

Que, el plazo de ejecución del contrato de concesión 058-CON-2000 se estableció por el término de 20 años, contado a partir de la suscripción del acta de inicio, efectuada el 1° de septiembre de 2000. En el marco de ejecución del contrato de concesión, este fue objeto de modificación mediante quince (15) otrosíes, siendo el otrosí número 15 del 26 de abril de 2024, el que estableció la siguiente modificación: “**CLÁUSULA PRIMERA. PLAZO:** *Prorrogar el plazo del Contrato de Concesión hasta el día 31 de agosto de 2025*”. Esta modificación fue realizada por la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), en calidad de gestor contractual según lo conferido en los Decretos número 4164 y 4165 de 2011.

Que, por lo anterior, la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil asumirá la operación del Aeropuerto Internacional Alfonso Bonilla Aragón que sirve principalmente a la ciudad de Cali a partir de las 00:00 horas del 1° de septiembre de 2025.

Que en la cláusula 7.3.1.1 del contrato de concesión 058-CON-2000, se dispuso que los niveles tarifarios iniciales aplicables a cada uno de los ingresos regulados estaba determinado por la Resolución Única, y para el efecto fue expedida la Resolución 002379 del 30 de junio de 2000, *por la cual se establecen los niveles tarifarios iniciales, se definen los conceptos, se determinan las exenciones y las fórmulas de indexación de los Ingresos Regulados para la Concesión del Aeropuerto Alfonso Bonilla Aragón de la ciudad de Palmira.*

Que, según lo establecido en el otrosí número 15 del 26 de abril de 2024, el contrato finaliza su plazo de ejecución el próximo 31 de agosto de 2025 perdiendo vigencia la Resolución Única, *por la cual se establecen los niveles tarifarios iniciales, se definen los conceptos, se determinan las exenciones y las fórmulas de indexación de los Ingresos Regulados para la Concesión del Aeropuerto Alfonso Bonilla Aragón de la ciudad de Palmira.*

Que en la cláusula 8.2 Cesión de Ingresos del Contrato de Concesión 058-CON-2000 se dispuso que “*de acuerdo con lo previsto en el Capítulo VII, la UAEAC cede al Concesionario los Ingresos Regulados y los Ingresos No Regulados, según se definen en el presente Contrato. La cesión de tales ingresos se hará efectiva a partir de la Fecha de Iniciación de la Ejecución del Contrato y hasta la Fecha de Terminación*”, por ende, al finalizar el contrato de concesión, la totalidad de ingresos regulados cedidos pasan nuevamente a la Aerocivil.

Que conforme se estableció en el Acta número 001 del 7 de enero de 2025, el Comité Asesor en materia de Tarifas, Tasas y Derechos realizó las siguientes recomendaciones sobre la metodología para la actualización de las tarifas nacionales e internacionales:

“(…)

Actualizar las tarifas en pesos nominales en la Resolución número 00003 de 2 enero 2024, convertirlas en Unidades de Valor Básico, conforme lo previsto en el artículo 313 de la Ley 2294 de 2023, la Resolución 3914 expedida por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público el 17 de diciembre de 2024 (publicada el 31 de diciembre de 2024), y el concepto rendido por dicha cartera Ministerial en la materia”.

Que el 29 de julio de 2025, la Dirección de Concesiones Aeroportuarias en el marco de sus funciones solicitó la programación del comité tarifario para establecer las tarifas en el Aeropuerto Internacional Alfonso Bonilla Aragón de Palmira, a partir de las 00:00 horas del día 1° de septiembre de 2025.

Que, en sesión extraordinaria del Comité de Tarifas, Tasas y Derechos celebrada el 4 de agosto de 2025, se determinó que es fundamental gestionar el proceso de fijar las tarifas que entrarán en vigor en el Aeropuerto de Cali a partir del 1° de septiembre de 2025, “*considerando no sólo las implicaciones económicas, sino también el efecto que dichas tarifas podrían tener en el tejido social del suroccidente del país, particularmente en la Región Pacífico.*

Esta región, históricamente marginada, enfrenta desafíos estructurales importantes en términos de conectividad, desarrollo económico y acceso a oportunidades. En este contexto, el Gobierno nacional ha manifestado su compromiso con una política pública que priorice la integración del Pacífico colombiano, promoviendo la apertura de sus territorios al turismo, la inversión y el intercambio cultural y comercial.

Por ello, es indispensable que el comité evalúe escenarios tarifarios que no solo garanticen sostenibilidad operativa, sino que también respalden la equidad territorial, faciliten la movilidad de sus habitantes y contribuyan a posicionar a Cali como puerta de entrada al Pacífico, incentivando la llegada de visitantes y fomentando el crecimiento del sector turístico en la región.

A partir del análisis comparativo de tasas propuesto para el año 2025, y teniendo en cuenta los distintos escenarios evaluados –los cuales consideran variables económicas, de competitividad y su impacto social–, se ha establecido un enfoque integral que orienta la recomendación del Comité Asesor de Tarifas, Tasas y Derechos.

Este enfoque tiene en cuenta no solo el ordenamiento legal y económico, sino también el componente social, especialmente en lo que respecta al desarrollo del suroccidente del país y su conexión estratégica con la región Pacífico”.

Que, en el desarrollo de la sesión mencionada, los miembros del Comité recomendaron: “*Establecer las tarifas para el Aeropuerto Internacional Alfonso Bonilla Aragón de Palmira, a partir del 1° de septiembre de 2025 de la siguiente manera: Tasa Nacional: \$24.000 de Aerocivil. Tasa internacional: 52 USD de Aerocivil. Los vuelos nacionales saliendo del Aeropuerto de Cali con destino hacia los aeropuertos ubicados en los departamentos de Chocó, Valle del Cauca, Cauca y Nariño, excepto los aeropuertos que sirvan a las ciudades capitales de esos departamentos, se les aplicará la tasa de \$12.400 pesos de acuerdo con lo estipulado en la*

Resolución número 077 de enero de 2025. Para los demás servicios se fijarán las tarifas que Aerocivil tiene establecidas y que se encuentran vigentes”.

Que, el Director General de la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil, atendiendo las recomendaciones del Comité Asesor en materia de Tarifas, Tasas y Derechos, conforme a lo señalado en el Acta de sesión número 5 del 4 de agosto de 2025, estableció las tarifas por concepto de derechos de aeródromo, recargos, estacionamiento, uso de puentes de abordaje y tasas aeroportuarias en el Aeropuerto Internacional Alfonso Bonilla Aragón de Palmira. Dichas tarifas entrarán en vigencia a partir de las 00:00 horas del 1° de septiembre del año 2025.

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1°. *Incorporación Aeropuerto Internacional Alfonso Bonilla Aragón.* Se incorpora el Aeropuerto Internacional Alfonso Bonilla Aragón de la ciudad de Palmira dentro de la clasificación del lado aire de los aeropuertos relacionados en el artículo primero de la Resolución número 0077 de 2025, y como consecuencia de ello, se clasifica como categoría A: Para el cobro de tarifas para vuelos nacionales e internacionales por derechos de aeródromo, recargos, servicios de estacionamiento, uso de puentes de abordaje y tasas aeroportuarias nacional e internacional.

Artículo 2°. *Tasa Aeroportuaria Nacional e Internacional.* La tarifa establecida para el cobro por concepto de tasa aeroportuaria nacional e internacional para el Aeropuerto Internacional Alfonso Bonilla Aragón de la ciudad de Palmira será la indicada en el artículo undécimo y duodécimo de la Resolución número 0077 de 2025 o las normas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 3°. Modificar el artículo undécimo de la Resolución número 0077 de 2025, en el sentido de adicionar el siguiente párrafo:

“*Parágrafo Segundo. Establecer la tarifa de la tasa aeroportuaria nacional de uno coma cero siete (1,07) UVB vigentes, siendo equivalente a doce mil cuatrocientos pesos colombianos (12.400), por pasajero embarcado en vuelos nacionales en empresas de transporte aéreo público comercial regular o no regular, saliendo desde el Aeropuerto Internacional Alfonso Bonilla Aragón hacia los aeropuertos de uso público Juan Casiano de Guapi, López de Micay, Irlanda de Páez (Belalcázar), Timbiquí, Alcides Fernández de Acandí, José Celestino Mutis de Bahía Solano, Bajo Baudó de Pizarro, Capurganá, Mandinga de Condoto, Juradó, Reyes Murillo de Nuquí, Riosucio, San Luis de Aldana (Iptales), Bocas de Satinga, El Charco, Los Mulatos de El Charco, La Florida de Tumaco, Gerardo Tobar López de Buenaventura y Santa Ana de Cartago”.*

Artículo 4°. Las demás tarifas serán las contenidas en la Resolución número 0077 del 14 de enero de 2025, las cuales permanecen vigentes.

Artículo 5°. *Publicidad.* La presente resolución será publicada en el **Diario Oficial**, en la intranet y en la página web de la entidad.

Artículo 6°. *Vigencia.* La presente resolución rige a partir de las 00:00 horas del 1° de septiembre de 2025 y deroga la Resolución número 002379 del 30 de junio de 2000 y las que la modifiquen o sustituyan.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 27 de agosto de 2025.

El Director General,

BG (RA) José Henry Pinto Rodríguez.

(C. F.).

Agencia Nacional de Hidrocarburos

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 0651 DE 2025

(agosto 27)

Por la cual se establecen las directrices para el uso de las tecnologías de medición y monitoreo de los volúmenes de producción de hidrocarburos, en el marco de las competencias de fiscalización de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en uso de sus facultades legales conferidas por los artículos 45, 69, 74, 76 y 77, la Ley 2056 de 2020, la Resolución número 375 de 2024 de la ANH, la Resolución número 40009 del 14 de enero de 2021, el artículo quinto de la Resolución número 0056 de 2024 y la Resolución número 40537 de 2024, expedidas por el Ministerio de Minas y Energía y

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con el artículo 332 de la Constitución Política “*El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes*”.

Que en el artículo 4° numeral 17 del Decreto Ley 4137 del 3 de noviembre de 2011, se cambia la naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (o la “Entidad”). Posteriormente, fue subrogado por el artículo 3° del Decreto número 714 del 10 de abril de 2012 en el que se establece, que la ANH le corresponde: “*hacer seguimiento al cumplimiento de las normas técnicas relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos dirigidas al aprovechamiento de los recursos de manera racional e integral*”.

Que la Resolución número 40537 del 11 de diciembre de 2024 “*por la cual se establecen medidas en materias de exploración y producción de hidrocarburos*”, estableció en su artículo 36 lo siguiente:

“*Requerimientos para la medición. Los procedimientos, equipos de medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos, la obligación de preservar su integridad, la periodicidad con la cual estos deban calibrarse, las certificaciones con las cuales estos deban contar y los demás requerimientos que sean necesarios para desarrollar esta actividad, se realizarán de conformidad con la Resolución número 40236 del 7 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía o aquellas que la modifiquen o sustituyan*”.

Que de acuerdo con el numeral 2 del literal B del artículo 7° de la Ley 2056 de 2020: “*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 hidrocarburos: 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*”.

Que el artículo 16 ejusdem señala:

“**Exploración y explotación.** El ejercicio de la exploración y explotación será realizado por quienes sean beneficiarios de derechos para explorar y explotar recursos naturales no renovables, en cumplimiento de la normativa aplicable vigente, velando por el cumplimiento especial de disposiciones ambientales. El pago de regalías deberá acreditarse **acorde con los volúmenes de producción, que serán medidos y reportados por el explotador, sin perjuicio de los requerimientos que se realicen en desarrollo de la actividad de fiscalización.**” (Énfasis añadido).

Que el artículo 17 *ibidem* dispone, entre otras, lo que a la letra dice:

“**ARTÍCULO 17. Fiscalización de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables.** La fiscalización de la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, deberá estar orientada al cumplimiento de las normas y de las obligaciones derivadas de los contratos y convenios, títulos mineros y demás figuras que por mandato legal permiten la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, incluidas las etapas de desmantelamiento, taponamientos, abandono y en general de cierres de operaciones tanto mineras como de hidrocarburos, según corresponda; igualmente incluye la determinación y verificación efectiva de los volúmenes de producción, la aplicación de buenas prácticas de exploración, explotación y producción, el cumplimiento de las normas de seguridad en labores mineras y de hidrocarburos, la verificación y el recaudo de regalías y compensaciones, como base fundamental para el funcionamiento del Sistema General de Regalías”.

Parágrafo Primero. Para el ejercicio de las actividades de fiscalización las autoridades correspondientes podrán exigir la implementación de herramientas tecnológicas que evidencien los datos reales de los volúmenes de producción”.

Que el artículo 4° de la Resolución número 40009 del 14 de enero de 2021, determinó los lineamientos generales y específicos para el ejercicio de las actividades relacionadas con la fiscalización de la exploración y explotación de los yacimientos hidrocarbúferos que ha de aplicar la ANH en su condición de ente fiscalizador, entre ellos los siguientes:

1. Velar por la presencia administrativa y técnica permanente y el seguimiento continuo en todas las zonas del país en donde se adelanten actividades de Exploración y Explotación de hidrocarburos, obteniendo un cubrimiento operativo completo y suficiente en materia de control y seguimiento a las operaciones, incluso en etapas posteriores de taponamiento y abandono de pozos, con acciones preventivas y de monitoreo.
2. Orientar la gestión administrativa en actividades que estén sistematizadas, a través de herramientas informáticas que permitan complementar el desarrollo del modelo de fiscalización que se efectúa en las áreas donde se realizan actividades de Exploración y Explotación de hidrocarburos. Dicha información deberá poder ser accesible por el Ministerio de Minas y Energía, en todo momento, garantizando la seguridad, calidad, oportunidad y reserva de la información.

(...)

4. Velar porque la administración, manejo y custodia de los documentos físicos y digitales, así como de los sistemas de información que estén relacionados con el ejercicio de la función de fiscalización, se efectúe conforme lo disponen las normas aplicables de archivo y conservación de la información.
5. Buscar que la infraestructura, equipos, sistemas de información, perfiles del personal y adquisición de servicios, para el control y seguimiento de los requisitos y obligaciones de todas las disposiciones vigentes en materia de Exploración y Explotación de hidrocarburos sean idóneas para el ejercicio de la función de fiscalización, en procura del principio de eficiencia y economía en el gasto.

(...)

7. Garantizar que la información referente a los Puntos de Medición Oficial de hidrocarburos se mantenga actualizada, disponible y goce de completitud y de trazabilidad de todo cambio o ajuste que requieran los registros de la misma (...).”

Que la Contraloría General de la República (CGR), durante la vigencia fiscal 2014 identificó una oportunidad de mejora relacionada con la modernización de los recursos tecnológicos utilizados en el proceso de medición de la producción de hidrocarburos.

Que la Resolución número 40236 de 2022 tiene por objeto establecer los requisitos que debe cumplir el operador para la correcta medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos que se produzcan en el territorio nacional.

Que el MME en coordinación con la ANH han establecido lineamientos para fortalecer la fiscalización en línea mediante el uso de sistemas tecnológicos avanzados, asegurando la integración efectiva con plataformas existentes y promoviendo la transparencia en la información recolectada. Esto se alinea con los objetivos estratégicos definidos en el marco de la normativa vigente y respondiendo a consultas específicas del sector hidrocarbúfero.

Que el documento Conpes 4075 titulado “*Política de Transición Energética*”, aprobado en marzo de 2022 estableció la estrategia de Colombia para avanzar hacia una matriz energética más sostenible, diversificada y en su Plan de Acción, dispuso desarrollar e implementar un modelo de captura y gestión remota de información para el proceso de fiscalización de crudo y gas, en donde se definen los requerimientos técnicos, operativos y financieros, así como los roles, responsabilidades, recursos requeridos, fuentes de financiación, condiciones de acceso, seguridad de la información y se ponga en marcha un proyecto piloto para su evaluación.

Que, en cumplimiento de los mandatos de los artículos 333 y 334 de la Constitución Política de Colombia, la ANH realizó un análisis técnico de la producción nacional de hidrocarburos para el período enero – mayo de 2025, del cual, se desprende un patrón de distribución tipo Pareto, que permitió establecer rangos de producción para la implementación de los sistemas de telemetría en volúmenes de crudo: (i) mayores a 9000 BOPD, (ii) entre 4500 y 8999 BOPD y (iii) entre 3000 y 4499 BOPD. Estos umbrales cumplen con los criterios de idoneidad, necesidad y proporcionalidad que rigen la intervención estatal en la economía y se armonizan con las metas de modernización y digitalización de la fiscalización contenidas en el documento Conpes 4075 de 2022 y en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 (Ley 2294 de 2023), garantizando la libre competencia en el sector de hidrocarburos.

Que, en el caso de los campos productores de gas, la implementación de los sistemas de telemetría y transmisión del dato no representa un reto tecnológico ni costos adicionales para los operadores, toda vez que, aquellos que comercializan gas a través del Sistema Nacional de Transporte (SNT), conforme al Reglamento Único de Transporte (RUT) emitido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ya están obligados a reportar esta información de forma sistemática y continua.

Que mediante comunicación con Radicado 20245110495241 del 30 de agosto de 2024 la ANH consultó al MME sobre la competencia de la Entidad para establecer condiciones técnicas vinculantes a las empresas operadoras para fortalecer la labor de fiscalización a cargo de la ANH. Bajo este entendido, el MME conceptuó mediante comunicación con Radicado número 2-2024-034924 del 9 de octubre de 2024:

“*Teniendo en cuenta todo el panorama normativo que antecede, en el cual se señalan las funciones y competencias de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en calidad de ente de fiscalización para adelantar procesos de mejoramiento continuo y aseguramiento técnico de la actividad de fiscalización de hidrocarburos, y teniendo en cuenta que la Agencia, en el marco de estas competencias, ha puesto en consideración el proyecto denominado “Modernización Integral de la Fiscalización” a financiarse con recursos del Sistema General de Regalías (SGR), cuyo objetivo es “Modernizar y mejorar la eficiencia y eficacia de la fiscalización de hidrocarburos a cargo de la VORP mediante la actualización normativa, el fortalecimiento de tecnologías de información y comunicación (TIC) para una fiscalización inteligente, y el desarrollo de capacidades técnicas e institucionales, con el fin de asegurar una gestión transparente y responsable de los recursos hidrocarbúferos” el cual busca incorporar entre otros, un subcomponente que le permita realizar la fiscalización en línea enriqueciendo la triangulación de información para validar y asegurar la producción de hidrocarburos, estableciendo unas condiciones técnicas y tecnológicas vinculantes para las empresas operadoras, que le permitan a la Agencia en el marco de su labor de fiscalización, acceder a variables abiertas y sin intervención para el cálculo de la producción de hidrocarburos de acuerdo con los estándares internacionales en la materia, garantizando la integridad, oportunidad y confidencialidad de los datos provenientes de la fuente primaria para usarlos como insumo en el cálculo de volúmenes y realización de las mediciones que corresponda.*”

En consecuencia, del análisis normativo que antecede y conociendo el objetivo y alcance del proyecto de modernización planteado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, esta Dirección encuentra que esta iniciativa de la Agencia se encuentra enmarcada en la función de fiscalización y verificación de la medición y monitoreo de los volúmenes de producción de conformidad con la Ley 2056 de 2020.

En este desarrollo, la ANH debe velar por el seguimiento continuo en todas las zonas del país donde se adelanten actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con el objeto de obtener el cubrimiento operativo, completo, real, verificable y suficiente en

materia de control y seguimiento de operaciones, orientando la gestión administrativa en actividades que estén sistematizadas, a través de herramientas informáticas que permitan complementar el desarrollo del modelo de fiscalización, asegurando que la infraestructura, equipos, sistemas de información, perfiles del personal y adquisición de servicios, para el control y seguimiento de los requisitos y obligaciones de todas las disposiciones vigentes en materia de Exploración y Explotación de hidrocarburos sean idóneas para el ejercicio de la función de fiscalización, en procura del principio de eficiencia y economía en el gasto y finalmente garantizando que la información de la medición oficial se mantenga actualizada, disponible, completa y con las herramientas que garanticen su trazabilidad.

