

No.	Empresa	Artículo	Art Nombre	Comentario operador	Respuesta
1	Ecopetrol	1	Objeto	<p>La ANH Establece las orientaciones generales, desde la competencia que tiene como ente fiscalizador. No obstante, para la implementación de tecnologías de medición automática y monitoreo mediante sensores electrónicos y soluciones IIoT, 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, se requiere que la ANH y los Operadores realicen sesiones conjuntas para revisar y viabilizar potenciales inversiones.</p>	<p>Desde la ANH se analizará y contemplará la posibilidad de realizar diferentes sesiones con las compañías operadoras para revisar las potenciales inversiones que esto genere. Sin embargo, es obligación de la operadora asumir todas las inversiones que se generen desde el "BACK" para dar cumplimiento al proyecto de resolución.</p>
2	ACIPET	1	Objeto	<p>El objeto de la resolución es claro y bien definido; sin embargo, se recomienda ampliar su redacción para incluir referencias explícitas a la conservación y confidencialidad de la información recolectada. Se valora como un acierto la inclusión de tecnologías como IIoT, sensores electrónicos y transmisión en tiempo real, que fortalecen la precisión y confiabilidad del proceso de fiscalización. No obstante, se sugiere que el enfoque de digitalización contempla también las condiciones operativas y técnicas reales del sector, especialmente en zonas con limitaciones de infraestructura o conectividad.</p>	<p>Se realizan ajustes en artículos 1 y 2.</p>
3	ACIPET	1	Objeto	<p>Para evitar ambigüedades, se considera que se debe reemplazar el término "medición automática" por "toma automatizada de datos" en el objeto de la resolución, enfatizando que no se modifican los protocolos de medición vigentes</p>	<p>Se realiza el ajuste en el Artículo 1. Objeto de la Resolución</p>
4	Ecopetrol	1	Objeto		<p>ELIMINAR - No presenta comentario.</p>
5	Ecopetrol	1	Objeto	<p>Considerandos: Bajo la nota de consideración «Que el Ministerio de Minas y Energía conceptualizó mediante Radicado No.: 2-2024-034924, del 9 de octubre de 2024, conceptualizó: ..."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 hidrocarburíferos"....»</p>	<p>No, la normativa referida tiene por objeto establecer lineamientos para el desarrollo de la fiscalización. En su contenido no determina obligaciones para la autoridad fiscalizadora de financiar aspectos operativos, entre otros, aquellos que se refieran a la medición en tiempo real e implementación de sistemas tecnológicos para tal fin, estas actividades corresponden exclusivamente al operador. El artículo 3º establece que la ANH vigilará y asegurará que el operador cumpla la normativa regulatoria, por ejemplo, a través del desarrollo e implementación de medidas de modernización para que los operadores establezcan sistemas seguros digitales de medición en cumplimiento de la Resolución 40036 de 2022. El Artículo 4º establece que la ANH deberá realizar una fiscalización técnica, sistemática y eficiente en todo el país, incluso en etapas de abandono de pozos. Así mismo como usar herramientas tecnológicas para mejorar el seguimiento y garantizar el acceso de información al Ministerio de Minas y Energía, coordinar con esta entidad la elaboración y entrega de reportes, visitas e implementación de la política energética, Custodiar la información física y digital conforme a las normas de archivo, y Apoyar proyectos especiales como los de producción incremental y yacimientos no convencionales. Es decir, actividades como autoridad fiscalizadora, en su ejercicio de vigilancia, mas no de operación que a todas luces corresponde a las compañías. El artículo 5º por su parte, establece el mecanismo para que la ANH reciba y administre recursos del Sistema General de Regalías (SGR), con Planeación anticipada (solicitud de recursos cada bienio), Revisión y aprobación del Ministerio, Uso exclusivo para fiscalización, y Rendición de cuentas anual, desglosada por líneas de inversión, señalando de manera precisa que estos recursos se destinarán al cumplimiento de la función fiscalizadora, que es definida en el artículo 17 de la Ley 2056 de 2020.</p> <p>En conclusión es la ANH un actor clave, técnico y regulador en la cadena de los hidrocarburos, que ejerce la competencia de fiscalizar la explotación y explotación de estos recursos naturales, en cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente y los lineamientos emitidos por el Ministerio de Minas y energía. Que en ningún caso, le atribuye alguna responsabilidad sobre la financiación de elementos de la operación y de responsabilidad de las operadoras.</p>

6	Ecopetrol	1	<b>Objeto</b>	<p>¿Los recursos para el desarrollo de la implementación de los proyectos de Telemetría como parte de la función de fiscalización que debe realizar la ANH deberían ser provistos por este ente como administrados del SGR?</p>	<p>No, la normativa referida tiene por objeto establecer lineamientos para el desarrollo de la fiscalización. En su contenido no determina obligaciones para la autoridad fiscalizadora de financiar aspectos operativos, entre otros, aquellos que se refieran a la medición en tiempo real e implementación de sistemas tecnológicos para tal fin, estas actividades corresponden exclusivamente al operador. El artículo 3º establece que la ANH vigilará y asegurará que el operador cumpla la normativa regulatoria, por ejemplo, a través del desarrollo e implementación de medidas de modernización para que los operadores establezcan sistemas seguros digitales de medición en cumplimiento de la Resolución 40036 de 2022. El Artículo 4º establece que la ANH deberá realizar una fiscalización técnica, sistemática y eficiente en todo el país, incluso en etapas de abandono de pozos. Así mismo como usar herramientas tecnológicas para mejorar el seguimiento y garantizar el acceso de información al Ministerio de Minas y Energía, coordinar con esta entidad la elaboración y entrega de reportes, visitas e implementación de la política energética. Custodiar la información física y digital conforme a las normas de archivo, y Apoyar proyectos especiales como los de producción incremental y yacimientos no convencionales. Es decir, actividades como autoridad fiscalizadora, en su ejercicio de vigilancia, mas no de operación que a todas luces corresponde a las compañías. El artículo 5º por su parte, establece el mecanismo para que la ANH reciba y administre recursos del Sistema General de Regalías (SGR), con Planeación anticipada (solicitud de recursos cada bienio), Revisión y aprobación del Ministerio, Uso exclusivo para fiscalización, y Rendición de cuentas anual, desglosada por líneas de inversión, señalando de manera precisa que estos recursos se destinarán al cumplimiento de la función fiscalizadora, que es definida en el artículo 17 de la Ley 2056 de 2020.</p> <p>En conclusión es la ANH un actor clave, técnico y regulador en la cadena de los hidrocarburos, que ejerce la competencia de fiscalizar la exploración y explotación de estos recursos naturales, en cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente y los lineamientos emitidos por el Ministerio de Minas y energía. Que en ningún caso, le atribuye alguna responsabilidad sobre la financiación de elementos de la operación y de responsabilidad de las operadoras.</p>
7	Weatherford Colombia	1	<b>Objeto</b>	<p>Dado su enfoque en la captura automatizada de datos, transmisión en tiempo real, confiabilidad de las mediciones e integración con arquitecturas IIoT, Weatherford cuenta con una solución tecnológica que cumple con los lineamientos propuestos por la ANH para el monitoreo y fiscalización de variables primarias</p>	<p>En conclusión es la ANH un actor clave, técnico y regulador en la cadena de los hidrocarburos, que ejerce la competencia de fiscalizar la exploración y explotación de estos recursos naturales, en cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente y los lineamientos emitidos por el Ministerio de Minas y energía. Que en ningún caso, le atribuye alguna responsabilidad sobre la evaluación y consideración de impacto de costos para las implementaciones por el operador.</p>
8	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>1.Tener en cuenta que esta transmisión de datos en tiempo real se da en datos observados o brutos y dependen de unos análisis de calidad que se consolidan a medianoche para el cálculo de volumen neto corregido.</p>	<p>1.Los análisis de Calidad se harán con base en los datos de baja frecuencia manteniendo la Filosofía operacional. En el archivo JSON se solicitan datos de Alta y Baja Frecuencia.</p>
9	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>2. Según alcance, el agua que se recupere en pozos y campos es mejor dar claridad si solo se pide en tiempo real el dato de agua de inyección de pozos o también aplicaría vertimiento y captaciones de pozos.</p>	<p>2. El proyecto de Resolución sólo aplica en actividades desarrolladas en pozos (productores e inyectores) de los Campos. Por ende, actividades que hacen parte del balance volumétrico del agua, como: vertimiento, captación, entre otros, el operador debe dar cumplimiento a lo establecido en otras normas expedidas por el MME (Ej.: 40236/2022). Con ello, la manera de capturar el dato de corrientes como vertimiento, captación, entre otros, será de baja frecuencia.</p>
10	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>3. Para captura y transmisión de datos en tiempo real es más clara la solicitud, pero teniendo en cuenta la solicitud frente a sistemas de analítica avanzada, es bueno hacer claridad si se requiere implementar un tipo de tablero de visualización con el análisis de los datos transmitidos.</p>	<p>3. No es necesario, que las operadoras realicen tableros, esto hace parte del Front del proyecto y es responsabilidad de la ANH</p>
11	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>4. El alcance está dirigido a operadoras de crudo superior a 2000 BOPD y para toda la producción de gas que se encuentre en modalidad de explotación comercial. Se entiende que para Orinoquia el reporte solo sería para los sistemas de medición de crudo y agua, pero no tendría alcance sobre los sistemas de gas porque no lo comercializa, pero adelante refiere gas de consumo y gas con diferente usabilidad (gas inyectado, quemado, consumido, viento etc). <u><b>Se requiere claridad en sobre el alcance.</b></u> Se propone que la medida aplique según el volumen de producción por Campo y no de la totalidad de la producción de la Operadora, ya que existen Campos con Producción menor a 2000 BOPD, en ubicaciones remotas, donde no se cuenta con ninguna facilidad de captura o transmisión de información en tiempo real y debe tenerse en cuenta que su implementación podría afectar la economía de los proyectos.</p>	<p>Se acoge parcialmente el comentario del operador en lo que aplica con relación a la aplicación de la telemetría (operador o Campo)Se corrige el segundo párrafo del artículo 2.</p> <p>Con relación a la aplicación de la telemetría, esta se aclara en el artículo 4 - Parágrafo 2 y en el fluograma 9, del documento Proyecto de Resolución.</p>

