retención y posteriormente por rebose o por acción gravitatoria el crudo pasa a los Gun Barrel GB-3 y GB-4 en donde terminaba su separación del agua. Finalmente, el crudo en especificaciones (BSW < 0,5%) era enviado a los 8 tanques de almacenamiento horizontal con capacidad de 600 barriles cada uno, establecidos como punto de medición oficial (PMO).

- **Proceso de agua**

El agua drenada de los Gun Barrel 1, 2, 3 y 4, era recibida en los Skimming Tank 1 y 2 de 500 barriles de capacidad, en donde se le inyectaba química a su entrada para retirar el hidrocarburo que aún contenía. El crudo recuperado era enviado por rebose al tanque de almacenamiento TK-01 y el agua a los 4 tanques de almacenamiento del agua a tratar con capacidad de 500 barriles cada uno. Posteriormente, el agua era enviada a la unidad de flotación en donde se realizaba la separación final de hidrocarburos y sólidos en suspensión. El agua tratada y en especificaciones era inyectada con ayuda de la bomba horizontal con capacidad de inyección de 5000 Bls/día en el pozo sumidero Atarraya-3.

- **Proceso de gas**

No se presentó producción de gas en los pozos del campo Unificado Atarraya.



Layout estación Atarraya.

Según visita realizada por la ANH el día 30 de agosto de 2023 se evidenció que:

La facilidad Atarraya cuenta con casetas de operación, cargadero, diques de control derrames y caseta de laboratorio, aunque esta última no cuenta con equipos de laboratorio, ya que fueron retirados por Tecpetrol, al momento de suspender las operaciones del campo.

El pozo Atarraya Oeste-1 no se encuentra conectado por línea troncal a la facilidad Atarraya, sin embargo, el clúster Atarraya Oeste no cuenta con tanques de almacenamiento.

En el pozo Atarraya Oeste-1 se identificó el faltante de los siguientes elementos:

- Árbol de producción completo:
- Adapter Flange 7-1/16. 3k x 3-1/8. 3k
- Master valve 3-1/8. 3k
- Master valve 3-1/8. 3k
- Cross Tee 3-1/8. 3k
- Wing valve 3-1/8. 3k + Flange 3-1/8. 3k + Tapón 3. LP
- Wing valve 3-1/8. 3k + Flange 3-1/8. 3k
- Swab valve 3-1/8. 3k x 5-3/8. Acme
- Tree Cap 5-3/8. Acme 3k
- Wing valve 2-1/8. 3k + Flange 2-1/8. 3k
- (10) Wing valve 2-1/8. 3k + Flange 2-1/8. 3k

Adicionalmente, no se cuenta con equipos de superficie asociados al sistema BES.

Como medida de mitigación se encuentran los siguientes elementos:

- Lock down screw 1-1/2" nc x 1-1/4" nc (4 unidades)
- Blind flange 2-1/16" 5000 psi. material dd, psl1, pr1, pu. (2 unidades)
- Tapón para tbg 3 ½

Estos elementos se encuentran soldados y protegidos con una rejilla en la parte superior para asegurar el área y evitar caídas en el contrapozo. La rejilla fue sujeta con pernos de anclaje a la placa de concreto.

Las facilidades de producción se encuentran organizadas; y se encuentran sobre placas en concreto, los tanques de almacenamiento se encuentran dispuestos con diques en concreto.

Estado e Inventario de Equipos

Para efectos de la entrega por parte de la compañía Tecpetrol, del inventario de activos del Contrato de E&P CPO-7, la ANH contrató los servicios con la firma BQ AVALUOS, para realizar la toma física, inventario y avalúo de los bienes muebles, inmuebles y servidumbres y cuyo

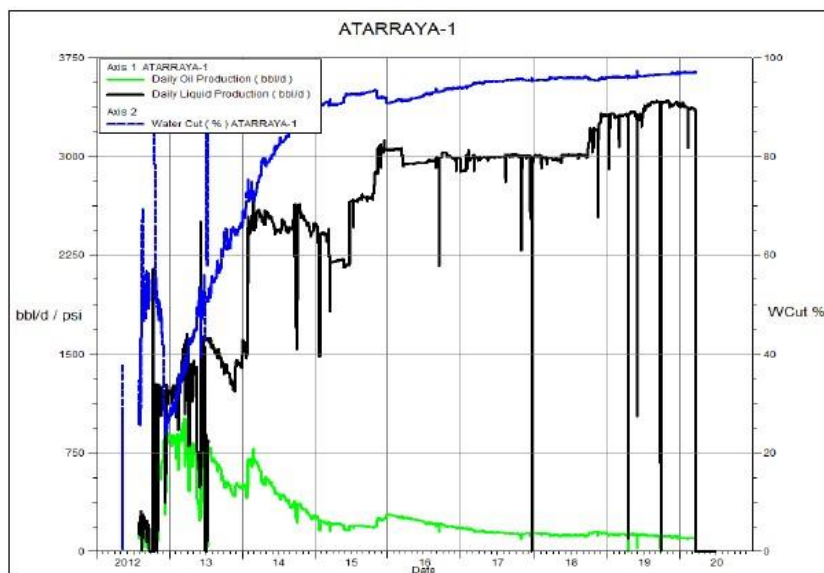
informe final que contiene el detalle de bienes y el avalúo de los mismos, serán incluidos como parte de los anexos que se integrarán a los documentos del primer ciclo del Proceso Permanente de Selección para divulgación en el desarrollo del mismo a fin de que sea conocido por todos los interesados.

Histórico de Producción de los Pozos Perforados

• Pozo Atarraya-1

El pozo Atarraya-1 presentó una producción continua hasta el día 21 de marzo de 2020, fecha en la cual se cerró la totalidad del campo Atarraya.

La producción promedio del pozo a la fecha de cierre del pozo fue de 3.348 BFPD, 100 BOPD con 97% de agua y una acumulada igual a 771.256 barriles de aceite produciendo mediante un sistema de levantamiento tipo ESP operando a 66 Hz. Bajo estas condiciones, se calcula que estaba siendo aplicado un Draw Down de 22% y que el pozo mostraba un IP de 8,6 BFPD/psi. La historia de producción del pozo Atarraya-1 al 31 de diciembre de 2020 es presentada en la figura a continuación.



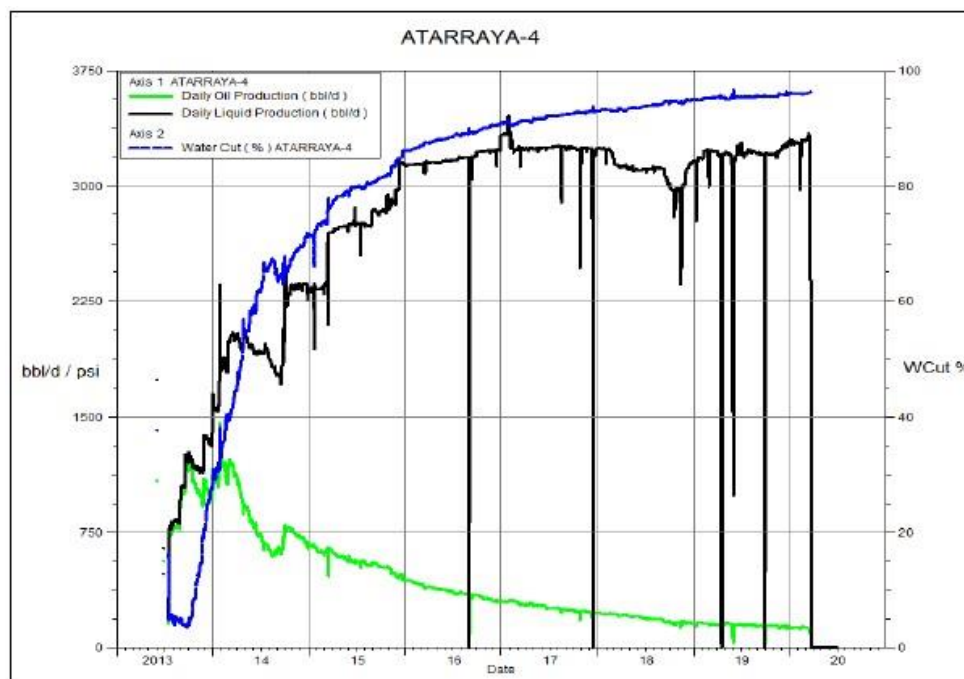
Histórico de Producción del Pozo Atarraya-1.

Pozo Atarraya-4

El pozo Atarraya-4 presentó una producción continua hasta el día 21 de marzo de 2020, fecha en la cual se cerró la totalidad del campo Atarraya.

La producción promedio del pozo a la fecha de su cierre fue de 3.304 BFPD, 127 BOPD con 96% de agua y una acumulada igual a 1.042.968 barriles de aceite produciendo mediante un sistema de levantamiento tipo ESP operando a 70 Hz. Bajo estas condiciones, se estima un

IP de 4,1 BFPD/psi y que un Draw Down de 46% estaba siendo aplicado sobre el pozo. La historia de producción del pozo Atarraya-4 al 31 de diciembre de 2020 es presentada en la figura a continuación.

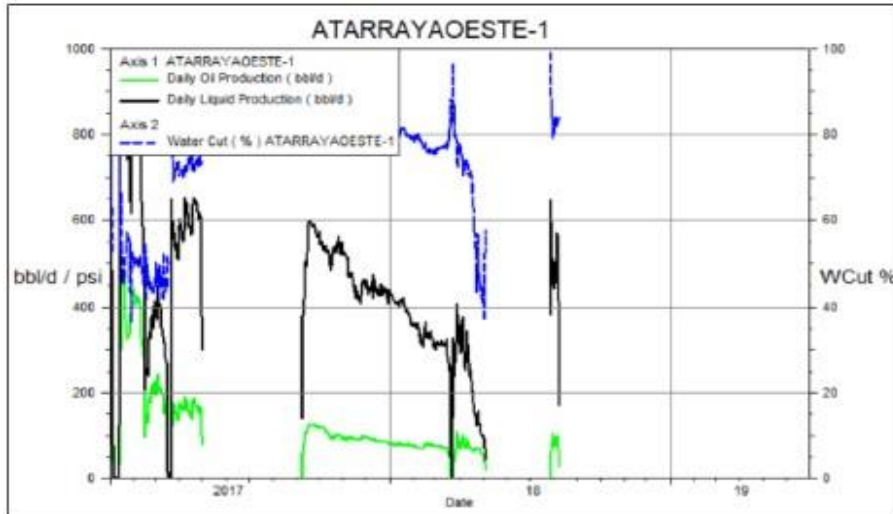


Histórico de Producción del Pozo Atarraya-4.

- **Pozo Atarraya Oeste-1**

El pozo estuvo produciendo constantemente hasta el día 05/05/2018 fecha en la cual fue cerrado por taponamiento en fondo. El día 27/07/2018 se realizó un tratamiento de limpieza de la cara de la formación y se reactivó el pozo, sin embargo, el día 09/08/2018 se presentó una falla en fondo de la bomba electrosumergible, razón por la cual el pozo quedó cerrado.

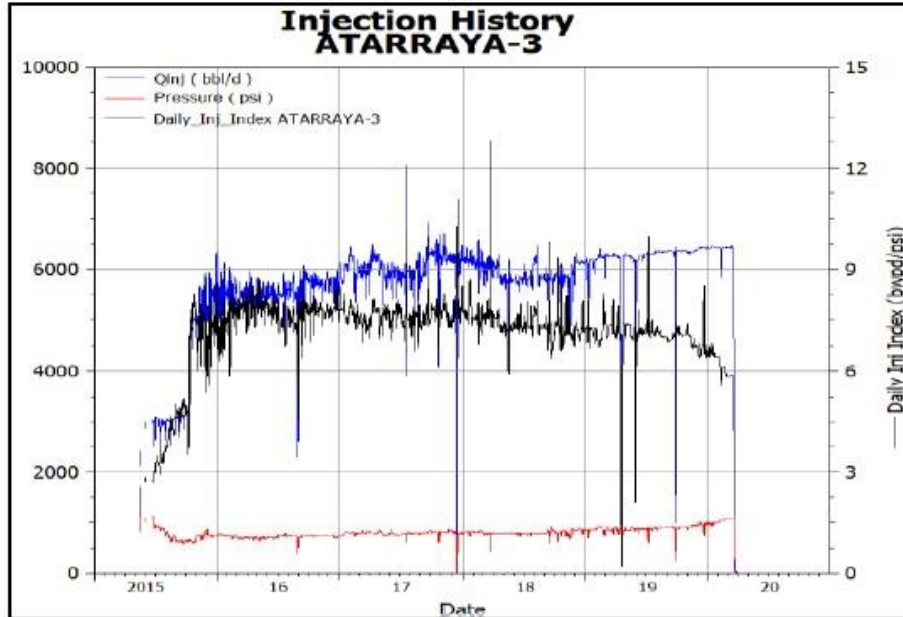
La producción promedio del pozo a la fecha de su cierre (09/08/2018) fue de 170 BFPD, 27 BOPD (el pozo Atarraya Oeste-1 se apaga a las 06:30 am), con 84,2 % de agua y una acumulada igual a 46.375 barriles de aceite produciendo mediante un sistema de levantamiento tipo ESP operando a 41 Hz. Bajo estas condiciones, se estimaba un IP de 1,3 BFPD/psi y que un Draw Down de 23% estaba siendo aplicado sobre el pozo. La historia de producción del pozo Atarraya Oeste-1 al 31 de diciembre de 2020 es presentada en la figura a continuación.



Histórico de Producción del Pozo Atarraya Oeste-1.

- **Pozo Atarraya-3.**

El pozo inyector Atarraya-3 estuvo inyectando continuamente hasta el 21/03/2020, fecha en la cual se cerró el campo Atarraya. En la siguiente figura se presenta la historia de inyección de este pozo:



Histórico de Inyección del Pozo Atarraya-3.