Para ello, la ANH realizará los requerimientos que, en virtud de su competencia de ente de fiscalización y entidad encargada de velar por el seguimiento y control efectivo, deba realizar a los sujetos que desarrollan las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, todo esto, sin entrar en contradicción con los lineamientos técnicos expedidos por este Ministerio en materia de fiscalización y medición”.

Que con el fin de avanzar en la optimización e implementación progresiva de acciones de mejora a los procesos de fiscalización de producción de hidrocarburos, la ANH presentó al MME el proyecto denominado Modernización Integral de la Fiscalización, mediante comunicación con Radicado 20245110483621 del 16 de agosto de 2024, con alcance a través de oficio con Radicado 20245110501611 del 5 de septiembre de 2024.

Que uno de los componentes del proyecto mencionado es el de Fortalecimiento de las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) en la fiscalización, el cual tiene como propósitos, realizar la fiscalización en línea de los hidrocarburos para el cálculo de la producción y la verificación de su calidad, a partir del acceso a variables abiertas y sin modificaciones de acuerdo con los estándares internacionales en la materia.

Que el MME a través del comunicado con Radicado número 2-2024-032441 del 20 de septiembre de 2024 aprobó el proyecto de Modernización Integral de la Fiscalización.

Que el uso de soluciones de tecnologías avanzadas, como sensores electrónicos y sistemas de análisis predictivo, permitirá a la ANH monitorear en tiempo real las operaciones hidrocarburíferas, detectando anomalías y mejorando la toma de decisiones estratégicas en el sector.

Que, en atención a lo dispuesto en los artículos 2.2.2.30.7 y 2.2.2.30.9 del Decreto número 1074 de 2015 y a la recomendación formulada por la Superintendencia de Industria y Comercio, la ANH verificó que las exigencias tecnológicas previstas en el presente acto administrativo se formulan bajo criterios de neutralidad tecnológica y libre elección de proveedores de tecnologías por parte de las compañías operadoras del sector de hidrocarburos, adoptando estándares internacionales de amplia utilización como API MPMS, ISO e ISO/IEC adoptadas por la normativa nacional vigente, con ello se busca evitar la imposición de proveedores, tecnologías, marcas, referencias. Por lo anterior, las tecnologías que las compañías operadoras decidan implementar no serán sujetas de aprobación por la ANH.

Que las compañías operadoras podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecuen a su condición operacional; siempre y cuando, las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Que los costos de implementación de estas tecnologías varían significativamente entre operadores y campos, en función de factores como: (i) *lifting cost*, (ii) características físicas y metrológicas de cada Punto de Medición Oficial y de la infraestructura de superficie, (iii) nivel de tecnología y automatización preexistente, (iv) accesibilidad física y logística, incluidas condiciones topográficas y de seguridad, y (v) medios disponibles para la transmisión de datos.

Que, por lo anterior, no es posible establecer un único estudio de costos basado en marcas, modelos o configuraciones específicas, ya que ello contravendría el principio de neutralidad competitiva; en su lugar, la ANH permite que cada operador seleccione la solución más costo-eficiente conforme a sus condiciones operacionales, garantizando que la obligación regulatoria no genere barreras de entrada ni costos desproporcionados para nuevos agentes o para aquellos con menores volúmenes de producción, cumpliendo así con los principios de razonabilidad y proporcionalidad de la intervención económica.

Que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en el marco de sus competencias legales y con la necesidad de modernizar el sistema de fiscalización de hidrocarburos mediante el uso de tecnologías de medición, sistemas de telemetría y monitoreo, actúa con plena sujeción al ordenamiento jurídico y en defensa de los intereses del Estado colombiano, para lo cual, desarrolló la presente normativa sustentada en un conjunto articulado de instrumentos jurídicos, técnicos y de política pública. Dichos instrumentos justifican y orientan el diseño del marco regulatorio en materia de fiscalización, incluyendo la necesidad de fortalecer las capacidades institucionales para la vigilancia y control del sector hidrocarburos, recomendando el uso de herramientas tecnológicas de seguimiento y supervisión en campo.

Que el 4 de abril de 2025, la ANH publicó en su página WEB, para comentarios, el proyecto de resolución: “por la cual se establecen las directrices para el uso de las tecnologías de medición y monitoreo de los volúmenes de producción de hidrocarburos, en el marco de las competencias de fiscalización de la Agencia Nacional de Hidrocarburos”; con plazo para formular observaciones hasta el 30 de abril de 2025 a las 5:00 p. m.

Que durante el periodo de publicación se recibieron 428 observaciones relacionadas con el proyecto de resolución, las cuales fueron revisadas y tenidas en cuenta para la expedición del presente acto administrativo. Las respuestas a las observaciones se publicaron en la página web de la Entidad.

Que la ANH el 1° de julio de 2025 socializó el proyecto de resolución “por la cual se establecen las directrices para el uso de las tecnologías de medición y monitoreo de los volúmenes de producción de hidrocarburos, en el marco de las competencias de fiscalización de la Agencia Nacional de Hidrocarburos”; donde participaron representantes de diferentes actores del sector de hidrocarburos, clasificados en: a) compañías operadoras; b) empresas prestadoras de servicios; c) entidades gremiales (Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP) y Campetrol); y d) empresas de tecnología. Durante la socialización la ANH enfatizó que las tecnologías que las compañías operadoras decidan implementar no serán sujetas de aprobación por la ANH dentro del plan de implementación.

Por lo anterior y en mérito de lo expuesto en la parte considerativa del presente acto, en consecuencia, la Agencia Nacional de Hidrocarburos,

RESUELVE:

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1°. *Objeto*. Establecer las orientaciones generales, desde la competencia de la ANH como ente fiscalizador, para la implementación de sistemas de telemetría, tecnologías para la captura automatizada de datos, monitoreo mediante el uso de sensores electrónicos y dispositivos automáticos, con el fin de garantizar la exactitud, transparencia, confiabilidad y transmisión de datos en tiempo real de la información de las variables primarias objeto de fiscalización, sin modificar los estándares de medición vigentes.

Artículo 2°. *Ámbito de aplicación*. Las disposiciones contenidas en la presente resolución están orientadas a la implementación de sistemas de telemetría, mediante las cuales se deben integrar dispositivos conectados para la captura y transmisión de datos en tiempo real, y en general la información relacionada con los procesos de fiscalización del volumen de hidrocarburos líquidos y gaseosos, agua de producción que se recupere en pozos y campos productores ubicados en el territorio nacional.

La implementación de los citados sistemas de telemetría está dirigida a las compañías operadoras (en adelante el operador) cuyo volumen de producción de crudo por campo sea mayor o igual a 3000 BOPD y para campos productores de hidrocarburos cuya producción de gas se comercialice a través del sistema nacional de transporte (SNT), gas comercializado fuera de condiciones RUT o cuyo volumen de producción sea mayor o igual a 2000 KPCD. Adicional, aplica para aquellos campos que se encuentren en modalidad de explotación comercial y a partir de la segunda prórroga de prueba extensa, acorde con lo establecido en el artículo 4° de la presente resolución.

No obstante, las compañías operadoras podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecuen a su condición operacional; siempre y cuando, las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH

Artículo 3°. *Definiciones y siglas*. Para la aplicación de la presente resolución, se tendrá en cuenta las siguientes definiciones y siglas:

Alta Producción de Hidrocarburo: Campo productor de hidrocarburos cuyo nivel de producción diaria es igual o superior a 3000 BOPD y/o 2000 KPCD.

AMQP (Advanced Message Queuing Protocol): Protocolo abierto y estándar para mensajería asincrónica, utilizado para la comunicación confiable entre aplicaciones distribuidas con soporte para colas, enrutamiento, seguridad y persistencia de mensajes.

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Artificial Intelligence (AI): Rama de la informática que utiliza capacidades de las máquinas para imitar habilidades humanas, realizar análisis y generar recomendaciones para la toma de decisiones.

ATG (Automatic Tank Gauge): Medidores automáticos de nivel de líquido en tanques de almacenamiento de hidrocarburos.

ATT (Automatic Tank Thermometer - Termómetro Automático en Tanque): Instrumento utilizado para generar y transmitir continuamente una lectura representativa de la temperatura del contenido de cualquier tanque, cilindro, buque o compartimiento por cualquier medio diferente al uso manual de un termómetro o un termómetro electrónico portátil (PET). Los ATT pueden incluir un dispositivo de visualización local de la temperatura.

Back: Para fines de esta resolución, se define como el conjunto de componentes análogos y/o electrónicos con tecnologías IoT dispuestos por el operador para la medición y monitoreo en la producción de hidrocarburos en campo.

Baja Producción de Hidrocarburo: Campo productor de hidrocarburos cuyo nivel de producción diaria es inferior a 3000 BOPD y/o 2000 KPCD.

BOPD: Abreviación de la unidad de flujo barriles de petróleo por día.

Borde: Zona en el extremo de red dispuesta para la entrega de datos generados por sensores a nivel del Back.

Capa física a nivel 0 de campo o piso: corresponde a los datos recopilados por los sensores que se transmiten a través de diferentes protocolos de comunicación, como LoRaWAN, NB-IoT, y redes de baja potencia (LPWAN). La elección del protocolo depende de factores como el alcance, la tasa de datos (alta o baja frecuencia) y el consumo de energía.

Cloud: Servicio de almacenamiento y procesamiento de información que permite acceder de manera remota a aplicaciones y tecnologías a través de internet.

Cloud Computing: Tecnología que permite el acceso remoto a recursos de computación y almacenamiento, facilitando el manejo flexible de grandes volúmenes de datos.

Constante o parámetro: Valor definido o establecido por normatividad que se usa para obtener datos calculados.

Dato Automático: Se refiere al valor constante o variable obtenido a partir de un instrumento digital y registrado de forma digital.

Dato Calculado: Valor obtenido a través de métodos matemáticos establecidos en la norma API MPMS 12.1.1.

Dato Crudo: información original sin modificaciones o ajustes que llegan directamente desde la fuente origen de manera electrónica.

Dato Manual: Se refiere al valor constante o variable obtenido a partir de un instrumento análogo o digital y registrado de forma digitada.

Datos en alta frecuencia: Información proporcionada en grandes volúmenes por equipos instrumentados electrónicamente, recopilada de manera automática y continua. Son la fuente primaria del origen de los datos generados por los dispositivos de IIoT y los sensores dispuestos por el operador en los tanques, pozos, ductos de transporte y otros, allí se genera la información que es enviada y almacenada por las plataformas de telemetría y de IIoT del operador.

Datos en baja frecuencia: Información recopilada de forma manual con periodicidad variable, generalmente asociada a reportes específicos, incluyendo información de manera manual producto de los recorridos del operador en campo, resultados de laboratorio, paradas de pozo, registrados en plataformas de gestión operativa o en plantillas de operación.

Edge: Dispositivo IIoT con capacidad de análisis y procesamiento cerca de la fuente de datos, reduciendo latencias y ancho de banda al no enviar información a centros de datos lejanos.

Edge Computing: Tecnología que permite procesar datos cerca de su origen, mejorando la latencia y reduciendo el tráfico en la red.

ETL (Extract, Transform, Load): Proceso que extrae datos de diversas fuentes, los transforma para adaptarlos al sistema destino y los carga en un repositorio para análisis y uso.

E&P: Acrónimo de Exploración y Producción.

Firewall: Sistema de seguridad, programas de software o dispositivos de hardware, que controla el tráfico de red entrante y saliente, a través del cual se permite o se deniega el tráfico de datos según las políticas de seguridad definidas por la entidad. Puede evitar que un programa malicioso o un atacante obtengan acceso a la red y a la información antes de que se produzca cualquier posible daño.

Firmware: Software básico almacenado en memoria no volátil que controla el hardware, permite la interacción entre dispositivos y puede ser actualizado para mejorar su funcionamiento.

Flujo de Información: Proceso que analiza cómo la información se recolecta, almacena y distribuye para generar flujos de trabajo eficientes.

Front: Para fines de esta resolución, se refiere a la arquitectura tecnológica (cómputo, almacenamiento y de comunicaciones) que dispone la ANH para recibir, almacenar y procesar los datos generados y enviados por el operador.

Gas Comercializado: Volumen de gas entregado al SNT o a otras empresas del sector bajo un acuerdo comercial de compra y venta, medido en miles de pies cúbicos estándar (KPC).

Gas Consumo: Volumen de gas usado como combustible en las facilidades de producción para generación de vapor, energía eléctrica, medido en miles de pies cúbicos estándar (KPC).

Gas Fiscalizado: Volumen total de gas producido por cada campo en miles de pies cúbicos estándar (KPC), en donde, se tiene en cuenta el volumen de gas comercializado y el volumen de gas con diferente usabilidad (gas inyectado, gas quemado, gas consumido, gas de venteo, entre otros).

Gas Inyectado: Volumen de gas natural inyectado en miles de pies cúbicos estándar (KPC), a una formación para mantener o restaurar la presión del yacimiento o usado en las operaciones de levantamiento artificial de gas.

Gas Natural de Venteo: Es la liberación intencional del gas natural asociado generado por cambios de presión medido en miles de pies cúbicos estándar (KPC).

Gateway: Dispositivo que conecta dispositivos IoT a la red, con funciones como procesamiento, compresión, encriptación y transmisión de datos.

Hardware: Conjunto de partes físicas electrónicas que componen un dispositivo como un computador.

IDP: Informe Diario de Producción en el que se reportan los resultados de las operaciones del día anterior, la medición de calidad y cantidad de los fluidos de producción. Acorde con lo establecido en la Resolución número 40537 de 2024 o aquellas que la modifiquen o sustituya.

IDP en línea: Informe Diario de Producción en el que se reportan los resultados de las operaciones del día anterior de manera automatizada, este informe se requiere para los operadores que se establecen en el artículo 3° de esta resolución.

IEEE: El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, es una organización mundial que tiene como uno de sus objetivos la definición de estándares que faciliten el intercambio de tecnologías en diferentes áreas.

IIoT (Internet Industrial de las Cosas): Aplicación del IoT en entornos industriales para mejorar la eficiencia operativa mediante la interconexión de maquinaria, sensores y sistemas.

Infraestructura: Conjunto de medios técnicos, servicios e instalaciones necesarios para realizar una actividad o utilizar un lugar.

Instrumentación electrónica: Conjunto de dispositivos electrónicos destinado a efectuar mediciones de una variable determinada, o en conjunto con uno o varios sensores electrónicos adicionales.

Interoperabilidad: Capacidad de sistemas, dispositivos o aplicaciones para trabajar juntos y compartir información de manera eficiente.

IoT (Internet de las Cosas): se refiere a la red de dispositivos físicos, que están integrados con sensores, software y conectividad de red para conectarse e intercambiar datos con otros dispositivos y sistemas a través de Internet.

ISO/IEC 27400:2022: Estándar internacional que ofrece pautas para la seguridad y privacidad de dispositivos IoT.

ISO/IEC 30141:2024: Estándar que establece un vocabulario común y una arquitectura de referencia para diseñar aplicaciones IoT.

JSON: Siglas de JavaScript Object Notation, es un formato de texto basado en etiquetas, que permite el intercambio de datos entre aplicaciones de una manera sencilla y fácil de entender.

Lago de datos: (o data lake) es un repositorio centralizado diseñado para almacenar grandes cantidades de datos en su forma bruta y nativa, provenientes de diversas fuentes, en cualquier formato y sin necesidad de una estructura rígida, que permite procesar y proteger un gran volumen de datos. Es una parte esencial de las arquitecturas de datos modernas, ya que permite gestionar y analizar grandes volúmenes de datos de manera eficiente. Los datos pueden ser estructurados, no estructurados o semi estructurados

LOG: Archivo generado por sistemas electrónicos sensores, equipos, instrumentos, elementos que acompañan el dispositivo de medición a nivel físico de campo o piso, donde quedaran registrados todos los eventos, errores y/o transacciones entre el hardware y/o el software.

LPWAN: (Low Power Wide Area Network) es un tipo de red de área amplia y baja potencia. Se trata de una tecnología inalámbrica que permite la comunicación entre dispositivos que requieren poco consumo de energía.

Medición Dinámica: Proceso mediante el cual se determina la cantidad y calidad de hidrocarburos en movimiento mediante uno o varios instrumentos de medición, cumpliendo con las normas y estándares definidos en esta resolución y en la Resolución número 40236 de 2022 o aquella que la modifiquen o sustituya.

Medición Estática: Proceso mediante el cual se determina la cantidad y calidad de hidrocarburos líquidos contenidos en tanques de almacenamiento en estado de reposo, siguiendo las normas y estándares definidos en esta resolución y en la Resolución número 40236 de 2022 o aquella que la modifiquen o sustituya.

Machine Learning: Rama de la inteligencia artificial que permite a los sistemas aprender y mejorar automáticamente a partir de la experiencia.

MIOTY: Es un protocolo LPWAN para superar las limitaciones de conectividad inalámbrica actuales y futuras. Con su confiabilidad y escalabilidad de primera clase, MIOTY está diseñado para implementaciones masivas de IoT industriales y comerciales. La invención principal detrás de la tecnología MIOTY es el método Telegram Splitting Multiple Access (TSMA). Tal como lo define el Instituto Europeo de Normas de Telecomunicaciones (ETSI TS 103 357), Telegram Splitting divide los paquetes de datos que se transportarán en el flujo de datos en pequeños subpaquetes a nivel de sensor.

MPV: Máquina de Procesamiento de Variables

Norma técnica: Especificación técnica nacional o internacional aprobada por un organismo reconocido por su actividad normativa para una aplicación, evento u operación que se realiza repetida o frecuentemente.

Normas IEC 62443: es el conjunto de estándares internacionales que proporcionan directrices para proteger los sistemas de control industrial (ICS) y redes de tecnologías de la operación (TO). La IEC 62443 complementa a la norma ISO 27001, que abarca

principalmente las regulaciones para la seguridad IT. Juntas, ambas normas ofrecen un método integral para proteger a las empresas frente a las amenazas cibernéticas.

NTC: Norma Técnica Colombiana, expedida por el ICONTEC.

NSV: Volumen Neto Estándar

Nube Pública: Es un modelo de computación en el que un proveedor externo, sin importar quien fuere, ofrece servicios de computación a través de Internet.

Open API: Refiere a una especificación estandarizada que permite describir y documentar APIs RestFul de manera legible para humanos y máquinas. En IIoT, facilita la integración y comunicación entre dispositivos al proporcionar una definición clara de las interfaces de programación.

Operador: Persona jurídica individual o aquella responsable de dirigir y conducir las operaciones de exploración y evaluación, en cumplimiento de Contrato de Evaluación Técnica (TEA); de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción de Hidrocarburos, en ejecución de Contrato o Convenio de Exploración y Producción (E&P), Contrato o Convenio de Exploración y Explotación (E&E), Convenio de Explotación (CE), o Especial; la conducción de la ejecución contractual y de las relaciones con el Ente de fiscalización, así como de asumir el liderazgo y la representación del consorcio, unión temporal o sociedad constituida con motivo de la adjudicación o asignación, tratándose de contratistas plurales. Igualmente, se entenderá por operador el responsable que, en el marco de un contrato de asociación o de cualquier otro esquema asociativo, le corresponda conducir las actividades de exploración, evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos y de asumir la representación ante el Ente de fiscalización. El operador será el responsable, ante el Ministerio de Minas y Energía y de la ANH, del cumplimiento de las obligaciones que se deriven de la ley y demás disposiciones normativas.

Periodicidad del Almacenamiento: Define el periodo de las variables almacenadas en alta frecuencia por intervalos de cada 10 minutos. Esto sin cambiar la filosofía operacional de los campos.

Periodicidad del Muestreo: Define en tiempo, las veces que se debe almacenar la muestra del dato generado por la instrumentación electrónica. “ver anexo 5”.

Producción: Proceso de extracción, tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos para satisfacer demandas energéticas y generar valor económico.

Punto de Medición Oficial (PMO): Puntos aprobados por el Ente de Fiscalización, en los cuales se miden la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos a condiciones estándar, para efectos de determinar los volúmenes de petróleo y gas base para el cálculo de las regalías.

Sistema de Telemetría: Infraestructura tecnológica, sin importar el fabricante, marca o proveedor, diseñada integralmente para la medición, recopilación y transmisión de datos en tiempo real.

SNT: Sistema Nacional de Transporte para gas natural.