12	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	5. El alcance aplica a todos los tanques o solo PMO	El alcance del proyecto de Resolución, aplica únicamente para los Puntos de medición (PMO) establecidos para cada Campo y avalados por la ANH en la Resolución de Explotación (RE). Con esto, se reitera que no es permitido la medición o fiscalización en tanques de proceso como: Gun Barrel, Separadores, FWKOs, entre otros, ya definidos en la Resolución 40236 de 2022 (artículo 14 "Tanques de almacenamiento para medición oficial", numeral 3 de la Resolución 40236 de 2022) y la Circular 28 de 2024 emitida por la ANH.
13	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	6. Aclarar si aplica para cumplimiento de toda la telemetría o la asociada a tecnología IoT	Aplica para la telemetría del campo asociada al IDP en línea, y a los dispositivos IIOT que cuentan con la tecnología para su aseguramiento. <u>Lo cual esta en los articulo 2</u>
14	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	7. Aclarar si la captura de datos se realizará con dispositivos propios del Operador o de la ANH.	Por temas de seguridad y autonomía operativa los sistemas y equipos para dar cumplimiento a la captura de las variables de alta y baja frecuencia serán implementados, operados y mantenidos por el operador.
15	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	8. La implementación se debe hacer para producciones mayores a 5000 barriles de BOPD y 1 Millón de Pies cúbicos estándar.	Se modifica Artículo 4 referente a los niveles de producción y plazos para implementación.
16	ACP	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	Las tecnologías IoT en procesos de telemetría actualmente son incipientes en el mercado y su uso es marginal, entendemos que el foco del ámbito de aplicación este sobre toda tecnología que permita telemetrir de manera confiable, fibra óptica, radioenlace, tecnología satelital. En el párrafo inferimos que el concesionario debe tener sistemas de Análitica avanzada, y entendemos que se quiere decir que la ANH implementará dicha tecnología.	Se acoge recomendación y se realiza modificación para ampliar las tecnologías asociadas a los sistemas de telemetría.
17	ACP	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	La implementación de telemetría es un proceso de alto costo por su precisión y que requiere tiempo debido a la oferta de proveedores en el país, se propone revisar si la telemetría aplica para aquellos campos con baja producción, por favor tener en cuenta la disminución del precio del crudo en el mercado y el costo que cuesta producir 1 barril limpio, adicional, por favor revisar la opción de permitir realizar un análisis técnico económico para viabilizar el proyecto.	Contemplando las consideraciones de otros comentarios se establece un nuevo plan de plazos para la implementación en el artículo 4.
18	ACP	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	¿Los 2000 BOPD son por campo, por bloque o por compañía operadora?,	Los rangos de producción de crudo y gas establecidos en el proyecto de resolución es por campo.
19	ACP	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	como también en los casos de la existencia de sistemas de medición compartidos ¿cómo se aplicaría el volumen producido límite?	El proyecto por el cual se dan directrices para el uso de las tecnologías de medición y monitoreo de los volúmenes de producción de hidrocarburos se basa en los Puntos de Medición Oficial (PMO) de crudo y gas, por ende, si alguno de los campos que pertenecen a la unificación operacional cumple con las condiciones y rangos allí descritas, este debe dar cumplimiento con lo establecido en dicha Resolución.
20	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	1. ¿Cuál es el soporte económico para decidir que aplica a aquellos pozos / campos con producción mayor a 2.000 BOPD?	El proyecto de modernización de la fiscalización está conectado con requerimientos establecidos en el documento CONPES 4075 de 2022 y con informes de auditorías de cumplimiento a la función de fiscalización a la ANH emitidos por la CGR (Informes 2019EE0154579 y CAT_1964_2022_1), por lo anterior, los rangos de tiempo y de volumen de producción establecidos para la implementación del proyecto de resolución, no se establecen de manera económica, sino de manera técnica. Esto se realiza tomando en cuenta el histórico y comportamiento de producción de hidrocarburos en los campos de Colombia.
21	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	2. ¿De qué forma se calcularán los 2.000 BOPD? Al momento de la visita de la ANH? Instantánea diaria?, Promedio mensual? Promedio anual?	Los tiempos y volumen de producción de hidrocarburos para la implementación de los sistemas de telemetría se encuentran definidos en el artículo 4 del proyecto de Resolución. El promedio de producción definido en el proyecto de resolución se actualiza a 3000 BOPD. Con esto, se aclara que la forma de estimar este volumen corresponden a los históricos de producción de los campos existentes y con los resultados de las pruebas de producción para el caso de los campos nuevos. Esto se valida con el Informe Diario de Producción presentado por las compañías operadoras.
22	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	3. En el periodo de prueba Extensa el operador aún no tiene certeza de si su activo será comercialmente explotable o no. Debería aplicarse únicamente a aquellos campos en que se encuentran en fase comercial.	Los parámetros establecidos en el proyecto de resolución ya fueron definidos de manera técnica y a necesidad de la ANH, acorde con los considerandos allí expuestos.

23	ACIPET	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>El artículo establece con claridad los criterios de obligatoriedad según el tipo de recurso y nivel de producción, lo cual es coherente con las recomendaciones técnicas. Sin embargo, se sugiere una mayor flexibilidad para los operadores de baja producción, dado que la implementación de tecnologías avanzadas como sistemas de telemetría asociados al Internet de las Cosas (IoT) puede resultar inviable en campos remotos o marginales. En este contexto, se plantea una inquietud clave: ¿Cómo se garantizará una conectividad de internet estable en dichos campos, considerando las limitaciones de infraestructura presentes en muchas regiones del país? La norma debería contemplar alternativas tecnológicas o esquemas diferenciales de implementación que reconozcan esta realidad.</p>	<p>En la actualidad existen soluciones de conectividad en el mercado que pueden suplir las necesidades de los operadores para conectividad y acceso a Internet, las cuales ofrecen una relación costo-beneficio apropiada.</p>
24	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>1. Tener en cuenta esta transmisión de datos en tiempo real se da en datos observados o brutos y dependen de unos análisis de calidad que se consolidan a media noche para el cálculo de volumen neto corregido.</p>	<p>Los análisis de Calidad se harán con base en los datos de baja frecuencia manteniendo la Filosofía operacional. En el archivo JSON se solicitan datos de Alta y Baja Frecuencia.</p>
25	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>2. Según alcance, el agua que se recupere en pozos y campos, es mejor dar claridad si solo se pide en tiempo real el dato de agua de inyección de pozos o también aplicaría vertimiento y captaciones de pozos.</p>	<p>El proyecto de Resolución sólo aplica en actividades desarrolladas en pozos (productores e inyectores) de los Campos. Por ende, actividades que hacen parte del balance volumétrico del agua, como: vertimiento, captación, entre otros, el operador debe dar cumplimiento a lo establecido en otras normas expedidas por el MME (Ej.: 40236/2022). Con ello, la manera de capturar el dato de corrientes como vertimiento, captación, entre otros, será de baja frecuencia.</p>
26	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>3. Para captura y transmisión de datos en tiempo real es más clara la solicitud, pero teniendo en cuenta la solicitud frente a sistemas de analítica avanzada, es bueno hacer claridad si se requiere implementar un tipo de tablero de visualización con el análisis de los datos transmitidos.</p>	<p>La filosofía de la resolución es obtener los datos de la medición automatizada y de la telemetría a través de un archivo en formato JSON, no se pretende ingresar a los sistemas de gestión de la operadora para obtener esa información; la Agencia dispondrá estos datos en los sistemas de información propios para realizar los cálculos y diseñar las estrategias de visualización que se requieran.</p>
27	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>4. El alcance está dirigido a operadoras de crudo superior a 2000 BOPD y para toda la producción de gas que se encuentre en modalidad de explotación comercial. Se entiende que para orinoquia el reporte solo sería para los sistemas de medición de crudo y agua, pero no tendría alcance sobre los sistemas de gas porque no lo comercializa?, pero adelante refiere gas de consumo y gas con diferente usabilidad (gas inyectado, quemado, consumido, venteo etc). Se requiere claridad en alcance.</p>	<p>Se acoge parcialmente el comentario del operador en lo que aplica con relación a la aplicación de la telemetría (operador o Campo) Se corrige el segundo párrafo del artículo 2.</p> <p>Con relación a la aplicación de la telemetría, esta se aclara en el artículo 4 - Parágrafo 2 y en el fluograma 9, del documento Proyecto de Resolución.</p>
28	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>5. El alcance aplica a todos los tanques o solo PMO</p>	<p>El alcance del proyecto de Resolución, aplica únicamente para los Puntos de medición (PMO) establecidos para cada Campo y avalados por la ANH en la Resolución de Explotación (RE).</p> <p>Con esto, se reitera que no es permitido la medición o fiscalización en tanques de proceso como: Gun Barrel, Sepidores, FWKOs, entre otros, ya definidos en la Resolución 40236 de 2022 (artículo 14 "Tanques de almacenamiento para medición oficial", numeral 3 de la Resolución 40236 de 2022) y la Circular 28 de 2024 emitida por la ANH.</p>
29	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>6. Aclarar si aplica para cumplimiento de toda la telemetría o la asociada a tecnología IoT</p>	<p>Aplica para la telemetría del campo asociada al IDP en línea, y a los dispositivos IIoT que cuentan con la tecnología para su aseguramiento. Lo cual está en los artículo 2</p>
30	FRONTERA ENERGY	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>Agradecemos revisar el alcance y confirmar si los 2000 BOPD son por campo, por bloque o por compañía operadora, como también en los casos de la existencia de sistemas de medición compartidos como se aplicaría el volumen total producido límite.</p>	<p>En el artículo 2 se establece que el ámbito de aplicación es para CAMPOS con una producción igual o superior a 3000 BOPD.</p> <p>El proyecto por el cual se dan directrices para el uso de las tecnologías de medición y monitoreo de los volúmenes de producción de hidrocarburos se basa en los Puntos de Medición Oficial (PMO) de crudo y gas, por ende, si alguno de los campos que pertenecen a la unificación operacional cumple con las condiciones y rangos allí descritas, este debe dar cumplimiento con lo establecido en dicha Resolución.</p>
31	Weatherford Colombia	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>En este artículo se hace referencia a la implementación de sistemas de telemetría asociados a soluciones IIoT, mediante los cuales se integran dispositivos conectados para la captura y transmisión de datos en tiempo real. ¿Estos sistemas de telemetría ya están disponibles actualmente o hacen parte de lo que se busca adquirir con el proyecto?</p>	<p>La resolución establece una filosofía para la entrega de información con la cual se lleve a cabo el cálculo y la fiscalización de la producción de hidrocarburos del país, las compañías operadoras son las encargadas de implementar los aspectos técnicos de la medición automatizada y de telemetría en campo, bien sea que implementen una infraestructura nueva o mejorando lo existente</p>

32	Ecopetrol	2	<b>Ámbito de aplicación</b>	<p>En el texto se menciona que: "(...) La implementación de los citados sistemas de telemetría está dirigida a las compañías operadoras de crudo (en adelante el operador) cuyo volumen de producción sea igual o superior a 2000 BOPD y para toda la producción de gas que se encuentra en modalidad de explotación comercial y a partir de la segunda prórroga de prueba extensa."; se propone que la medida aplique según el volumen de producción por Campo y no de la totalidad de la producción de la Operadora, ya que existen Campos con Producción menor a 2000 BOPD, en localizaciones remotas, donde no se cuenta con ninguna facilidad de captura o transmisión de información en tiempo real y debe tenerse en cuenta que su implementación podría afectar la economía de los proyectos.</p>	<p>En el artículo 2 se establece que el ámbito de aplicación es para CAMPOS con una producción igual o superior a 3000 BOPD.</p>
33	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	<p>1. Datos en alta frecuencia: se requiere por favor especificar el periodo de toma o envío de estos datos automáticos (diaria, horaria, semanal etc). Ya que de esto depende el conocer si se tiene suficiente capacidad de memoria en los sistemas actuales para la recopilación y almacenamiento de estos datos.</p>	<p>* se define Periodicidad de almacenamiento y se establece. cada 60 segundos</p>
34	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	<p>2. Datos en baja frecuencia: se requiere por favor definir las periodicidades con las cuales serán entregados estos reportes.</p>	<p>Según la Definición en la Resolución de "Dato de Baja Frecuencia: Información recopilada de forma manual con periodicidad variable..." Esta periodicidad se dará acorde a los procesos operacionales y de producción para alimentar el actual IDP.</p>
35	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	<p>3. Corregir redacción de la definición IAM: La gestión de identidad y acceso (IAM) en ciberseguridad se ocupa de cómo acceden los usuarios a los recursos digitales a los recursos y qué pueden hacer con esos recursos.</p>	<p>En el artículo 3, se hizo la aclaración y se mejoró la redacción de IAM: "Es un proceso que asegura que las personas adecuadas tengan acceso a los recursos y sistemas correctos; se enfoca en la seguridad de las entidades digitales y en el control de acceso a los recursos de la empresa"</p>
36	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	<p>5. LOG: Archivo generado por sistemas electrónicos sensores, equipos, instrumentos, elementos que acompañan el dispositivo de medición a nivel físico de campo o piso, donde que registra todos los eventos, errores y/o transacciones entre el hardware y/o el software.</p>	<p>Se realiza la mejora en la redacción de LOG.</p>
37	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	<p>6. 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 la Resolución 40236 de 2022.</p>	<p>Se acoge comentario y se propone la corrección del texto.</p>
38	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	<p>7. 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 la Resolución 40236 de 2022.</p>	<p>Se acoge comentario y se propone la corrección del texto.</p>
39	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	<p>8. 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.</p>	<p>En el artículo 3, se dividieron todas las normas de TO, para dar mayor claridad al lector.</p>
40	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	<p>9. ¿Los datos deben estructurarse en formatos como JSON o XML conforme a las reglas de validación establecidas en OpenAPI Specification y JSON Schema?</p>	<p>Los datos deben estructurarse en un archivo en formato JSON establecido por la ANH, el cual cumple con características de notación y uso legible del archivo, sin recurrir a la definición de JSON Schema.</p>
41	ACP	3	<b>Definiciones y siglas</b>	<p>Incluir definición de explotación comercial-Campos de gas</p>	<p>No se acoge, ya que la modalidad de explotación o comercialidad es una fase contractual definida en las minutos de los contratos. Por ello es el operador el encargado de presentar ante la ANH, la declaración de comercialidad correspondiente.</p>
42	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	3	<b>Definiciones y siglas</b>	<p>Alta producción de crudo aceite petróleo. ¿De que forma se calcularán los 2.000 BOPD? Al momento de la visita de la ANH? Instantánea diaria?, Promedio mensual? Promedio anual?</p>	<p>Los tiempos y volumen de producción de hidrocarburos para la implementación de los sistemas de telemetría se encuentran definidos en el artículo 4 del proyecto de Resolución. El promedio de producción definido en el proyecto de resolución se actualiza a 3000 BOPD. Con esto, se aclara que la forma de estimar este volumen corresponden a los históricos de producción de los campos existentes y con el resultados de las pruebas de producción para el caso de los campos nuevos. Esto se valida con el Informe Diario de Producción presentado por las compañías operadoras.</p>
43	ACIPET	3	<b>Definiciones y siglas</b>	<p>Es importante incluir la definición de hidrocarburos: compuestos orgánicos, principalmente de carbono e hidrógeno, que se encuentran en estado líquido o gaseoso.</p>	<p>En el proyecto de resolución en el Artículo 3 - Parágrafo, Indica: (...) <b>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 (...)</b>, por ende, se entiende que la palabra Hidrocarburo ya se encuentra contenida y citada en la Resolución 40537 de 2024 y acogida en este proyecto.</p>