Registro fotográfico



Pozo Atarraya Oeste-1



Pozo Atarraya-1



Pozo Atarraya-3



Pozo Atarraya-4



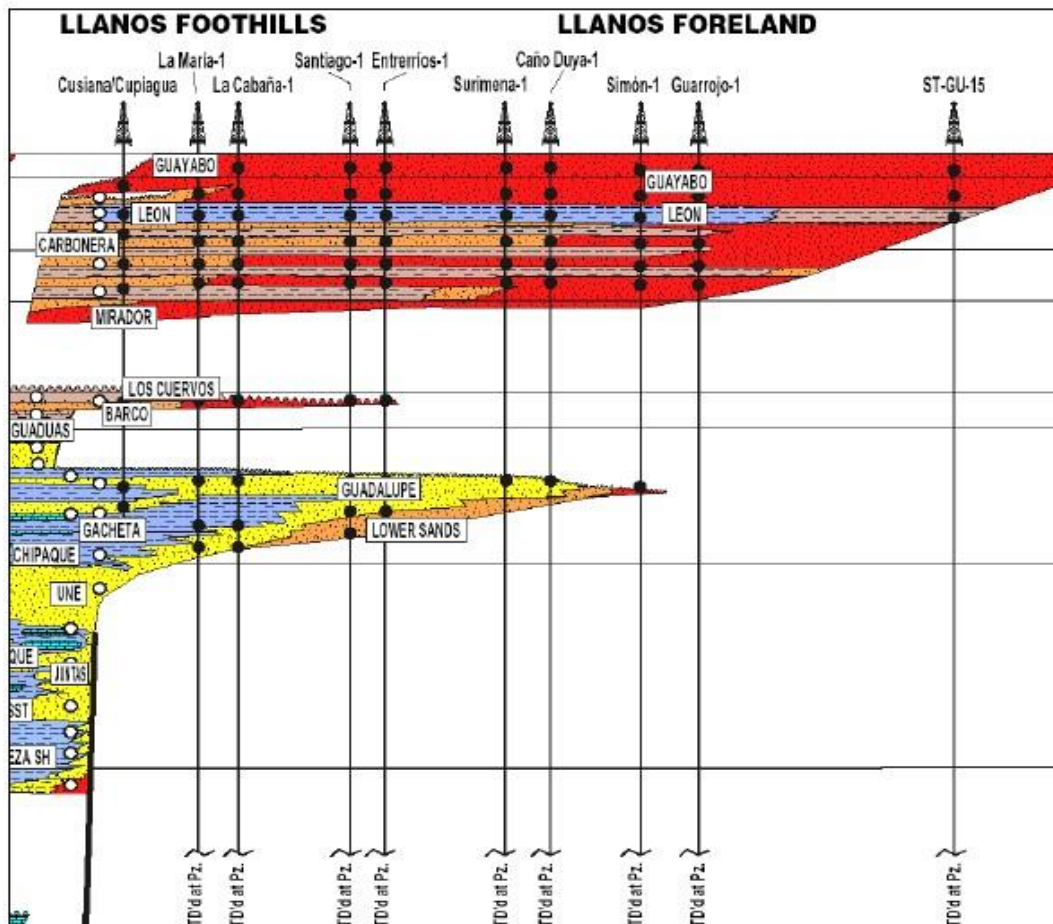
Tanques de Proceso	Tanques de Almacenamiento de Agua
	
Planta de Tratamiento de Agua	Tanques de Almacenamiento de Crudo

Registro fotográfico Estado de pozos y Facilidades AEX Atarraya.

Geología regional

La Cuenca Llanos está localizada en el noreste de Colombia y conformada por una depresión topográfica plana, de orientación suroeste – noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, que se desarrolló en el flanco occidental del escudo de Guyana. Sus límites geomorfológicos son la cuenca de Apure – Barinas, al norte; la Serranía de la Macarena y el Arco de Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guyana, al este.

La evolución geológica de la cuenca Llanos se puede resumir en tres (3) periodos principales. El primero, un periodo de compresión, posterior a la sedimentación del Paleozoico, que pliega y erosiona parte de dichos sedimentos. El segundo, es un periodo de estabilidad tectónica que ocurre desde el Cretáceo hasta el mioceno Medio, donde los sedimentos se depositan sin mayores controles tectónicos y finalmente, el tercer periodo durante el levantamiento de la Cordillera Oriental desde el Mioceno Tardío hasta el Reciente.



Carta estratigráfica regional de la Cuenca Llanos

ERA	PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA	P	DESCRIPCION	
CENOZOICO	TERCIARIO		CUATERNARIO				
		MIOCENO SUPERIOR - PLEOCENO	GUAYABO			Secuencia de conglomerados en matriz arcillosa, arenas mal seleccionadas, limoltas, areniscas y arcillolitas blandas, solubles.	
		MIOCENO MEDIO	LEON			Lutita gris verdosa, delgados niveles de limoltita y arenisca de grano fino	
		OLIGOCENO - MIOCENO INFERIOR	CARBONERA	ARENISCAS SUPERIORES	C1		● Secuencia de intercalaciones de arenisca, arena, limoltita, arcillolita, arcillolita carbonosa lutita y niveles de carbón. ● Presencia de pirita, siderita y ocasionalmente dolomita. ●
				LUTITA E	C2		
				CONJUNTO C1	C3		
					C4		
				ARENISCAS DE CARBONERA	C5		
					C6		
				CONJUNTO C2	C7		
				LUTITAS INFERIORES	C8		
	EOCENO	MIRADOR (T2)		● Arena grano medio a grueso, ● Intercalaciones de lutita oscura.			
		PALEOCENO	LOS CUERVOS		Arenisca y arcillolita ocasionalmente carbonosas.		
			BARCO		● Arenisca de grano medio a conglomerático, ● Arcillolita y limoltita carbonosa		
	CRETACEO	SUPERIOR	GUADALUPE		● Arena de grano medio a grueso, ocasionalmente fino y arenisca		
			GACHETA		● Lutita gris y arenisca grano fino a muy fino, localmente niveles de carbón. Ciclos transgresivos.		
INFERIOR		UNE		● Arenisca cuarzosa, grano fino, menor medio, oc. materia carbonosa, carácter arenoso con ciclos regresivos.			
		JURASICO			● Areniscas, limoltas y arcillolitas rojas y pardo rojas.		
MESOZOICO					● Arenisca grano fino- muy fino, limoltita y lutita tonos gris - gris verdoso claro.		
	PALEOGENA						
ARCAICA	PRECAMBRICO		BASAMENTO CRISTALINO		Rocas igneo - metamórficas. Zócalo del Escudo Guayanés,		

Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos

La cuenca de Los Llanos es la más extensa de Colombia y está constituida por varias secuencias sedimentarias con interés exploratorio que involucran al Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico.

Los niveles tradicionalmente favorables para la producción de hidrocarburos en la porción oriental de la cuenca los constituyen las areniscas de la parte inferior de la Formación Carbonera depositadas en un ambiente predominantemente fluvial de edad Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano llamadas informalmente “C7” y “C5”, las cuales reposan discordantemente sobre rocas paleozoicas.

Desde el punto de vista topográfico, la región que comprende el Bloque CPO-7 y el Área de Evaluación Atarraya presenta un relieve suave comprendido entre los 100 y 200 m.s.n.m., atravesado por típicos drenajes de llanura y con cobertura vegetal importante.

Estratigrafía

Las características de las secuencias estratigráficas que integran el relleno sedimentario de la cuenca de Los Llanos Orientales difieren notablemente en su porción occidental, al pie de la Cordillera Oriental, y en la región oriental de la cuenca. Como se detalla en la columna estratigráfica general se reconocen unidades asignadas a las eras Proterozoico, Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico.

En el ámbito del bloque y áreas próximas han sido reconocidas sobre el basamento Precámbrico unidades bio y litoestratigráficas asignadas al Ordovícico. Los datos provenientes de pozos exploratorios mencionan la existencia de areniscas cuarzosas intercaladas con niveles de lutitas.

En relación discordante sobre el Paleozoico, se depositaron las secuencias clásticas del Mesozoico. Estas unidades están mejor representadas en la región occidental de la cuenca (piedemonte llanero). Se identifican potentes secuencias de sedimentos del Jurásico Inferior y Medio, representadas por rocas continentales de color rojo y probablemente evaporitas, y del Cretácico Inferior y Superior, representadas por las Formaciones Une (K1), Gachetá y Guadalupe (ambas K2). Las Formaciones Une y Guadalupe, constituidas por niveles de areniscas de grano medio, limolitas con intercalaciones de arcillolitas grises verdosas, limitan a la Formación Gachetá, predominantemente arcillosa.

Las unidades cretácicas han sido englobadas dentro de una megasecuencia denominada de Trasarco (Back-Arc Megasequence, Cooper et al., 1995), la cual abarca una amplia región que excede los actuales límites de la cuenca. El arreglo de facies conforma un ciclo transgresivo-regresivo. En líneas generales, está constituida por areniscas y lutitas y lodolitas depositadas en ambientes marinos a continentales. En la zona de influencia del bloque, estas unidades se encuentran con espesores reducidos y conformadas primordialmente por areniscas y delgados niveles pelíticos en una configuración de onlap sobre el Paleozoico.

En discordancia se disponen secuencias predominantemente continentales y litorales del Terciario que van traslapando hacia el este sobre rocas sedimentarias del Paleozoico y cristalinas del cratón de Guyana. En el relleno terciario se reconocen las Formaciones Barco

(Paleoceno a Eoceno Inferior), que corresponde a areniscas blancas de grano fino con delgadas intercalaciones de lutita, y Los Cuervos (Eoceno Inferior) constituida por lutitas arcillosas grises con mantos de carbón y niveles delgados de arenisca (agrupadas en la Megasecuencia de Antepaís Preandina Temprana por Cooper et al., 1995). Estas unidades estarían pobremente representadas en el ámbito del bloque y es probable que su área de depósito abarque sólo la región noroeste del Bloque CPO- 7 ya que habrían sido identificadas en el pozo CANO BRAVO-1 con un espesor menor a 80 pies, mientras que no estarían presentes en los pozos YUCAO-1 y CHAVIVA-1 del vecino Bloque CPO-6.

En contacto discordante o paraconcordante se apoyan las Formaciones Mirador, Carbonera y León conformando una nueva secuencia en arreglo retrogradacional (Megasecuencia de Antepaís Preandina Tardía por Cooper et al., 1995). Las unidades más jóvenes traslapan a las anteriores en un patrón de configuración general de onlap. Esta megasecuencia ha sido subdivida en secuencias con sus correspondientes cortejos sedimentarios de nivel bajo, transgresivo y de nivel alto. Los primeros cortejos albergan los niveles que actúan como rocas almacén y el restante oficiaría de roca sello vertical.

La Formación Mirador del Eoceno Medio a Superior está constituida por una serie de areniscas de grano fino a medio, color blanco y crema (“areniscas cuarzosas”) seguidas por una porción media y superior con estratificación cruzada y una intercalación de limolitas en la parte media e inferior.

La Formación Carbonera, cuyos niveles arenosos representan el objetivo principal, presenta variaciones de espesor desde 50 a 150 metros en la plataforma de la cuenca hasta 600 a 800 metros en su borde plegado (piedemonte llanero). La Formación León está compuesta por secuencias potentes de arcillas grises y grises oscuras homogéneas con amplia distribución, lo que hace que juegue un papel importante como sello regional.

Una particularidad importante de la arquitectura de la Formación Carbonera es la alternancia de capas de arcillitas y areniscas enumeradas de abajo hacia arriba, desde C7 hasta C1 (impares) para los niveles arenosos y C8 hasta C2 (pares) para los niveles arcillosos. La presencia de zonas de acuífero de capas horizontes individuales y de barras y canales fluviales sugieren condiciones de mar poco profundo y de llanura litoral con cambios relativamente rápidos de una a otra (lagunas litorales marinas).

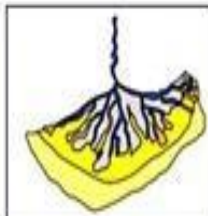
El registro sedimentario culmina con la Formación Guayabo y sus equivalentes laterales, Necesidad y Farallones, conformando una secuencia (Megasecuencia de Antepaís Andina, Cooper et al., 1995) sin interés desde el punto de vista petrolero. El espesor de la Formación Guayabo oscila entre unos 160 m en la parte oriental del borde de la flexión del piedemonte hasta 2000 m en el borde occidental. El espesor de la Formación Necesidad fluctúa entre unos 170 m en el borde de la flexión hasta 980 m en su parte axial.