Software: Conjunto de programas, instrucciones y reglas que permiten que un dispositivo electrónico funcione.

SOLAR: Acrónimo de Sistema Oficial de Liquidación y Administración de Regalías de la ANH.

Tiempo Oportuno: Entrega de datos en el momento adecuado para cumplir con objetivos operativos, aunque no necesariamente en tiempo real.

Tiempo Real: Capacidad de procesar y transmitir datos con latencia mínima, asegurando la entrega inmediata para decisiones críticas. Latencia de extremo a extremo <=500 m.

Timestamp: Es la marca de tiempo que registra la fecha y hora, en la que ocurrió un evento determinado. Es una forma de registrar la información de variables y/o dispositivos y es fundamental para la ordenación y búsqueda de eventos en sistemas de telemetría, bases de datos y otros contextos.

Variable automatizada o instrumentada: Dato originado a partir de instrumentos que responde a señales digitales o electrónicas emitidas por un entorno físico.

Zona de Entrega: Infraestructura (lago de datos) designada para la recopilación de la información de alta y baja frecuencia por parte del operador para disponibilidad de la ANH. En esta resolución se refiere como punto “C”.

Zona de Ingesta: Infraestructura designada para la recepción de la información de alta y baja frecuencia que entrega el operador para disponibilidad de la ANH. En esta resolución se refiere como punto “D”.

Parágrafo 1°. En relación con las definiciones no contenidas en el presente acto, entiéndase incorporadas aquellas dispuestas en la regulación expedida por el Ministerio de Minas y Energía, en especial en la Resolución número 40236 de 2022, o aquellas que la o aquella que la modifiquen o sustituya.

Parágrafo 2°. las compañías operadoras podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecuen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Artículo 4°. *Plazos para la implementación.* El operador deberá ejecutar y finalizar la implementación de las acciones contempladas en el plan de implementación entregado a la ANH, dentro de los plazos perentorios y no prorrogables fijados expresamente en este artículo. Dichos plazos no estarán sujetos a la fecha de entrega, radicación o aprobación del respectivo plan.

1. Para los campos productores de hidrocarburos con una producción diaria de crudo, sin excepción, igual o superior a 9000 BOPD y su producción de agua asociada, el plan de implementación deberá encontrarse debidamente ejecutado y finalizado a más tardar el 31 de mayo de 2026, en cumplimiento de lo dispuesto en la presente resolución.
2. Para los campos productores de hidrocarburos con una producción diaria de crudo, sin excepción, igual o superior a 4500 BOPD y menor a 9000 BOPD y su producción de agua asociada, el plan de implementación deberá encontrarse debidamente ejecutado y finalizado a más tardar el **30 de septiembre de 2026**, en cumplimiento de lo dispuesto en la presente resolución.
3. Para los campos productores de hidrocarburos con una producción diaria de crudo, sin excepción, igual o superior a 3000 BOPD y menor a 4500 BOPD y su producción de agua asociada, el plan de implementación deberá encontrarse debidamente ejecutado y finalizado a más tardar el **31 de diciembre de 2026**, en cumplimiento de lo dispuesto en la presente resolución.
4. Para los campos productores de hidrocarburos cuya producción diaria de gas es comercializada al SNT, el plan de implementación deberá encontrarse debidamente ejecutado y finalizado a más tardar el **31 de mayo de 2026**, en cumplimiento de lo dispuesto en la presente resolución.
5. Para los campos productores de hidrocarburos cuya producción diaria de gas es comercializada pero no ingresan al SNT y se encuentra fuera de parámetros RUT, el plan de implementación deberá encontrarse debidamente ejecutado y finalizado a más tardar el **31 de mayo de 2026**, en cumplimiento de lo dispuesto en la presente resolución.
6. Para los campos de hidrocarburos con una producción diaria de gas, sin excepción, igual o superior a 2000 KPCD y la cual no es comercializada, pero realizan quema, consumo, inyección, otros; el plan de implementación deberá encontrarse debidamente ejecutado y finalizado a más tardar el **30 de septiembre de 2026**, en cumplimiento de lo dispuesto en la presente resolución.

Parágrafo 1°. Los campos productores de hidrocarburos con una producción diaria de crudo inferior a 3000 BOPD y su producción de agua asociada, deberán implementar los sistemas de telemetría y tecnologías para la captura automatizada de datos a que hace referencia la presente resolución, en un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir del momento en que superen o igualen dicha producción promedio de 3000 BOPD durante diez (10) días continuos.

Parágrafo 2°. Los campos productores de hidrocarburos con una producción diaria de gas inferior a 2000 KPCD, deberán implementar los sistemas de telemetría y tecnologías para la captura automatizada de datos a que hace referencia la presente resolución, en un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir del momento en que superen o igualen dicha producción promedio de 2000 KPCD durante diez (10) días continuos.

Parágrafo 3°. Los campos productores de hidrocarburos cuya producción diaria de gas no es comercializada a la fecha de emisión de esta resolución y que posteriormente inicien una actividad de comercialización del gas producido, deberán implementar los sistemas de telemetría y tecnologías para la captura automatizada de datos a que hace referencia la presente resolución, en un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir del momento en que inicie dicha comercialización.

Parágrafo 4°. Para los campos productores de hidrocarburos, las variables de IDP a nivel de pozo enunciadas en la Figura 3 deberán implementarse los sistemas de telemetría y tecnologías para la captura automatizada de datos dentro de un plazo de dieciocho (18) meses contados a partir de la entrega del plan de implementación a que hace referencia el artículo 6° de la presente resolución.

Parágrafo 5°. Para los nuevos proyectos de exploración y explotación, el operador deberá considerar en el diseño y construcción de sus facilidades de producción, los equipos y procedimientos necesarios para el cumplimiento del objeto de esta resolución.

Parágrafo 6°. Una vez finalizado el periodo de implementación del que trata este artículo, el operador debe remitir mediante comunicación oficial en un plazo no mayor a diez (10) días calendario, todos los certificados de calibración de los equipos de medición, así como los elementos de medición e instrumentos utilizados en el sistema de telemetría.

Parágrafo 7°. Los campos productores de hidrocarburos que, sin estar incluidos dentro de los criterios establecidos en el presente artículo, cuenten con sistemas de telemetría y tecnologías para la captura automatizada de datos implementados, sin importar su marca, fabricante o proveedor, con anterioridad o durante la vigencia de esta resolución, deberán informar dicha condición a la ANH dentro de un plazo máximo de 30 días calendario posteriores a la publicación del presente acto para remitir los datos conforme a los lineamientos técnicos establecidos para el reporte de información.

Asimismo, los campos que se encuentren dentro de los rangos definidos en los numerales 2, 3 y 6 del presente artículo y que ya dispongan de sistemas de telemetría y tecnologías para la captura automatizada de datos plenamente operativos, deberán ser

identificados expresamente en el plan de implementación presentado por el operador al que hace referencia el artículo 6° de la presente resolución, con el propósito de ser incorporados en el grupo de campos cuya implementación deberá estar concluida el 31 de mayo de 2026, de conformidad con los plazos previstos en esta resolución.

Artículo 5°. *Obligaciones del operador.* El operador deberá cumplir con las siguientes obligaciones a fin de implementar sistemas de telemetría, mediante las cuales se deben integrar dispositivos conectados para la captura y transmisión de datos en tiempo real, y en general la información relacionada con el monitoreo de los volúmenes de los hidrocarburos producidos y del agua de producción, las cuales se detallan a continuación:

1. Presentar un plan de implementación a la ANH en los tiempos y términos estipulados en el artículo 6° de esta resolución.
2. Aseguramiento de la integridad metrológica para la instrumentación electrónica, conforme a lo establecido en los artículos 33 y 34 de la Resolución número 40236 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya para garantizar la toma correcta de datos desde el origen. (Anexo 2, tabla 12).
3. Implementar mecanismos que aseguren la integridad y calidad de los datos para los sistemas de telemetría.
4. Configurar el sistema de telemetría para que gestione eficientemente la transmisión de datos, procurando: (i) la seguridad durante la transmisión, la compresión y encriptación de los datos para optimizar el uso de la red y minimizar las posibles pérdidas o retrasos; (ii) la conectividad de forma que garantice una red estable, con redundancia en los enlaces de comunicación y en la infraestructura; (iii) la transmisión continua de datos a la ANH en caso de fallos; iv) mantener de manera indefinida copias de seguridad de la información para situaciones contingentes de la infraestructura. La tecnología, marca, fabricante o proveedor que use cada operador es de libre decisión, siempre cumpla con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.
5. El operador debe asegurar que la solución pueda capturar y registrar datos de producción en tiempo real, incluyendo volúmenes de crudo extraído, tasas de flujo, y otros parámetros relevantes para la fiscalización. Así mismo, debe configurar los equipos en borde, de modo que sea posible filtrar y enrutar los datos relevantes, eliminando información redundante.
6. El operador debe implementar y/o considerar diversas estrategias para asegurar la recolección y la transmisión eficiente de datos a pesar de los desafíos de conectividad, en aquellos campos petroleros remotos con cobertura o conectividad de internet limitada.
7. El operador debe implementar mecanismos de monitoreo y diagnóstico que permitan detectar y solucionar rápidamente cualquier problema que pueda surgir en la cadena de transmisión de datos, desde el sensor hasta el Gateway y el mecanismo de almacenamiento seleccionado por el operador.
8. Velar que el sistema de captura, medición y transmisión de datos cumpla con estándares de seguridad reconocidos, como ISO/IEC 27001 y IEC 62443, para garantizar la protección, la integridad de los datos en los sistemas IoT con el fin de prevenir ataques cibernéticos.
9. Implementar un mecanismo robusto de autenticación y autorización, asegurando que solo dispositivos y usuarios autorizados puedan enviar datos desde la zona de borde a la zona de entrega de la ANH.
10. Implementar protocolos de telecomunicaciones compatibles como MQTT o AMQP, asegurando la entrega eficiente y confiable de los datos. La solución debe ser compatible con protocolos y estándares internacionales abiertos para la comunicación (OPC UA, AMQP, MQTT, HTTP) y las interfaces (Open API) para asegurar la interoperabilidad con diferentes dispositivos y sistemas. En todo caso el operador podrá seleccionar la tecnología, marca, fabricante o proveedor de su preferencia, siempre que los mismos cumplan con los requisitos mínimos de esta resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.
11. El operador debe asegurar que la solución tecnológica logre el intercambio de datos y almacenamiento entre la infraestructura del operador y la infraestructura de datos de la ANH. En todo caso el operador podrá seleccionar la tecnología, marca, fabricante o proveedor de su preferencia, siempre que los mismos cumplan con los requisitos mínimos de esta resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.
12. Garantizar el aseguramiento físico de los sistemas de telemetría a través de instalaciones físicas seguras y protegidas de condiciones ambientales adversas como temperaturas extremas, humedad y polvo, así como su accesibilidad para el mantenimiento y reparación.
13. Garantizar el almacenamiento temporal de los datos en la zona de borde hasta tanto se restablezcan las condiciones de operación normal, en caso de interrupción de la conectividad, para ser enviados a la zona de entrega tan pronto como se restablezca la conexión.
14. Disponer de los registros de eventos electrónicos (LOG), asegurando la completitud y calidad del dato para cuando la ANH lo solicite. La información de log

mínima requerida comprende el *timestamp* del momento de registro, origen o fuente del evento y descripción del evento.

15. Disponer de un lago de datos para el almacenamiento indefinido de los archivos que se entregarán a la ANH para la ingesta de información y generación de informes, el cual también debe estar disponible para consulta por demanda por parte de la ANH. En todo caso el operador podrá seleccionar la tecnología para el lago de datos, marca, fabricante o proveedor de su preferencia, siempre que los mismos cumplan con los requisitos mínimos de esta resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.
16. El aseguramiento de los requisitos metrológicos del equipo de medición se debe realizar conforme a lo señalado en las Resoluciones números 40236 del 2022 y 40066 del 2022, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

TÍTULO II

ELEMENTOS MÍNIMOS PARA EL PLAN DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS POR TELEMETRÍA

Artículo 6°. *Plan de implementación.* El operador debe presentar para consideración de la ANH un plan de implementación acorde a lo establecido en esta resolución, detallando los sistemas y las tecnologías a utilizar, la documentación, el monitoreo y el sistema de seguridad de IIoT, describiendo especificaciones técnicas de los elementos de instrumentación, sistemas y medios de transmisión por cada campo de producción de crudo y gas, dentro de un plazo máximo de 30 días calendario, posteriores a la publicación del presente acto.

En todo caso las compañías operadoras podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH. No obstante, el ente de fiscalización verificará que los mínimos requeridos en la presente resolución estén contemplados. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

El citado plan de implementación que debe ser radicado en esta Entidad mediante comunicación oficial debe contener como mínimo lo siguiente:

Introducción:

1. Indicar el alcance, definiendo los campos productores de crudo y gas a implementar y las tecnologías y procesos involucrados.
2. Deberá contener un Plan de Trabajo (PDT) incluyendo cronograma y recursos para el cumplimiento de la resolución.

Filosofía del Sistema de Telemetría o Transmisión de Datos de Alta Frecuencia (Artículo 10):

3. Deberá describir la arquitectura del sistema de telemetría mediante un diagrama donde se describan las tecnologías, los sensores, equipos de telemetría y la disposición en el campo y una matriz por tipo de variable y dispositivo a utilizar disponiendo de sus especificaciones técnicas (Precisión, principios de medición, modo de comunicación, rango del instrumento).
4. Deberá describir los sistemas de comunicación y transmisión de datos incluyendo el diagrama de flujo y la topología de red, las tecnologías de telecomunicaciones de baja potencia (LoRaWAN, Zigbee, etc.), los protocolos de comunicación y transmisión (AMQP, MQTT, etc.) y los componentes de seguridad de la red.
5. Deberá consignar los mecanismos para el aseguramiento de calidad, procedimientos de calibración y los métodos de validación de la exactitud de los datos.

Las compañías operadoras podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Filosofía del sistema de almacenamiento (Lago de Datos) por el operador:

6. Deberá contener información relacionada a la arquitectura de almacenamiento del Lago de Datos, especificaciones técnicas, directrices para la retención o almacenamiento de conservación del dato y sus respaldos, contemplar las políticas de ciberseguridad para protección de los datos y acceso seguro.

Las compañías operadoras podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Pruebas, pilotos y validaciones del sistema:

7. Deberá contener información concerniente al plan de pruebas piloto y de validación en la entrega de los datos de alta y baja frecuencia en la zona de entrega (Punto C), donde se evalúen puntos críticos y/o vulnerabilidades y los planes de mitigación de fallas y contingencia para la continuidad operativa en la entrega del dato de manera oportuna a la ANH.

8. Deberá entregar un esquema de pruebas de penetración al sistema de telemetría una vez implementado y otras pruebas de seguridad para identificar vulnerabilidades.
9. Identificación de riesgos y los planes de mitigación de riesgos.

Anexos:

10. Diagramas de flujo de información:
Representación gráfica de los procesos de medición y transmisión.
Esquemas de arquitectura del sistema integrado de Hardware y software.
Diagrama de arquitectura del Lago de Datos en la zona de entrega.
11. Listado de contactos por parte del operador responsable de la implementación de la resolución para cada campo. (Nombre/número móvil/Correo electrónico).

Parágrafo 1°. Se entiende como aprobado el plan de implementación presentado por el operador ante esta entidad, siempre y cuando cumplan con las fechas máximas establecidas en el artículo 4° y el contenido integral de esta resolución. Por ende, será el operador quien deberá garantizar el cumplimiento de estos aspectos. El operador podrá seleccionar a su elección la tecnología, marca, fabricante o proveedor de su preferencia, siempre que los mismos cumplan con los requisitos mínimos de esta resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Parágrafo 2°. El operador deberá presentar informes de avance de la ejecución del plan de implementación bajo la temporalidad y recurrencia que determine el ente de fiscalización en su aprobación; sin embargo, estos informes no podrán tener una temporalidad y recurrencia mayor a los 6 meses.

Parágrafo 3°. Instrumentación electrónica, telemetría y equipos de referencia: La instrumentación electrónica, equipos de medición, tecnologías e instrumentos para telemetría son punto de referencia. Las operadoras podrán seleccionar la tecnología que consideren como mejor opción, siempre y cuando cumpla con los requisitos mínimos de la presente resolución. Las operadoras son libres en escoger, marcas, protocolos y tecnologías para el aseguramiento de los datos en alta Frecuencia. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Variables adicionales: Sin el perjuicio de que la ANH pueda incluir variables adicionales en el Archivo JSON, en alta o baja frecuencia las cuales será notificadas por los canales que destine la Entidad, las variables mencionadas actualmente están relacionadas con el IDP vigente, pero pueden tener cambios como incluir nuevas, hacer cambios de priorización de baja a alta frecuencia, entre otras.

TÍTULO III

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA ARQUITECTURA DEL SISTEMA IIoT

CAPÍTULO 1

Medición de hidrocarburos líquidos

Artículo 7°. Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO. Los dispositivos electrónicos diseñados para el control y monitoreo remoto de la producción de hidrocarburos en los campos existentes en el territorio nacional deben contar con la capacidad para registrar, procesar y transmitir datos en alta frecuencia a la ANH. Los datos en baja frecuencia deben recopilarse y disponerse de manera manual, lo cual debe obedecer al proceso de medición dispuesto en la Figura 1.

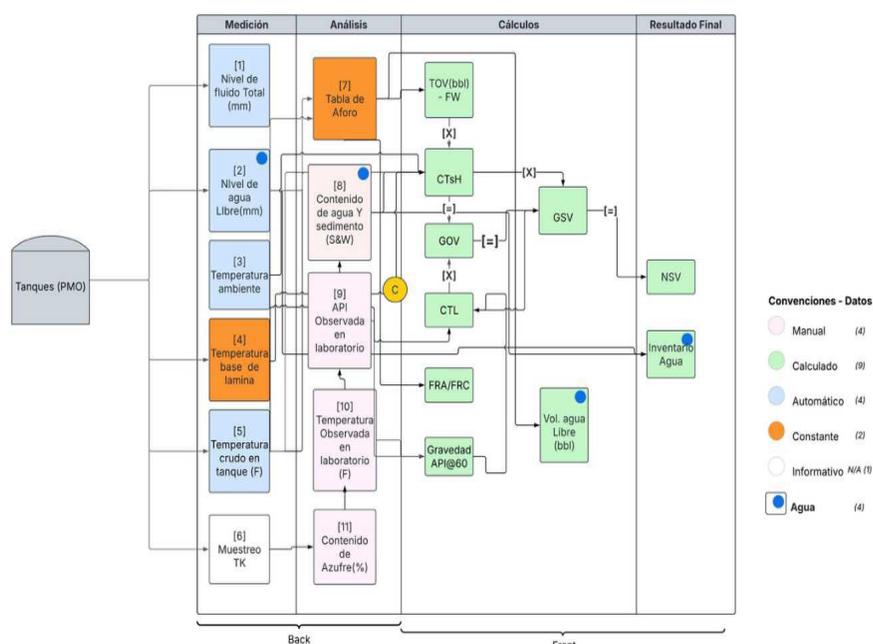


Figura 1. Diagrama de variables del proceso de medición del IDP para tanques PMO de crudo. Fuente elaboración ANH.

El diagrama de flujo anterior representa el proceso de modernización a la fiscalización de crudo, teniendo en cuenta las normas API MPMS aplicables, en este se muestran los datos mínimos para la medición estática requeridos para el cálculo del volumen neto

estándar de crudo (NSV) en el PMO. Estas variables han sido clasificadas en: variables automáticas en alta frecuencia (azul), datos manuales (rosado), datos calculados (verde) y datos constantes (naranja) y con un punto azul las de agua libre.

En caso de que el operador cuente con un sistema de medición dinámica, debe asegurar los datos dentro de la zona de entrega (punto C) garantizando el dato de crudo como Volumen Neto Estándar (NSV).

Las compañías operadoras podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Artículo 8°. Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO. A continuación, se relacionan las especificaciones técnicas mínimas recomendadas para el cálculo del IDP en línea.