44	ACIPET	3	<b>Definiciones y siglas</b>	<p>Además, es necesario evaluar si los conceptos presentados son coherentes con las definiciones establecidas en las resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, especialmente con lo dispuesto en la Resolución 40236 del 7 de julio de 2022, ¿"Por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el territorio nacional"? - La norma ISA/IEC 62443 establece principios fundamentales para la ciberseguridad en sistemas de control industrial, destacando el concepto de responsabilidad compartida. Bajo este enfoque, todas las partes involucradas —desde los fabricantes de equipos, integradores de sistemas, operadores hasta los entes reguladores— deben actuar de manera coordinada para garantizar la seguridad, integridad y confiabilidad de los sistemas. En este sentido, es pertinente preguntarse si es viable involucrar a todos los sistemas integrados de medición automatizada dentro de este marco normativo, considerando la diversidad tecnológica, los diferentes niveles de madurez en ciberseguridad de los operadores y las condiciones operativas de los campos.</p>	<p>En atención a la observación realizada, se aclara que los conceptos presentados en el documento han sido revisados para garantizar su coherencia con las definiciones y lineamientos técnicos establecidos en la Resolución 40236 del 7 de julio de 2022, por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el territorio nacional. Esta verificación asegura la alineación normativa y técnica del análisis presentado con la regulación vigente del Ministerio de Minas y Energía.</p> <p>El proyecto de Resolución no modifica ni altera el objeto de la Resolución 40236 de 2022, ya que esta adopta en sus normas técnicas el API 3.1B y allí se define la medición por sistemas de telemetría. El proyecto de Resolución se enfoca en la manera de como transmitir este dato de manera remota a los servidores de la ANH. acorde con lo expresado en las consideraciones del mismo documento.</p> <p>La norma ISA/IEC 62443 es sugerida en la implementación de lo que contiene esta resolución en lo que compete a temas de ciberseguridad y en donde las partes involucradas, como operadores, integradores, fabricantes y entes de regulación, deben estar informados sobre el uso y aplicación de la misma, el objetivo último es reducir brechas y el impacto en la operación que un ataque cibernético representa.</p> <p>Este proyecto de resolución busca complementar lo establecido en la Resolución 40236 de 2022, en cuanto a, la transmisión de datos y fiscalización en línea derivada de la medición automática, avalada mediante la Resolución 40236 de 2022 que acoge el estandar API MPMS 3.1B</p>
45	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	1. Datos en alta frecuencia: se requiere por favor especificar el periodo de toma o envio de estos datos automaticos ( diaria, horaria, semanal etc). Ya que de esto depende el conocer si se tiene suficiente capacidad de memoria en los sistemas actuales para la recopilacion y almacenamiento de estos datos.	* se define Periodicidad de almacenamiento y se establece. cada 60 segundos
46	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	2. Datos en baja frecuencia: se requiere por favor definir las periodicidades con las cuales seran entregados estos reportes.	Segun la Definicion en la Resolucion de "Dato de Baja Frecuencia: Información recopilada de forma manual con periodicidad variable..." Esta periodicidad se dara acorde a los procesos operacionales y de produccion para alimentar el actual IDP.
47	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	3. Corregir redaccion de la definicion IAM: La gestión de identidad y acceso (IAM) en ciberseguridad se ocupa de cómo acceden los usuarios a los recursos digitales a los recursos (eliminar) y qué pueden hacer con esos recursos.	En el articulo 3, se hizo la aclaracion y se mejoró la redaccion de IAM: "Es un proceso que asegura que las personas adecuadas tengan acceso a los recursos y sistemas correctos; se enfoca en la seguridad de las entidades digitales y en el control de acceso a los recursos de la empresa"
48	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	5. LOG: Archivo generado por sistemas electrónicos sensores, equipos, instrumentos, elementos que acompañan el dispositivo de medición a nivel físico de campo piso, donde que (eliminar) registra todos los eventos, errores y/o transacciones entre el hardware y/o el software.	Se realiza la mejora en la redaccion de LOG.
49	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	6. 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 la Resolución (eliminar) 40236 de 2022.	Se acoge comentario y se propone la corrección del texto.
50	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	7. 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 (eliminar) la Resolución 40236 de 2022.	Se acoge comentario y se propone la corrección del texto.
51	Ecopetrol	3	<b>Definiciones y siglas</b>	8. 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,(eliminar) Ambas normas ofrecen un método integral para proteger a las empresas frente a las amenazas cibernéticas.	En el articulo 3, se dividieron todas las normas de TO, para dar mayor claridad al lector.
52	FRONTERA ENERGY	3	<b>Definiciones y siglas</b>	Incluir definición de explotación comercial-Campos de gas	No se acoge, ya que la modalidad de explotacion o comercialidad es una fase contractual definida en las minutas de los contratos. Por ello es el operador el encargado de presentar ante la ANH, la declaracion de comercialidad correspondiente.

53	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	No es posible realizar en el tiempo propuesto actividades de diagnóstico, estructuración de propuestas, aprovisionamiento de recursos, selección de alternativas, desarrollo de ingenierías, compra de materiales, intervenciones en campo, compra de equipos, llegada de equipos, configuraciones de ecosistemas, instalaciones, pruebas de funcionamiento, pruebas de enlace, entre otros. Se solicita un plazo acorde al plan de trabajo entregado a la ANH, teniendo en cuenta las inversiones, contrataciones, y particularidades de cada campo para llevar a cabo dicho plan.	Se reitera que el plazo maximo para la presentacion del Plan de Impelementacion esta dado por: <b>Artículo 6. Plan de implementación.</b> 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 <b>30 días calendario</b> , posteriores a la publicación del presente acto.
54	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	1. Entrega del plan de implementación (viene del artículo 6) Se recomienda una prórroga del tiempo de 1 mes, que se deja para entrega del plan de implementación, ya que esto conlleva primero hacer un inventario de tecnologías manejadas, protocolos de comunicación, capacidad de toma y almacenamiento de dato, etc. Para esto primero se requieren definir las periodicidades de toma de dato en alta y baja frecuencia y definir la forma en que se quiere que se entregue en analítica avanzada (¿tableros de visualización?). Se sugiere que se deje por lo menos un tiempo de 3 meses para el diseño del plan de implementación a partir de que se entreguen las definiciones de periodicidad y analítica de dato solicitadas y previo a una aprobación de las tecnologías manejadas para conocer si es requerido la actualización o cambio de estas en software o hardware.	Se reitera que el plazo maximo para la presentacion del Plan de Impelementacion esta dado por: <b>Artículo 6. Plan de implementación.</b> 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 <b>30 días calendario</b> , posteriores a la publicación del presente acto.
55	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	2. Se solicita extender de tres (3) a por lo menos veinticuatro (24) meses el límite para la ejecución de las actividades del plan de implementación de que trata el artículo 6 de la presente resolución para los campos productores de crudo con una producción igual o superior a 2000 BOPD; toda vez que no es suficiente el plazo para cumplir con los procesos de asignación presupuestal, ingeniería, asignación contractual, cambio a actualización de sistemas o plataformas ejecución y comisionamiento en campo, dando cumplimiento a un adecuado proceso de Manejo del Cambio (MoC) evitando posibles incidentes de seguridad de proceso.	Se modifican plazos para la implementacion en el Articulo 4.
56	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	4. Los tiempos de implementación del ecosistema de telemetría desconocen las etapas propias de un desarrollo de la envergadura y robustez de la solución exigida. No es posible realizar en el tiempo propuesto actividades de diagnóstico, estructuración de propuestas, aprovisionamiento de recursos, selección de alternativas, desarrollo de ingenierías, compras y contratación, intervenciones en campo, compra de equipos, llegada de equipos, configuraciones de ecosistemas, instalaciones, pruebas de funcionamiento, pruebas de enlace, entre otros.	A nivel Gerencial se dispondría de informacion tecnica soportada por las filosofias operacionales, diagramas de flujo, rutas y planes de mantenimiento para los PMO en cada campo; y de acuerdo al avance y masificación en la implementación de las tecnologías de telemetría y comunicaciones para sitios remotos los tiempos de implementacion se modificaran acorde a lo establecido en el Artículo 4. Plazos para la implementación.
57	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	Al respecto se observa que 10 días continuos en que se supere el promedio de producción no implican o garantizan una producción posterior mayor 2000 BOPD. Eso depende de la prospección del yacimiento, pronósticos operativos de producción y desarrollo del campo proyectado.	Los tiempos y volumen de producción de hidrocarburos para la implementación de los sistemas de telemetría se encuentran definidos en el artículo 4 del proyecto de Resolución. El promedio de producción definido en el proyecto de resolución se actualiza a 3000 BOPD. Con esto, se aclara que la forma de estimar este volumen corresponden a los históricos de producción de los campos existentes y con el resultados de las pruebas de producción para el caso de los campos nuevos. Esto se valida con el Informe Diario de Producción presentado por las compañías operadoras.
58	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	1. Para los datos de calidad de gas, aclarar cómo se debe hacer la entrega (datos específicos, equipos que apliquen)	En cuanto a los equipos que apliquen para la toma del dato de calidad del gas, este se encuentra definido en ANEXO 2 "ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA" Cuadro 2 "Instrumentación para gas", del proyecto de resolución.