F. Gacheta



F. Une



Los pozos ATARRAYA-1, ATARRAYA-3 (seco), ATARRAYA-4 y ATARRAYA OESTE-1, perforados dentro del Área de Evaluación Atarraya encontraron la columna clásica llanera descrita con anterioridad. Las columnas estratigráficas encontradas en cada uno de los pozos productores perforados fueron las siguientes:

Por Registro Eléctrico ¹				
Grupo y/o Formación	MD	TVD	TVDSS	Espesor aparente
Guayabo	17	17	662,4	2875
León	2800	2892	-2212,6	651
Carbonera	3470	3543	-2863,6	1210
Miembro C1	3470	3543	-2863,6	225
Miembro C2	3705	3768	-3088,6	135
Miembro C3	3820	3903	-3223,6	164
Miembro C4	3990	4067	-3387,6	55
Miembro C5	4045	4122	-3442,6	291
Miembro C6	4330	4413	-3733,6	62
Miembro C7	4420	4475	-3795,6	278
Mirador	4655	4753	-4073,6	42
Cretácico	4760	4795	-4115,6	57
Paleozoico	4900	4852	-4172,6	32 (*)
PROFUNDIDAD FINAL	5000	4884	-4204,6	fdo.
(*) Espesor parcial – (**) Proyectado Cota sobre el nivel del mar: 662,4 ft				

Topes Formacionales encontrados en el pozo ATARRAYA-1

Por Registro Eléctrico 1			
Grupo y/o Formación	MD	TVDSS	Espesor aparente
Guayabo	17	667,3	2867,3
León	3170	-2200	666
Carbonera	4009	-2866	1203
Miembro C1	4009	-2866	216
Miembro C2	4286	-3082	243
Miembro C3	4471	-3325	68
Miembro C4	4689	-3393	56
Miembro C5	4760	-3449	281
Miembro C6	5119	-3730	67
Miembro C7	5203	-3797	272
Mirador	5536	-4069	93
PROFUNDIDAD FINAL	5648(*)	-4162	
(*) Espesor parcial Cota sobre el nivel del mar: 667,3 ft			

Topes Formacionales encontrados en el pozo ATARRAYA-4

GE: 678.52 RTE: 695.52												
FORMATION	PROGNOSIS				CUTTINGS				E - LOGS			
	MD	TVD	TVDss	Tcknss	MD	TVD	TVDss	Tcknss	MD	TVD	TVDss	Thickness
Guayabo	17	17	695.52	2816	17	17	695.5	2892	17		695.5	2878
Leon	2885	2833	-2137	792	2970	2909	-	687	2938	2878	-2182.5	750
Carbonera C1	3681	3625	-2929	150	3660	3596	-	180	3692	3628	-2932.5	199
Carbonera C2	3831	3775	-3079	270	3840	3776	-	260	3891	3827	-3131.5	81
Carbonera C3	4101	4045	-3349	20	4100	4036	-	30	3972	3908	-3212.5	156
Carbonera C4	4121	4065	-3369	55	4130	4066	-	70	4128	4064	-3368.5	52
Carbonera C5	4176	4120	-3424	280	4200	4136	-	200	4180	4116	-3420.5	282
Carbonera C6	4456	4400	-3704	70	4400	4336	-	150	4462	4398	-3702.5	88
Carbonera C7	4527	4470	-3774	240	4550	4486	-	230	4550	4486	-3790.5	251
Mirador	4766	4710	-4014	115	4780	4716	-	95	4801	4737	-4041.5	79
Paleozoico	4881	4825	-4129	31	4875	4811	-	37	4880	4816.00	-4120.5	32
TD	4912	4856	-4160		4912	4848	-	---	4912	4848	-4152.5	---

Topes Formacionales encontrados en el pozo ATARRAYA OESTE-1

En el pozo ATARRAYA-1 se recolectaron muestras de recortes y de testigos laterales (sidewall cores) obtenidos en el intervalo comprendido entre 4450-4874 pies de profundidad. Estas muestras fueron preparadas y analizadas por métodos palinológicos con el objetivo de determinar las edades y ambientes de deposición de las secuencias estratigráficas involucradas.

Durante este estudio fue posible determinar las siguientes unidades bioestratigráficas:

 ATARRAYA - 1 RESUMEN BIOESTRATIGRAFICO FIGURA 1 			
No.	PROFUNDIDAD	EDAD	AMBIENTE
1	4450 - 4460	OLIGOCENO	COSTANERO BAJO
2	4462 - SWC		
3	4530 - 4535		
4	4580 - 4585		
5	4605 - 4610	EOCENO TARDIO	CONTINENTAL SALOBRE
6	4680 - 4690		
7	4700 - 4710		
8	4739 - SWC		
9	4751 - SWC		
10	4798 - SWC		
11	4801 - SWC		
12	4810 - 4820		
13	4861 - SWC	MAASTRICHTIANO A CAMPANIANO	MARINO SOMERO
14	4874 - SWC		

Unidades Bioestratigráficas pozo Atarraya-1

Varias de las muestras fueron procesadas y analizadas dos veces, con el fin de determinar si en esta secuencia estratigráfica era posible determinar la presencia de palinomorfos indicativos de una edad Paleocena. Después de concluir la revisión, fue posible determinar que no se encontró palinomorfo alguno que sugiera la presencia de sedimentos de edad Paleocenos en el pozo ATARRAYA-1.

Los principales resultados arrojados por las muestras palinológicas obtenidas en el pozo ATARRAYA-1 fueron los siguientes:

- **Intervalo 4.450' – 4.585'**

Las cuatro muestras presentaron escasos a buenos recobros de palinomorfos. Las asociaciones palinológicas provenientes de estos sedimentos se caracterizan por la presencia de la espora *Cicatricosisporites dorogensis*, la cual se encuentra acompañada de *Jandufouria* 5, *Jandufouria* 6 y *Magnastiatites grandiosus*. *C.dorogensis* es una espora triletes que presenta un rango estratigráfico que abarca del Eoceno Tardío al Oligoceno (Germeraad et al 1968) y es considerado como el palinomorfo más representativo del Oligoceno del norte de Sudamérica. *M.grandiosus* es una espora triletes que posee un amplio rango estratigráfico (Mioceno – Oligoceno) y presenta su primera aparición en la base del Oligoceno. La co-ocurrencia de estas dos Esporas es base para asignar a los sedimentos de este intervalo una edad Oligoceno (Germeraad et al 1968, Jaramillo et al 2011). La presencia de *Janduforia* sp abarca del Eoceno Tardío al Mioceno (Germeraad et al 1968, Jaramillo et al 2011) sin embargo en la Cuenca de los Llanos Orientales (Llanos Foreland) hemos podido establecer que este género posee su primera presencia (FAD) en el Eoceno Medio y su última presencia (LAD) dentro del Oligoceno. Por lo general, en la Cuenca de los Llanos Orientales, se considera que la primera aparición bajo sección de *Jandufouria* sp. Está relacionada con los sedimentos de la Unidad Carbonera C-7.

La información palinológica obtenida nos permite determinar que el intervalo 4.450' - 4.585' del pozo ATARRAYA-1 es de edad Oligoceno y pueden ser correlacionados con los sedimentos de la Unidad Carbonera C-7 o C-8. El recobro de palinomorfos indicadores de salinidad es muy esporádico, lo cual nos permite asignar a estos sedimentos un ambiente de depósito Continental, Costanera bajo.

- **Intervalo 4.605' – 4.820'**

Las ocho muestras arrojaron pobres a escasas asociaciones de palinomorfos. Es importante resaltar la presencia dentro de estas asociaciones de: *Retistephano colpites angelicus*, *Bacustephano colpites esteros*, *Retibrevitricolpites gandis*, *Retibrevitricolpites catatumbus* y *Echitriporites trianguliformis*. Estos palinomorfos presentan su primera aparición (FAD) en el Eoceno medio y su última aparición (LAD) al tope del Eoceno Tardío. La ausencia de palinomorfos restringidos al Eoceno Medio, nos permite asignar a estos sedimentos una edad Eoceno Tardío. También apoya la Edad Eoceno tardío la presencia de *Mauritidites* 13 D cuya primera aparición (FAD) ha sido reportada en la base del Eoceno Tardío.

El recobro de indicadores de salinidad, tales como, Dinoflagelados y Microforaminíferos, se incrementa en este intervalo indicando condiciones de depósito salobres. Los sedimentos de este intervalo son correlacionables con los sedimentos de la denominada Formación Mirador de los Llanos Orientales.

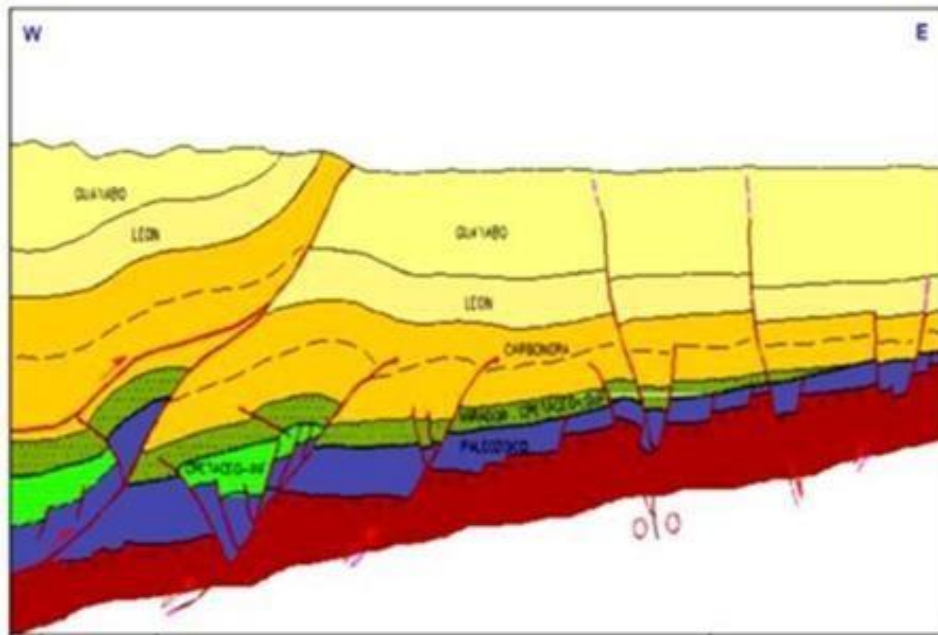
- **Intervalo 4.861 – 4.874**

Pobres asociaciones palinológicas fueron recuperadas de estos dos corazones de pared. Las asociaciones se caracterizan por la presencia de los Dinoflagelados *Senegalinium bicavatum*, *Oligosphaeridium totum* y *Ceratopteris* sp cuyos puntos de extinción se encuentran en la parte inferior del Maastrichtiano. La presencia de microforaminíferos y dinoflagelados así como el recobro de materia orgánica amorfa permite determinar que los sedimentos que conforman este intervalo se depositaron en ambientes marino someros y pueden ser correlacionables con los sedimentos de la denominada Formación Guadalupe.

Geología estructural.

La Cuenca de Los Llanos Orientales está comprendida entre el frente de deformación de la Cordillera Oriental hasta el afloramiento del Escudo de Guayana. De fuerte configuración morfoestructural asimétrica característica de cuencas de antepaís, presenta en su región occidental el borde plegado y fallado del frente de deformación, y hacia su región oriental se desarrolla el prisma sedimentario del antepaís, conformando un monoclinal de escasa pendiente, interrumpido por sistemas de fallas de basamento con buzamiento predominante hacia el orógeno.

Las unidades formacionales reconocidas abarcan varios períodos geológicos, desde el Paleozoico hasta el Reciente, conformando secuencias sedimentarias relacionadas a diferentes ambientes geodinámicos. Dichas secuencias están separadas entre sí por discontinuidades, reconocidas en subsuelo como superficies discordantes o de no depositación.



Transecta sublatitudinal esquemática de la cuenca de Los Llanos Orientales. Se aprecian los estilos estructurales contrastantes entre la porción W y E (Fuente: Ecopetrol S.A.)

Desde el punto de vista estructural, la cuenca de Los Llanos Orientales expresa un típico depocentro de antepaís que acumula la molasa producida por su levantamiento. Sobre la porción occidental se reconoce un ambiente con importante deformación donde prevalecen las estructuras de acortamiento subhorizontal, pliegues y cabalgamientos, generadas a partir de la inversión transpresional andina de estructuras extensionales asociadas a las secuencias mesozoicas. De este modo, la porción adyacente al frente llanero de la Cordillera Oriental exhibe estructuras con fuertes relieves que incluyen repeticiones de niveles con importancia petrolera.

En cambio, la porción oriental la cuenca se expresa como un monoclinio extenso y suave con menor complejidad estructural en las secuencias modernas a la vez que sus potencias se ven drásticamente disminuidas. De esta manera, los depósitos cretácicos y terciarios se disponen en contacto claramente erosivo sobre rocas más antiguas de edad paleozoica con importantes evidencias de deformación premesozoica y del basamento cristalino.

Las unidades más jóvenes del Paleozoico fueron erosionadas hacia el borde este de la cuenca por lo que, en esa dirección, las rocas que se disponen por debajo de las secuencias mesocenozoicas son progresivamente más antiguas. Esta discordancia del techo del Paleozoico muestra un paleorelieve de valles donde el relleno del Terciario es más espeso y mesetas inclinadas al oeste donde el relleno es más delgado.

En estos sectores orientales de la cuenca, la reactivación andina de estructuras preexistentes, asociadas a las secuencias paleozoicas adecuadamente dispuestas con respecto a los campos de esfuerzos actuantes también controla el relleno terciario y desarrolla estructuras con potencial exploratorio.

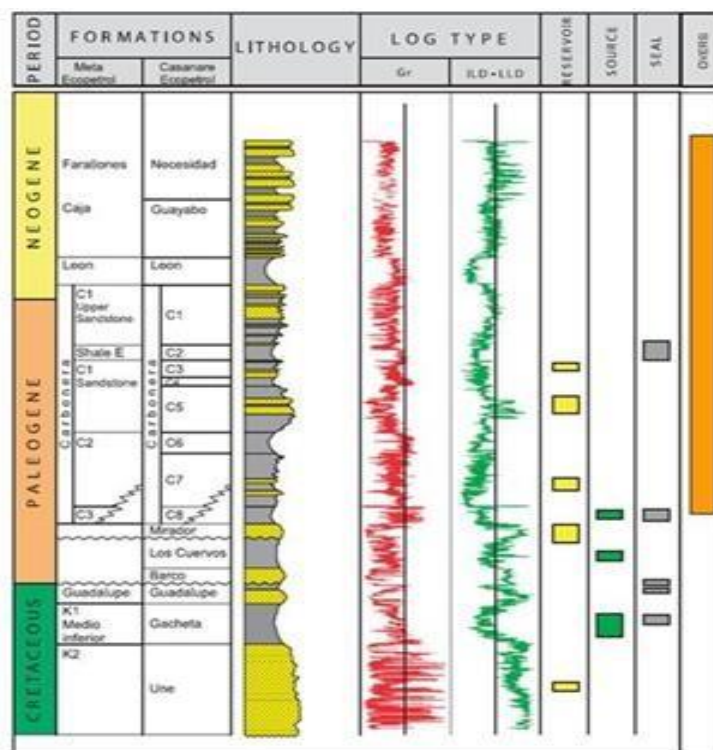
Geología histórica

La Cuenca de los Llanos se constituye de diversas cuencas paleozoicas, mesozoicas y terciarias antiguas que colapsaron y dieron lugar junto con otras condiciones favorables a la formación de una de las cuencas petrolíferas más importantes de Colombia.