Título Columna - IDP	Descripción	Categorías
Ubicación/nivel	Es la ubicación del instrumento o equipo en el campo.	PMO, medidores líquidos, pozos
Tipo de medición	Discrimina la metodología de medición.	Dinámica o estática.
Origen variable	Es la categoría que describe el componen del flujo en el IDP.	Medición, análisis, dato multihoja, potenciales de pozo
Numeración	Es la numeración de cada elemento, dentro de las gráficas y tablas, que corresponden al IDP	1,2,3...n
Aplicación (IDP)	Variable de ingesta por el IDP (informe diario de producción)	Nombre dentro de la gráfica IDP
Variable de medición	Valor de una magnitud que impacta en la determinación de la cantidad o calidad del hidrocarburo.	Temperatura, nivel, volumen, Gravedad API, presión, tiempo, corriente, frecuencia.
Captura de la variable	Manera o forma por la cual se captura el dato según el tipo de variable, su ubicación física y su estado.	Variable Automatizada Constante Dato Manual Dato Calculado
Tecnología	Característica del instrumento por el cual se asegura la medición.	Instrumento electrónico Instrumento análogo NO aplica.
Tipo de dato	Manera en que se comparte el dato para calcular el IDP	Digital o manual
Tipo de sensor del instrumento	Sensor con el que funciona el instrumento.	Laser, Radar, Termopar, RTD, encoder, reloj digital.
Transmisión del dato	Forma en la que se transmite el dato a nivel de comunicaciones electrónicas.	Comunicaciones IOT/Telemetría
Exactitud	Es la cualidad que refleja el grado de proximidad entre un valor medido y un valor verdadero de un mensurando.	$\pm 0.1^\circ\text{F} / \pm 1 \text{ mm} / \pm 0.1^\circ\text{F} \text{ a } \pm 2^\circ\text{F}$
Rango de medición	Es el intervalo de valores dentro del cual un instrumento puede medir una magnitud física. Se define por los valores mínimo y máximo que puede medir el instrumento.	De -40°F a 302°F : -40°F , 212°F y 302°F
Tiempo de respuesta	Indica el tiempo en segundos que el instrumento Electrónico tarda en entregar el dato medido, al sistema de telecomunicaciones	$\leq 1 \text{ s}$ $< 0.5 \text{ s a } < 10 \text{ s}$ $< 1 \text{ s}$
Capacidad de medición	Compatibilidad correspondiente para la precisión por parte del instrumento.	Precisión alta 1us, 0.1 A a 0.01 A
Tipo/Principio de medición	Comportamiento físico, para detectar la magnitud de la variable analizada. (Laser, Radio)	Varios tipos (óptico, termopar, piezoeléctrico) / Incremental, absoluto (óptico, magnético) / Osciladores de cuarzo / GPS/NTP/ Impedancia eléctrica, rayos gamma, microondas
Ángulo del haz	Aplica para sensores que usan ondas para la captura del dato.	$\leq 10^\circ$
Material del cuerpo del sensor	Características de las cubiertas para asegurar su uso y duración.	Acero inoxidable, aleaciones resistentes/ materiales plásticos -40°C a $+85^\circ\text{C}$ (-40°F a $+185^\circ\text{F}$) para equipos industriales, de -10°C a $+60^\circ\text{C}$ (14°F a 140°F) para componentes electrónicos, de -20°C a $+70^\circ\text{C}$ (-4°F a $+158^\circ\text{F}$) para sensores industriales, hasta 350°C (662°F).
Temperatura de operación	Temperatura a la cual un equipo o instrumento de medición funciona correctamente.	

Título Columna - IDP	Descripción	Categorías
Presión máxima de operación	Valor máximo de operación a la que se puede someter un instrumento o equipo.	Hasta 145 psi, Hasta 580 psi hasta 435 psi hasta 14500 psi.
Voltaje de entrada	Valor de tensión eléctrica para su funcionamiento. VDC (voltaje de corriente directa)-VAC (voltaje de corriente alterna)	5V, 12V, 24V; opcionalmente 85-240 VAC, 50/60 Hz.
Consumo de energía	Valor eléctrico de uso energético del dispositivo.	$\leq 10 \text{ W}$, $\leq 15 \text{ W}$, $\leq 5 \text{ W}$, $< 20 \text{ W}$.
Señal de salida	Tipo de señal a entregar por el dispositivo.	4-20 mA, RS485, Ethernet, etc.
Protocolos soportados	Tipos de protocolos que soportan los instrumentos o equipos.	Modbus RTU/TCP, HART 7.0, OPC UA/IOT/LPWAN
Diagnósticos	Autodiagnóstico a nivel de máquina por medio de lógicas computacionales que identifican posibles fallas o errores para un posterior soporte o mantenimiento.	indicadores LED o diagnóstico remoto, monitoreo de densidad, gas libre, alerta de erosión.
Clasificación IP	Clasificación para Agua, Polvo y condiciones extremas, de los dispositivos.	IP67 mínimo, opcionalmente IP68 o IP69K.

Tabla 1. Explicación de las variables de especificaciones técnicas de la instrumentación electrónica recomendada para la medición del IDP por el operador – Fuente. ANH

La instrumentación electrónica recomendada para la aplicación de las citadas especificaciones técnicas se encuentra en el Cuadro 1 del Anexo 2 del presente acto administrativo.

Las compañías operadoras podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Artículo 8.1. Medidores líquidos. El registro del volumen a nivel estático y dinámico en medidores líquidos, para el balance de la producción diaria, se describe en la Figura 2, con un diagrama de variables del proceso que contiene los datos mínimos requeridos para

el cálculo del volumen del IDP en línea que representa el movimiento o disposición del fluido, capturadas de manera automatizada y manual.

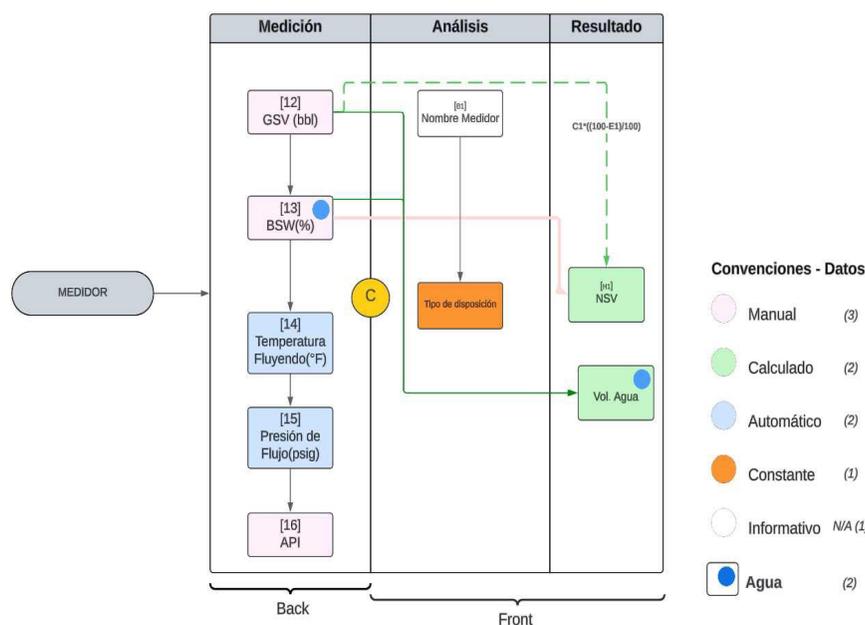


Figura 2. Diagrama de flujo de información de medición del IDP a nivel dinámico para medidores líquidos – Fuente. ANH con base en las normas API MPMS.

Los datos para el cálculo del IDP en línea a nivel dinámico para pozos, se visualizan en la Figura 3, para el cálculo de la producción, pruebas de potencial y paradas de pozo de forma automatizada y manual.

Las compañías operadoras podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecuen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

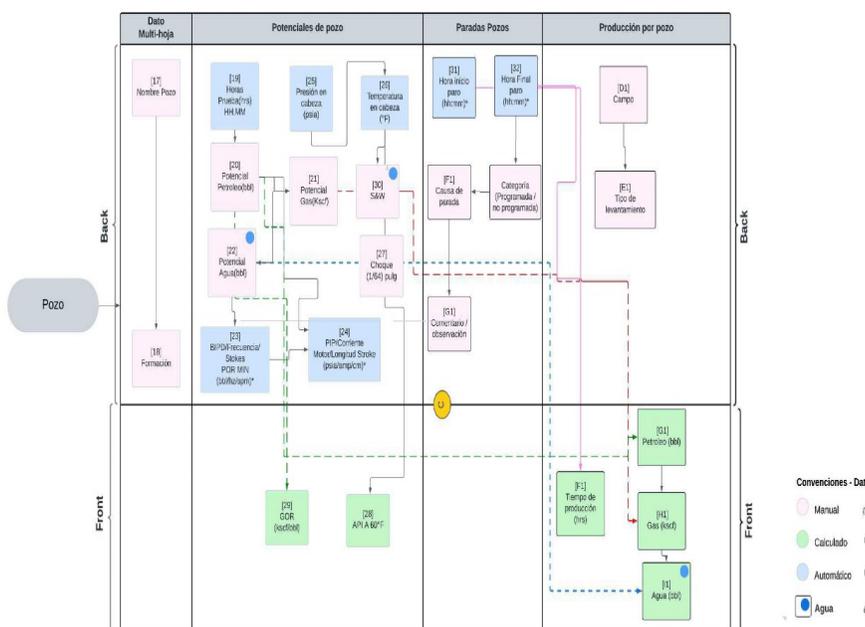


Figura 3. Diagrama de flujo de información de medición del IDP a nivel dinámico para pozos. Fuente. ANH con base en las normas API MPMS.

Artículo 8.2. *Requisitos técnicos de medición para agua.* El operador deberá asegurar metrológicamente todos los instrumentos o equipos electrónicos en los sistemas de telemetría necesarios para la medición de agua de producción asociada al volumen de crudo establecido en los rangos de implementación dispuestos en el artículo 4° de la presente resolución. De igual manera, se deberá implementar los sistemas de telemetría necesarios para la medición de agua de inyección en todos los pozos dispostores y pozos para mantenimiento de presión que se tenga en cada campo, al igual que las variables de nivel, temperatura y presión de cada sistema, acorde con lo establecido en el artículo 18 de la Resolución número 40236 de 2022 o la que lo modifique o sustituya y el Cuadro 3 del anexo 2 de esta resolución.

En la Tabla 2 se señala la descripción de la instrumentación electrónica que el operador debe asegurar en cada campo de producción a nivel de agua:

Título Columna - IDP	Descripción	Categoría
Ubicación/Nivel	Es la ubicación del instrumento o equipo en el campo.	PMO, medidores líquidos, pozos
Tipo de medición	Discrimina la medición entre	Dinámica y estática.
Origen variable	Medición, análisis, dato multi hoja, potenciales de pozo	
Numeración	Es la numeración de cada elemento, dentro de las gráficas y tablas, que corresponden al IDP	1,2,3...n
Aplicación (IDP)	Variable de ingesta por el IDP (informe diario de producción)	Nombre dentro de la gráfica IDP
Variable	Proceso que determina la cantidad o calidad del hidrocarburo.	Volumen
Captura de variable	Manera o forma por la cual se captura el dato según el tipo de variable, su ubicación física y su estado.	Variable Automatizada. Constante. Dato Manual. Dato Calculado.
Tecnología	Característica del instrumento por el cual se asegura la medición.	Instrumento electrónico Instrumento análogo NO aplica.
Tipo de dato	Manera en que se comparte el dato para cálculo IDP	Digital o Manual
Tipo de instrumento	Sensor con el que opera el instrumento.	Laser, Radar, Termopar, RTD, encoder, reloj digital.
Transmisión del dato	Forma en la que se transmite el dato a nivel de comunicaciones electrónicas.	Comunicaciones IOT/Telemetría
Rango de medición	Indica la diferencia numérica entre el valor máximo y el valor mínimo de la medida.	-40°C a +100°C (extendido hasta 150°C)-200°C a 2000°C
Tiempo de respuesta	Indica el tiempo en que el instrumento Electrónico tarda en entregar el dato medido, al sistema de telecomunicaciones.	≤ 1 s <0.5 s a <10 s < 1s
Señal de salida	Tipo de señal a entregar por el dispositivo.	4-20 mA, RS485, Ethernet, etc.
Protocolos soportados	Tipos de protocolos que soportan los instrumentos o equipos	Modbus RTU/TCP, HART 7.0, OPC UA/IOT/LPWAN

Tabla 2. Instrumentación electrónica de producción a nivel de agua. Fuente ANH

Las unidades controladoras (PLC o RTU o equipos electrónicos) deberán cumplir con los requisitos los necesarios para el aseguramiento de la telemetría por parte del operador, los cuales se muestran en el cuadro 5 del ANEXO 3 de la presente resolución. Sin embargo, las compañías operadoras podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecuen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

CAPÍTULO 2

Medición de gas natural

Artículo 9°. *Requisitos técnicos de medición para gas natural.* El operador debe disponer en la zona de entrega, el dato de volumen de producción de gas, volumen de quema de gas, volumen de gas comercializado, volumen de gas consumido, entre otros, de acuerdo con los sistemas de telemetría señalados en la presente resolución.

Aquellos campos que sean productores de crudo y de gas deberán reportar el gas fiscalizado por medio de los sistemas de telemetría en los tiempos que estipula el artículo 14 de esta resolución.

En la Tabla 3 se señala la descripción de la instrumentación electrónica que el operador debe asegurar en cada campo de producción a nivel de gas natural:

Título Columna - IDP	Descripción	Categoría
Variable	Proceso que determina la cantidad o calidad del hidrocarburo.	Volumen Composición de gas Caudal Temperatura Presión
Captura de variable	Manera o forma por la cual se captura el dato según el tipo de variable, su ubicación física y su estado.	Variable Automatizada. Constante. Dato Manual. Dato Calculado.
Tecnología	Característica del instrumento por el cual se asegura la medición.	Instrumento electrónico Instrumento análogo NO aplica.
Tipo de dato	Manera en que se comparte el dato para cálculo del IDP	Digital o Manual
Tipo de instrumento	Sensor con el que opera el instrumento.	Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo Analizador en línea/Cromatógrafo Computador de flujo Transmisor de temperatura Comunicaciones IOT/Telemetría
Transmisión del dato	Forma en la que se transmite el dato a nivel de comunicaciones electrónicas.	Comunicaciones IOT/Telemetría
Rango de medición	Indica la diferencia numérica entre el valor máximo y el valor mínimo de la medida	-40°C a +100°C (extendido hasta 150°C)-200°C a 2000°C
Tiempo de respuesta	Indica el tiempo en que el instrumento Electrónico tarda en entregar el dato medido, al sistema de telecomunicaciones	≤ 1 s <0.5 s a <10 s < 1s

Título Columna - IDP	Descripción	Categoría
Señal de salida	Tipo de señal a entregar por el dispositivo.	4-20 mA, RS485, Ethernet, etc.
Protocolos soportados	Tipos de protocolos que soportan los instrumentos o equipos	Modbus RTU/TCP, HART 7.0, OPC UA/IOT/LPWAN

Tabla 3. Instrumentación electrónica producción gas natural. Fuente ANH

Las unidades controladoras (PLC o RTU o equipos electrónicos) deberán cumplir con los requisitos los necesarios para el aseguramiento de la telemetría por parte del operador, los cuales se muestran en el Cuadro 2 del ANEXO 2 de la presente resolución. Sin embargo, las compañías operadoras podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecuen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución.

Parágrafo 1°. Todo campo productor que presente algún volumen de gas que se comercialice al SNT, deben implementar la instrumentación electrónica y/o los equipos

necesarios descritos en el inciso anterior para cuantificar la cantidad y determinación de la calidad de gas, acorde con lo establecido en el artículo 4° de la presente resolución. Estos datos se proporcionarán por los sistemas de telemetría, como datos de alta frecuencia.

Parágrafo 2°. Todo campo productor que presente algún volumen de gas que se comercialice fuera de parámetros o condiciones RUT, deben implementar la instrumentación electrónica y/o los equipos necesarios descritos en el inciso anterior para cuantificar la cantidad de gas, acorde con lo establecido en el artículo 4° de la presente resolución. El dato de cantidad de gas se proporcionará por los sistemas de telemetría, como un dato de alta frecuencia.

En cuanto al dato de calidad de gas, deben presentar la cromatografía acorde a la frecuencia establecida en el artículo 7° de la Resolución número 40236 del 7 de julio de 2022 expedida por el Ministerio de Minas y Energía o aquella que la modifique o sustituya. El dato de calidad de gas se proporcionará como un dato de baja frecuencia.

Parágrafo 3°. Las compañías operadoras podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

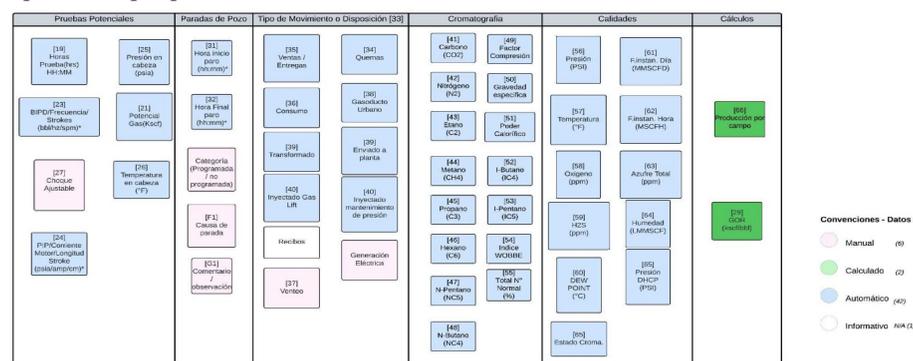


Figura 4. Diagrama de flujo de información de medición del IDP a nivel dinámico para gas. Fuente ANH con base en las normas API MPMS

TÍTULO IV

ARQUITECTURA DE IT/OT

Artículo 10. *Arquitectura IT/OT datos en alta frecuencia.* El operador debe implementar una arquitectura IT/OT que va desde la generación de los datos en los dispositivos de IIoT y sensores ubicados a nivel de superficie (punto “A”, Figura 5), hasta la transmisión de datos a la ANH (punto “C”, Figura 5).

A nivel de superficie, la Figura 5 describe la transmisión de los datos generados desde las fuentes sensores, hacia el nivel de control de proceso donde se ubican las unidades controladoras (PLC o RTU o DCS, entre otras). La recolección de datos (representada en el punto “B” de la Figura 5), se realiza en el nivel 2 de supervisión y control a través de mecanismos SCADA, HMI y supervisión IIoT. Posteriormente los datos ingresan a los sistemas de la operación siendo almacenados en bases de datos históricas, estaciones de ingeniería y un servidor de entradas y salidas (Gateway) como puerta de enlace que consolida los datos de los múltiples dispositivos, finalmente los datos atraviesan la Zona Desmilitarizada IT/OT que asegura el envío de la información desde la zona de entrega del operador (punto “C” Figura 5) hacia la zona de ingesta (punto “D” Figura 5) de la ANH.

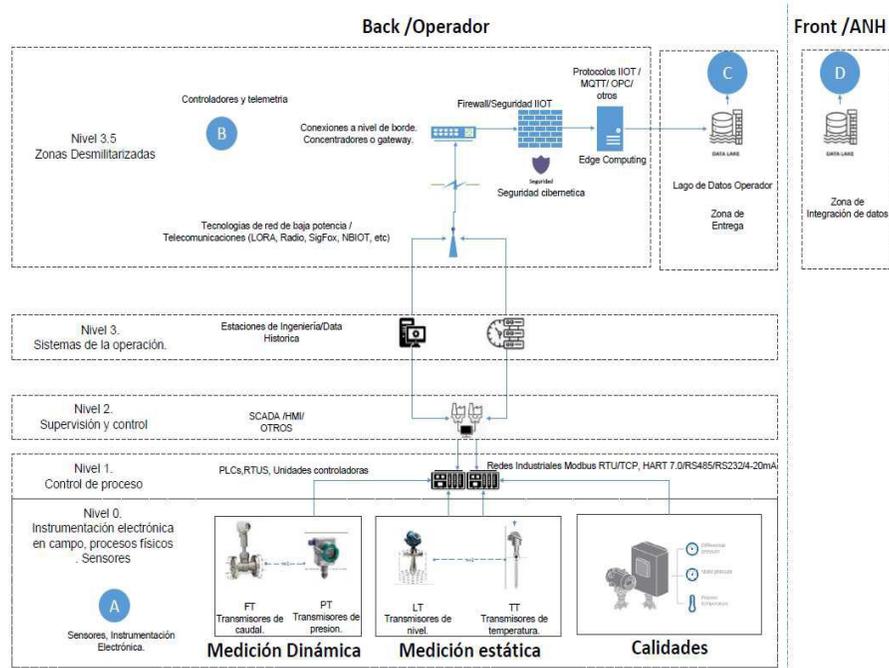


Figura 5. Filosofía a nivel de arquitectura Back (Alta Frecuencia) - LPWAN, Requerimientos de transmisión. - Fuente. ANH.