59	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	2. Especificar si aplica para GLP o solo gas natural.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1. (CANTIDAD): El proyecto de Resolución aplica para el gas natural y sus productos (propano, butano, GLP, gasolina natural) cuando dichos volúmenes deban ser considerados dentro del Balance Volumétrico o mísico de cada Campo.</li> <li>- Teniendo en cuenta que todos los volúmenes de recuperación obtenidos de los productos blancos son medidos en Puntos de Medición Oficial (PMO), le aplica la medición por telemetría.</li> <li>- En virtud de lo establecido en el artículo 14 "Tanques de almacenamiento para medición oficial", numeral 3 de la Resolución 40236 de 2022).</li> <li>- 2. (CALIDAD): En cuanto a calidad para gas natural se debe aplicar lo establecido en el ANEXO 2 "ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA" Cuadro 2 "Instrumentación para gas", del proyecto de resolución.</li> <li>- En cuanto la calidad de los productos derivados del gas natural (propano, butano, GLP, gasolina natural), en el ANEXO 1 de la Res. 40236 se relaciona la Norma NTC-2303 para las especificaciones de calidad del GLP. Para las especificaciones de calidad de la gasolina natural aplica la Norma GPA-3132.</li> </ul>
60	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	1. ¿Todos los equipos de telemetría aplican para calibración?	<p>Se acoge pregunta y se da corrección en la resolución.</p> <p>Los equipos de medición y elementos e instrumentos usados en el sistema de telemetría deben ser calibrados acorde a las rutinas establecidas en la Resolución 40236 de 2022 en la Tabla 12.</p>
61	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	2. Las variables de telemetría están avaladas para calibración	<p>Las variables objeto de medición están establecidas en cada gráfico y diagrama del proyecto de Resolución, las cuales no requieren calibración, lo que Si requiere calibración, son los equipos de medición y elementos e instrumentos usados en el sistema de telemetría, los cuales deben ser calibrados acorde a las rutinas establecidas en la Resolución 40236 de 2022 en la Tabla 12. Adicional, el diseño de la confirmación metrológica (calibración y verificación) de los equipos/instrumentos de medición debe ser diseñada e implementada por el Operador según se establece en el numeral 7 de la norma técnica oficializada NTC/ISO-10012, en concordancia con el Título 8, artículo 34 de la resolución 40236 de 2022.</p>
62	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	3. Se solicita tener presente los PDT de la 40236, para garantizar con esta entrega.	<p>El tiempo de entrega al que hace referencia el parágrafo 4 está conectado con la finalización de la implementación de los sistemas de telemetría y sus elementos asociados. En cuanto a otros elementos de medición se requiere actualización de la información que ya fue previamente suministrada por los operadores como línea base.</p>
63	ACP	4	<b>Plazos para la implementación</b>	Los plazos para la implementación no son acordes a la transición e implementación de la tecnología, la adquisición de la tecnología por experiencia de la industria, implementando un proyecto de tecnología involucrando soluciones que impactan en IT, OT y ciberseguridad industrial y con un desarrollo complejo requieren un plazo de ejecución mínimo de 9-12 meses, sobre todo por los procesos de gestión de contratación y eso sin tener en cuenta la adecuación y conexión en campo.	<p>Se modifica articulo 4. Plazos para la implementacion.</p>
64	ACP	4	<b>Plazos para la implementación</b>	Los plazos para la implementación no son acordes a la transición e implementación de la tecnología, la adquisición de la tecnología por experiencia de la industria, implementando un proyecto de tecnología involucrando soluciones que impactan en IT, OT y ciberseguridad industrial y con un desarrollo complejo requieren un plazo de ejecución mínimo de 9-12 meses, sobre todo por los procesos de gestión de contratación y eso sin tener en cuenta la adecuación y conexión en campo.	<p>Se modifica articulo 4. Plazos para la implementacion.</p>
65	ACP	4	<b>Plazos para la implementación</b>	Los plazos para la implementación no son acordes a la transición e implementación de la tecnología, la adquisición de la tecnología por experiencia de la industria, implementando un proyecto de tecnología involucrando soluciones que impactan en IT, OT y ciberseguridad industrial y con un desarrollo complejo requieren un plazo de ejecución mínimo de 9-12 meses, sobre todo por los procesos de gestión de contratación y eso sin tener en cuenta la adecuación y conexión en campo.	<p>Los tiempos y volumen de producción de hidrocarburos para la implementación de los sistemas de telemetría se encuentran definidos en el artículo 4 del proyecto de Resolución.</p> <p>El promedio de producción definido en el proyecto de resolución se actualiza a 3000 BOPD. Con esto, se aclara que la forma de estimar este volumen corresponden a los históricos de producción de los campos existentes y con los resultados de las pruebas de producción para el caso de los campos nuevos. Esto se valida con el Informe Diario de Producción presentado por las compañías operadoras.</p>
66	ACP	4	<b>Plazos para la implementación</b>	Los plazos para la implementación no son acordes a la transición e implementación de la tecnología, la adquisición de la tecnología por experiencia de la industria, implementando un proyecto de tecnología involucrando soluciones que impactan en IT, OT y ciberseguridad industrial y con un desarrollo complejo requieren un plazo de ejecución mínimo de 9-12 meses, sobre todo por los procesos de gestión de contratación y eso sin tener en cuenta la adecuación y conexión en campo.	<p>Los tiempos y volumen de producción de hidrocarburos para la implementación de los sistemas de telemetría se encuentran definidos en el artículo 4 del proyecto de Resolución.</p> <p>El promedio de producción definido en el proyecto de resolución se actualiza a 3000 BOPD. Con esto, se aclara que la forma de estimar este volumen corresponden a los históricos de producción de los campos existentes y con los resultados de las pruebas de producción para el caso de los campos nuevos. Esto se valida con el Informe Diario de Producción presentado por las compañías operadoras.</p>

67	ACP	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>No se contempla los puntos de gas que se fiscalizan por balance, aquellos que no pueden ser medidos con ningún sistema por las condiciones operativas de las plantas.</p> <p>Cómo se puede aplicar para los campos que tienen producción de gas muy baja que debe ser quemada? Deben establecerse producciones de gas por día, así como se establece para crudo 2 KBOPD</p>	<p>Las variables objeto de medición están establecidas en cada gráfico y diagrama del proyecto de Resolución, la calibración de los equipos de medición, elementos e instrumentos usados en el sistema de telemetría, deben ser calibrados acorde a las rutinas establecidas en la Resolución 40236 de 2022 en la Tabla 12. Adicional, el diseño de la confirmación metrológica (calibración y verificación) de los equipos/instrumentos de medición debe ser diseñada e implementada por el Operador según se establece en el numeral 7 de la norma técnica oficializada NTC/ISO-10012, en concordancia con el Título 8, artículo 34 de la resolución 40236 de 2022.</p>
68	ACP	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Para los nuevos proyectos de exploración la incertidumbre es alta teniendo en cuenta que no se sabe si el pozo es exitoso, por ende, invertir en tecnología de alto costo es inviable para este tipo de proyectos</p> <p>Para los nuevos proyectos se menciona "Operador deberá considerar en el diseño y construcción de sus facilidades de producción"</p>	<p>La aplicación y cumplimiento de esta resolución es para todos los campos productores de hidrocarburos que se encuentren en adelante de la primera prorroga o segundo periodo de prueba extensa y los campos que se encuentren con declaración de comercialidad o en periodo de explotación, como se indica en el artículo 17 y 18 del proyecto de resolución.</p> <p>Por lo tanto, los nuevos proyectos que superen los 3000 BOPD y se encuentren en el segundo periodo de prueba extensa, deben aplicar lo establecido en esta resolución.</p> <p>Con lo anterior, los campos que se encuentren en prueba inicial y el primer periodo no requiere de la implementación del sistema de telemetría, sin embargo, el operador si debe considerar la implementación de este en el tiempo.</p>
69	ACP	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>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 e instrumentos de telemetría.</p>	<p>Los 10 días calendario de plazo para el envío de certificados de calibración de los equipos que están en operación, son suficientes para su correspondiente envío.</p>
70	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>a. Tres (3) meses es un periodo muy corto para la implementación. El plazo para la implementación debería ser definido por el Operador dentro del plan de implementación presentado a la ANH. El plan entregado por el operador debería contemplar un aval de la ANH, entendiendo que: cada operador conoce sus tiempos de ejecución de proyectos y que se trata de inversiones altas.</p>	<p>Se modifica artículo 4. Plazos para la implementacion.</p>
71	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>b. Porque para el literal a contempla el piso de 2.000 BOPD y para el gas no !</p>	<p>Se establece una base de campos de hidrocarburos con producción de gas mayor a 2000 KPCD y/o que comercialice el gas al SNT o fuera de este.</p>
72	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Debería contemplarse la aplicación de esta Resolución únicamente a aquellos campos de gas que se encuentre en modalidad de explotación comercial y estén entregando SNT.</p>	<p>Se establece una base de campos de hidrocarburos con producción de gas mayor a 2000 KPCD y/o que comercialice el gas al SNT o fuera de este.</p>
73	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Deben definir que es un campo productor de gas. Aquellos campos cuyo potencial de crudo este por debajo de 2000 BOPD, pero cuente con una producción de gas (venta, quema, consumo). Debe implementar el alcance de toda la resolución?</p>	<p>Se establece una base de campos de hidrocarburos con producción de gas mayor a 2000 KPCD y/o que comercialice el gas al SNT o fuera de este.</p>
74	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Parágrafo 2. Teniendo en cuenta que la Resolución 40236 de 2022 permite la medición por balance a una (1) corriente, ¿Pretende la presente Resolución que se midan todas las corrientes de manera individual ? o se mantendría lo establecido en dicho documento.</p>	<p>Para los términos de esta resolución, la visión es que todo el gas comercializado al SNT o fuera de condiciones RUT, cuente con la instalación de los cromatógrafos en línea y medidores de volumen para su aseguramiento diario de los cambios en la calidad y cantidad de los hidrocarburos gaseosos.</p> <p>Para aquellos campos que no comercialicen el gas y que no cuenten con estos equipos en su campo, el operador debe notificar en el plan de implementación su futuro aseguramiento de estas variables por medio de esta tecnología, acorde con lo establecido con la Resolución 40236 de 2022.</p>
75	CAMPETROL	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Se sugiere revisar la rigidez del plazo de 3 meses para la implementación de los sistemas de medición y monitoreo.</p>	<p>Se modifica artículo 4. Plazos para la implementacion.</p>
76	CAMPETROL	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Un plazo más flexible (hasta 6 meses, con posibilidad de prórroga evaluada por la ANH) permite una implementación responsable y efectiva.</p>	<p>Se modifica artículo 4. Plazos para la implementacion.</p>