La Cuenca de los Llanos es una cuenca antepaís asociada a la deformación terciaria andina por la subducción de la placa del pacífico contra la placa suramericana, presentando tres fases evolutivas. En la fase de inicio, la cuenca comenzó a evolucionar en el periodo Paleozoico caracterizado por la formación de numerosos grabens que sirvieron para depositar sedimentos cambro-ordovícicos. Esta sedimentación tuvo lugar hasta las Orogenias Caledónica y Hercínica. Posteriormente entre el Triásico y el Cretáceo la cuenca existente de tipo rift, experimentó subsidencia tectónica detrás de un arco volcánico, que continuó su evolución hasta el final del Cretáceo, tiempo en el que se depositaron los sedimentos de la Formación Gacheta. Entre el Maastrichtiano y el Paleoceno se crea una nueva cuenca antepaís originada por la colisión entre el arco volcánico de la Cordillera Occidental y la Cordillera Central. El periodo eocénico está marcado por ser un periodo de hiato estratigráfico, en el que se presentó erosión hacia la parte norte, especialmente sobre los depósitos de la Formación Mirador. Otro evento importante fue la sedimentación de la parte lutítica de la Formación Carbonera. Finalmente, ocurre la Orogenia Andina entre el Mioceno y el Pleistoceno marcado por el levantamiento de la cordillera Oriental y la disección de la cuenca preexistente en dos nuevas cuencas, dentro de las cuales está la cuenca Llanos al oriente.

Análisis del Sistema Petrolífero.

La existencia de un sistema petrolero se debe a la convergencia de factores definidos y agrupados como elementos esenciales y procesos. Los componentes esenciales (roca madre, almacén, sello y sobrecarga) que conforman el sistema petrolero de la cuenca de Los Llanos Orientales se reflejan en la siguiente figura.



Sistema petrolero de la cuenca de Los Llanos Orientales. Expresión eléctricas y funciones de sus rocas en el sistema petrolero. (Fuente: Ecopetrol – ANH).

- **Roca Generadora**

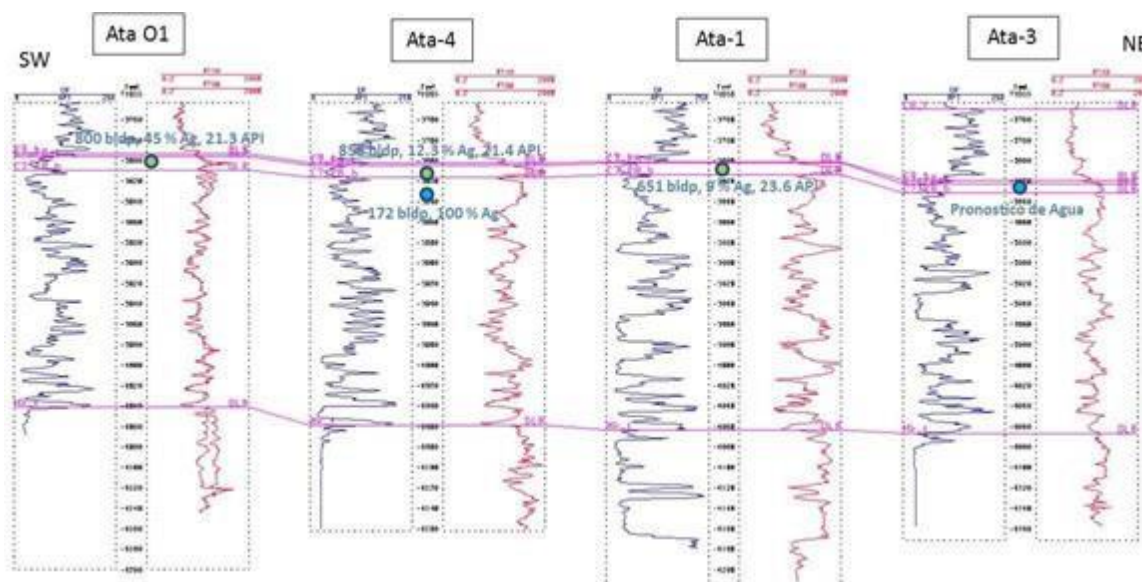
Los estudios geoquímicos realizados en sedimentos finos de la Formación Gachetá y en niveles dentro de la Formación Carbonera, presentan altos contenidos de materia orgánica, favorables para la generación de hidrocarburos. Sin embargo, estos últimos se encontrarían en estadios de stress termal bajos o inmaduros. Por ello, se ha considerado a la Formación Gachetá como la principal roca generadora de petróleo en la cuenca. Considerando este contexto regional, en el bloque no se esperan encontrar niveles con potencial generador de hidrocarburos líquidos.

- **Rocas Reservorio**

Los principales reservorios en la cuenca son las areniscas terciarias continentales de la Formación Mirador (sistema petrolero Gachetá/Mirador). También se constituyen como roca almacén las areniscas del Cretácico de las Formaciones Une y Guadalupe y las areniscas terciarias de las formaciones Barco y Carbonera (C1, C3, C5 y C7). Todos estos reservorios tienen excelentes propiedades petrofísicas en el área de la plataforma, propiedades que se deterioran en dirección hacia la fosa actual (foredeep) y en el área del piedemonte, donde la destrucción de la porosidad primaria es compensada en parte por el desarrollo de porosidad secundaria.

En el área del Programa de Evaluación Atarraya, el reservorio corresponde a las Arenas de la Formación Carbonera C7 presentan características de arenas limpias con buenas propiedades

petrofísicas. En la siguiente figura se puede observar las capas productoras en los pozos perforados dentro del área del Programa de Evaluación.



Corte estructural pozos Área de Evaluación **Atarraya**

- **Rocas Sello**

En el contexto regional, las rocas que ofician de sello vertical para los reservorios cretácicos están constituidas por niveles de lutitas y arcillas de las Formaciones Gachetá y niveles interestratificados en la Formación Guadalupe. Asimismo, las capas arcillosas basales e intercalaciones intraformacionales de la Formación Carbonera (Miembros C8, C6, C4 y C2) sirven de sello regional para los niveles psamíticos de la Formación Mirador y los miembros arenosos de la Formación Carbonera (Miembros C7, C5, C3 y C1).

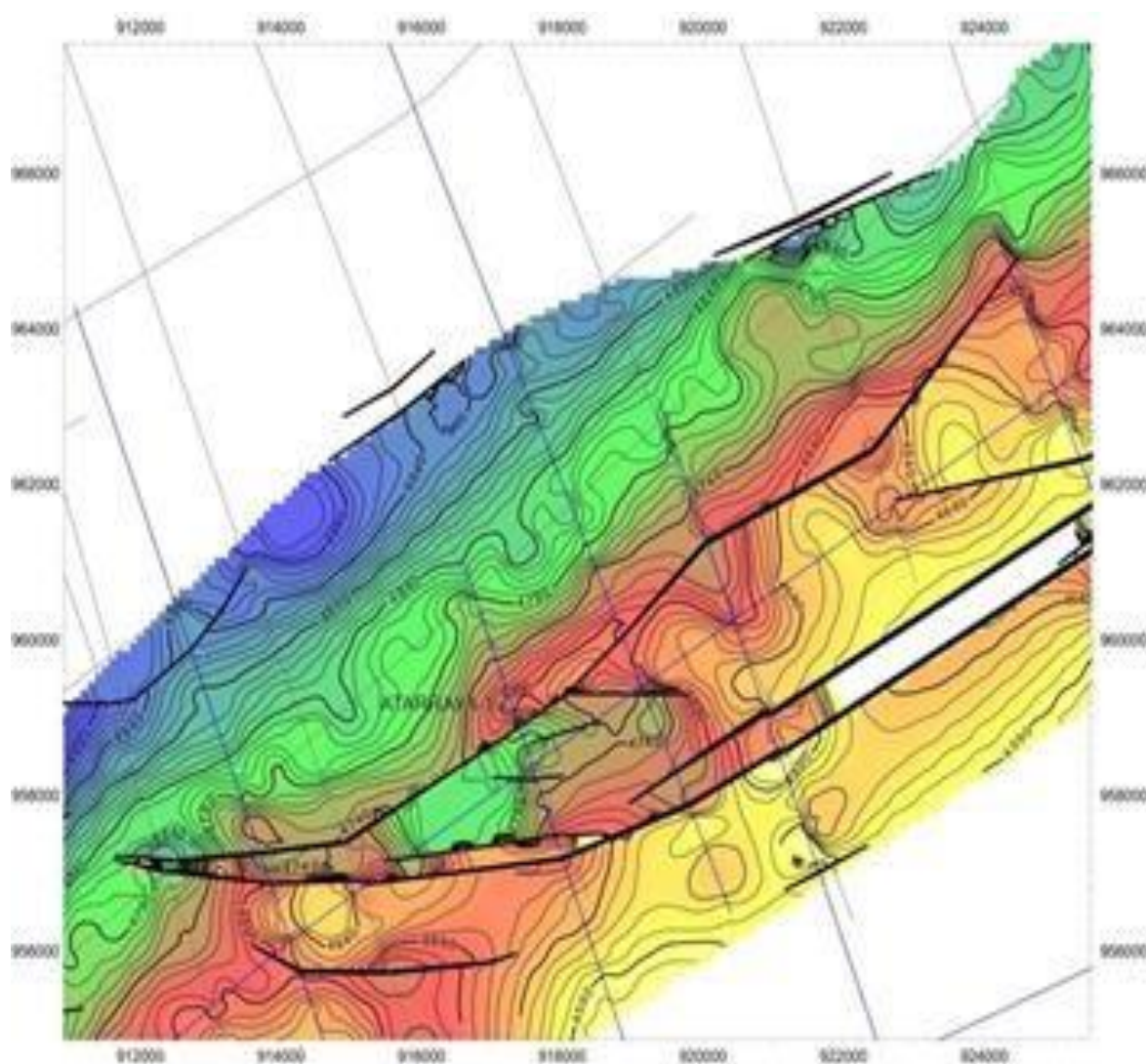
En el sector oriental de la cuenca, y en particular, en el Bloque CPO-7, el desarrollo de sello lateral en sectores con escasa perturbación estructural está dado por la existencia de fallas, que suelen poner en contacto areniscas productoras de un lado de la falla con niveles arcillosos del otro. Esta configuración permitiría explicar porque distintos niveles productivos en un mismo prospecto se comportan como sistemas independientes del cierre estructural de la trampa. De esta manera, cada acumulación dependerá de la presencia de niveles impermeables que imposibiliten el paso de fluidos de un bloque a otro.

- **Tipo de Trampa**

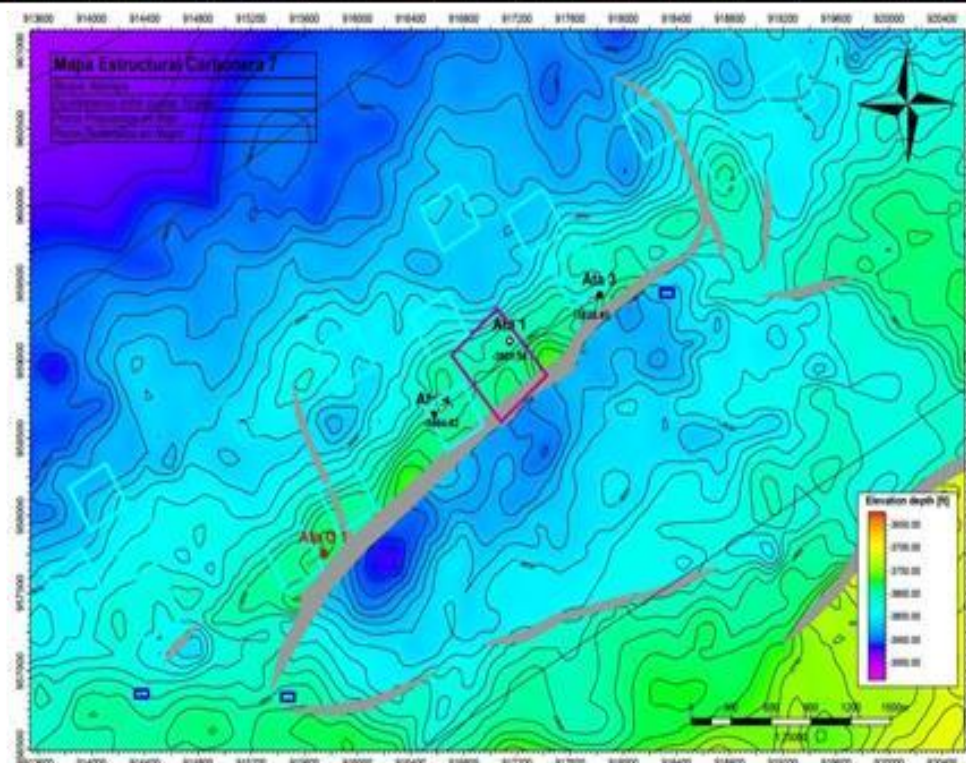
En la región oriental de la cuenca de Los Llanos Orientales las trampas de hidrocarburos están generadas por monoclinas que se localizan en el bloque alto de fallas normales (a veces reactivadas por movimientos de transpresión). Las trampas más conspicuas son determinadas por fallas normales con resaltos no menores a 30 pies, en donde las arenas del bloque levantado están enfrentadas a niveles arcillosos que generan entrapamiento de fluidos eficientes y con un límite.

La trampa mapeada del bloque productor Atrarraya consiste una estructura anticlinal con cierre contra una falla regional normal de rumbo Noreste-Suroeste, inclinación al Sudeste, longitud de aproximadamente 4.4 km en dirección al rumbo y rechazos promedios que oscilan en los 70 pies.