Las compañías operadoras podrán seleccionar la tecnología para la implementación de la arquitectura IT/OT datos en alta frecuencia. Así como podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Artículo 11. *Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador.*

1. Es necesario el diseño e implementación de un algoritmo para el manejo de las excepciones de datos en alta frecuencia en los sistemas de telemetría, tal como se describe en el anexo de Excepciones Datos en Alta Frecuencia dispuesto en el ANEXO 5 de la presente resolución, para lo cual debe entregar un diagrama de flujo del algoritmo que se va a implementar.
2. Los “datos crudos” o datos capturados a nivel físico de superficie, deben ser almacenados a partir del momento cero de implementación del sistema de telemetría, y deberá contarse con un plan de contingencia para su almacenamiento de manera indefinida y a disposición de la ANH en la zona de entrega o lago de datos.
3. Las reglas de transmisión de datos en el back del operador deben cumplir con los mejores estándares internacionales (normas IEEE), de transmisión y aseguramiento de la calidad del dato generado desde los equipos y sensores hasta la zona de entrega (punto “C” Figura 5).
4. El diseño del sistema de telemetría debe garantizar la comunicación y la transmisión de datos junto con sus capas de implementación teniendo en cuenta los datos transmitidos por medio de protocolos como OPC, OMS, Ethernet, Profibus, Modbus, RS485, TCP IP entre otros, apoyado de infraestructura de telecomunicaciones y redes de baja potencia LPWAN como Lora, SigFox, MIOTY, entre otras. A continuación, se relacionan las capas IT/OT necesarias para la implementación del sistema de telemetría por parte del operador.

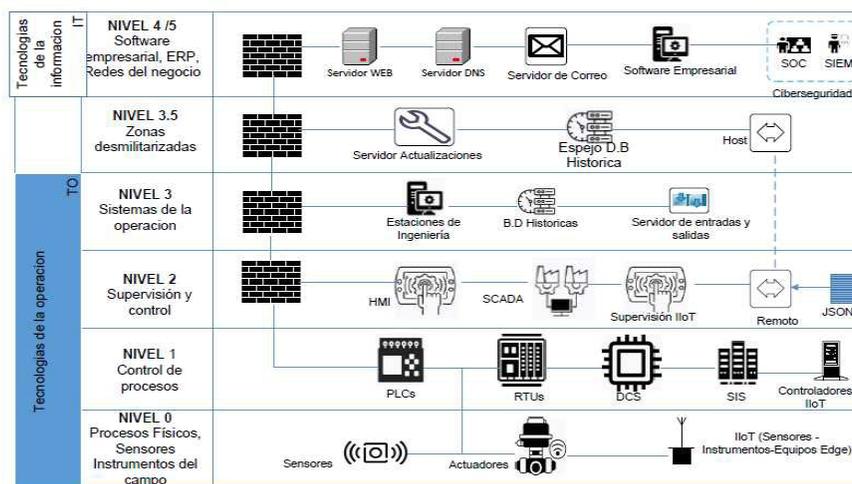


Figura 6. Diagrama de capas conceptuales de tecnologías IT/OT.

Nivel	Capa o Nivel TO	Descripción	Funciones Principales	Protocolos
0	Nivel físico – superficie	Nivel más bajo, incluye sensores, actuadores y dispositivos físicos, datos de alta.	- Recolección de datos de los sensores o equipos en tiempo real - Ejecución de acciones físicas y registrados a mano	Modbus RTU, Profibus-DP, HART, CAN
1	Nivel de control de proceso	Ver controladores programables recomendados (PLC, DCS, RTUs, SIS, EDGE, IOT) (ver Anexo 3)	- Procesamiento de datos - Ejecución de programas de control - Comunicación con capas superiores	EtherCAT, Profinet, Modbus TCP, OPC-UA
2	Nivel de supervisión de control	Sistemas SCADA y HMI para supervisión y control de procesos.	- Supervisión visual - Almacenamiento de datos históricos - Generación de alarmas y notificaciones - Interfaces HMI	OPC-UA, MQTT, Modbus TCP/IP
3	Nivel de sistemas de operaciones	Sistemas MES (sistema de Ejecución de Manufactura) para la gestión de la producción.	- Planificación de la producción - Gestión de calidad y mantenimiento - Históricos - Integración con ERP	B2MML, OPC-UA
3.5	Zona desmilitarizada IT/OT	Capa de interconexión entre tecnologías de la operación y tecnologías de la información	- Solo se permite a personal autorizado. El DMZ (Zona Desmilitarizada) OT es un componente clave de una estrategia de defensa a los sistemas de control dentro de la operación.	LAN, WAN
4	Nivel empresarial (ERP)	Sistemas ERP que conectan operaciones industriales con objetivos comerciales.	- Análisis de datos estratégicos - Gestión de inventarios y logística - Toma de decisiones de alto nivel	APIs empresariales
5	Nivel de seguridad	Capa transversal para garantizar la ciberseguridad del sistema.	- Segmentación de red - Protección de datos con ciberseguridad contra intrusiones - Cifrado y monitoreo de eventos - Respuesta ante incidentes	TLS, VPN, firewalls industriales

Tabla 4. Capas o niveles de implementación OT/IT – Fuente. ANH

Las compañías operadoras podrán seleccionar la tecnología para la implementación de las capas o niveles de implementación OT/IT. Así como podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Artículo 12. *Datos en baja frecuencia.* Para la recolección de la información de datos en baja frecuencia o tipo manual debe atenderse a lo dispuesto en el artículo 31 de la Resolución número 40236 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya; adicionalmente este registro debe incluir los análisis de laboratorio, movimientos operacionales o por medición estática manual y que complementa los datos de las actividades diarias de producción de crudo, gas o agua (según el caso), que faciliten la correlación de eventos de transferencias, entregas, recibos, drenajes, consumos, para el caso de tanques de almacenamiento, pruebas y paradas de pozo.

Artículo 13. *Flujo de datos en la Arquitectura OT/IT.* A continuación, se describen los bloques que integran la arquitectura operativa del proyecto de modernización a la fiscalización.

Las compañías operadoras podrán seleccionar la tecnología para la implementación del flujo de datos en la Arquitectura OT/IT. Así como podrán seleccionar libremente la tecnología, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecuen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

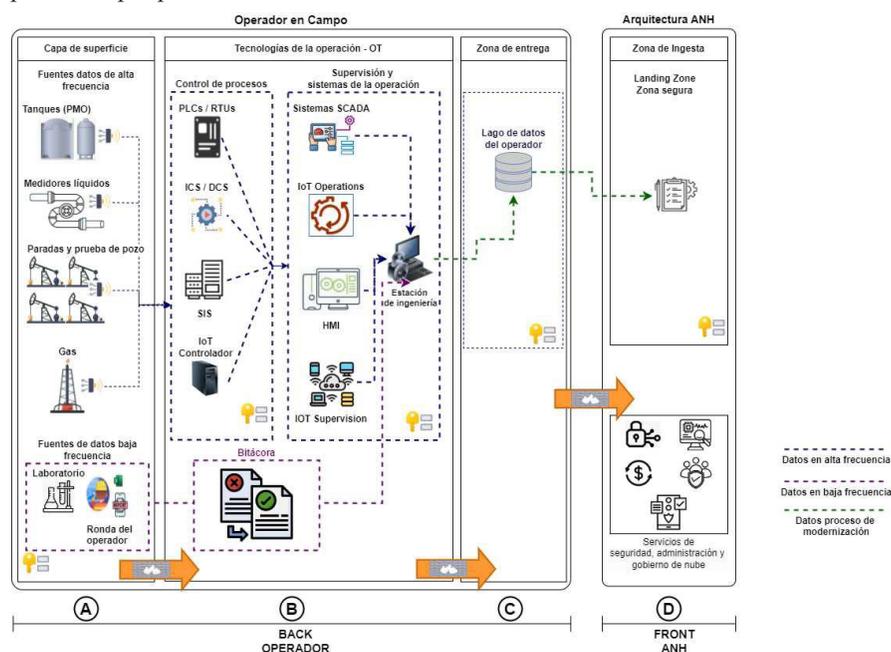


Figura 7. Arquitectura OT/IT. Fuente ANH

Capa o nivel	Descripción	Ubicación en la figura
Capa de superficie	Define la ubicación de los componentes de captura de datos en el campo, esto incluye tanques, ductos de transporte, pozos, entre otros, los sensores y equipos de IIoT recopilan la información de la operación diaria, los datos son enviados a la segunda capa que se encarga del control del proceso.	Bloque A.
Capa de control de procesos	A esta capa llegan las señales de los dispositivos de medición, se recopilan los datos y se monitorean variables, estos datos se envían posteriormente a los sistemas de supervisión y control.	Bloque B.
Capa de supervisión y control	Este bloque realiza tareas automatizadas, permite supervisar los datos de los dispositivos en tiempo real, facilita la toma de decisiones agilizando las operaciones y toma de decisiones.	Bloque B.
Capa de la operación	En esta capa el operador puede procesar los datos, en esta parte tanto los datos de alta frecuencia como de baja frecuencia, que se han recopilado durante el día de operación, deben ser combinados y exportados hacia el archivo JSON según la estructura que se establece en el ANEXO 4.	Bloque B, Estación de Ingeniería.
Zona de entrega	En esta parte, una vez generado el archivo JSON se debe disponer en el lago de datos del operador cumpliendo con las convenciones que se establecen en el Artículo 14 de esta resolución. Adicionalmente, a solicitud de la ANH el operador deberá disponer la generación del Archivo JSON a demanda teniendo como opciones de consulta; Contrato y/o Campo y/o PMO y/o Estampas de tiempo entre otras.	Bloque C.
Zona de ingesta	Cuando se envía el archivo a la zona de ingesta de la ANH los datos pasan por procesos de Extracción, Transformación y Carga, dejando toda la información preparada para ser enviada a los sistemas de información y cálculo de producción de la ANH.	Bloque D.

Tabla 5. Descripción por bloques de la arquitectura OT/IT

Descripción del flujo de los datos	Representación
Los datos que se obtienen de los sistemas de telemetría, que permiten la toma de datos automática de los equipos en superficie, generan un flujo automatizado hacia los componentes superiores que facilitan la supervisión y control del ambiente operativo IIoT	Flujo en azul oscuro
datos de baja frecuencia que se obtienen de procesos manuales, o de equipos electrónicos que no hacen parte de la telemetría, y del recorrido del operador en campo (supervisores, recorredores) que se llevan en plantillas manuales, y que posteriormente se registran en algún tipo de soporte digital	Flujo en violeta
Los datos son operados en la estación de ingeniería, desde este punto se puede gestionar y administrar la operación de la telemetría y obtener informes, en este parte los datos de alta frecuencia y los datos de baja frecuencia se combinan en un único archivo que usa un formato JSON, el operador debe asegurar que los datos no sean manipulados en alta frecuencia, y que los datos de baja frecuencia sean veraces y verificables de acuerdo con la bitácora, para finalmente ser entregados a la ANH desde el lago de datos dispuesto para esta función	Flujo en verde

Tabla 6. Flujo de datos en la Arquitectura OT/IT por bloques

Artículo 14. Archivo JSON. El operador debe entregar diariamente y antes de las 7:00 a. m. toda la información de la operación mediante un archivo en formato JSON el cual será dispuesto en el punto “D” o zona de ingesta como se muestra en la Figura 7. Para ello, el nombre del archivo debe seguir la estructura “NOMBREOPERADOR_CONTRATONUMERO_FECHA(dd-mmm-yyyy).json”; el modelo y campos de diseño del archivo están consignados detalladamente en el Anexo 4.

En este archivo tipo JSON, el operador debe registrar la información de todos los eventos de los procesos automatizados y manuales de la operación recolectados por los sistemas de medición, monitoreo, control y la gestión operativa, lo que corresponde a los datos de alta frecuencia con excepciones y datos de baja frecuencia de la operación respectivamente; contemplando los eventos, tipos de evento, la hora de inicio, la hora de terminación, duración. La información o los datos para el cálculo del IDP se deben entregar sin alteraciones o modificaciones en el contenido original.

La **zona de ingesta**, en la Figura 7 es “el punto D”, la cual es la infraestructura tecnológica dispuesta por la ANH, donde recibirá o halará la información por parte del operador, para su extracción, transformación y almacenamiento.

Artículo 15. *Entrega de información mediante archivo JSON a la ANH.* A más tardar a las 7:00 a. m, se deberá remitir el archivo JSON a la ANH con los resultados de las operaciones del día anterior con corte a las 23:59:59, la medición de calidad y cantidad de los fluidos producidos.

En caso de requerirse alguna modificación en el informe diario de producción - IDP en línea, esta deberá ser realizada dentro de las 24 horas siguientes a la solicitud, quedando el registro del proceso: usuario, hora de ingreso, hora de envío, y la información que la ANH establezca para asegurar que la información se ha recibido de manera cumplida.

Sin excepción, el consolidado de volúmenes de los IDP en línea, deberá ser consistente con la información reportada en los informes de producción mensual. De existir diferencias, deberá enviarse oficialmente una justificación técnica sobre las mismas, suscrita por el representante legal del operador o quien haga sus veces.

Artículo 15.1. *Proceso de entrega y envío del archivo JSON.* El área responsable por parte del operador de la entrega del archivo JSON de producción diaria IDP en línea, debe asegurar la disponibilidad de éste en el lago de datos en la zona de entrega. Se debe establecer la comunicación a través de un canal seguro entre las partes operador-ANH usando protocolos de seguridad para la transmisión de datos. El usuario autorizado a través de las credenciales otorgadas por la ANH para el proceso realiza el envío del archivo a la zona de ingesta (punto D Figura 7), se crea un reporte final de resultado del proceso sea exitoso o no, se envía una notificación a las partes, y se cierra el proceso a través de la desconexión segura.

Para los requerimientos de información por demanda desde la ANH, la unidad responsable del manejo de información de producción podrá realizar el proceso siguiendo el flujo para este: ingreso al sistema de información o plataforma de integración, establecimiento de la conexión y protocolos de seguridad del canal de comunicación, validación y autenticación del usuario en la zona de entrega del operador, inicio de descarga del archivo, verificación de la correcta recepción del archivo, reporte del resultado del proceso exitoso o no, notificación a las partes, proceso de desconexión segura.

Parágrafo 1°. Entre los eventos que se pueden dar en la operación y que el operador debe reportar en el archivo JSON, se tienen los movimientos que se realizan en los tanques de almacenamiento PMO como: transferencias recibidas, transferencias enviadas, entregas o ventas, recibos, drenajes, consumos.

Parágrafo 2°. Para los eventos que se generen por parada de pozos, el operador debe reportar la hora de inicio, hora final, tipo o motivo de parada en donde se especifique si esta es programada o no, entre otros tipos de eventos que se relacionan en el Anexo 4. Los posibles eventos son: abandono, alto S&W, eléctrico, emergencia sanitaria, ambiental, facilidades, ingeniería, bajo potencial, mantenimiento, mecánico, precio del crudo, orden público, cerrado temporalmente, bombeo/transporte, pruebas suspendidas, climático, toma de registros/PBU, servicio a pozo.

Parágrafo 3°. La presente resolución no suprime, ni elimina, ni modifica el proceso y demás consideraciones actuales para el envío del Informe Diario de Producción IDP establecido en el artículo 51 de la Resolución número 40537 de 2024, y que a la fecha de emisión de esta resolución se envía a la ANH mediante plantilla en formato Excel y flujo automático.

Sin perjuicio de la presente resolución todo operador deberá seguir entregando la información del IDP de acuerdo con lo establecido en el artículo 51 de la Resolución número 40537 de 2024 o aquella que la modifique o sustituya.

Parágrafo 4°. La ANH podrá solicitar la modificación del proceso de entrega y/o de la estructura de la plantilla del archivo JSON para la generación del Informe Diario de Producción (IDP) en línea en cualquier momento, para ello, se informará mediante circular emitida por la ANH a todos los operadores del tiempo que dispondrán para dicha entrega, el cual no podrá ser mayor a un plazo de diez (10) días calendario.

Parágrafo 5°. Para el proceso de entrega del archivo JSON, las compañías operadoras podrán seleccionar la tecnología para la implementación, sin importar, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Artículo 16. *Requerimientos de TI para el operador.* El operador debe seleccionar, de acuerdo con su condición operacional, la infraestructura para la zona de entrega de los datos a la ANH que más se adecue a sus capacidades operacionales, garantizando capacidades de almacenamiento, rendimiento, seguridad y disponibilidad que facilite la retención y acceso a los datos, que se adecue a su arquitectura y estableciendo las configuraciones y protocolos específicos para este tipo de servicio La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Los requisitos funcionales mínimos sugeridos de la zona de entrega o lago de datos del operador son los siguientes:

1. El servicio de lago de datos debe contar con las capacidades de conectividad y transmisión de los datos entre la operadora y la ANH. Si el operador define el almacenamiento en su infraestructura de manera local, debe habilitar los protocolos estándares industriales para este tipo de servicio y garantizar la funcionalidad del recurso para la ANH.
2. En caso de cambiar de proveedor de servicio de nube para el lago de datos, o si realizan cambios a la infraestructura de almacenamiento local, debe informarse por escrito a la ANH los nuevos parámetros de conexión, así como las configuraciones de red y las políticas de conectividad que se hayan establecido.
3. El lago de datos debe tener la capacidad para almacenar bases de datos relacionales o no relacionales, con datos estructurados o no estructurados, para lo cual tendrá una partición de este, donde serán almacenados los reportes en formato JSON con los datos de alta y baja frecuencia (ANEXO 4)
6. El lago de datos debe tener la capacidad de almacenamiento para los archivos de datos en formato JSON de la producción diaria, y permitir el crecimiento esperado de la zona de entrega; este servicio debe poder escalar para ampliar o reducir la capacidad de almacenamiento bajo demanda.
7. El lago de datos debe contar con funciones de respaldo y recuperación de datos y garantizar la disponibilidad y almacenamiento de la información (datos y archivos) de forma indefinida para la consulta de la ANH cuando así lo requiera.
8. La configuración del lago de datos debe asegurar y garantizar características y funciones de alta disponibilidad, de tal manera que la información siempre esté dispuesta para la ANH para consultas diarias, aleatorias o a demanda en cualquier momento en el tiempo, pero garantizando un almacenamiento continuo de las variables para la medición del IDP en línea, los eventos y demás datos en alta frecuencia de sus sistemas, de manera que no afecte el almacenamiento, ni el rendimiento de sus sistemas en el corto, mediano y largo plazo.

Parágrafo 1°. El operador debe asegurar el cumplimiento de protocolos de seguridad, ciberseguridad y encriptación para el lago de datos así:

- a) Establecer mecanismos de protección de datos, mediante protocolos de seguridad, ciberseguridad y encriptación, que se alineen a estándares reconocidos como ISO27001, NIST, ISO27400, IEC 62443 esta última aplica para redes industriales y sistemas de seguridad a nivel de las tecnologías de operación OT.
- b) Establecer los niveles de cifrado de la información tanto en reposo como en tránsito, el operador debe informar a la ANH los parámetros de cifrado para la carga de la información en el lago de datos y su transformación a texto legible (descifrar) por parte de la ANH.
- c) Definir las políticas de Gobierno de datos (calidad, limpieza, entre otras, pero sin limitarse a estas) de acuerdo con las necesidades del operador y establecer los correspondientes protocolos para el acceso de la ANH.
- d) Asignar a la ANH por lo menos dos (2) perfiles de usuarios, con unos roles de acceso, consulta y descarga por demanda. Los perfiles asignados deben tener permisos de acceso a la información e históricos almacenados por el operador en el lago de datos.