77	ACIPET	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Se considera que el plazo de 3 meses es poco realista, especialmente para campos ubicados en zonas remotas o con baja infraestructura. Por ello, se sugiere ampliar los plazos: 8 meses para campos con una producción mayor o igual a 2000 BOPD, y 18 meses para el resto de los campos. Además, se debe incluir la producción de gas en el análisis. Es importante tener en cuenta las realidades técnicas y económicas de cada caso, ya que estas pueden hacer que los plazos propuestos resulten imprácticos.</p>	<p>Se modifica artículo 4. Plazos para la implementación.</p>
78	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Tiempo de ejecución del Plan de implementación (3 meses posterior a la presentación del plan). Considerar el plazo de implementación porque es muy corto, comunicando que a partir de la publicación del documento se tienen un plazo de 30 días para presentar un plan de implementación según la resolución (Artículo 6) y posterior a la presentación un tiempo de 3 meses para tener todo en línea</p>	<p>Se modifica artículo 4. Plazos para la implementación.</p>
79	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Parágrafo 2: Para los datos de calidad de gas, aclarar como se debe hacer la entrega (datos específicos, equipos que apliquen)</p>	<p>En cuanto a los equipos que apliquen para la toma del dato de calidad del gas, este se encuentra definido en ANEXO 2 "ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA" Cuadro 2 "Instrumentación para gas", del proyecto de resolución.</p>
80	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Especificar si aplica para GLP o solo gas natural</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1. (CANTIDAD): El proyecto de Resolución aplica para el gas natural y sus productos (propano, butano, GLP, gasolina natural) cuando dichos volúmenes deban ser considerados dentro del Balance Volumétrico o mísico de cada Campo.</li> <li>- Teniendo en cuenta que todos los volúmenes de recuperación obtenidos de los productos blancos son medidos en Puntos de Medición Oficial (PMO), le aplica la medición por telemetría.</li> <li>- En virtud de lo establecido en el artículo 14 "Tanques de almacenamiento para medición oficial", numeral 3 de la Resolución 40236 de 2022).</li> <li>- 2. (CALIDAD): En cuanto a calidad para gas natural se debe aplicar lo establecido en el ANEXO 2 "ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA" Cuadro 2 "Instrumentación para gas", del proyecto de resolución.</li> <li>- En cuanto la calidad de los productos derivados del gas natural (propano, butano, GLP, gasolina natural), en el ANEXO 1 de la Res. 40236 se relaciona la Norma NTC-2303 para las especificaciones de calidad del GLP. Para las especificaciones de calidad de la gasolina natural aplica la Norma GPA-3132.</li> </ul>
81	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Parágrafo 4: ¿Todos los equipos de telemetría aplican para calibración?</p>	<p>Se acoge pregunta y se da corrección en la resolución.</p> <p>Los equipos de medición y elementos e instrumentos usados en el sistema de telemetría deben ser calibrados acorde a las rutinas establecidas en la Resolución 40236 de 2022 en la Tabla 12.</p> <p>No aplica para todos los equipos, lo que se calibra son los sensores, ajustar en el parágrafo 4 para que quede claro.</p>
82	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Las variables de telemetría están avaladas para calibración</p>	<p>Las variables objeto de medición están establecidas en cada gráfico y diagrama del proyecto de Resolución, las cuales no requieren calibración, lo que SI requiere calibración, son los equipos de medición y elementos e instrumentos usados en el sistema de telemetría deben ser calibrados acorde a las rutinas establecidas en la Resolución 40236 de 2022 en la Tabla 12.</p>
83	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	<p>Plazos implementación: 1. Entrega del plan de implementación ( viene del artículo 6) Se recomienda una prorroga del tiempo de 1 mes , que se deja para entrega del plan de implementación, ya que esto conlleva primero hacer un inventario de tecnologías manejadas, protocolos de comunicación, capacidad de toma y almacenamiento de dato, etc. Para esto primero se requieren definir las periodicidades de toma de dato en alta y baja frecuencia y definir la forma en que se quiere que se entregue en analítica avanzada ( tableros de visualización?). Se sugiere que se deje por lo menos un tiempo de 3 meses para el diseño del plan de implementación apartir de que se entreguen las definiciones de periodicidad y analítica de dato solicitadas y previo a una aprobacion de las tecnologías manejadas para conocer si es requerido la actualizacion o cambio de las mismas en software o hardware.</p>	<p>Se reitera que el plazo maximo para la presentacion del Plan de Impelementacion esta dado por: <b>Artículo 6. Plan de implementación.</b> 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 <b>30 días calendario</b>, posteriores a la publicación del presente acto.</p>

84	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	2. Se solicita extender de tres (3) a por lo menos dieciocho (18) meses el límite para la ejecución de las actividades del plan de implementación de que trata el artículo 6 de la presente resolución para los campos productores de crudo con una producción igual o superior a 2000 BOPD; toda vez que no es suficiente el plazo para cumplir con los procesos de asignación presupuestal, ingeniería, asignación contractual, ejecución y comisionamiento en campo, dando cumplimiento a un adecuado proceso de Manejo del Cambio (MoC) evitando posibles incidentes de seguridad de proceso.	Se modifican plazos para la implementacion en el Articulo 4.
85	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	3. Ejecución del plan de implementación: esta en 3 meses, se sugiere solicitar una prorroga y que este tiempo de implementación este dado por el alcance mismo del plan de implementación, ya que si hay que realizar compra, cambio a actualización de sistemas o plataformas, esto toma un tiempo mayor a 3 meses y esta definido por los tiempos de generación de las compras o flujo del proyecto o servicio según tiempos establecidos por abastecimiento y contratación de ecopetrol.	Se modifican plazos para la implementacion en el Articulo 4.
86	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	Los tiempos de implementación del ecosistema de telemetría desconocen las etapas propias de un desarrollo de la envergadura y robustes de la solución exigida.	A nivel Gerencial se dispondría de información técnica soportada por las filosofías operacionales, diagramas de flujo, rutas y planes de mantenimiento para los PMO en cada campo; y de acuerdo al avance y masificación en la implementación de las tecnologías de telemetría y comunicaciones para sitios remotos los tiempos de implementación se modificarán acorde a lo establecido en el Artículo 4. Plazos para la implementación.
87	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	No es posible realizar en el tiempo propuesto actividades de diagnóstico, estructuración de propuestas, aprovisionamiento de recursos, selección de alternativas, desarrollo de ingenierías, compra de materiales, intervenciones en campo, compra de equipos, llegada de equipos, configuraciones de ecosistemas, instalaciones, pruebas de funcionamiento, pruebas de enlace, entre otros.	Se establecen nuevos plazos para el Artículo 4. Plazos para la implementación.
88	FRONTERA ENERGY	4	<b>Plazos para la implementación</b>	*Considerar ampliar el plazo a 2 años para la implementación teniendo en cuenta que la compañía operadora debe realizar los respectivos procesos de licitación, compra, instalación, comisionamiento y puesta en marcha de los sistemas.	Aplican los plazos de implementacion que se contemplan en el Artículo 4. Plazos para la implementación.
89	FRONTERA ENERGY	4	<b>Plazos para la implementación</b>	*Considerar eliminar el requisito de asegurar los datos de calidad del gas de manera telemétrica en campos donde el gas no tiene uso comercial y revisar su alineación con la resolución 40236 de medición que tiene un requisito de cada 6 meses para realizar las cromatografías.	Para los términos de esta resolución, la visión es que todo el gas comercializado al SNT o fuera de condiciones RUT, cuente con la instalación de los cromatógrafos en línea para su aseguramiento diario de los cambios en la calidad de los hidrocarburos gaseosos.  Para aquellos campos que no comercialicen el gas y que no cuenten con estos equipos en su campo, el operador debe notificar en el plan de implementación su futuro aseguramiento de estas variables por medio de esta tecnología. Lo anterior a necesidad de la ANH como se expresa en el documento de proyecto de resolución.
90	FRONTERA ENERGY	4	<b>Plazos para la implementación</b>	*Parágrafo 2 Por aclarar o detallar el requerimientos de calibración de instrumentos de telemetría y/o que estándares se debería cumplir por ej para nivel y temperatura de tanques.	Las variables objeto de medición están establecidas en cada gráfico y diagrama del proyecto de Resolución, las cuales no requieren calibración, lo que SI requiere calibración, son los equipos de medición y elementos e instrumentos usados en el sistema de telemetría, los cuales deben ser calibrados acorde a las rutinas establecidas en la Resolución 40236 de 2022 en la Tabla 12. Adicional, el diseño de la confirmación metrológica (calibración y verificación) de los equipos/instrumentos de medición debe ser diseñada e implementada por el Operador según se establece en el numeral 7 de la norma técnica oficializada NTC/ISO-10012, en concordancia con el Título 8, artículo 34 de la resolución 40236 de 2022.
91	FRONTERA ENERGY	4	<b>Plazos para la implementación</b>	*Parágrafo 4 Por favor considerar ampliar plazo de 10 días a por lo menos 30 días.	Los 10 días calendario de plazo para el envío de certificados de calibración de los equipos que están en operación, son suficientes para su correspondiente envío.
92	Weatherford Colombia	4	<b>Plazos para la implementación</b>	El plazo de 3 meses posterior a la entrega del plan, puede modificarse según la información compartida. Este plazo debería considerarse una vez se reunan las partes a desarrollarlo en conjunto.	Aplican los plazos de implementacion que se contemplan en el Artículo 4. Plazos para la implementación.
93	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	Se solicita un plazo acorde al plan de trabajo entregado a la ANH, teniendo en cuenta las inversiones, contrataciones, y particularidades de cada campo para llevar a cabo dicho plan.	Se reitera que el plazo máximo para la presentación del Plan de Implementación está dado por: <b>Artículo 6. Plan de implementación.</b> 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 <b>30 días calendario</b> , posteriores a la publicación del presente acto.

94	Ecopetrol	4	<b>Plazos para la implementación</b>	- Se solicita tener presente los PDT de la 40236, para garantizar con esta entrega.	El tiempo de entrega al que hace referencia el parágrafo 4 está conectado con la finalización de la implementación de los sistemas de telemetría y sus elementos asociados. En cuanto a otros elementos de medición se requiere actualización de la información que ya fue previamente suministrada por los operadores como línea base.
95	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	Especificar el estándar de la parte tecnológica para garantizar el aseguramiento metrológico	El concepto de aseguramiento metrológico se trata en Resolución 40236 -Título 8; y en esta resolución se resalta en artículo 19 - parágrafo 1
96	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	Referenciar las normas API capítulo 3.1B, 7.3 (ATT), 5.5 (Fidelidad de datos), 21 (elementos terciarios) para la transmisión de datos.	Todas las normas que se indican en este comentario se encuentran referenciadas en el Anexo 1 de la Resolución 40236 de 2022
97	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	Presentación del plan de implementación: se reitera la solicitud de ampliar el plazo incluida en el comentario anterior para el artículo 4. Se debe tener en cuenta el plan de trabajo entregado a la ANH, teniendo en cuenta las inversiones, contrataciones, y particularidades de cada campo para llevar a cabo dicho plan.	Se reitera que el plazo maximo para la presentacion del Plan de Impelementacion esta dado por: <b>Artículo 6. Plan de implementación.</b> 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 <b>30 días calendario</b> , posteriores a la publicación del presente acto.
98	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	1. Sobre la configuración del sistema de telemetría para que gestione eficientemente la transmisión de datos a la nube se solicita redundancia tanto en los enlaces de comunicación como en la infraestructura, esto hace que se requiera la implementación de sistemas de respaldo totalmente redundantes tanto en sistemas de medición, computadores de flujo, sistemas de medición automáticos de tanques, controladores, tener implementadas topologías redundantes en campo. Esto puede requerir de inversiones grandes para lo cual se pide dimensionar este ítem y establecer su cumplimiento a través de una viabilidad técnica-económica, ya que hay campos que están actualmente en decrecimiento económico como Apiai.	La redundancia aplica en lo que refiera a transmision y datos almacenamientos, Resplados de Informacion, la instrumentacion electronica se entiende su factor de medicion por esta razon no es obligatoria la redundanica mas si el respaldo.
99	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	2. ¿La arquitectura del sistema debe contemplar redundancia en controladores, conforme a los principios de tolerancia a fallos definidos en la norma IEC 61508 sobre seguridad funcional de sistemas eléctricos/electrónicos?	La ANH sugiere que se adopten mejores practicas en la implementación de los sistemas de medición y telemetría en la industria, para garantizar la fiabilidad y la tolerancia a fallos, la adopción de la norma IEC 61508 es autonomía de las empresas operadoras
100	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	3. ¿Qué latencia máxima desde el sensor hasta el SCADA es considerada como "tiempo real" por la ANH, teniendo en cuenta lo estipulado en la norma IEC 61784-3 para comunicaciones industriales seguras?	Esta latencia se debe garantizar a nivel de Back por parte de la operación, sin embargo, de acuerdo a las normas industriales, como la indicada en el comentario, se deben tener en cuenta las condiciones técnicas o características operacionales de los campos.
101	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	4. ¿La ANH permite la implementación de SCADA basados en la nube, siempre que cumplan con las directrices de seguridad para entornos cloud definidas en la norma ISO/IEC 27017?	La ANH si permite implementar los sistemas SCADA basados en la nube, el operador debe asegurar que el ambiente de operacion contemple prácticas de seguridad que garanticen la confiabilidad y seguridad de los datos.
102	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	5. ¿La transmisión de datos desde el borde hasta la ANH debe contar con cifrado TLS mínimo versión 1.2 o 1.3 de acuerdo con lo recomendado por NIST SP 800-52r2?	La ANH no plantea recoger los datos de telemetría en borde, para la entrega de la información el operador debe disponer en el lago de datos (zona de entrega) el archivo JSON que se define en esta resolución, debe si adoptar prácticas de seguridad que incluyan <u>encriptación y seguridad</u> .
103	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	6. ¿En condiciones de congestión de red, el sistema debe aplicar compresión y priorización de datos conforme a las prácticas de optimización descritas en ISO/IEC 23008-1?	La norma ISO 23008-1 hace referencia a transporte de medios MPEG, que no están asociados con el proyecto de telemetría y IIOT, no se considera a lugar esta recomendación
104	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	7. ¿Cuál es el tiempo máximo permitido entre la recolección de un dato y su llegada a la zona de ingesta de la ANH, considerando las capacidades de transmisión bajo la norma IEC 61850?	El tiempo maximo permitido entre la recolección del dato hasta la zona de entrega Punto C, puede ser de acuerdo a las capacidades operativas de cada uno de los campos. El estándar IEC 61850 es una norma internacional que define los protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones eléctricas, sin embargo, algunas de las recomendaciones de esta norma, pueden ser útiles para asegurar la entrega del dato en los tiempos óptimos para su futura ingesta por parte de la agencia.
105	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	8. Cuál es el período de tiempo establecido para mantener copias de seguridad de la información. Se propone adicionar: iv) mantener copias de seguridad de la información para situaciones contingentes de la infraestructura.	Se modifica Artículo 5.f adicionando recomendacion.
106	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	9. Se solicita precisar si tiene que diagnosticar los canales de datos disponibles de comunicación en CF o DSC para transmisión de datos a las capas respectivas.	El diagnostico de los canales de comunicacion, si debe diagnosticarse, se sugiere las mejores practicas para disponibilidad y ciberseguridad en redes OT, para su correspondiente aseguramiento de las variables solicitadas en el JSON. Aplica para cada una de los niveles de la Filosofia de transmision en el back sugeridos.
107	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	El operador debe asegurar que la solución pueda capturar y registrar datos de producción en tiempo real: Se solicita incluir la definición de la periodicidad con la que se entiende en tiempo real porque de esto dependen la capacidad necesaria de los sistemas.	Se incluyen deficiones en el articulo 3. Definiciones y siglas.