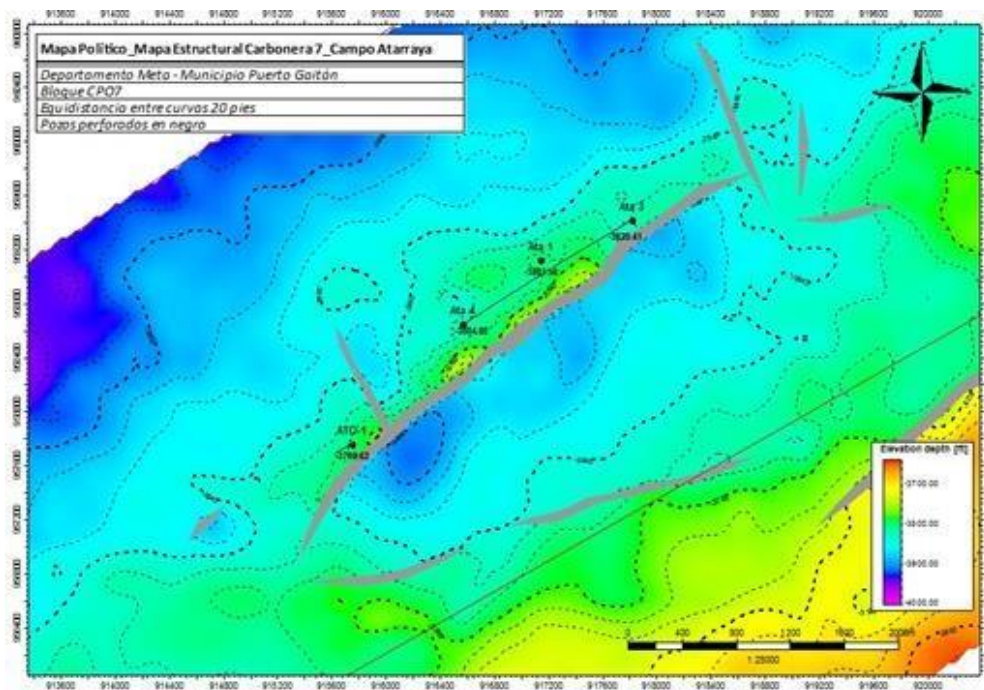
En las figuras que se presentan a continuación se evidencia la evolución del conocimiento estructural de la zona del Área de Evaluación Atrarraya a medida que se ha ido adquiriendo e incorporando la información adquirida mediante las actividades propuestas dentro del Programa de Evaluación, entre las que se contemplan la perforación de pozos, adquisición y procesamiento de sísmica 3D y estudios adicionales.



Mapa Estructural al tope Formación Carbonera C7 presentado en la propuesta del pozo ATARRAYA-1



Mapa Estructural al tope de la Formación Carbonera C7 presentado en la propuesta del pozo ATARRAYA OESTE-1 post perforación de los pozos ATARRAYA-1, ATARRAYA-3, ATARRAYA- 4 e Interpretación de Sísmica 3D.



Mapa Estructural al tope de la Formación Carbonera C7 presentado post perforación del pozo ATARRAYA OESTE-1

- **Migración**

Gran parte del petróleo descubierto en los campos de la cuenca fue generado por rocas madre que han estado sometidas a una presión litostática de más de 10.000 pies de **profundidad**. Esto indica que la zona principal de generación de petróleo (pod) se localiza en la parte occidental y más profunda, situada en el dominio del piedemonte llanero y bajo el frente orogénico de la Cordillera Oriental.

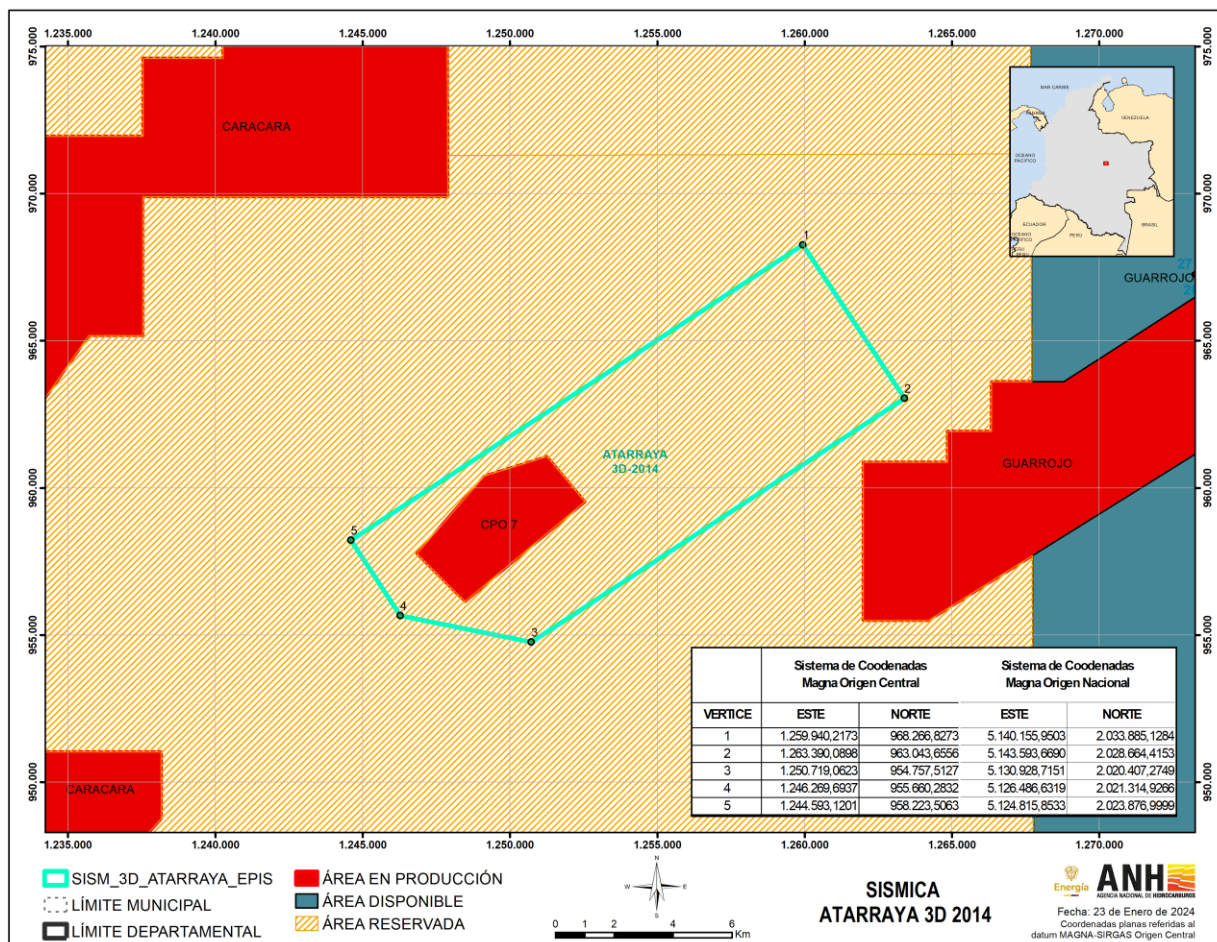
En la cuenca de antepaís andino se desarrolla un binomio reservorio-sello de gran extensión regional y a su vez una región externa con una tectónica relativamente estable, lo cual representa un conjunto de características que favorecen el desarrollo de vías de migración lateral.

- **Prospectividad del área Atarraya**

Dentro del Área del Programa de Evaluación Atarraya se ha llevado a cabo la perforación de los pozos ATARRAYA-1, ATARRAYA-3 (seco), ATARRAYA-4 y ATARRAYA OESTE-1. Teniendo en cuenta los resultados del pozo descubridor ATARRAYA-1, se decidió perforar el pozo ATARRAYA-4 el cual mostró presencia de hidrocarburos en la Formación Carbonera C7 en el intervalo 5204'-5221' MD, y su profundidad total fue de 5648 ft MD. Debido al éxito de los dos primeros pozos y con el fin de delimitar el tamaño del yacimiento en la Formación Carbonera C7 se perforó el pozo ATARRAYA-3.

El pozo Atarraya-3 no mostro presencia de hidrocarburos en Carbonera C7 y por tal razón fue convertido a pozo inyector con el fin de disponer del agua de producción proveniente del campo Atarraya.

Posterior a la perforación de estos pozos, en 2014 se llevó a cabo una campaña sísmica 3D donde se registraron 100 km² dentro del área de Evaluación con el objetivo de definir con mayor precisión la estructura del área y evaluar de forma más precisa los posibles volúmenes con acumulación de hidrocarburos. Posterior a esta interpretación se identificó una nueva estructura y se perforó el pozo ATARRAYA OESTE-1 en diciembre de 2016.



Posición del 3D Atarraya en el bloque CPO-7

El programa de sismica 3D comenzó el 17 de febrero de 2014 finalizó el 31 de julio de 2014. La zona de trabajo totalizó aproximadamente 100 km² con una geometría de detonación swath y multicomponente. En la siguiente tabla, se relacionan las coordenadas del programa sísmico "ATARRAYA 3D 2014" de la base oficial del EPIS, en sistema Magna Origen central y en Origen Nacional.

VERTICE	Sistema de Coodenadas Magna Origen Central		Sistema de Coodenadas Magna Origen Nacional	
	ESTE	NORTE	ESTE	NORTE
1	1.259.940,2173	968.266,8273	5.140.155,9503	2.033.885,1284
2	1.263.390,0898	963.043,6556	5.143.593,6690	2.028.664,4153
3	1.250.719,0623	954.757,5127	5.130.928,7151	2.020.407,2749
4	1.246.269,6937	955.660,2832	5.126.486,6319	2.021.314,9266
5	1.244.593,1201	958.223,5063	5.124.815,8533	2.023.876,9999

El objetivo de la Sísmica fue iluminar con fold completo al menos un área de 55 km² a profundidad de objetivo.

En las siguientes tablas se presentan las estadísticas finales de la campaña realizada.

Fecha de inicio:	17 de febrero de 2014
Fecha de finalización:	31 de julio de 2014
Shots points totales:	4821
Longitud líneas de fuente:	239,5 km
Receptores totales:	28698
Longitud líneas receptoras:	714,575 km
Total de días de topotrocha:	74 días
Total de días de perforación:	63 días
Total de días de grabación:	34 días

Estadísticas Finales 3-D Atarraya

El control de calidad realizado en campo mostró muy buena calidad de información en los registros crudos de campo con buena continuidad de reflectores hasta 1,6 segundos, buenos niveles de energía y ruido de ground roll principalmente.

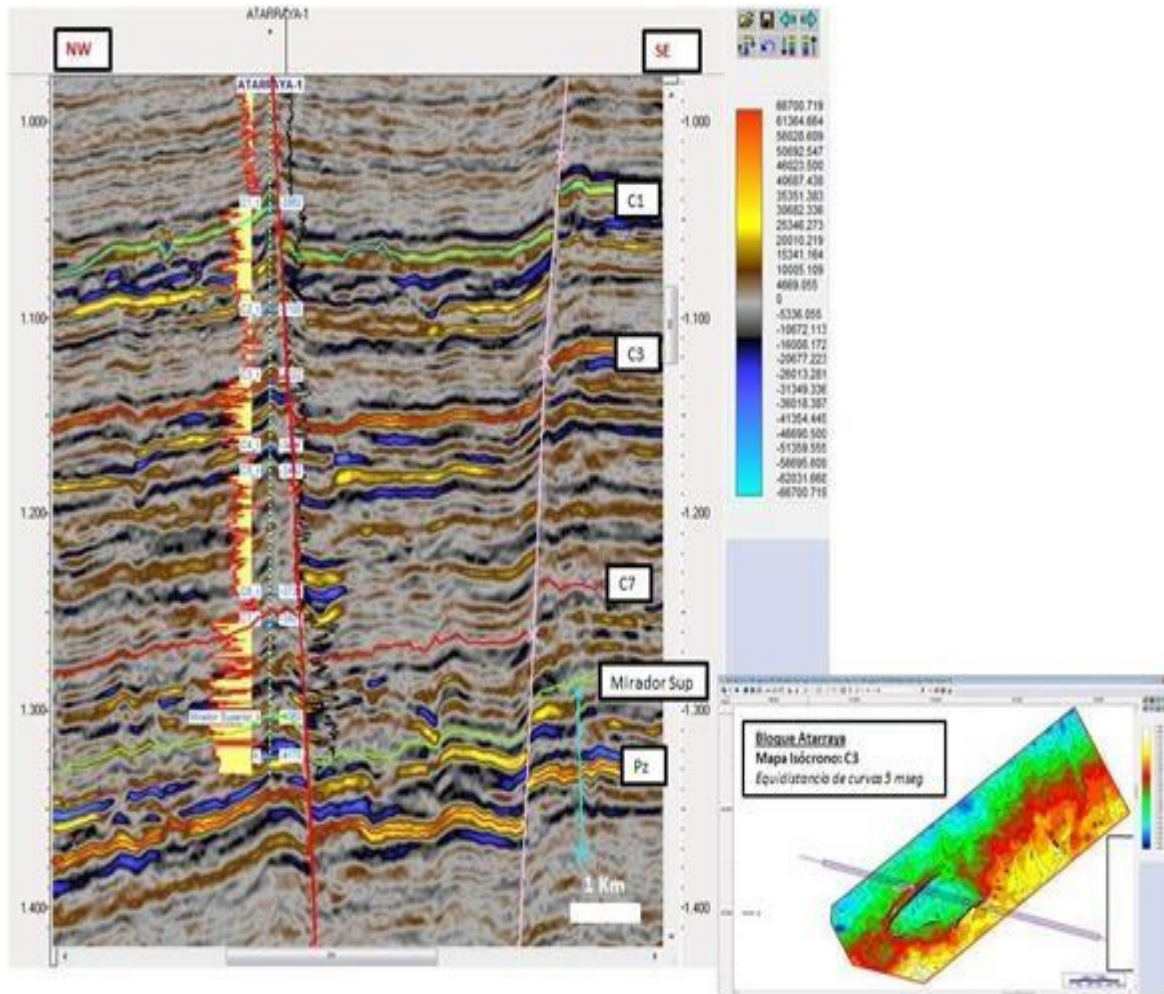
El procesamiento de los datos fue realizado en el Centro de Procesamiento de Datos de CGG en Buenos Aires, Argentina, entre los meses de junio a noviembre de 2014.

El procedimiento utilizado para el procesamiento de los datos adquiridos fue previamente presentado en el Informe Anual de CPO-7 del año 2014. Los resultados de la interpretación fueron presentados a la ANH en el Informe final de Interpretación presentado en marzo de 2016.

A modo de resumen, se interpretó el volumen de Atarraya-3D, en la versión Migración Pre Apilado con Filtro y Ganancia. La calidad del dato sísmico fue excelente en cuanto a resolución vertical y frecuencia, en especial a la profundidad de los principales objetivos.

Se elaboró un sismograma sintético realizado en el pozo Atarraya-1 con el cual se pudieron identificar los reflectores sísmicos correspondientes a los principales niveles: Pz, Mirador Sup, C7, C3, C1 y León.