Parágrafo 2°. Las compañías operadoras podrán seleccionar la tecnología para la implementación de la zona de entrega sin importar, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Artículo 17. *Filosofía del flujo de los datos para crudo*. De acuerdo con el diagrama de flujo de datos para crudo dispuesto la Figura 8, se indica que el operador que tenga una producción con un volumen total por campo mayor o igual (\geq) a 3000 BOPD, debe disponer la información del IDP en línea en la zona de entrega (lago de datos) del operador por el proceso automatizado definido.

Dentro de este proceso se describen tres tipos de flujos:

Tipo de flujo	Descripción	Representación en la Figura 8
Flujo manual	obedece al cargue de la plantilla IDP a través de la plataforma SOLAR	Color rosado
Flujo automático	representa la integración entre los dos sistemas de información, uno de la compañía operadora y el otro de la ANH	Color azul oscuro
Flujo de datos por Telemetría	El flujo de datos debe implementar el sistema de telemetría, donde la automatización de los datos se debe disponer en la zona de entrega (lago de datos del operador) para ser consultados y procesados por la ANH	color azul claro

ESPACIO EN BLANCO A PROPÓSITO

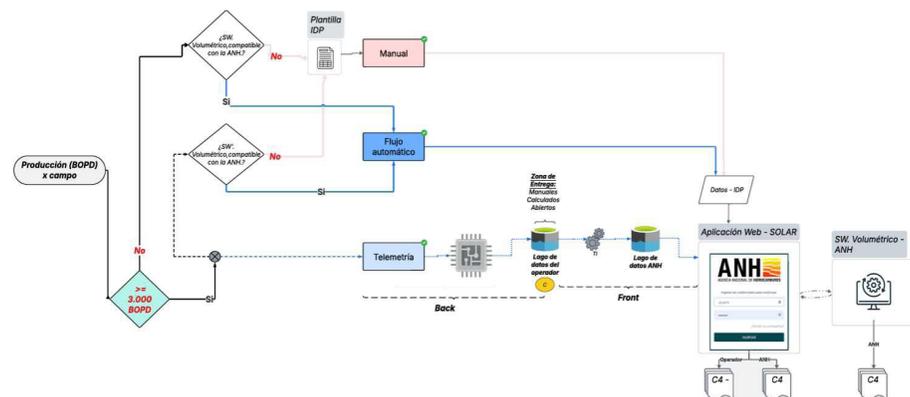


Figura 8. Flujograma de la filosofía del flujo de datos para crudo - Fuente. ANH

Parágrafo. Las compañías operadoras podrán seleccionar la tecnología para el cumplimiento de la filosofía del flujo de datos para crudo sin importar, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Artículo 18. *Filosofía del flujo de los datos para gas*. La figura 9 indica el flujo para la captura de los datos y el reporte del IDP para la entrega de información ya sea manual (flujo rosado) o por el sistema de telemetría (flujo de color azul claro).

En todo caso el operador deberá cumplir con los tiempos estipulados en el artículo 4° de la presente resolución.

En el diagrama de flujo de datos para gas, representado en la Figura 9, inicia el proceso con las diferentes corrientes de gas que se pueden tener en los campos de producción como son: gas comercializado al SNT, quemas, entregas a gasoductos urbanos, consumos, inyección, entre otros. Este conjunto de corrientes de gas muestra las posibles combinaciones o interacciones que se pueden dar entre ellas.

Para reportar la producción de gas de cada campo se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

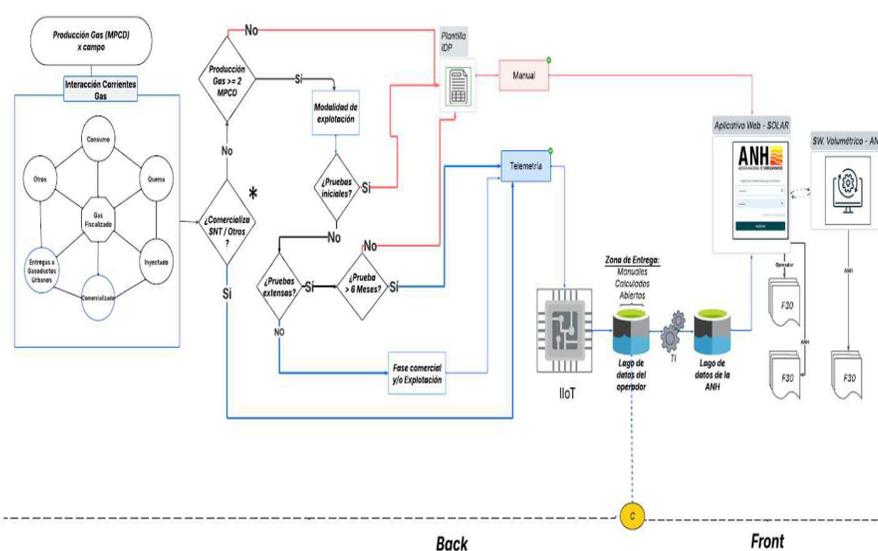
1. **Pruebas Iniciales:** Toda la información de producción de gas se debe remitir mediante la plantilla establecida por la ANH de manera manual. En la Figura 9 se representa con el color rosado.
2. **Periodo inicial de pruebas extensas:** Durante el plazo inicial para la realización de pruebas extensas los operadores deberán remitir la información asociada a la producción de gas mediante la plantilla establecida por la ANH de manera manual. La primera prórroga de que trata el artículo 28 de la Resolución número 40537 de 2024 o aquella que la modifique o sustituya, estará condicionada a la implementación, puesta en marcha y operatividad del sistema de telemetría descrito en la presente resolución.
3. **Periodos de (i) ampliación de pruebas extensas, (ii) comercialidad o explotación:** Toda la información volumétrica asociada a la producción de gas que se disponga en cualquiera de las corrientes debe ser reportada a la ANH a través de los sistemas de telemetría; en concordancia con el plazo dispuesto en el artículo 4° literal b de esta resolución.

Parágrafo 1°. El flujo de datos de telemetría para el gas no exonera al operador del envío de la plantilla del IDP manual, mediante el aplicativo SOLAR o las herramientas web que para tal fin disponga la ANH.

Parágrafo 2°. Para todos los campos que comercialicen gas al SNT o a otro proveedor y que acorde con la modalidad de explotación les aplique la implementación de los sistemas de telemetría, la automatización de los datos se debe disponer en la zona de entrega (lago de datos del operador) para ser consultados y procesados por la ANH.

Parágrafo 3°. Las compañías operadoras podrán seleccionar la tecnología para el cumplimiento de la filosofía del flujo de datos para crudo sin importar, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

ESPACIO EN BLANCO A PROPÓSITO



* Los campos que comercializan gas por fuentes diferentes al SNT (Otros), deben presentar los datos de calidad como un dato de baja frecuencia, acorde a lo establecido en el artículo 7 de la Resolución 40236 del 7 de Julio de 2022 expedida por el Ministerio de Minas y Energías.

Figura 9. Flujograma de la filosofía del flujo de datos para gas – Fuente. ANH

TÍTULO V OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 19. *Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría*. El Ente de Fiscalización podrá, de forma directa o mediante un tercero especializado, realizar inspecciones periódicas a los sistemas de Telemetría para verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en esta resolución.

Los hallazgos o no conformidades encontradas en las inspecciones serán comunicados por parte del Ente de Fiscalización mediante oficio, en el cual se informará el plazo con el que contará el operador para subsanar dichos hallazgos, este no podrá superar los cinco (5) días calendario. El seguimiento, monitoreo y verificación del cumplimiento del plan de acción estará a cargo del Ente de Fiscalización.

Parágrafo 1°. El operador debe asegurar que los equipos de medición y equipos e instrumentos usados en el sistema de telemetría se encuentren calibrados acorde con lo establecido en los artículos 33 y 34 de la Resolución número 40236 del 2022 o aquella que la modifique o sustituya, para tal fin el operador debe implementar un plan metrológico de todos los equipos e instrumentos de medición, en donde se identifique la vigencia del certificado de calibración de cada equipo e instrumento usado, mantenimiento y verificaciones periódicas realizadas, entre otras.

El operador deberá entregar a la ANH los certificados de calibración, mediante comunicación oficial, en el plazo dispuesto en el parágrafo 4°, artículo 4° de la presente resolución, y en adelante con una periodicidad anual. Lo anterior sin perjuicio de que el Ente de Fiscalización lo pueda requerir en cualquier tiempo.

Parágrafo 2°. La información entregable, en la cual se encuentran los datos en formato JSON, serán susceptibles a procesos de verificación y auditoría.

Parágrafo 3°. De presentarse afectaciones, anomalías o irregularidades en el funcionamiento de los sistemas de telemetría desde la captura de manera automatizada hasta la disponibilidad del archivo JSON en la zona de entrega ("C") para la ANH, estas deberán ser informadas mediante un informe y/o reporte en donde se describa el inconveniente y el tiempo estimado de la solución al mismo, en un término de doce (12) horas, mediante correo electrónico a soporte.idp@anh.gov.co

Para las actividades contempladas en los mantenimientos correctivos, preventivos o predictivos se contará con un plazo máximo de setenta y dos (72) horas para la culminación de las actividades correspondientes y para la normalización en el funcionamiento total de los sistemas de telemetría, mediante los cuales se integran dispositivos conectados para la captura y transmisión de datos en tiempo real relacionados con los procesos de fiscalización del volumen de hidrocarburos líquidos y gaseosos, agua de producción que se recupera en pozos y campos productores ubicados en el territorio nacional para la conformación del IDP en línea, contados a partir del informe y/o reporte mencionado anteriormente.

Parágrafo 4°. Las verificaciones de las actividades mencionadas en este artículo, podrán ser realizadas de forma diferente a la presencial y con el uso de herramientas digitales y remotas, únicamente cuando por razones de fuerza mayor debidamente motivadas por el Ente Fiscalizador, se impida o imposibilite la realización de verificaciones presenciales.

Parágrafo 5°. El operador debe informar mediante comunicación oficial a la ANH de los cambios y/o modificaciones al sistema de telemetría, como instrumentos, sensores, dispositivos IIOT, PLC, RTUs, SCADAs, entre otros, que permitan la creación del archivo JSON para la generación del informe Diario de Producción (IDP) en línea. En todo caso las compañías operadoras podrán seleccionar la tecnología sin importar, marcas, fabricantes o proveedores de su preferencia que más se adecúen a su condición operacional, siempre y cuando las mismas cumplan con los mínimos requeridos en la presente resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH.

Artículo 20. *Socialización*. La Agencia Nacional de Hidrocarburos informará oportunamente a todas las compañías operadoras del proceso de socialización, sensibilización y transferencia de conocimiento para la óptima implementación de lo dispuesto en la presente resolución.

Artículo 21. *Sanciones*. El no cumplimiento a las disposiciones contenidas en la presente resolución será sancionado conforme a las disposiciones aplicables, entre estas, el artículo 67 del Código de Petróleos, modificado por el artículo 21 de la Ley 10 de 1961 o aquellas que los modifiquen, adicionen o sustituyan.

Artículo 22. *Vigencia*. La presente resolución rige a partir de su expedición.

Expedida en Bogotá, D. C., el 27-08-2025

Publíquese y cúmplase.

El Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones,

Rafael Alberto Fajardo Moreno.

ANEXO 1

FILOSOFÍA DEL PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

El objetivo central del proyecto es modernizar y mejorar la eficiencia y eficacia de la fiscalización de hidrocarburos bajo la responsabilidad de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones (VORP), con el fin de garantizar una gestión transparente, responsable y alineada con los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo (PND) y la transición energética justa.

El proyecto de modernización busca implementar una fiscalización efectiva, moderna, tecnicada y digitalizada que asegure el adecuado control de las reservas, la producción, y el recaudo de regalías y derechos económicos, contribuyendo a la sostenibilidad y eficiencia operativa, bajo los principios fundamentales de **eficiencia, transparencia e innovación**: donde:

- Se combina el uso de tecnologías avanzadas como IIoT, telemetría y analítica de datos para optimizar la fiscalización de los hidrocarburos de forma confiable, minimizando tiempos, mejorando la precisión de los datos por medio de la transmisión de los datos instrumentados desde los operadores a la ANH.
- El operador incorpora de tecnologías avanzadas como sistemas de medición automatizados, sensores inteligentes, y plataformas de interoperabilidad que se integran con los sistemas existentes entre el operador y la ANH para garantizar la medición, monitoreo y transmisión de datos en tiempo real de fiscalización.
- En la Figura 5, se describe la arquitectura de las aplicaciones para la fiscalización de hidrocarburos, donde el flujo de los datos entre el operador y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se recopilan en el operador a través de: (i) computadores de flujo, que miden variables de líquidos y gas; (ii) telemetría de tanques, que registra datos volumétricos automatizados (Puntos de Medición Oficiales - PMO); (iii) pruebas manuales, como las de pozos y paros; (iv) calidad del crudo y gas, cuyos parámetros como BSW, API, y contenido de sal y azufre se analizan en laboratorio. Estos datos se almacenan en la base de datos del operador, que consolida la información de cantidad (instrumentada) y calidad (manual). Luego, se transmiten al sistema de la ANH a través de un proceso de ingesta de datos.
- En el lado de la ANH, hay un integrador de bases de datos consolida la información recibida y la envía al Sistema de Administración Volumétrico (ANH), que realiza la liquidación oficial.
- El sistema incluye supervisión de excepciones e incertidumbres en la gestión de datos. La arquitectura diseñada busca la recolección de datos eficiente utilizando datos con procesos instrumentados y manuales, promoviendo transparencia y confiabilidad en la fiscalización.

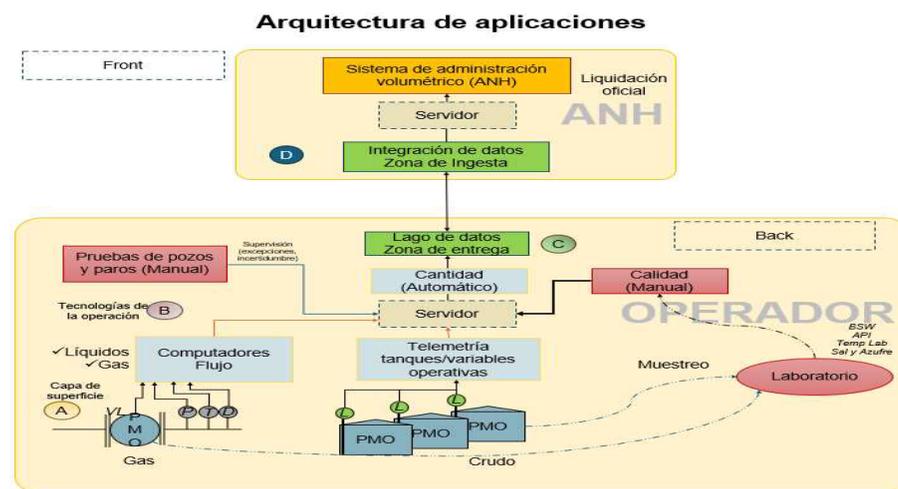


Ilustración 1. Filosofía del proyecto de Modernización. Fuente ANH

El aporte o impacto del proyecto en el desarrollo nacional es garantizar el recaudo eficiente de regalías y el control de la producción de hidrocarburos para fortalecer el Sistema General de Regalías.

Apoyar a la Política de Transición Energética, promoviendo prácticas sostenibles y responsables en la fiscalización de recursos naturales no renovables, alineadas con la estrategia de transición energética del país

Fomentar la interacción entre equipos técnicos multidisciplinares e interdisciplinares conformados por personal de los operadores y la ANH, para implementar soluciones innovadoras y sostenibles para el país, que incrementen las capacidades técnicas para adaptarse a los cambios en la industria

El uso prospectivo de herramientas analíticas para la toma de decisiones informadas que garanticen la integridad de la información fiscalizada, la sostenibilidad y transparencia que puedan contribuir al desarrollo socioeconómico del país.

ANEXO 2

ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA

Las siguientes son especificaciones mínimas, pero en ningún caso sugieren algún tipo de marca, fabricante o proveedor. El operador podrá seleccionar la tecnología, marca, fabricante o proveedor de su preferencia, que más se adecue a sus condiciones operacionales, siempre que los mismos cumplan con los requisitos mínimos de esta resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH

Ubicación/ Nivel	Tipo de medición	Origen variable	Numeración	Aplicación (IDP)	Variable	Captura de variable	Tecnología	Tipo de instrumento
PMO	Estática	Medición	1	Nivel De Fluido Total	Altura	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Laser***
PMO	Estática	Medición		Nivel De Fluido Total	Altura	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Radar***
PMO	Estática	Medición	2	Nivel De Agua Libre	Altura	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Laser***
PMO	Estática	Medición		Nivel De Agua Libre	Altura	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Radar***
PMO	Estática	Medición	3	Temperatura Ambiente	Temperatura	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Rtd***
PMO	Estática	Medición	4	Temperatura Base De Lamina	Factor de Corrección	Constante	Instrumento Análogo**	No aplica
PMO	Estática	Medición	5	Temperatura Crudo En Tanque	Temperatura	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Rtd***
PMO	Estática	Medición		Temperatura Crudo En Tanque	Temperatura	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Termopar/Termistor/Sonda***
PMO	Estática	Medición	6	Muestreo Tk	Nivel	Informativo	No Aplica**	No aplica
PMO	Estática	Análisis	7	Tabla De Aforo	Nivel	Constante	No Aplica**	No aplica
PMO	Estática	Análisis	8	Contenido De Agua Y Sedimento (Bsw)	Volumen	Manual	No Aplica**	No aplica
PMO	Estática	Análisis	9	API (Observada En Laboratorio)	Gravedad Especifica	Manual	Instrumento Análogo**	No aplica
PMO	Estática	Análisis	10	Temperatura Observada En Laboratorio	Temperatura	Manual	Instrumento Análogo**	No aplica
PMO	Estática	Análisis	11	Contenido De Azufre (%)	Volumen	Manual	No Aplica**	No aplica
Medidores Líquidos	Dinámica	Medición	12	GSV (volumen, bruto a temperatura estándar)	Volumen	Manual	No Aplica**	No aplica

Ubicación/ Nivel	Tipo de medición	Origen variable	Numeración	Aplicación (IDP)	Variable	Captura de variable	Tecnología	Tipo de instrumento
Medidores Líquidos	Dinámica	Medición	13	BSW	Relación Agua Sedimentada	Manual	No Aplica**	No aplica
Medidores Líquidos	Dinámica	Medición	14	Temperatura Fluyendo	Temperatura	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Termopar/Termistor/Sonda
Medidores Líquidos	Dinámica	Medición	15	Presión De Flujo	Presión	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Transmisor De Presión***
Medidores Líquidos	Dinámica	Medición	16	API	Gravedad Especifica	Manual	Instrumento Análogo**	Densímetro
Pozo	Dinámica	Dato Multihoja	17	Nombre Pozo	Valor	Manual	No Aplica**	No aplica
Pozo	Dinámica	Dato Multihoja	18	Formación	Valor	Manual	No Aplica**	No aplica
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	19	Horas Pruebas	Tiempo	Variable	Telemetría*	Reloj Digital***
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	20	Petróleo (Bbl)	Valor	Manual	No Aplica**	No aplica
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	21	Gas (Kscf)	Valor	Manual	No Aplica**	No aplica
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	22	Agua (Bbl)	Valor	Manual	No Aplica**	No aplica
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	23	Bipd/Frecuencia/ Strokes Por Min (Bbl/Hz/Spm)	Frecuencia	Variable	Instrumento Electrónico*	Encoder Rotacional/Interno Del Vsd***
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	24	PIP/CORRIENTE MOTOR/LONGITUD STROKE	Presión	Variable	Instrumento Electrónico*	Transmisor De Presión***
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	24	Presión Intake	Presión	Variable	Instrumento Electrónico*	Transmisor De Presión**
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	24	Corriente Motor	Corriente	Variable	Instrumento Electrónico*	Amperímetro***
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	24	Longitud Stroke	Stroke/eng	Variable	Instrumento Electrónico*	Encoder Lineal***
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	25	Presión En Cabeza (Psia)	Presión	Variable	Transmisor De Presión/Análogo**	Transmisor De Presión
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	25	Presión En Cabeza (Psia)	Presión	Variable	Transmisor De Presión*	Transmisor De Presión***
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	26	Temperatura En Cabeza (°F)	Temperatura	Variable	Transmisor De Temperatura/Análogo**	Transmisor De Temperatura Análogo
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	26	Temperatura En Cabeza (°F)	Temperatura	Variable	Transmisor De Temperatura*	Termopar/Termistor/Sonda***
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	27	Choque (1/64) Pulg	On-Off	Manual	No Aplica**	No aplica
Ubicación/ Nivel	Tipo de medición	Origen variable	Numeración	Aplicación (IDP)	Variable	Captura de variable	Tecnología	Tipo de instrumento
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	28	API A 60°F	Valor	Calculada	No Aplica**	No aplica
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	29	GOR (kscf/bbl)	Valor	Calculada	No Aplica**	No aplica
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	30	BSW	Relación Agua Sedimentada	Manual	No Aplica**	No aplica
Pozo	Dinámica	Potenciales De Pozo	30	BSW	Relación Agua Sedimentada	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Caudalímetro Multifásico***
Pozo	Dinámica	Paradas de Pozo	31	Inicio Parada	Tiempo	Variable	Telemetría*	Reloj Digital***
Pozo	Dinámica	Paradas de Pozo	32	Fin Parada	Tiempo	Variable	Telemetría*	Reloj Digital***