108	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	¿La frecuencia mínima de muestreo para variables como caudal, presión y temperatura debe ajustarse a los lineamientos de calidad de datos establecidos en API MPMS 21.1?	Si, se deben asegurar de acuerdo con los lineamientos establecidos en la norma más reciente de API MPMS 21.1 y 21.2
109	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	Entendemos que los datos de volúmenes implican datos de medidores físicos y también puede implicar medidores virtuales para inferir medición. Solicitamos confirmar este entendimiento.	Se solicitará como dato en baja frecuencia y debe ser asegurado en el JSON, para la determinación de los balances volumétricos, esto se entiende para medidores virtuales sin serial.
110	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	1. 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. Se solicita ampliar el plazo para el cumplimiento de esta obligación en la implementación del plan, porque esto exige contar con la programación en los sistemas supervisores de control del bit de calidad en todas las variables entregadas para garantizar que el sistema pueda dar aviso de la pérdida de datos al operador y pueda entrar el mecanismo de respaldo. También es sugiere validar la implementación de sistemas contingentes de respaldo como los manuales en caso de pérdida de señal y fallo del sistema de respaldo.	La solicitud del operador es correcta, la implementación requiere de un tiempo para habilitar estas funcionalidades. Con la propuesta de tiempos por volúmenes de producción es posible aceptar la propuesta.
111	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	2. ¿Es obligatorio que los fallos en sensores generen alarmas priorizadas en el SCADA conforme a los lineamientos de gestión de alarmas de la norma ISA 18.2 y EEMUA 191?	Sería importante tener el registro de estas alarmas pero no es prioridad de la agencia para el cálculo del IDP en linea. Si se implementan pueden servir como base o insumo para la respuesta a posibles incidentes en la operación por posibles fallas de la instrumentación electrónica. Lo que se debe garantizar por la operadora es el reporte de la falla durante las primeras 12 horas (Art 19 P 3)
112	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	1. Se exige 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. Este requerimiento también fundamenta la solicitud de ampliación del plazo para el desarrollo del plan de implementación, debido a que primero hay que realizar un inventario o auditoría interna de estado frente a estas dos normas y en caso que se requiera establecer planes de acción para cerrar las brechas.	"Desde lo tecnico 30 dias calendario por campo es suficiente para garantizar un plan de implementación escalonado por fases, aprovechando los despliegues actuales a nivel operacional, y proyectando los cambios o ajustes necesarios para su correspondiente implementación.
113	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	2. ¿Qué nivel de madurez de ciberseguridad (SL1 a SL4) según el modelo de defensa en profundidad de la norma IEC 62443-3-3 es requerido por la ANH en el diseño de sistemas de fiscalización?	La IEC62443, aplica a nivel de Back y es responsabilidad del operador, sin embargo la madurez esta dada es en niveles del 0 al 3, mientras que los niveles de seguridad SL estan dados de SL1 a SL4. Se sugiere SL 4—Protección contra violaciones intencionales con consecuencias graves : Este es el nivel de seguridad más alto, diseñado para proteger contra adversarios o amenazas a nivel de estado-nación que podrían tener un impacto catastrófico.
114	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	3. ¿La ANH exige que el operador cuente con un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información (SGSI) certificado bajo la norma ISO/IEC 27001, o se permite validación interna con auditoría posterior?	Es deseable que la operadora cuente con un SGSI propio y establecido, y que sus políticas sean de conocimiento de los responsables de la infraestructura de IT/OT; la ANH no exige certificado ISO/IEC 27001.
115	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	4. ¿La arquitectura del sistema debe incluir mecanismos de detección de intrusos (IDS) como parte de su defensa perimetral, en cumplimiento del control SR 3.1 de IEC 62443-3-3?	Si , se sugiere debido a que la norma IEC 62443-3-3, SR 3.1 se refiere a la protección criptográfica de la integridad. Esto significa que el sistema de control debe utilizar mecanismos criptográficos para garantizar que la información no se halla modificado durante la comunicación. En otras palabras, el sistema debe poder detectar si alguien ha alterado los datos mientras se transmitan.
116	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	1. Implementar un mecanismo robusto de autenticación y autorización, asegurando que solo dispositivos y usuarios autorizados puedan enviar datos desde la zona de borde al punto de ingesta de la ANH implica que establecer una estructura de roles jerárquicos para los accesos a la misma, determinando responsables del ingreso, revisión y aprobación de los datos subidos.	se corrige la redacción, ya que el operador debe disponer la información para entrega en el archivo JSON en la "zona de entrega"; la ANH no tiene planteado recoger los datos de medición en la zona de borde de los operadores
117	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	2. ¿Los dispositivos IoT del sistema de medición deben contar con autenticación robusta y control de acceso, conforme a lo estipulado en IEC 62443-4-2 CR 1.2 y 1.3 para entornos industriales conectados?	La IEC62443 tanto CR 1.2 como CR 1.3 buscan establecer la base para un acceso seguro a los componentes de los Sistemas de Automatización y Control Industrial, asegurando que solo entidades legítimas puedan interactuar con ellos.. Se recomienda establecer los niveles de seguridad más altos para la infraestructura de telemetría al considerar que las infraestructuras del sector Oil&Gas son críticas para el país.

118	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	1. 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, exige la realización de un inventario y evaluación previa de compatibilidad entre los protocolos de comunicación que maneja actualmente Ecopetrol en sus sistemas de medición aplicables a las variables requeridas. Estas actividades para el cumplimiento del requisito exige tiempo y por tanto se reitera la solicitud de ampliar el plazo tanto para la presentación como para la implementación del plan, todo bajo un análisis de viabilidad técnica económica dadas las condiciones de cada campo.	"Desde lo tecnico 30 dias calendario por campo es suficiente para garantizar un plan de implementacion escalonado por fases, aprovechando los despliegues actuales a nivel operacional, y proyectando los cambios o ajustes necesarios para su correspondiente implementacion.
119	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	2. ¿La transmisión de datos desde el borde hasta la ANH debe contar con cifrado TLS mínimo versión 1.2 o 1.3, de acuerdo con lo recomendado por NIST SP 800-52r2?	La ANH no plantea recoger los datos de telemetría en borde, para la entrega de la información el operador debe disponer en el lago de datos (zona de entrega) el archivo JSON que se define en esta resolución, debe si adoptar prácticas de seguridad que incluyan encriptación y seguridad.
120	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	3. ¿El tamaño máximo permitido por la ANH para paquetes de datos transmitidos por MQTT o AMQP debe cumplir con los límites definidos en las especificaciones MQTT v5 y AMQP 1.0?	Es responsabilidad del operador a nivel del Back, la definición de los tamaños de los paquetes y los protocolos a utilizar, garantizando la calidad, completitud, robustez, integridad y aseguramiento de los datos. teniendo presente las sugerencias en la aplicabilidad de los protocolos OpenAPI, que se resaltan en la presente resolucion.
121	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	Se exige 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. Es necesario especificar si la solicitud es para los sistemas de telemetría, que son un conjunto complejo entre esticos y dinámicos, los cuales tienen tanto equipos en campo como en cuartos de control. Para los equipos en campo que tienen las variables primarias y secundarias, es difícil garantizar su no exposición a temperaturas altas, humedad y polvo. Se solicita especificar si esta protección se garantiza con el tipo de carcasa del equipo y el rango de temperaturas manejada por el instrumento. También con si con los planes de mantenimiento para cada equipo en donde se disponga la verificación de su limpieza o si se requiere algo adicional.	La ANH busca recalcar el cumplimiento del artículo 33 de la resolución 40236 de 2022.
122	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	¿Se debe mantener al menos una réplica local y una en la nube de los datos enviados, siguiendo los requisitos de redundancia definidos en ISO/IEC 27001 A.12.3?	El numeral solicita al operador garantizar un plan de contingencia de manera temporal, mientras se reestablezcan los servicios en la transmisión de los datos. El plan de contingencia se puede realizar según la infraestructura con la que cuente la compañía operadora.
123	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	1. La norma exige disponer de los registros de eventos electrónicos (LOG), asegurando la completitud y calidad del dato para cuando la ANH lo solicite. Se reitera la solicitud de ampliar el plazo para la entrega de plan en implementación porque no todos los sistemas permiten tener log de eventos y por tanto se necesitaría hacer el inventario y cambiar dispositivos que no lo contengan. Es necesario se especifique los registros de eventos electrónicos (log) requeridos por la ANH en dichos log.	La solicitud del operador es correcta, la implementación requiere de un tiempo para habilitar estas funcionalidades. Teniendo en cuenta las características mínimas que deben relacionarse en los equipos electronicos, para registro de eventos.
124	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	2. ¿Se exige que el sistema SCADA implemente registro de eventos (logs) bajo estándares como NIST SP 800-92, para garantizar trazabilidad y seguridad según lo indicado por la ANH?	La ANH recomienda la adopción de estándares de seguridad y de la gestión de los archivos de registro que se utilizan para los sistemas de telemetría, sin embargo, es decisión del operador la implementación de los protocolos y medidas que considere satisfagan estos requerimientos.
125	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	3. ¿Debe el SCADA contar con funcionalidad de trazabilidad de cambios (audit trail) en cumplimiento con el requisito de control de cambios críticos descrito en la norma FDA 21 CFR Part 11?	La norma mencionada está enfocada principalmente en la industria de alimentos y farmacéutica, sin embargo, si la operadora considera que algunos de los principios de esta norma le son aplicables al SGSI está en libertad de implementarlos.
126	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	1. La propuesta exige disponer de un lago de datos para el almacenamiento indefinido de los archivos que se entregarán a la ANH para la ingestión de información y generación de informes, el cual también debe estar disponible para consulta por demanda por parte de la ANH. Se requiere por favor un volumen determinado exigido de datos porque de esto dependen la capacidad que se solicite en la nube, un tiempo de almacenamiento de los datos máximo y el resto que pueda ir a un archivo entregado.	La tecnología actual permite la creación de lagos de datos con funcionalidades de elásticidad tanto horizontal como vertical; dado que cada operador tiene un volumen de datos de telemetría que difiere de manera importante respecto de los demás operadoras, se recomienda que cada compañía establezca las políticas de consumo y pago de estos recursos de acuerdo con sus propias necesidades usando los principios de computación y almacenamiento elástico.
127	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	2. ¿La ANH exige que los datos crudos se mantengan de forma inmutable durante la vida útil del pozo, según los principios de retención segura definidos por ISO/IEC 27040?	La ANH recomienda la incorporación e implementación de normas de seguridad de la información y de los componentes relacionados con el procesamiento y almacenamiento, aunque no se exige, es una buena práctica implementar la norma mencionada.