Los horizontes interpretados presentan buena continuidad de reflexión facilitando su propagación lateral y amplitud variable en el cubo 3D.



Sección Sísmica interpretada. Línea inline 850 (Data type PSTM_PP_FG) y ubicación de esta. El horizonte más profundo interpretado corresponde al techo del Basamento económico o tope del Paleozoico (Pz, Rojo, fuerte reflector positivo en la figura anterior). Se corresponde con la discordancia de primer orden al techo del Paleozoico.

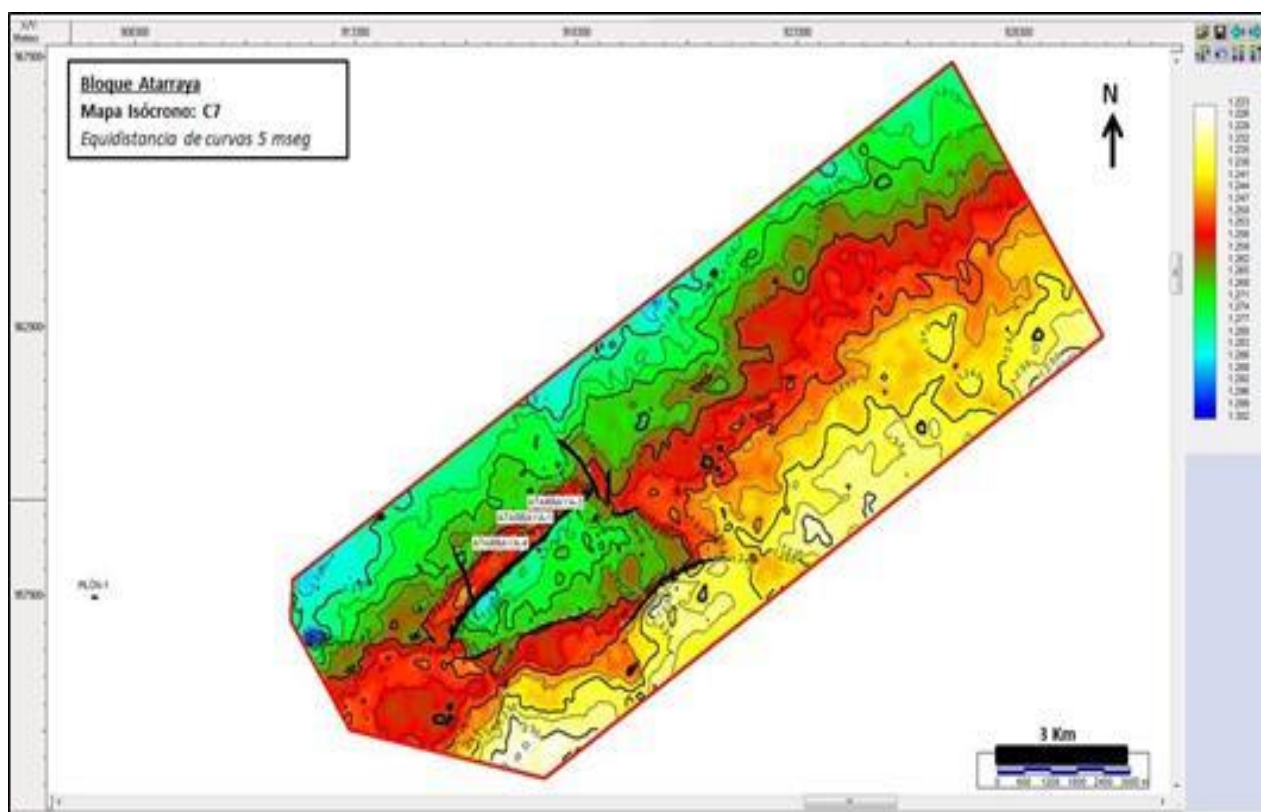
El horizonte inmediato superior al Paleozoico marca el techo de la formación Mirador (Mirador Sup, Verde, pico positivo en la figura anterior), el cual muestra continuidad en el carácter y amplitud variable dentro del bloque.

Seguido se encuentra interpretado el techo de lo que se conoce como el Techo de Carbonera C7 (C7, Rojo, interpretado como un pico positivo, en la figura anterior).

Los dos horizontes superiores: C3, C1 corresponden a los topes de los miembros arenosos superiores de la Formación Carbonera: C3 (Rojo, muy fuerte contraste positivo) y C1, corresponde al techo de la Fm Carbonera (Cian, muy fuerte contraste positivo).

El horizonte más joven interpretado corresponde con el techo de la Formación León, de edad Miocena.

En la siguiente figura se presenta el mapa generado en tiempo (TWT) del horizonte de Carbonera C7, el cual es el de mayor interés. Mapas adicionales fueron presentados en el Informe Final de Interpretación.



Mapa en tiempo Horizontal C7, Sísmica 3D

Adicionalmente a la interpretación convencional de la sísmica 3D, se adelantaron estudios de atributos sísmicos, inversión sísmica preapilado y postapilado, entre otros, que permitieron obtener un análisis detallado desde el punto de vista estratigráfico y así entender mejor la naturaleza de los descubrimientos presentes dentro del Área de Evaluación Atarraya.

El trabajo de inversión sísmica postapilado fue una herramienta fundamental para interpretar los horizontes de Carbonera C7 y Mirador. Los atributos de similaridad y event continuity ayudaron a visualizar tanto aspectos estructurales como estratigráficos dentro del 3D a la altura del nivel de interés y soporta la hipótesis de componentes estratigráficos dentro de los descubrimientos. Los estudios de inversión sísmica preapilado permitieron diferenciar completamente las arenas de las arcillas y obtener datos de vclay y porosidad efectiva.

Con el fin de evaluar los volúmenes de hidrocarburos in situ presentes en el área de Atarraya y Atarraya Oeste, posterior a la perforación del pozo ATARRAYA OESTE-1 se realizó una actualización del modelo volumétrico y se estimaron valores de reservas recuperables.

3.3. Promoción y Divulgación de Áreas Disponibles con Activos Productivos

El Acuerdo 08 de 2024, impone en el artículo 8, que la selección de Contratistas para la Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos se adelante mediante Proceso Competitivo Permanente, convocado públicamente, y la observancia de principios como el de selección objetiva, así como aquellos previstos en la normativa de carácter socioambiental, de manera previa a la apertura del Proceso de Selección.

Para los anteriores fines se señalan en el numeral 8.1 del Acuerdo 08 de 2024, las actuaciones preliminares que deben surtir para el desarrollo de los Procesos de Selección, tales como las citadas a continuación:

“(…)

8.1.2. Información y divulgación a las Entidades Territoriales del proceso de selección y del desarrollo del proyecto, conforme corresponda a los procedimientos internos vigentes en la ANH sobre esta precisa materia, en aplicación sistemática, integral y armónica de los principios de Democracia Participativa, Estado Unitario y Autonomía Territorial, así como de los postulados constitucionales de coordinación y concurrencia del nivel nacional y con las entidades territoriales, de acuerdo con lo dispuesto en el ordenamiento superior y la jurisprudencia nacional en la materia.

8.1.3. Publicación de los proyectos de los Términos de Referencia y sus anexos, así como la minuta de Contrato, para someterlos a las observaciones y sugerencias de los interesados, con la indicación de los plazos para formularlas y responderlas.”

Con arreglo a las citadas disposiciones, para surtir los mencionados procesos informativos o de divulgación ante autoridades, se hace imprescindible establecer las características del Área con Activos Productivos que se incorporan al primer ciclo del Proceso Permanente de Selección, en consideración de la intervención que antecede sobre las mismas, de acuerdo con el desarrollo de las actividades de exploración o explotación y sus condiciones socioambientales, aspectos a partir de los cuales se determinarán el alcance y mecanismos para adelantar la correspondiente divulgación ante las autoridades territoriales, sin perjuicio de la correspondiente actualización de las respectivas Ficha Socioambientales que brinda la ANH de manera informativa.

Sobre el particular, se resalta que el Proceso Permanente de Selección se encuentra regido por el respeto de las normas de carácter ambiental que regulan la materia. Para tal fin, se determinarán de manera clara y objetiva, las Áreas con Activos Productivos para que los

interesados realicen en forma previa e informada su identificación en el Mapa de Tierras de la ANH y las fichas socioambientales, con la información ambiental y social disponible.

Asimismo, en observancia de los postulados constitucionales de coordinación y concurrencia del nivel nacional con las entidades territoriales y locales, en el caso de áreas de producción como Atarraya, que en razón a su naturaleza ya han sido intervenidas con actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el marco de los contratos de hidrocarburos que anteceden y sobre los cuales se han surtido espacios de socialización, se ha encontrado pertinente adelantar procesos informativos tanto ante las autoridades territoriales como las de orden nacional.

En este sentido respecto al Área de Producción Atarraya, que con ocasión de la renuncia sobre la misma en periodo de producción, ante tal manifestación presentada por parte del contratista del Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos CPO-7, para la futura incorporación de aquella al Proceso Permanente de Selección, en su primer ciclo, de manera preliminar la ANH adelantó las labores de divulgación ante las autoridades locales y regionales, para el suministro de información relativa a la posible contratación para la reactivación de actividades operacionales.

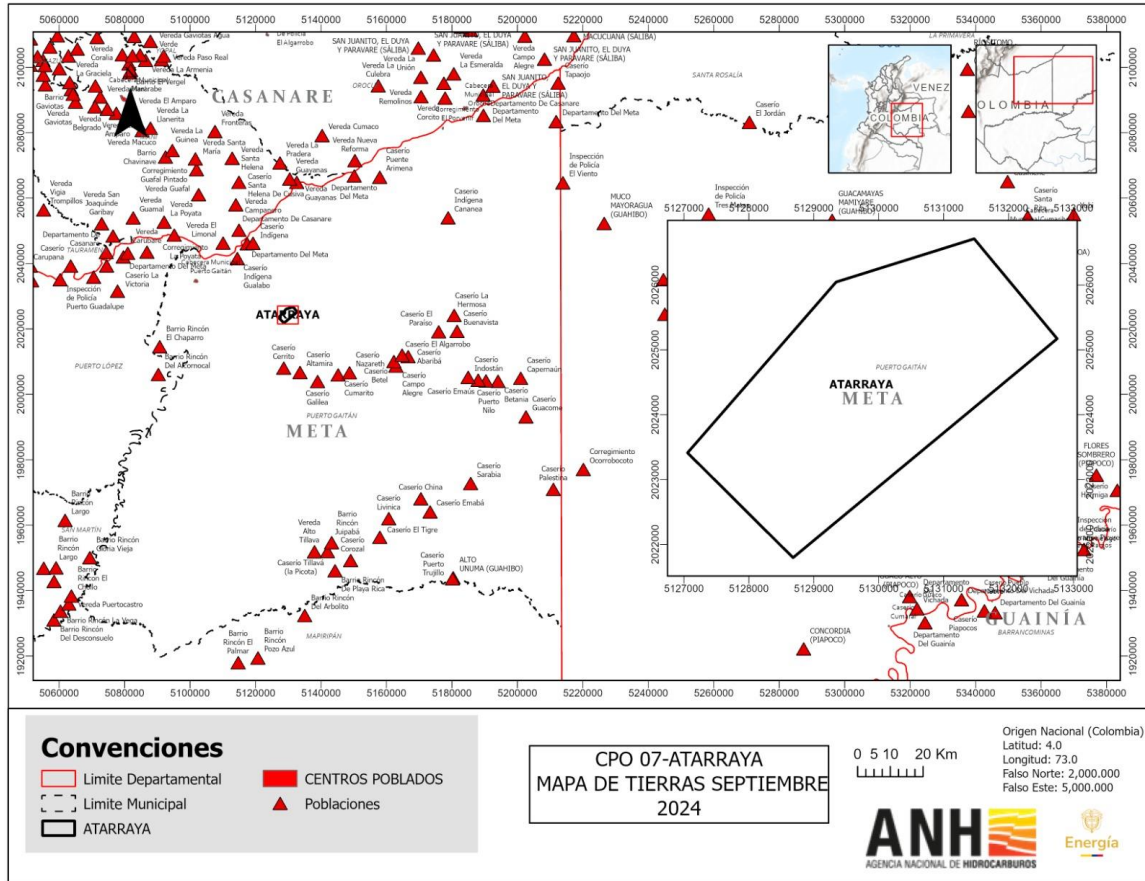
Conforme a la anterior precisión, el pasado 21 de noviembre de 2024, delegados de la ANH surtieron los espacios de socialización en territorio, específicamente en la ciudad de Villavicencio, con los funcionarios designados por las respectivas autoridades priorizadas como son: la Gobernación del departamento del Meta, del municipio de Puerto Gaitán y de CORMACARENA, teniendo en cuenta que el Área de Producción Atarraya se encuentra ubicada en dicha jurisdicción municipal, para su incorporación al Proceso Permanente de Selección de Contratistas para la Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos.

En primer término, se suministró información referente al marco regulatorio incluyendo el que rige las competencias de la ANH y sus instancias de administración; el entonces proyecto de reglamentación y las disposiciones en que éste se fundamenta, aspectos generales del Proceso Permanente de Selección proyectado y los proyectos de los documentos del mismo, como son los Términos de Referencia y de la Minuta del Contratos de Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos.