Cuadro 1. Instrumentación para crudo

* - Transmisión/Tipo del dato: Comunicación IOT/Digital

** - Transmisión/Tipo del dato: Dato Manual/Manual

*** - Señal de Salida/Protocolos Soportados: 4-20 mA, RS485, Ethernet opcional/ Modbus RTU/TCP, HART 7.0, OPC UA/IOT/LPWAN/Ethernet/IP

Las siguientes son especificaciones mínimas, pero en ningún caso sugieren algún tipo de marca, fabricante o proveedor. El operador podrá seleccionar la tecnología,

marca, fabricante o proveedor de su preferencia, que más se adecue a sus condiciones operacionales, siempre que los mismos cumplan con los requisitos mínimos de esta resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH

Ubicación/ Nivel	Tipo de medición	Origen variable	Numeración	Aplicación (IDP)	Variable	Captura de variable	Tecnología	Tipo de instrumento
Volumen de GAS fiscalizado	Dinámica	Medición GAS	33	Tipo de movimiento o disposición	Volumen	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo
Volumen de quema	Dinámica	Medición GAS	34	Tipo de movimiento o disposición	Volumen	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo
Volumen GAS Comercializado	Dinámica	Medición GAS	35	Tipo de movimiento o disposición	Volumen	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo
Volumen GAS Consumido	Dinámica	Medición GAS	36	Tipo de movimiento o disposición	Volumen	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo
Volumen GAS prueba de pozo/Potencial	Dinámica	Medición GAS	21	Tipo de movimiento o disposición	Volumen	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo
Ubicación/ Nivel	Tipo de medición	Origen variable	Numeración	Aplicación (IDP)	Variable	Captura de variable	Tecnología	Tipo de instrumento
Volumen GAS (Gasoductos/urbano/entrega)	Dinámica	Medición GAS	37	Tipo de movimiento o disposición	Volumen	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo
Volumen Transformado /Enviado a planta (Glp/gasolina, otros)	Dinámica	Medición GAS	38	Tipo de movimiento o disposición	Volumen	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo
Volumen Inyectado (Mto/Pres/Gas Lift)	Dinámica	Medición GAS	39	Tipo de movimiento o disposición	Volumen	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	40	Cromatografía	Carbono Co2	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	41	Cromatografía	Nitrógeno N2	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	42	Cromatografía	Etano C2	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	43	Cromatografía	Metano CH4	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	44	Cromatografía	Propano C3	Automatizada	Instrumento Electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	45	Cromatografía	Hexano C6	Automatizada	Instrumento electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	46	Cromatografía	N-Pentano (NC5)	Automatizada	Instrumento electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	47	Cromatografía	N-butano	Automatizada	Instrumento electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	48	Cromatografía	Factor de compresión	Automatizada	Instrumento electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	49	Cromatografía	Gravedad específica	Automatizada	Instrumento electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	50	Cromatografía	Poder calorífico	Automatizada	Instrumento electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	51	Cromatografía	I-Butano (IC4)	Automatizada	Instrumento electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	52	Cromatografía	i-Pentano	Automatizada	Instrumento electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	53	Cromatografía	Índice WOBBE	Automatizada	Instrumento electrónico*	Cromatógrafo
Cromatografía	Dinámica	Medición GAS	54	Cromatografía	Total n°Normal (%)	Automatizada	Instrumento electrónico*	Cromatógrafo
Calidades	Dinámica	Medición GAS	55	Calidad hidrocarburos gaseosos	Presión	Automatizada	Instrumento electrónico*	Presión Línea / Transmisor de presión
Calidades	Dinámica	Medición GAS	56	Calidad hidrocarburos gaseosos	Temperatura Línea	Automatizada	Instrumento electrónico*	Transmisor de temperatura
Ubicación/ Nivel	Tipo de medición	Origen variable	Numeración	Aplicación (IDP)	Variable	Captura de variable	Tecnología	Tipo de instrumento
Calidades	Dinámica	Medición GAS	57	Calidad hidrocarburos gaseosos	Oxígeno (ppm)	Automatizada	Instrumento electrónico*	Analizador en línea/Cromatógrafo
Calidades	Dinámica	Medición GAS	58	Calidad hidrocarburos gaseosos	H2S(ppm)	Automatizada	Instrumento electrónico*	Analizador en línea/Cromatógrafo
Calidades	Dinámica	Medición GAS	59	Calidad hidrocarburos gaseosos	DewPoint (°C)	Automatizada	Instrumento electrónico*	Analizador en línea/Cromatógrafo
Calidades	Dinámica	Medición GAS	60	Calidad hidrocarburos gaseosos	F Instan Dia	Automatizada	Instrumento electrónico*	Analizador en línea/Cromatógrafo
Calidades	Dinámica	Medición GAS	61	Calidad hidrocarburos gaseosos	F Instan Hora	Automatizada	Instrumento electrónico*	Analizador en línea/Cromatógrafo
Calidades	Dinámica	Medición GAS	62	Calidad hidrocarburos gaseosos	Azufre Total	Automatizada	Instrumento electrónico*	Analizador en línea/Cromatógrafo
Calidades	Dinámica	Medición GAS	63	Calidad hidrocarburos gaseosos	Humedad (LMMSCF)	Automatizada	Instrumento electrónico*	Analizador en línea/Cromatógrafo
Calidades	Dinámica	Medición GAS	64	Calidad hidrocarburos gaseosos	Presión DHCP (psi)	Automatizada	Instrumento electrónico*	Analizador en línea/Cromatógrafo
Cálculos	Dinámica	Medición GAS	65	Calidad hidrocarburos gaseosos	Volumen totalizado	Automatizada	Instrumento electrónico*	Analizador en línea/Cromatógrafo

Cuadro 2. Instrumentación para gas

* - Transmisión/Tipo del dato/Señal de Salida/Protocolos Soportados: Comunicación IOT/ Digital/ 4-20 mA, RS485, Ethernet opcional/ Modbus RTU, TCP, HART 7.0, OPC UA, IOT, LPWAN

Las siguientes son especificaciones mínimas, pero en ningún caso sugieren algún tipo de marca, fabricante o proveedor. El operador podrá seleccionar la tecnología, marca, fabricante o proveedor de su preferencia, que más se adecue a sus condiciones operacionales, siempre que los mismos cumplan con los requisitos mínimos de esta

resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH

Ubicación/ Nivel	Tipo de medición	Origen variable	Numeración	Aplicación (IDP)	Variable	Captura de variable	Tecnología	Tipo de instrumento
Volumen de Producción de agua	Dinámica	medición agua	42	Inventarios/Tanques/movimientos/producción	Volumen	Automatizada	Instrumento electrónico*	Coriolis/ Turbina/ Rotativos/ Computador de flujo
Inyección agua Pozos Disposal	Dinámica	medición agua	43	Medidores líquidos	Volumen	Automatizada	Instrumento electrónico*	Coriolis/ Turbina/ Rotativos/ Computador de flujo
Inyección Pozos de mantenimiento de presión	Dinámica	medición agua	44	Medidores líquidos	Volumen	Automatizada	Instrumento electrónico*	Coriolis/ Turbina/ Rotativos/ Computador de flujo

Cuadro 3. Instrumentación para agua

*- Transmisión/Tipo del dato/Señal de Salida/Protocolos Soportados: Comunicación IOT/ Digital/4-20 mA, RS485, Ethernet opcional/Modbus RTU, TCP, HART 7.0, OPC UA, IOT, LPWAN.

ANEXO 3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÍNIMAS PARA UNIDADES CONTROLADORAS Y EQUIPOS ELECTRÓNICOS

En este anexo se presentan las características mínimas de operación, y configuración para los equipos electrónicos, sensores, instrumentos y unidades controladoras que van a servir en el aseguramiento de la telemetría in situ.

En el Cuadro 4 se presentan las especificaciones técnicas mínimas para los sensores e instrumentos para la medición electrónica.

Las siguientes son especificaciones mínimas, pero en ningún caso sugieren algún tipo de marca, fabricante o proveedor. El operador podrá seleccionar la tecnología, marca, fabricante o proveedor de su preferencia, que más se adecue a sus condiciones operacionales, siempre que los mismos cumplan con los requisitos mínimos de esta resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH

Aspecto	Especificaciones y requisitos
Construcción del Sensor	- Materiales resistentes a la corrosión como acero inoxidable o aleaciones de alta resistencia. - Clasificación IP65/IP67 para protección contra polvo y humedad. - Certificación ATEX o IECEx para uso en áreas clasificadas (zonas peligrosas).
Tecnología de Comunicación	- Compatibilidad con protocolos industriales estándar: Modbus RTU/TCP, Profibus, HART, Foundation Fieldbus. - Soporte para conectividad inalámbrica (LoRa, NB-IoT, SigFox, LPWAN etc.). - Protocolos de seguridad como TLS/SSL para transmisión segura de datos.
Error y Calibración	- Margen de error máximo permisible (<0.5%) en condiciones normales de operación. - Capacidades de autodiagnóstico y calibración remota.
Mantenimiento y Soporte	- Módulos reemplazables para partes críticas (transductores, cables, etc.). - Soporte técnico y manuales de mantenimiento detallados para facilitar instalación y mantenimiento.
Condiciones Ambientales	- Selección de sensores considerando temperaturas extremas, presión y condiciones de corrosión presentes en la planta o campos petroleros.
Fiabilidad y Robustez	- Diseño para operación confiable a largo plazo sin mantenimiento frecuente. - Capacidad para operar en entornos con altas temperaturas, vibraciones, polvo y humedad.
Compatibilidad con el Sistema de Control	- Compatibilidad con sistemas SCADA, DCS, ICS, HMI y sistemas de automatización existentes. - Facilidad de integración en infraestructura de monitoreo y control.

Cuadro 4. Especificaciones técnicas de los sensores

En el Cuadro 5 se presentan las especificaciones mínimas para las Unidades Controladoras, remotas, locales o in situ, sugeridas con las características mínimas de procesamiento, alimentación eléctrica y adquisición del dato.

Las siguientes son especificaciones mínimas, pero en ningún caso sugieren algún tipo de marca, fabricante o proveedor. El operador podrá seleccionar la tecnología, marca, fabricante o proveedor de su preferencia, que más se adecue a sus condiciones operacionales, siempre que los mismos cumplan con los requisitos mínimos de esta resolución. La tecnología definida por cada operador no estará sujeta a la aprobación por parte de la ANH

Equipo	Descripción General	Características Específicas	Condiciones Generales
RTU (Unidades Terminales Remotas)	Dispositivo para captura y transmisión de datos críticos en tiempo real, asegurando el control continuo y confiable en operaciones Oil & Gas.	Procesador: Microcontrolador o ARM, bajo consumo. Entradas/Salidas: Analógicas (4-20 mA, 12-16 bits), digitales (8 canales). Comunicación: Modbus RTU/TCP, Ethernet, 4G/LTE. Resistencia: IP65, temperatura -40°C a 70°C.	Expansión modular para nuevas funciones. Compatible con sistemas SCADA. Alimentación 12-24 VDC con protección contra sobretensiones.
Equipos Edge (Borde IoT)	Procesadores locales para análisis y decisiones en tiempo real o streaming, minimizando latencia y asegurando la operación autónoma en entornos críticos con datos integrados al ecosistema digital.	Procesador: ARM, Quad-core desde 1.8 GHz. RAM 8 GB. Almacenamiento: 256 GB SSD, expansión hasta 2 TB. Comunicación: MQTT, OPC-UA, Ethernet dual, 4G/LTE. Resistencia: IP65, -20°C a 70°C.	Baja latencia (<10 ms). Consumo energético <30 W. Actualización remota (OTA). Diseño robusto para ambientes extremos.
PLC (Controladores Lógicos Programables)	Unidad central de control para automatización industrial, a nivel de planta de piso diseñada para ejecutar lógicas complejas con alta precisión, esencial para estabilidad y eficiencia en campos petroleros.	Procesador: CPU arquitectura RISC, velocidad >100 MHz. Entradas/Salidas: Digitales 24 VDC, analógicas 4-20 mA, resolución 12 bits. Comunicación: EtherNet/IP, Profibus. Seguridad: Cifrado TLS, firewall integrado.	Modularidad para expansión de I/O. Certificación ATEX/IECEx. Rango de operación: -40°C a 70°C. Alimentación eficiente 24 VDC o 110/220 VAC.
Computadores de Flujo	Equipos clave para medición y control de caudales, presión y temperatura en operaciones petroleras, garantizando precisión y optimización de procesos críticos.	Medición: Tecnologías Coriolis y Ultrasonido. Exactitud: Error <0.5%. Protocolos: Modbus TCP, HART, Profibus. Seguridad: ATEX, IECEx. Análisis: Predicción con IA/ML.	Rango de operación: -40°C a +70°C. Materiales resistentes a corrosión. Alertas remotas y control PID para estabilidad operativa.

Cuadro 5. Especificaciones mínimas para las Unidades Controladoras, remotas, locales o in situ

ANEXO 4

ARCHIVO TIPO JSON GENERADO POR LOS OPERADORES

De acuerdo con el artículo 14 de esta resolución el archivo para transmisión de datos basado en JSON tiene la siguiente estructura:

- Segmento para identificación del informe, este contiene los campos nombre del operador, número de contrato, la fecha operacional o del día que se está reportando, la fecha de carga y el usuario autorizado para envío del informe.
- Dos segmentos mayores, el primero agrupa los datos de alta frecuencia o automatizados electrónicamente; el segundo agrupa los datos de baja frecuencia que corresponde con datos manuales, datos obtenidos en laboratorio o de eventos de la operación.
- El primer segmento contiene una agrupación, o arreglo de datos, para el registro de los movimientos de crudo en PMO y medición de gas durante el día de operación.
- El segundo segmento contiene cinco agrupaciones, o arreglos de datos, para el registro de: información en tanques, movimientos en tanques, medidores líquidos, medidores de gas, pruebas potenciales de pozo y paradas de pozo.

Segmento JSON	Descripción para efectos de la Resolución	Datos que se obtienen
Datos básicos o generales	Identificación del operador, contrato, fecha operacional y usuario autorizado.	- Operador o nombre de la empresa que opera un campo o bloque. - Número del contrato - Fecha operacional del día del que se está presentando el informe de producción - Fecha de carga, del día que se carga al sistema la información - Nombre del usuario con autorización para el envío de información
Datos de alta frecuencia	Información de datos de alta frecuencia desde los PMO sobre los movimientos de crudo durante el día de operación	- Nombre del tanque, - Identificador del recurso, - Hora de medición, - Nivel de fluido total, - Nivel de agua libre, - Temperatura de crudo en tanque, - Temperatura ambiente
Datos de baja frecuencia	Información de baja frecuencia desde los PMO sobre los movimientos de crudo durante el día de operación, información de eventos de la operación, detalles de los movimientos en tanque, datos obtenidos en laboratorio, eventos identificados por el operador en campo	- Nombre del tanque, - Identificador del recurso, - Hora de medición, - Datos de baja frecuencia en tanques: S&W, API en laboratorio, Temperatura en laboratorio, %Azufre Movimientos en tanque: hora de inicio de movimiento, hora de fin de movimiento, tipo de movimiento Medidores líquidos: Volumen total estándar, API, S&W, Temperatura del fluido, presión de flujo Pruebas potenciales: duración de la prueba en horas, tasa de producción diaria neta (crudo, gas, agua), BIPD, PIP corriente motor, presión en cabeza de pozo, temperatura en cabeza de pozo, choque Paradas de pozo: actividad programada, inicio de paro, fin de paro, causal de paro

Cuadro 6. Segmentos de construcción para el archivo JSON

Variable	Unidad	Tipo de dato	Descripción
Nombre del Tanque	Texto	Referencia (Recurso en IDP)	Indique el nombre del tanque tal como se establece para el reporte del Informe Diario de Producción
ID Recurso	Texto	Referencia	Identificador que permite diferenciar de manera única al recurso
Hora de medición	Fecha/hora formato EPOCH/Unix	Automatizado	Fecha y hora de la medición que se está informando dd/mm/yyyy hh:mm:ss, este dato se requiere tanto para datos de alta frecuencia como para datos de baja frecuencia
Nivel fluido total	mm	Automatizado	Lectura del nivel del tanque
Temperatura crudo en tanque ALTA	°F	Automatizado	Temperatura a la cual está el fluido en el tanque, esta medición se lleva a través de un dispositivo automatizado
Nivel de agua libre	mm	Automatizado	Nivel de agua libre en el tanque
Temperatura ambiente (°F)	°F	Automatizado	Temperatura del ambiente (afecta el cálculo del factor de corrección por lamina)
Temperatura crudo en tanque BAJA	°F	Manual	Temperatura a la cual está el fluido en el tanque, esta medición se lleva cuando el dispositivo automatizado no esté disponible y la toma del dato se realiza de forma manual
Contenido de agua y sedimento (S&W)	%	Manual	Porcentaje de agua y sedimento en el crudo
Gravedad API observada en laboratorio	°API	Manual	Valor de la Gravedad API leída en el laboratorio
Temperatura observada en laboratorio	°F	Manual	Temperatura a la cual fue leída la gravedad API en el laboratorio
Contenido de azufre (%)	%	Manual	Contenido de azufre de acuerdo con el último análisis de laboratorio.