128	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	El aseguramiento de los requisitos metroológicos del equipo de medición se debe realizar conforme a lo señalado en la Resolución 40236 del 2022 y 40066 del 2022. Es importante que se tenga en cuenta que los equipos de medición de cantidad y calidad que regula la RES 40236, como los sistemas de medición de cantidad y calidad de viento, fugas y quemadas, quedan bajo la calidad de equipos críticos por regulación y su criticidad de ejecución en los planes de mantenimiento preventivos y correctivos es prioritaria en SAP y manejo de activos.	Si, se deben asegurar los equipos metrologicos con sus certificaciones correspondientes. Debe tenerse en cuenta el Título 8 de la Resolución 40236 de 2022.
129	ACP	5	<b>Obligaciones del operador</b>	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	Como buenas practicas de implementacion se sugieren normas internacionales que garanticen la calidad , integridad y disponibilidad de los datos al momento que la agencia los solicite. Este cumplimiento sera evidenciado en el plan de implementacion que sera presentado segun el articulo 6 por cada compañia operadora.
130	ACP	5	<b>Obligaciones del operador</b>	Implementar un mecanismo robusto de autenticación y autorización, asegurando que solo dispositivos y usuarios autorizados puedan enviar datos desde la zona de borde al punto de ingesta de la ANH	Corregir el texto en la resolucion, no es hasta el punto de ingesta sino hasta la zona de entrega. El operador debe asegurar la infraestructura de medición automatizada y de transmisión de datos de telemetría, desde los dispositivos en piso hasta la zona de entrega del operador.
131	ACP	5	<b>Obligaciones del operador</b>	d) Cómo se trataría el aseguramiento metroológico con certificación de los instrumentos de los que no hace referencia la resolución 40236 de 2022: Ej Transmisores de Nivel?	d. El aseguramiento metrologico se considera en la norma ISO-10012 como confirmacion metrologica, en su numeral 7. Y para la confirmacion metrologica de los instrumentos, el numeral 11 del Artículo 34 de la resolucion 40236/2022 establece la implementación del programa de administración metrologica.
132	ACP	5	<b>Obligaciones del operador</b>	e) Para garantizar la integridad y calidad de los datos, qué parámetros evaluarían que los mecanismos adoptados son apropiados?	e. Para el garantizar la integridad y calidad de los datos , se deben apalancar las compañias operadoras en las mejores practicas de la industria para el aseguramiento de los datos con mecanismos robustos y asu vez de las normas internacionales mas actualizadas como la ISA100, la ISA27001, la IEC 30141, ISO/IEC 27400:2022, ISA 18.2, IEC 62443, entre otras que garanticen la integridad de la informacion generada por los sistemas de telemetria desde el BACK.
133	ACP	5	<b>Obligaciones del operador</b>	f) Cuánto tiempo requiere el almacenamiento de copias de seguridad? esto requiere dimensionamiento e inversión.	f/q. La tecnologia actual permite la creación de lagos de datos con funcionalidades de elásticidad tanto horizontal como vertical; dado que cada operador tiene un volumen de datos de telemetria que difiere de manera importante respecto de los demás operadoras, se recomienda que cada compañia establezca las politicas de consumo y pago de estos recursos de acuerdo con sus propias necesidades usando los principios de computación y almacenamiento elástico.
134	ACP	5	<b>Obligaciones del operador</b>	g) Qué se considera tiempo real? cuál sería el tiempo de SCAN mínimo requerido?	g. De acuerdo con el Artículo 3. Definiciones y siglas la definicion de (...)TiempoReal: Capacidad de procesar y transmitir datos con latencia mínima, asegurando la entrega inmediata para decisiones críticas. (...)
135	ACP	5	<b>Obligaciones del operador</b>	j) El cumplimiento de los estandares de seguridad para OT reconocidos requiere tiempo, plan y presupuesto. Qué porción de los estandares es de obligatorio cumplimiento? Con el tiempo establecido para implementación de regulación no es suficiente, hay un plazo diferente?	j. La obligatoriedad lo da el alcance de la resolucion, (...)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 (...)
136	ACP	5	<b>Obligaciones del operador</b>	o) Cuál es la cantidad de tiempo minima que se requiere almacenar en caso de fallos? Por falla de equipos o servicios, los cortes prodrían ser prolongados mientras se hace el reemplazo. Ej, falla de instrumentos, falla de enlaces, problemas para atender por bloqueos de la comunidad etc.	o. El tiempo minimo es dependiente de las variables externas como Compra de equipos, fallas de enlace, entorno , comunidades, entre otras, mientras se resuelven se debe notificar en los tiempos establecidos como se solicita en la resolucion Articulo 19 paragrafo 3.
137	ACP	5	<b>Obligaciones del operador</b>	p) Registro de eventos electrónicos en la red, requiere la introducción de servicios y protocolos que actualmente no existen en la red de OT y que de implementarlos pueden desestabilizar la arquitectura actual de datos.	p. Los eventos o registros LOG deben asegurarse a nivel de capa física en los equipos interconectados dentro de la RED OT. Este enfoque garantiza la estabilidad del sistema ante cambios abruptos o imprevistos en ciberseguridad, asi minimiza el riesgo de desestabilización del entorno operativo y protegiendo la integridad del back.
138	ACP	5	<b>Obligaciones del operador</b>	q) Disponer de un lago de datos de almacenamiento indefinido, requiere un dimensionamiento para calcular infraestructura y costos.	f/q. La tecnologia actual permite la creación de lagos de datos con funcionalidades de elásticidad tanto horizontal como vertical; dado que cada operador tiene un volumen de datos de telemetria que difiere de manera importante respecto de los demás operadoras, se recomienda que cada compañia establezca las politicas de consumo y pago de estos recursos de acuerdo con sus propias necesidades usando los principios de computación y almacenamiento elástico.
139	ACP	5	<b>Obligaciones del operador</b>	Por favor definir el periodo de almacenamiento de la data para la consulta. Tal vez, con la inversión que hacen las operadoras al programa de Transferencia de Conocimiento y Tecnología, la ANH debería revisar la posibilidad de destinar una parte del recurso para la implementación de su propio lago de datos para el acceso directo a la información.	Es responsabilidad de las compañias operadoras almacenar la data historica, desde el momento de su implementacion de manera indefinida, las tecnologias actuales de almacenamiento cada vez son mas accesibles tanto en tierra como en nube.
140	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	5	<b>Obligaciones del operador</b>	f. ¿Es la captura convencional de la información un metodo contingente avalado por la ANH en caso de que la telemetria de un sensor o medidor falle?	Al momento que algun equipo, instrumento o parte del sistema de telemetria falle debe ser reportado segun se indica en el articulo 15.1 paragrafo 3, y prevalece el envio de los datos por baja frecuencia, mientras esto se resuelve en los terminos establecidos en la presente resolucion.

141	CAMPETROL	5	<b>Obligaciones del operador</b>	Incluir un párrafo que incentive el uso de proveedores nacionales de tecnología e integración de sistemas.	El operador es libre de escoger el tipo de empresa con el que desea implementar los sistemas de telemetría, puede ser nacional o internacional. Queda en consideración del operador. Dentro del plan de implementación, se ha de incluir el nombre de la compañía con la desarrollara el proyecto.
142	ACIPET	5	<b>Obligaciones del operador</b>	Se valora positivamente la inclusión de protocolos de seguridad como ISO/IEC 27001 e IEC 62443, así como los mecanismos de respaldo y protocolos abiertos como MQTT y AMQP. Sin embargo, se recomienda incluir más detalles sobre los planes de contingencia para asegurar una respuesta adecuada ante posibles contingencias.	El detalle de los planes de contingencia y recuperación ante eventos es competencia de los operadores, por lo que en el alcance de la ANH se sugiere la adopción e implementación de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, en el cual se incorpore la infraestructura y los sistemas de medición automatizada.
143	ACIPET	5	<b>Obligaciones del operador</b>	Por otra parte, se observa que muchas de las obligaciones impuestas no contemplan la viabilidad operativa, como la exigencia de sistemas IIoT, SCADA y almacenamiento de datos en campos con baja infraestructura, lo cual podría dificultar su implementación efectiva.	En la actualidad existen soluciones de conectividad, IIoT, SCADA, Infraestructura OT, entre otras, en el mercado que pueden suplir las necesidades de los operadores para conectividad y acceso a Internet, las cuales ofrecen una relación costo-beneficio apropiada.
144	ACIPET	5	<b>Obligaciones del operador</b>	Además, se sugiere retirar la palabra "gas", ya que, dentro del monitoreo de los volúmenes de los hidrocarburos, el gas ya está considerado.	Se elimina la palabra gas del artículo 5 y se modifica redacción por cambio de la frase "...medicion automatica..."
145	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	- Referenciar las normas API capítulo 3.1B, 7.3 (ATT), 5.5 (Fidelidad de datos), 21 (elementos terciarios) Para la transmisión de datos.	Todas las normas que se indican en este comentario se encuentran referenciadas en el Anexo 1 de la Resolución 40236 de 2022
146	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	c) La presentación del plan de implementación: se pide la prorroga mencionada en el comentario anterior para el artículo 4.	Se reitera que el plazo máximo para la presentación del Plan de Implementación esta dado por: <b>Artículo 6. Plan de implementación.</b> 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 <b>30 días calendario</b> , posteriores a la publicación del presente acto.
147	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	f) Configurar el sistema de telemetría para que gestione eficientemente la transmisión de datos a la nube: en esta se solicita redundancia tanto en los enlaces de comunicación como en la infraestructura, esto hace que se requiera la implementación de sistemas de respaldo totalmente redundantes tanto en sistemas de medición, computadores de flujo, sistemas de medición automáticos de tanques, controladores, tener implementados topologías redundantes en campo. Esto puede requerir de inversiones grandes para lo cual se pide dimensionar este ítem f y establecer su cumplimiento a través de una viabilidad técnica económica, ya que hay campos que están actualmente en decrecimiento económico como Apiai.	La redundancia aplica en lo que refiere a transmisión y datos almacenamientos, Resplados de Información, la instrumentación electrónica se entiende su factor de medición por esta razón no es obligatoria la redundancia mas si el respaldo.
148	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	g) El operador debe asegurar que la solución pueda capturar y registrar datos de producción en tiempo real: Se requiere por favor la definición de la periodicidad con la que se entiende en tiempo real porque de esto dependen la capacidad necesaria de los sistemas.	Se incluyen definiciones en el artículo 3. Definiciones y siglas.
149	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	i) 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: por este ítem también se pide una prorroga en la implementación del plan porque esto involucra contar con la programación en los sistemas supervisores de control del bit de calidad en todas las variables entregadas para garantizar que el sistema pueda dar aviso de la perdida de datos al operador y pueda entrar el mecanismo de respaldo. También se sugiere validar la implementación de sistemas contingentes de respaldo como los manuales en caso de perdida de señal y fallo del sistema de respaldo.	La solicitud del operador es correcta, la implementación requiere de un tiempo para habilitar estas funcionalidades. Con la propuesta de tiempos por volúmenes de producción es posible aceptar la propuesta.
150	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	j) 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. Este ítem también apoya la prorroga del plan de implementación, debido a que primero hay que realizar un inventario o auditoría interna de estado frente a estas dos normas y en caso que se requiera establecer planes de acción para cerrar las brechas.	"Desde lo tecnico 30 dias calendario por campo es suficiente para garantizar un plan de implementación escalonado por fases, aprovechando los despliegues actuales a nivel operacional, y proyectando los cambios o ajustes necesarios para su correspondiente implementación.