Particularmente respecto al Área de Producción Atarraya, se hizo mención de los beneficios económicos de la actividad de hidrocarburos en los territorios tales como empleo local, oportunidades productivas y Programas en Beneficio de las Comunidades, entre otros, y se brindó información en los siguientes aspectos:

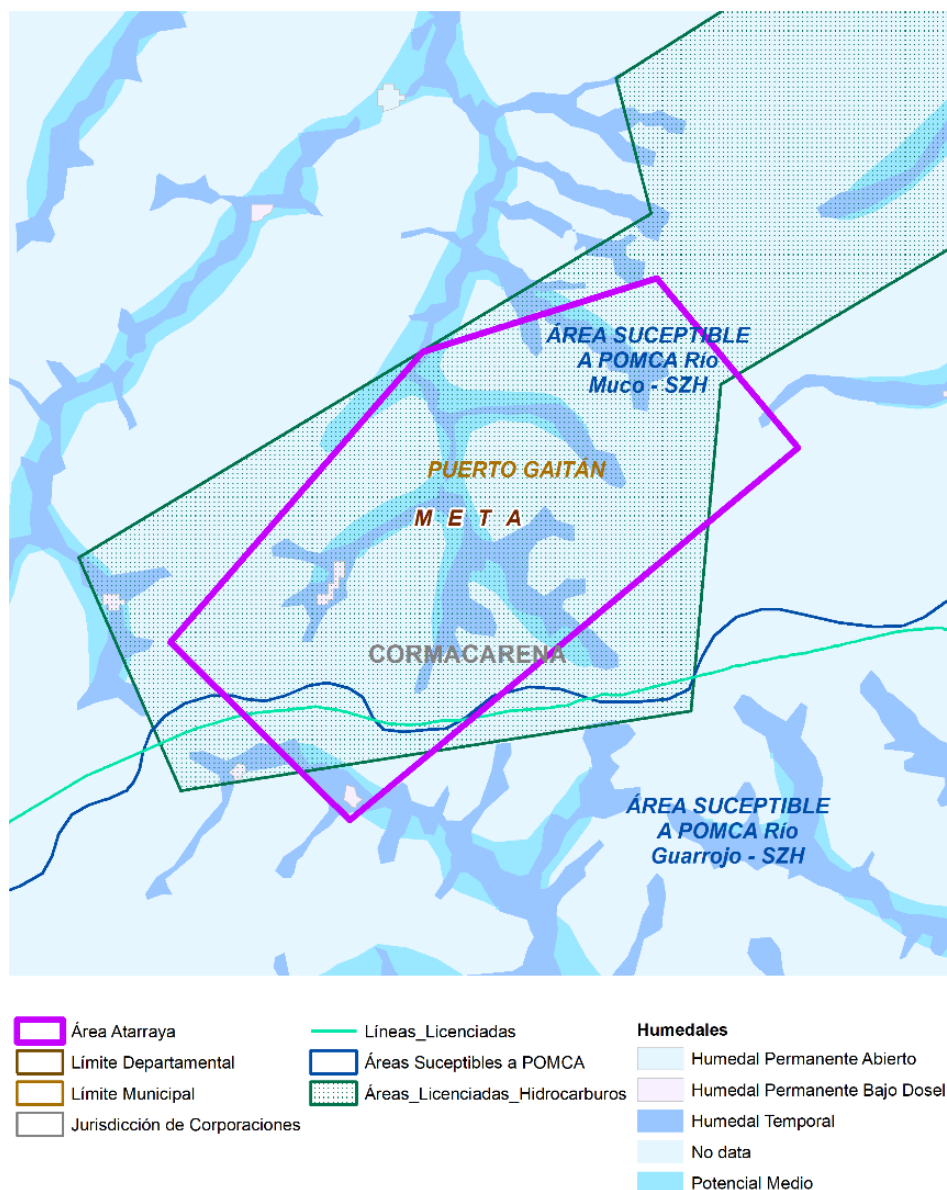
- Ubicación:
 - Localización aproximadamente a unos 20-25 km al sureste del casco urbano principal de Puerto Gaitán
 - Está rodeada por varios centros poblados menores representados por triángulos rojos
 - Se puede acceder a través de la red de vías que conectan con el casco urbano de Puerto Gaitán

- 1,361.265 hectáreas (100% del área)



Localización Campo Atarraya

- Ficha Socioambiental: desarrollada a partir de la información obtenida, recopilada y espacializada en el sistema de información de ANH, generando la versión preliminar de aquella en la cual se contemplaron 48 variables de fuentes secundarias asociadas a temas de desarrollo económico, conservación de patrimonio natural, protección de patrimonio cultural y desarrollo social. La anterior información fue ilustrada en el siguiente mapa:



Respecto a la información contenida en la Ficha Socio Ambiental es de especial utilidad tanto para las entidades territoriales y autoridades del nivel nacional, como para los interesados en el Proceso Permanente de Selección, teniendo en cuenta que posibilita identificar variables importantes para su relacionamiento en territorio y reconocer futuros escenarios de conflictividad social y ambiental.

No obstante, esta información está sujeta a variaciones, entre otras, por disposición de las autoridades competentes y, por lo tanto, es responsabilidad exclusiva de los Interesados, Proponentes, Contra Oferentes y Contratistas actualizar esta información y dar estricto cumplimiento a las disposiciones que regulan la materia.

- Información ambiental

- El Área de Producción Atarraya, bajo la autoridad ambiental de CORMACARENA, contiene humedales que ocupan 333.73 hectáreas (24.52% del área total). Estos se distribuyen en: Humedal Permanente Bajo Dosel (5.69 ha), Humedal Temporal (208.85 ha) y Humedal Potencial Medio (119.19 ha).
 - Cuenta con la Licencia Ambiental LAV0011-14 (93.77% del área) y la Licencia Oleoducto LAM4352, Permisos de vertimiento y captación vigentes
 - No presenta títulos mineros ni áreas protegidas SINAP, y no hay presencia de comunidades étnicas según certificación de 2013.
- Regalías: las generadas por el campo entre los años 2013-2020, ascienden a \$17,921,721,267, distribuidas de la siguiente manera:
 - Municipio: \$582,337,726.5
 - Departamento: \$2,215,656,249
 - Puerto: \$243,303,823.93
 - Distribución por cuencas hidrográficas e infraestructura: el área se distribuye principalmente entre dos cuencas: Río Muco-SZH (91.42% del área) y Río Guarrojo-SZH (8.58%). La infraestructura existente incluye el Oleoducto OCELOTE PALMERAS, con una licencia que cubre 2.11 km.
 - Información socioeconómica: Puerto Gaitán presenta una distribución poblacional equilibrada entre zona urbana (49.61%) y rural (50.39%). Los indicadores socioeconómicos muestran un NBI de 44.84%, con 25.76% de personas en miseria. El municipio ocupa el puesto 8 de 33 en PIB nacional, con un desempeño municipal (MDM) de 61.32%.

En este sentido, igualmente, se remitieron comunicaciones informativas a las siguientes autoridades:

MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE
 AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES
 PARQUES NACIONALES NATURALES
 DIRECCIÓN DE AUTORIDAD NACIONAL DE CONSULTA PREVIA
 UNIDAD DE RESTITUCIÓN DE TIERRAS
 AGENCIA NACIONAL DE TIERRAS
 AUTORIDAD NACIONAL DE ACUICULTURA Y PESCA
 INSTITUTO COLOMBIANO DE ANTROPOLOGÍA E HISTORIA
 SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO
 AGENCIA NACIONAL DE MINERÍA

AGENCIA DE RENOVACIÓN DEL TERRITORIO
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO
MINISTERIO DE TRANSPORTE
MINISTERIO DE CULTURA
MINISTERIO DE AGRICULTURA Y DESARROLLO RURAL
UNIDAD DE PLANIFICACIÓN RURAL AGROPECUARIA (UPRA)

4. MODALIDAD DEL PROCESO DE SELECCIÓN ADOPTADO.

Acorde con las disposiciones de la reglamentación dispuesta en el Acuerdo 08 de 2024, en especial las previstas en el artículo 8, la modalidad del proceso de selección en referencia es permanente, el cual se ajusta a la dinámica y flexibilidad requerida para la integración de las áreas objeto del mismo dado el origen y naturaleza de éstas, en consideración a que su liberación depende del cumplimiento de los eventos contractuales de los respectivos negocios jurídicos que les preceden.

Asimismo, a la luz del referido marco regulatorio mediante tal proceso se busca la selección de las mejores propuestas, bajo principios de la contratación estatal de economía, responsabilidad, transparencia y selección objetiva, brindando claridad y precisión a los interesados, respecto de los requisitos, procedimientos y modelos contractuales necesarios para la selección de contratistas que operarán y administrarán los activos revertidos a la Nación. Además, deben establecerse los criterios de elegibilidad y capacidad que deben cumplir las personas jurídicas nacionales y extranjeras interesadas en participar en el proceso de selección, garantizando la transparencia y objetividad del mismo.

A su vez, en el artículo 7 del Acuerdo 08 de 2024, se dispone:

“...el Consejo Directivo de la ANH adoptará el modelo de contrato para la operación y administración de Áreas con Activos Productivos.

La determinación de la modalidad y los términos contractuales, tendrán en cuenta las condiciones y características de las Áreas con Activos Productivos cuya operación y administración se pretenda contratar.

En cualquier caso, la modalidad de contrato debe considerar los derechos de participación del Contratista y de la ANH, en función de la producción de Hidrocarburos proveniente del Área Contratada, así como los demás derechos y obligaciones a cargo de las partes.”

En orden a la aplicación de las citadas directrices, mediante el Acuerdo 09 del 2 de diciembre de 2024, expedido por el Consejo Directivo de la ANH, se dispuso la aprobación de la minuta de Contrato de Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos, considerando las características de las Áreas con Activos Productivos que se incorporen al Proceso Permanente de Selección, que demanda mayor inmediatez en la ejecución de las operaciones

de producción teniendo en cuenta que en las mismas ya se han logrado al menos un descubrimiento.

A su vez, de acuerdo con los lineamientos de la regulación sobre la materia, específicamente los señalados en el artículo 8, del Acuerdo 08 de 2024, igualmente, mediante el Acuerdo 09 del 2 de diciembre de 2024, se dispuso la aprobación de los Términos de Referencia “*Proceso Permanente de Selección de Contratistas para la Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos*” y sus formatos anexos, para el primer ciclo del mencionado proceso y respecto a éste se autorizó al Presidente de la ANH, para dirigirlo y administrarlo, desde su inicio hasta su terminación incluyendo la expedición de las Adendas que fueren necesarias, así como la incorporación al proceso de las Áreas con Activos Productivos, en los términos del Acuerdo 3 de 2024.

De acuerdo con los citados lineamientos, para establecer el potencial de Área de Producción Atarraya, para su determinación en la categoría de Área con Activos Productivos y así proceder a su incorporación al Proceso Permanente de Selección, a partir de la valoración y estado de los bienes existentes en superficie de la misma, soportada en el inventario entregado por parte de la compañía Tecpetrol mencionado en el numeral “3.2.1. Aspectos técnicos y operacionales del Contrato de E&P CPO-7 en relación con el Área de Producción Atarraya” y cuya evaluación realizó mediante contrato suscrito por la ANH con la firma BQ AVALUOS, se estimó el valor de uso de dichos bienes en relación con los rendimientos económicos del proyecto, considerando de manera intrínseca tanto la utilidad dentro de la ecuación económica del negocio por el uso de la infraestructura presente en el área, sin que implique la transferencia de la propiedad de dichos bienes, y la retribución por la entrega del área o campo productivo como administrador de los recursos hidrocarburíferos del país, lo cual a su vez permitió definir el porcentaje de participación mínimo de la ANH.

De esta manera dada la categorización del Área de Producción Atarraya, para la contratación de la Operación y Administración, a través del Proceso Permanente de selección, el porcentaje de participación mínima en la producción (X%) que la ANH requiere en su favor, corresponde al seis por ciento (6%) y, por lo tanto, a partir de este mínimo, los proponentes pueden definir y presentar sus propuestas, de acuerdo al factor de evaluación escogido para dicho proceso y referido en capítulo “7. EVALUACIÓN Y CALIFICACIÓN DE LAS PROPUESTAS”.

5. REQUISITOS DE CAPACIDAD.

Acorde a las directrices trazadas en el Acuerdo 08 de 2024 “*Por el cual se reglamenta la selección y contratación para llevar a cabo la operación y administración de Áreas con Activos Productivos*”, en los Términos de Referencia del Proceso Permanente de Selección aprobados mediante el Acuerdo 09 de 2024, se brindan opciones a pequeñas y medianas empresas, por cuanto estará dirigido a actores del mercado que tradicionalmente en el territorio nacional han tenido la oportunidad de concurrir a la contratación para la exploración y producción de hidrocarburos como en el caso de las Compañías Operadoras, definidas en dicho reglamento, e igualmente permitirá la participación de las Empresas que prestan servicios a aquellas para la ejecución de las referidas operaciones, definidas en la mencionada regulación como

Empresas Prestadora de Servicios, lo que les brindará la oportunidad para incursionar en los negocios jurídicos que resulten de dichos certámenes.

Asimismo, las mencionadas personas jurídicas, podrán ser de origen nacional o extranjero y podrán participar en forma individual o plural bajo las figuras de consorcios y uniones temporales, consideradas legalmente capaces en las disposiciones legales vigentes, y que acrediten suficiencia Jurídica, Financiera, Operacional y capacidad en materia de Responsabilidad Social Empresarial y Medioambiental, como se fijan en los Términos de Referencia y obtener Habilitación en los plazos fijados en el Cronograma, para estar en condiciones de presentar Propuesta o Propuestas.

5.1 Capacidad Jurídica

Los Proponentes Individuales y cada una de las personas jurídicas que integren Proponentes Plurales, que aspiren a formular Propuesta o Propuestas deben cumplir los requisitos y las exigencias fijadas en los artículos 9 y 10 del Acuerdo No. 08 de 2024.

Los Términos de Referencia del Proceso Permanente de Selección, en su primer ciclo, establecen la forma de acreditar esta Capacidad, y los documentos y formatos que los interesados deben diligenciar.

6.2. Capacidad Financiera

Con sujeción a los artículos 9 y 11 del Acuerdo No. 08 de 2024, quienes aspiren a participar en el mismo deben disponer de la Capacidad Financiera requerida y acreditarla como se detalla en los Términos de Referencia del Proceso Permanente de Selección, en su primer ciclo.