Cuadro 7. Especificaciones y caracterización del tipo de dato y su descripción para tanques. Fuente ANH

Variable	Unidad	Tipo de dato	Descripción
Nombre del Tanque	Texto	Referencia (Recurso en IDP)	Indique el nombre del tanque tal como se establece para el reporte del Informe Diario de Producción
ID Recurso	Texto	Referencia	Identificador que permite diferenciar de manera única al recurso
Hora inicio de movimiento	Fecha/hora	Manual	Fecha y hora de inicio del movimiento en el PMO
Hora final de movimiento	Fecha/hora	Manual	Fecha y hora del final del movimiento en el PMO
Tipo de movimiento	Texto	Manual	Indicar el tipo de movimiento: - transferencia recibida, - transferencia entregada, - recibo, - entregas, - consumo, - drenaje
Comentario	Texto	Manual	Registrar un comentario sobre la actividad o movimiento que se realizó

Cuadro 8. Especificaciones y caracterización del tipo de dato y su descripción para los tipos de movimiento de crudo en tanques

Variable	Unidad	Tipo de dato	Descripción
Nombre del Tanque	Texto	Referencia (Recurso en IDP)	Indique el nombre del medidor tal como se establece para el reporte del Informe Diario de Producción
ID Recurso	Texto	Referencia	Identificador que permite diferenciar de manera única al recurso
Hora de medición	Fecha/hora formato dd/mm/aaaa hh:mm	manual	Fecha y hora de la medición que se está informando dd/mm/yyyy hh:mm
Volumen total estándar	bbl	manual	Volumen registrado por el medidor a condiciones fluyentes en superficie para el caso de medición dinámica o diferencias de medidas en tanques para medición estática.
Gravedad API	API	manual	Valor de la gravedad API a condiciones estándar
BSW	%	manual	Porcentaje de agua en crudo
Temperatura fluyendo	°F	manual	Temperatura del fluido en el medidor o tanque
Presión de flujo	psia	manual	Presión a través del medidor para medición dinámica

Cuadro 9. Especificaciones y caracterización del tipo de dato y su descripción para medidores líquidos. Fuente ANH

Variable	Unidad	Tipo de dato	Descripción
Nombre del medidor	Texto	Referencia (Recurso medidor)	Se registra el valor de acuerdo con la transacción operativa realizada en el campo
Comentario	Texto	Manual	Registra un comentario acerca de la medición del día en observación

Cuadro 10. Especificaciones y caracterización del tipo de dato y su descripción para gas Fuente ANH

Variable	Unidad	Tipo de dato	Descripción
Nombre del Recurso	Texto	Referencia (Recurso en IDP)	Indique el nombre del pozo (registrado en la formar 4CR) tal como se establece para el reporte del Informe Diario de Producción
ID Recurso	Texto	Referencia	Identificador que permite diferenciar de manera única al recurso
Formación	Texto	Manual	Formación productora asociada al pozo
Horas de prueba	Númérico	Manual	reportar la prueba extrapolada a 24h
Petróleo	bbl	Manual	Volumen de petróleo medido durante la prueba extrapolado a 24h
Gas	kscf	Manual	Volumen de gas medido durante la prueba extrapolado a 24h
Agua	bbl	Manual	Volumen de gas medido durante la prueba extrapolado a 24h
BIPD / Frecuencia	bbl / hz / spm	Manual	Barriles inyectados por día (bipd), strokes por minuto (spm), frecuencia (Hz). Según el método de levantamiento ingresar el valor con su unidad.

PIP / Corriente motor	psig / amp / ls	Manual	Presión a la entrada de la bomba: PIP, corriente motor (amp), longitud del stroke (cm). Según el método de levantamiento ingresar el valor con su unidad.
Presión en cabeza	psia	Manual	Presión en cabeza de pozo
Temperatura en cabeza	°F	Manual	Temperatura en cabeza
Choque	1/64	Manual	Diámetro de la obstrucción en 1/64 de pulgada, solo registrar el numerador de la fracción.

Cuadro 11. Especificaciones y caracterización del tipo de dato y su descripción para reportes de potencial de pozo (Artículo 12. Resolución 40236). Fuente ANH

Variable	Unidad	Tipo de dato	Descripción
Nombre del Recurso	Texto	Referencia (Recurso en IDP)	Indique el nombre del pozo (registrado en la formar 4CR) tal como se establece para el reporte del Informe Diario de Producción
ID Recurso	Texto	Referencia	Identificador que permite diferenciar de manera única al recurso
Formación	Texto	Referencia	Formación productora asociada al pozo
Paro programado	Texto	Manual	Establece si el paro corresponde a una programación o fue un evento sobreviniente
Inicio de paro	hh:mm	Manual	En formato de 24 horas. Desde las 00:00 hasta las 24:00
Final de paro	hh:mm	Manual	En formato de 24 horas. Desde las 00:00 hasta las 24:00
Causa de paro	Texto	Manual	Descripción de la causa de la parada del pozo, las posibles causas es una de la siguiente lista: Abandono Alto bsw Eléctrico Emergencia sanitaria Ambiental Facilidades Ingeniería Bajo potencial Mantenimiento Mecánico Precio del crudo Orden público Cerrado temporalmente Bombeo/transporte Pruebas suspendidas Climático Toma de registros/pbu Servicio a pozo
Comentarios	Texto	Manual	registrar un comentario sobre la actividad o causa de la parada

Cuadro 12. Especificaciones y caracterización del tipo de dato y su descripción para reporte de parada de pozo. Fuente ANH

Variable	Unidad	Tipo de dato	Descripción
Tipo Movimiento	Texto	automática	registra el tipo de movimiento que se está midiendo de la lista: Ventas/entregas, Consumo, Transformado, Inyectado/Gas Lift, Quemadas, Gasoducto Urbano, Envío a planta, Inyectado mantenimiento de presión
volumen ventas	kscf	automático	Volumen de gas para ventas
volumen quemas	kscf	automático	Volumen de gas quemas
volumen consumo	kscf	automático	Volumen de gas consumo
volumen gas urbano	kscf	automático	Volumen de gas urbano
volumen transformado	kscf	automático	Volumen de gas transformado
volumen planta	kscf	automático	Volumen de gas planta
volumen gas lift	kscf	automático	Volumen de gas lift
Calidad presión	psi	automático	
Calidad Flujo instantáneo día	mmscfd	automático	
Calidad flujo instantáneo hora	mmscfh	automático	
Calidad Temperatura	°F	automático	
Calidad Oxígeno	PPM	Automático	
Calidad Azufre	PPM	Automático	
Calidad H2S	PPM	automático	
Calidad Humedad	LMMSCF	Automático	
Calidad Dew Point	°C	Automático	
Calidad Presión DHCP	PSI	Automático	
Calidad Estado cromatógrafo	boolean	Automático	un valor entero 0-falla ó 1-normal
Cromatografía Factor Compresión	numérico	automático	
Cromatografía gravedad específica	Numérico	Automático	
Cromatografía poder calorífico	numérico	Automático	
Cromatografía Carbono-CO2	Porcentaje %	Automático	
Cromatografía nitrógeno n2	Porcentaje %	Automático	
Cromatografía etano-c2	Porcentaje %	Automático	
Cromatografía metano-ch4	Porcentaje %	Automático	
Cromatografía propano-c3	Porcentaje %	Automático	
Cromatografía hexano-c6	Porcentaje %	Automático	
Cromatografía n-pentano-nc5	Porcentaje %	Automático	
Cromatografía n-butano-nc4	Porcentaje %	Automático	
Cromatografía i-butano-ic4	Porcentaje %	Automático	
Cromatografía i-pentano-ic5	Porcentaje %	Automático	
Cromatografía Wobbe	Porcentaje %	Automático	
Cromatografía número normal	Porcentaje %	Automático	

Cuadro 13. Caracterización de variables para medición de gas.

El siguiente arreglo muestra la estructura del archivo JSON

SEGMENTO DATOS DEL OPERADOR

OPERADOR
FECHA OPERACIONAL
FECHA CARGA
CONTRATO
USUARIO

SEGMENTO DATOS DE ALTA FRECUENCIA

TANQUES
NOMBRE TANQUE
ID RECURSO
mediciones
HORA DE MEDICION
NIVEL FLUIDO TOTAL
NIVEL AGUA LIBRE
TEMPERATURA CRUDO TANQUE
TEMPERATURA AMBIENTE

MEDIDORES LIQUIDOS
RECURSO
ID RECURSO
HORA DE MEDICION
mediciones
TEMPERATURA FLUIDO
PRESION FLUJO

PRUEBAS POTENCIALES
RECURSO
ID RECURSO
FORMACION
HORAS_PRUEBA
mediciones
BIPD
BIPD_DATO

FRECUENCIA
 PIP_LS_IMOT
 PIP
 CORRIENTE MOTOR
 LONGITUD STROKE
 PRESION EN CABEZA
 TEMPERATURA EN CABEZA

HORA FINAL MOVIMIENTO
 TIPO DE MOVIMIENTO
 COMENTARIO

MEDIDORES LIQUIDOS
 RECURSO
 ID RECURSO
 HORA MEDICION
 mediciones

PARADAS DE POZO
 RECURSO
 ID RECURSO
 FORMACION
 PARO PROGRAMADO
 mediciones

VOLUMEN TOTAL ESTANDAR
 API
 BSW
 TEMPERATURA FLUIDO
 PRESION FLUIDO
 COMENTARIO

INICIO PARO
 FINAL PARO

MEDICION GAS
 VOLUMEN VENTAS
 VOLUMEN QUEMAS
 VOLUMEN CONSUMO
 VOLUMEN GAS URBANO
 VOLUMEN TRANSFORMADO
 VOLUMEN PLANTA
 VOLUMEN GAS LIFT
 VOLUMEN MANTTO PRESION
 CALIDADES

PRUEBAS POTENCIALES
 RECURSO
 ID RECURSO
 FORMACION
 HORAS PRUEBA
 mediciones

Tasa producción diaria neta
 BIPD
 PIP, CORRIENTE MOTOR
 PRESION EN CABEZA
 TEMPERATURA EN CABEZA
 CHOQUE

PARADAS DE POZO
 RECURSO
 ID RECURSO
 FORMACION
 PARO PROGRAMADO
 mediciones

PRESION
 F INSTAN DIA
 F INSTAN HORA
 TEMPERATURA
 OXIGENO
 AZUFRE
 H2S
 HUMEDAD
 DEW POINT

INICIO PARO
 FINAL PARO
 CAUSA PARO
 COMENTARIO

PRESION DHCP
 ESTADO CROMATOGRAFO

CROMATOGRAFIA
 FACTOR COMPRESION
 GRAVEDAD ESPECIFICA
 PODER CALORIFICO
 CARBONO-CO2
 NITROGENO N2
 ETANO C2
 METANO CH4
 PROPANO C3
 HEXANO C6
 N-PENTANO NC5
 N-BUTANO NC4
 I-BUTANO IC4
 I-PENTANO IC5
 WOBBE
 NÚMERO NORMAL

MEDICION GAS
 VOLUMEN VENTAS
 VOLUMEN QUEMAS
 VOLUMEN CONSUMO
 VOLUMEN GAS URBANO
 VOLUMEN TRANSFORMADO
 VOLUMEN PLANTA
 VOLUMEN GAS LIFT
 VOLUMEN MANTTO PRESION
 CALIDADES

PRESION
 F INSTAN DIA
 F INSTAN HORA
 TEMPERATURA
 OXIGENO
 AZUFRE
 H2S
 HUMEDAD
 DEW POINT
 PRESION DHCP
 ESTADO CROMATOGRAFO

SEGMENTO DATOS DE BAJA FRECUENCIA

TANQUES

NOMBRE TANQUE
 ID RECURSO
 mediciones

HORA DE MEDICION
 BSW
 TEMPERATURA CRUDO EN TANQUE
 API EN LAB
 TEMPERATURA EN LAB
 % AZUFRE

MOVIMIENTOS EN TANQUE
 NOMBRE TANQUE
 ID RECURSO
 mediciones

HORA INICIO MOVIMIENTO

CROMATOGRAFIA
 FACTOR COMPRESION
 GRAVEDAD ESPECIFICA
 PODER CALORIFICO
 CARBONO-CO2
 NITROGENO N2
 ETANO C2
 METANO CH4
 PROPANO C3
 HEXANO C6
 N-PENTANO NC5

N-BUTANO NC4
 I-BUTANO IC4
 I-PENTANO IC5
 WOBBE
 NÚMERO NORMAL

ANEXO 5

EXCEPCIONES DATOS EN ALTA FRECUENCIA

En la operación y control de los campos hidrocarburíferos, el operador debe garantizar un algoritmo basado en excepciones de acuerdo con las variables a publicar en los sistemas de aseguramiento, independiente del dato del IDP, del dato almacenado en sus bases de datos de las variables medidas y almacenando las excepciones de manera paralela al dato registrado por la instrumentación electrónica.

En la Ilustración 2, se muestra el instante en el cual el operador debe enviar el dato por excepción, dado que el nivel de frecuencia (Hz) cambia, la captura del dato se continuará registrando y almacenando.

Por ejemplo, la frecuencia de una bomba electro sumergible, tiene una frecuencia de arranque de 30 Hz y con el paso del tiempo presenta cambios desde X1 a X2, donde la frecuencia pasa de 30 Hz a 55 Hz, logrando una estabilidad gradual de X2 a Xx, donde Xx permanece estable en el tiempo hasta Xz.

Luego se visualizan las excepciones, las cuales se almacenan en la base de datos paralela para los valores medidos entre X1 hasta Xx y de Xz hasta Zz.

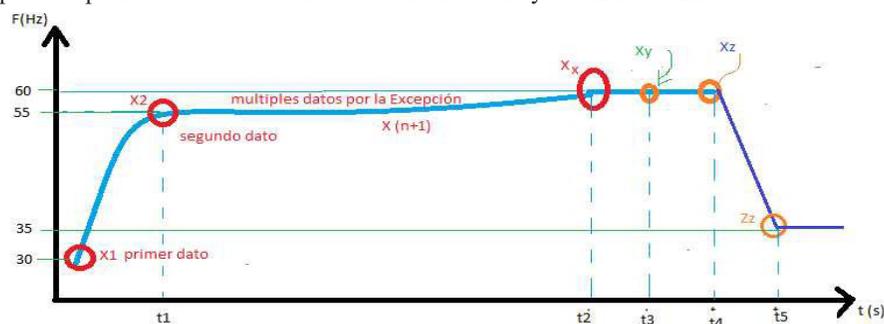


Ilustración 2. Excepción de envío del dato por múltiples datos - Fuente. ANH (C. F.).

ESTABLECIMIENTOS PÚBLICOS

Instituto Geográfico Agustín Codazzi

Territorial Bolívar

RESOLUCIONES

RESOLUCIÓN NÚMERO 13-000-0100-2025 DE 2025

(agosto 15)

por medio de la cual se ordena el inicio del proceso de actualización catastral con enfoque multipropósito en las zonas rural y urbana del municipio de San Juan Nepomuceno del departamento de Bolívar.

La Directora Territorial Bolívar del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), en uso de las facultades legales, y en especial de las que le confiere el artículo 30 del Decreto número 846 de 2021, en concordancia con lo establecido en el artículo 3.8.3. de la Resolución número 1040 de 2023 modificada parcialmente por la Resolución número 746 de 2024 del Instituto Geográfico “Agustín Codazzi” (IGAC) y,

CONSIDERANDO:

Que el artículo 3° de la Ley 14 de 1983 establece que: “Las autoridades catastrales tendrán a su cargo las labores de formación, actualización y conservación de los catastros, tendientes a la correcta identificación física, jurídica, fiscal y económica de los inmuebles”.

Que el artículo 24 de la Ley 1450 de 2011, determina que: “Las autoridades catastrales tienen la obligación de formar catastros o actualizarlos en todos los municipios del país dentro de periodos máximos de cinco (5) años, con el fin de revisar los elementos físicos o jurídicos del catastro originados en mutaciones físicas, variaciones de uso o de productividad, obras públicas o condiciones locales del mercado inmobiliario. Las entidades territoriales y demás entidades que se beneficien de este proceso, lo cofinanciarán de acuerdo a sus competencias y al reglamento que expida el Gobierno nacional”.

Que el artículo 79 de la Ley 1955 de 2019 modificado por el artículo 43 de la Ley 2294 de 2023 Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida”, dispone que:

“La gestión catastral es un servicio público prestado directamente por el Estado, que comprende un conjunto de operaciones técnicas y administrativas orientadas a la adecuada formación, actualización, conservación y difusión de la información catastral con enfoque multipropósito, para contribuir a la prestación eficiente de servicios y trámites de información catastral a la ciudadanía y a la administración del territorio en términos de apoyo para la seguridad jurídica del derecho de propiedad inmueble, el fortalecimiento de los fiscos locales y el apoyo a los procesos de planeación y ordenamiento territorial, con perspectiva intercultural.”(...).

Que el mismo artículo menciona que “La gestión catastral está a cargo del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) en su condición de máxima autoridad catastral nacional y de los entes territoriales y esquemas asociativos de entes territoriales que aquel habilite a solicitud de parte, previo cumplimiento de las condiciones que garanticen su idoneidad como prestadores del servicio público (...).

Que el artículo 1° del Decreto número 148 de 2020 modificó el artículo 2.2.2.1.1. del Decreto número 1170 de 2015, y define el Catastro con enfoque multipropósito como: “(...) Es aquel en el que la información que se genere a partir de su implementación, debe servir como un insumo fundamental en la formulación e implementación de diversas políticas públicas, contribuyendo a brindar una mayor seguridad jurídica, la eficiencia del mercado inmobiliario, el desarrollo y el ordenamiento territorial, integrada con el registro público de la propiedad inmueble, digital e interoperable con otros sistemas de información del territorio, y que provea instrumentos para una mejor asignación de los recursos públicos y el fortalecimiento fiscal de los territorios”.

Que el mismo artículo define la gestión catastral así: “(...) La gestión catastral es un servicio público que comprende el conjunto de operaciones técnicas y administrativas necesarias para el desarrollo adecuado de los procesos de formación, actualización, conservación y difusión de la información catastral, por medio de los cuales se logra la identificación y mantenimiento permanente de la información física, jurídica y económica de los inmuebles del país. La gestión tiene implícito el multipropósito, el cual contribuye en la conformación catastral de un sistema catastral integral, completo, actualizado, confiable, consistente con el registro de la propiedad inmueble, digital e interoperable con otros sistemas de información del territorio”.

Que el artículo 2.2.2.2 del Decreto número 1179 de 2015 modificado por el artículo 1° del Decreto número 148 de 2020, dispone:

“Procesos de la gestión catastral. La gestión catastral comprende los procesos de formación, actualización, conservación y difusión de la información catastral, así como los procedimientos de enfoque multipropósito (...); y en relación con el proceso de actualización establece:

(...)

- b) **Proceso de actualización catastral.** Conjunto de actividades destinadas a identificar, incorporar o rectificar los cambios o inconsistencias en la información catastral durante un periodo determinado. Para la actualización catastral podrán emplearse mecanismos diferenciados de intervención en el territorio, tales como métodos directos, indirectos, declarativos y colaborativos, así como el uso e integración de diferentes fuentes de información que den cuenta de los cambios entre la base catastral y la realidad de los inmuebles. En ningún caso, para actualizar la información de un área geográfica, será obligatorio adelantar levantamiento catastral en la totalidad de inmuebles” (...).

Que el artículo 3° del Decreto número 846 de 2021 señala que el IGAC tiene dentro de sus objetivos, el de:

“(...) ejercer como máxima autoridad catastral nacional, formular y ejecutar políticas y planes del Gobierno nacional en materia de cartografía, agrología, catastro, geodesia y geografía, mediante la producción, análisis y divulgación de información con el fin de apoyar los procesos de planificación y ordenamiento territorial. Así mismo, prestará por excepción el servicio público de catastro, en ausencia de gestores catastrales habilitados.”

Que el artículo 30 del Decreto número 846 del 29 de julio de 2021, mediante el cual se modificó la estructura del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, señala que son funciones de las Direcciones Territoriales, entre otras, las siguientes:

(...) “5. Desarrollar y aplicar los procesos y proyectos relacionados con la prestación del servicio público catastral por excepción, en su jurisdicción.

(...) “7. Expedir los actos administrativos que se requieran para el cumplimiento de sus funciones(...)”.

Que el artículo 4.2.9. de la Resolución IGAC 1040 de 2023 modificado por el artículo 7° de la Resolución número 746 de 2024, determina los actos administrativos obligatorios a expedirse para los procesos de formación y actualización catastral en los siguientes términos: “Actos administrativos obligatorios para los procesos de formación y actualización catastral. Los gestores catastrales son responsables de expedir los actos administrativos necesarios para dar inicio y cierre a los procesos de formación y actualización catastral. El acto administrativo de inicio, que deberá ser previo al desarrollo de las actividades operativas, deberá especificar el tipo de proceso y el territorio objetivo a formar o actualizar. Este acto administrativo es de carácter general y debe ser publicado en los términos de la Ley 1437 de 2011 o la norma que la modifique, adicione o derogue”.

Que, de identificarse la presencia de Pueblos Indígenas en áreas del municipio objeto de intervención, deberán implementarse los instrumentos protocolizados en el marco de la Consulta Previa, Libre e Informada de Catastro Multipropósito con Pueblos Indígenas de conformidad con el Decreto número 462 de 2025.

Que la última actualización de las zonas urbana y rural se realizó para la vigencia 2014 por lo que se requiere adelantar el proceso de actualización catastral para estas zonas del municipio San Juan Nepomuceno del departamento de Bolívar, siendo necesario iniciar las