6.3. Capacidad Operacional

Quienes aspiren a participar en el Proceso Permanente de Selección, deberán acreditar que disponen de la capacidad técnica en las condiciones previstas en los artículos 9 y 12 del Acuerdo No. 08 de 2024, y de acuerdo con las condiciones específicas establecidas en los Términos de Referencia del Proceso Permanente de Selección, en su primer ciclo, descritas a continuación:

6.3.1. Capacidad Medioambiental

Acreditar directamente o con los atributos y la información correspondiente a su Matriz o Controlante, o a una sociedad subordinada de esta última, sea filial o subsidiaria, e, inclusive, a una persona jurídica del mismo grupo empresarial o corporativo al que pertenece la Matriz, que asuma la responsabilidad solidaria, que han adoptado y aplican efectivamente un Sistema de Gestión Ambiental debidamente acreditado, según lo dispuesto en las normas sobre el Subsistema Nacional de la Calidad, o con Certificación Internacional que permita considerar que están en condiciones de acometer la ejecución de los Contratos proyectados con estricta sujeción al ordenamiento superior sobre la materia; a las licencias ambientales obtenidas o a los planes de manejo ambiental aprobados por autoridad competente, según el caso; a las estipulaciones pertinentes de tales Contratos, y, en general, a los parámetros que al respecto

establezcan las Buenas Prácticas y las más recientes tecnologías de la industria de los Hidrocarburos.

Tal demostración puede tener lugar mediante Certificación ISO 14001 u otra equivalente.

De no disponer certificación semejante, deben presentar documento que contenga la política y el sistema de gestión ambiental corporativo efectivamente implantados y en ejecución, suscrito por el representante legal, sin perjuicio de asumir la obligación contractual de obtener certificación en materia ambiental, dentro de los tres (3) Años siguientes a la celebración del correspondiente negocio jurídico, de resultar favorecidos con la Adjudicación de contratos de Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos.

6.3.2. Capacidad en Materia de Responsabilidad Social Empresarial

Acreditar la adopción de un conjunto de prácticas abiertas y transparentes, fundadas en valores éticos y en el respeto al Estado, sus trabajadores y contratistas, la sociedad, las comunidades, el medio ambiente y los recursos naturales renovables, que imponen la administración de los negocios sociales con sujeción a las normas superiores; a esos valores éticos y a las expectativas públicas y comerciales; el respeto de la diversidad y de la identidad cultural, así como el establecimiento de metas para contribuir al desenvolvimiento económico y social y alcanzar un desarrollo sostenible e incluyente.

Tal demostración puede tener lugar mediante certificado que compruebe haber adoptado y puesto en ejecución parámetros o normas nacionales o internacionales, como los contenidos en la identificada como ISO 26000 u otras equivalentes.

En caso contrario, se debe presentar documento que contenga las normas, prácticas y metas corporativas de Responsabilidad Social Empresarial adoptadas y en ejecución, así como respecto de grupos o comunidades étnicamente diversos, en el que se exprese el compromiso de darles cumplimiento, suscrito por el representante legal.

Además, los Proponentes Individuales o el Operador, si se trata de Proponentes Plurales, deben diligenciar el Formato Anexo denominado Capacidad en materia de Responsabilidad Social Empresarial, y presentarlo debidamente firmado por representante autorizado.

6. EVALUACIÓN Y CALIFICACIÓN DE LAS PROPUESTAS.

El examen, la evaluación y calificación de las Propuestas que sean validadas, tendrá por objeto establecer los órdenes de elegibilidad de las Propuestas u Ofrecimientos, previamente recibidos, de Proponentes Habilitados en el desarrollo del Proceso de Selección, para la Adjudicación del respectivo contrato proyectado. La valoración de dichas Ofertas se llevará a cabo conforme a los requisitos de validez establecidos en los Términos de Referencia aprobados por el Consejo Directivo de la ANH, y eventuales modificaciones de acuerdo con la autorización otorgada para el efecto, al Presidente de la ANH, mediante el Acuerdo 09 del 2 de diciembre de 2024, para definir su conformidad con los mismos y en caso de ser viable, solicitar subsanación o rechazo, en caso de que la verificación así lo determine.

Para tal efecto, la calificación de las Propuestas se realizará en consideración a la valoración de los factores que se fijan en los Términos de Referencia de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.5 del artículo 8 del Acuerdo 08 de 2024, que para el caso del Área de Producción Atarraya, que se incorpora al Proceso Permanente de Selección de Contratistas para la Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos, en su primer ciclo, se ha establecido como factor de evaluación y calificación de las Propuestas tendientes a establecer la lista preliminar y definitiva de elegibilidad, el mayor Porcentaje de Participación en la Producción Ofrecido (X%).

En este sentido se considerará como mejor Oferta, aquella en la que se proponga en favor de la ANH, el mayor porcentaje (x%) de participación, por encima del porcentaje de Participación Mínima de la ANH, el cual corresponde para el Área de Producción Atarraya al seis por ciento (6%).

En el evento de presentarse un empate en el Porcentaje de Participación en la Producción de Ofrecido, entre dos (2) o más Propuestas, se aplicará el primer factor de desempate asociado a la mayor experiencia operacional, acreditada en actividades de exploración y producción de hidrocarburos, en la misma cuenca sedimentaria en la cual se encuentra ubicada el o las Áreas incorporadas al Proceso de Selección.

En caso de persistir el empate se procederá a utilizar el segundo factor de desempate asociado a la experiencia operacional certificada en actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el territorio colombiano.

Finalmente, si aplicados el primero y segundo factor de desempate y en caso de persistir el empate se procederá a utilizar como mecanismo de desempate el sorteo por balotas.

Culminada la etapa de calificación de las Propuestas, se publicarán en la página electrónica de la ANH, en su orden, la Lista Preliminar de Elegibilidad y la Definitiva.

7. GARANTÍAS DEL CONTRATO PROYECTADO.

Los activos y los campos objeto del Proceso Permanente de selección, serán entregados por la ANH en las condiciones en que se encuentren, conforme al inventario realizado y que se integra a la Minuta del Contrato la cual hace parte de los documentos del mencionado proceso, lo que permitirá a los interesados corroborar dicha información a través de una visita técnica al Área de Producción Atarraya.

En relación con los activos que entregue la ANH con ocasión de la celebración del contrato o los contratos que sean adjudicados, esta Entidad no será responsable de algún tipo de carga administrativa u operativa, de la obtención de autorizaciones, permisos, licencias, ni de la custodia, mantenimiento, adquisición, reposición de equipos o establecimiento de pólizas o

seguros que se requieran en la ejecución de actividades que se desarrollen en las áreas o activos respectivos.

La ANH no asumirá obligaciones, daños o perjuicios derivados de actividades operacionales, ni responsabilidad frente a terceros y autoridades gubernamentales por asuntos relacionados con los activos desde la celebración del contrato, tampoco responderá por acciones judiciales, administrativas o constitucionales, reclamaciones, sanciones, demandas o quejas que se formulen en relación con los activos respectivos.

En atención a lo previsto en el artículo 26 del Acuerdo 03 de 2022 (adicionado mediante el Acuerdo 03 de 2024), en los Términos de Referencia del *“Proceso Permanente de Selección de Contratista para la Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos”*, aprobados mediante el Acuerdo 09 de 2024, se establece el monto de la garantía de seriedad de la Oferta.

De acuerdo con lo anterior, a su vez, en la Minuta del Contrato para la Operación y Administración de Áreas con Activos Productivos, en particular, para la correspondiente al Área de Producción Atarraya, conforme a las recomendaciones de las respectivas vicepresidencias de la ANH, según sus competencias, para identificar y evaluar el potencial hidrocarburífero de dicha área, así como el estado, avalúo y condiciones de la infraestructura revertidos con la misma, el contratista se obligará a entregar las garantías que sean estipuladas y destinadas a cubrir, principalmente, lo siguiente, además de las demás condiciones que se estipulan en dicha minuta:

- a) Garantía Única de Cumplimiento por un monto de trescientos setenta y siete mil dólares USD\$377.000, cuyo valor incluye un monto de cien mil dólares de los Estados Unidos de América (USD100.000), más la suma de doscientos setenta y siete mil dólares de los Estados Unidos de América (USD277.000) indicada por la ANH tomando como referencia el valor total de los activos listados en el Numeral “1. Bienes” del Anexo F de la Minuta del Contrato, para el Área de Producción Atarraya.

Dicha garantía tendrá por objeto garantizar todas las obligaciones que sean contraídas por el Contratista en virtud del Contrato, entre la fecha de firma del Contrato y la fecha de liquidación del mismo y seis (6) meses más, incluidas las que deban cumplirse durante el Período Preliminar, el Periodo de Producción, y ante una eventual ampliación del Área Contratada deberá garantizar la realización y cumplimiento de un eventual Programa de Evaluación.

La garantía de cumplimiento deberá expedirse, emitirse, renovarse y entregarse formalmente a la ANH para su aprobación, en un plazo no mayor de diez (10) días hábiles posteriores a la firma del Contrato.

En caso de que la garantía de cumplimiento no satisfaga integralmente cualquier requisito, la ANH solicitará al Contratista las enmiendas, ajustes o correcciones pertinentes, otorgando un plazo de (8) días hábiles para adoptarlos, de manera que no se presenten lapsos sin cobertura. La ANH rechazará las garantías de cumplimiento presentadas por el Contratista cuando no reúnan la totalidad de los requisitos legales o contractuales. La no obtención, renovación o ampliación por parte del Contratista de la garantía de cumplimiento en los términos exigidos, constituye una causal de incumplimiento grave del Contrato y dará derecho a la ANH para ejecutar la garantía de cumplimiento vigente.

- b) Póliza de cumplimiento de obligaciones laborales tiene por objeto amparar todas las obligaciones laborales, de seguridad social, y seguridad y salud en el trabajo del Contratista, derivadas de la contratación del personal utilizado (incluyendo empleados y contratistas del Contratista así como contratistas de estos últimos) para la ejecución del objeto del Contrato y/o el cumplimiento de las obligaciones contraídas por el Contratista en virtud del mismo. El no otorgamiento de dicha póliza constituye una causal de incumplimiento grave del contrato.

El periodo de cobertura de la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales debe corresponder al comprendido entre la fecha de firma del contrato y tres (3) años después de la liquidación de aquel.

Dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes a la fecha de suscripción del Contrato, el Contratista debe constituir póliza de cumplimiento de las obligaciones laborales, y someterla a aprobación de la ANH en los términos de la presente Cláusula.

En caso de que la póliza de cumplimiento de obligaciones laborales no satisfaga integralmente cualquier requisito, la ANH solicitará al Contratista las enmiendas, ajustes o correcciones pertinentes, con la determinación de un plazo de ocho (8) Días hábiles para adoptarlos, de manera que no se presenten lapsos sin cobertura. La ANH rechazará las pólizas de cumplimiento de obligaciones laborales presentadas por el Contratista, cuando no reúnan la totalidad de los requisitos legales o contractuales.

La póliza de cumplimiento de obligaciones laborales deberá emitirse por un valor equivalente al diez por ciento (10%) de los costos totales anuales del personal destinado directamente al desarrollo de las actividades del contrato, para el primer Año de vigencia de la Garantía o para cada Año subsiguiente, con el compromiso de ajustarlo para cada renovación anual.

- c) Seguros de responsabilidad civil extracontractual tiene por objeto asegurar todas las obligaciones a cargo del Contratista, que tengan como fuente la causación de daños o perjuicios a terceros, derivados de actuaciones, hechos u omisiones imputables al Contratista y/o sus empleados y/o dependientes y/o agentes y/o representantes y/o

contratistas y/o subcontratistas, ocurridos entre la fecha de Firma del Contrato y tres (3) años después de la liquidación del Contrato.

Este seguro inicialmente deberá expedirse y entregarse, dentro de los diez (10) Días Hábiles siguientes a la fecha de suscripción del Contrato, posteriormente para efectos de renovarse y entregarse formalmente a la ANH para su aprobación, con una antelación no inferior a un (1) mes antes de la fecha en que deba iniciar su vigencia. El no otorgamiento de esta póliza constituye una causal de incumplimiento del Contrato.

El valor amparado por la Póliza de Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual debe ser de Quince Millones de Dólares de los Estados Unidos de América (USD 15.000.000).

- d) Fondo de Abandono a cargo del Contratista para lo cual tiene la obligación de constituir el negocio fiduciario necesario para la ejecución de las actividades inherentes al Programa de Abandono del Área de Producción. Debe tratarse de un patrimonio autónomo constituido en una Sociedad Fiduciaria supervisada por la Superintendencia Financiera de Colombia o, por quien haga sus veces. El negocio fiduciario debe estar habilitado para recibir los recursos provenientes de otras fuentes de recurso autorizadas por la ANH, además de los recursos que allí se depositen con ocasión de la ejecución del presente contrato.

El negocio fiduciario tendrá por objeto garantizar la disponibilidad de los recursos requeridos para adelantar las actividades del Programa de Abandono, cubrir el valor que sea señalado en el Contrato y permanecer vigente siempre que existan obligaciones relativas a la ejecución del Programa de Abandono. El incumplimiento en la constitución del negocio fiduciario que respalde el Fondo de Abandono, no eximirá al eventual contratista del cumplimiento de las obligaciones que sean contraídas en virtud del Contrato, ni implicará una reducción de las mismas, considerando que la totalidad de actividades del Programa de Abandono deben ser cumplidas en concordancia y a satisfacción de las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo y los términos que lleguen a ser establecidos en la minuta del contrato. La no obtención, renovación o ampliación por parte del Contratista del Negocio Fiduciario del Fondo de Abandono en los términos exigidos, constituye una causal de incumplimiento grave del contrato y facultará a la ANH para ejecutar la garantía de cumplimiento vigente.

Los recursos provenientes del Fondo de Abandono Atrarraya, depositados en el patrimonio autónomo que fue constituido según lo estipulado en la cláusula 22, numeral 22.1 del Contrato de E&P CPO-7, corresponden a la suma de DOS MIL SETECIENTOS SETENTA Y SIETE MIL MILLONES CIENTO ONCE MIL CIENTO CUARENTA Y NUEVE PESOS M/CTE (\$ 2.777.111.149,00), suma destinada al Fondo de abandono que se constituya una vez se suscriba el Contrato de Operación y Administración del Área de Producción Atrarraya, conforme a las condiciones descritas en el presente acápite y, sobre la materia que se consignan en la Minuta de dicha contrato.

- e) Otros seguros que sean requeridos por la ley colombiana y cualquier otro seguro de uso común de acuerdo con las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo. Así mismo, la obtención y mantenimiento en vigencia de los seguros que considere necesarios