151	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	k) Implementar un mecanismo robusto de autenticación y autorización, asegurando que solo dispositivos y usuarios autorizados puedan enviar datos desde la zona de borde al punto de ingesta de la ANH: Esto hace que se tenga que establecer una estructura de roles jerárquico para los accesos a la misma. Determinar responsables del ingreso, revisión y aprobación de los datos subidos.	se corrige la redacción, ya que el operador debe disponer la información para entrega en el archivo JSON en la "zona de entrega"; la ANH no tiene planteado recoger los datos de medición en la zona de borde de los operadores
152	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	l) 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. Esto requiere de un inventario y evaluación previa de compatibilidad entre los protocolos de comunicación que maneja actualmente ecopetrol en sus sistemas de medición aplicables a las variables requeridas. Por tanto esto apoya la prorroga solicitada tanto en presentación como en implementación del plan todo bajo un análisis de viabilidad técnica económica dadas las condiciones de cada campo.	"Desde lo tecnico 30 dias calendario por campo es suficiente para garantizar un plan de implementación escalonado por fases, aprovechando los despliegues actuales a nivel operacional, y proyectando los cambios o ajustes necesarios para su correspondiente implementación.
153	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	n) 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. SE requiere especificar si la solicitud es	La ANH busca recalcar el cumplimiento del artículo 33 de la resolución 40236 de 2022.
154	FRONTERA ENERGY	5	<b>Obligaciones del operador</b>	* En "Implementar un mecanismo robusto de autenticación y autorización, asegurando que solo dispositivos y usuarios autorizados puedan enviar datos desde la zona de borde al punto de ingesta de la ANH" Por favor indicar si el punto de ingesta de la ANH requiere un mecanismo de autenticación fuerte y cual sería?	Corregir el texto, no es zona de ingesta sino la zona de entrega del operador.  La ANH no intervendrá directamente en la infraestructura del operador para toma de los datos de medición automatizada y de telemetría, estos serán dispuestos por el operador en el archivo JSON el cual debe almacenarse en el lago de datos en la zona de entrega del operador.
155	FRONTERA ENERGY	5	<b>Obligaciones del operador</b>	*En "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." Por favor considerar esta sección del artículo por el tiempo y el costo que lleva su implementación para llegar a tener las mejores prácticas.	La ANH sugiere la adopción e implementación de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, en el cual se incorporen recomendaciones de estándares como ISO27001, NIST, ISA/IEC 62443. La responsabilidad de la custodia de los datos y la transmisión de los mismos hasta la zona de entrega es del ámbito del operador, el cual puede adoptar las tecnologías y protocolos que garanticen este requerimiento
156	FRONTERA ENERGY	5	<b>Obligaciones del operador</b>	* En "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" Por favor indicar de que forma se debe evidenciar el cumplimiento de los estándares de seguridad como ISO/IEC 27001 y IEC 62443.	La ANH sugiere la adopción e implementación de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, en el cual se incorporen recomendaciones de estándares como ISO27001, NIST, ISA/IEC 62443. La responsabilidad de la custodia de los datos y la transmisión de los mismos hasta la zona de entrega es del ámbito del operador, el cual puede adoptar las tecnologías y protocolos que garanticen este requerimiento
157	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	Se solicita un plazo acorde al plan de trabajo entregado a la ANH, teniendo en cuenta las inversiones, contrataciones, y particularidades de cada campo para llevar a cabo dicho plan.	Aplican los plazos de implementación que se contemplan en el Artículo 4. Plazos para la implementación.
158	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	- Cuál es el período de tiempo establecido para mantener copias de seguridad de la información.	Se modifica Artículo 5.f adicionando recomendación.
159	Ecopetrol	5	<b>Obligaciones del operador</b>	- Es necesario se especifique los registros de eventos electrónicos (log) requeridos por la ANH en dichos log.	La solicitud del operador es correcta, la implementación requiere de un tiempo para habilitar estas funcionalidades. Teniendo en cuenta las características mínimas que deben relacionarse en los equipos electrónicos, para registro de eventos.
160	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	1. Tal y como se señaló en comentarios anteriores es de la mayor importancia que se amplie el plazo de entrega del plan de implementación. Se considera un plazo de implementación mínimo de 2 años.	Se modifican plazos para la implementación en el Artículo 4.
161	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	2. ¿Los datos deben estructurarse en formatos como JSON o XML conforme a las reglas de validación establecidas en OpenAPI Specification y JSON Schema?	Los datos deben estructurarse en un archivo en formato JSON establecido por la ANH, el cual cumple con características de notación y uso legible del archivo, sin recurrir a la definición de JSON Schema.
162	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	3. ¿Está en el alcance de la ANH el desarrollo de la estructuración y ETL de la data requerida en su nube de datos o datamart?	Si. Este desarrollo de ingesta ETL es responsabilidad de la ANH. La responsabilidad de la operadora es disponer el archivo JSON en la zona de entrega.

163	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	4. ¿Está en el alcance de la ANH las soluciones digitales para resolución de incompatibilidad de tecnologías de telecomunicación en Campos de Producción y capacidad de trasmisión de datos por vías de fibra óptica con seguridad de la información vigentes?	No está en el alcance de la ANH; la infraestructura , redes y/o tecnologías de telecomunicaciones, y demás elementos que la acompañen son responsabilidad de la compañía Operadora. Se resalta el uso de protocolos industriales que faciliten la compatibilidad entre tecnologías.
164	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	5. Esta en el alcance del Operador la actualización tecnológica a equipos IoT en sistemas de medición dinámica y actualización tecnológica de telemetría en medición estática.	Si, es responsabilidad de la operadora; en el Título 8 de la Resolución 40236 (Gerencia Metrológica) se establece la actualización de los equipos para medición.
165	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	6. ¿Los alcances de la ANH y de los Operadores implicarán la estructuración de proyectos de inversión esta vigencia que se presentarán a aprobación del presupuesto de la siguiente vigencia?	No está en el alcance de la ANH. La estructuración de proyectos de inversión y las vigencias de los mismos es función interna de cada compañía operadora
166	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	7. No es posible realizar en el tiempo propuesto actividades de diagnóstico, estructuración de propuestas, aprovisionamiento de recursos, selección de alternativas, desarrollo de ingenierías. Los tiempos de definición del ecosistema de telemetría desconocen las etapas propias de un desarrollo de la envergadura y robustes de la solución exigida.	Se establecen nuevos plazos para el Artículo 4. Plazos para la implementación. y Artículo 6. Plan de implementación.
167	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	8 Anexos: cc) Listado de contactos por parte del operador responsable de la implementación de la resolución para cada campo. (Nombre/número móvil/Correo electrónico). Cada campo debe establecer un responsable de la implementación de esta resolución, dado que esta se encuentra centralizada en la transmisión automática de los datos de los sistemas de medición se sugiere que estas personas encargadas de cada campo sean los profesionales de mantenimiento que manejan el frente de ejecución de medición.	El proyecto de Resolución no define el perfil profesional de la persona responsable de la implementación de dicho objeto. Sin embargo, en la Resolución 40236 de 2022 expedida por el MME, establece en el artículo 4 - numeral 8, como obligación del operador <i>Nombrar un representante de la dirección o encargado de la gestión volumétrica y de medición, responsable ante el Ente de Fiscalización. Para estos efectos se requiere informar previamente al Ente de Fiscalización y contar con su aceptación.</i>
168	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	¿Qué precisión en la sincronización horaria exige la ANH para los dispositivos conectados al SCADA, y se requiere cumplimiento del protocolo IEEE 1588 (PTP) o equivalente para alineación de eventos?	La sincronización horaria debe ajustarse a lo establecido en el decreto 2707 de 1982, en el que se asigna al Instituto Nacional de Metrología las funciones de 'mantener, coordinar y difundir la hora legal de la República de Colombia'.
169	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	1. ¿La ANH permite la implementación de SCADA basados en la nube, siempre que cumplan con las directrices de seguridad para entornos cloud definidas en la norma ISO/IEC 27017?	1. Las operadoras pueden implementar sistemas SCADA basados tanto on-premise como en la nube, en ambos casos debe considerarse la incorporación de modelos y protocolos de seguridad de la información; tanto la norma ISO/IEC 27002 como la ISO/IEC 27017 abordan aspectos de seguridad que surgen en entornos de computación en la nube.
170	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	2. ¿El servidor SCADA debe cumplir con requisitos de continuidad del servicio, tales como respaldo y recuperación definidos en el Anexo A.17 de la ISO/IEC 27001, aplicables al entorno de control industrial? ¿Se debe mantener al menos una réplica local y una en la nube de los datos enviados, siguiendo los requisitos de redundancia definidos en ISO/IEC 27001 A.12.3?	2. La ANH recomienda la adopción e implementación de las mejores prácticas de seguridad y de continuidad que puedan incluirse dentro del SGSI de cada compañía, se deja en libertad a cada operadora para adoptar los mecanismos que considere necesarios para garantizar el cumplimiento de lo exigido en la resolución.
171	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	3. ¿La ANH exige que el operador cuente con un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información (SGSI) certificado bajo la norma ISO/IEC 27001, o se permite validación interna con auditoría posterior? ¿Cada cuánto deben revisarse las políticas de ciberseguridad implementadas en el sistema del operador, y se requiere que se ajusten a la periodicidad definida por ISO/IEC 27001 A.5.1.2?	3. Es deseable que la operadora cuente con un SGSI propio y establecido, y que sus políticas sean de conocimiento de los responsables de la infraestructura de IT/OT; la ANH no exige certificado ISO/IEC 27001. Está dentro de la política del SGSI de cada operadora la revisión y ajustes que el estándar requiere en su definición interna.
172	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	4. ¿El lago de datos del operador debe cumplir con políticas de retención y eliminación seguras conforme a las normas ISO/IEC 27040 y NIST SP 800-88?	4. El objetivo principal de la NIST SP 800-88 es prevenir el acceso no autorizado a información confidencial, la adopción e implementación de normas que conlleven al cumplimiento normativo de la seguridad de la información es autonomía de cada compañía. La ANH recomienda que se adopten estos normativas para mejorar los niveles de seguridad.
173	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	1. ¿La integración entre datos de baja frecuencia (manuales) y alta frecuencia (automatizados) debe seguir los procedimientos de balance definidos en API MPMS 12.2.1?	Si, se deben seguir los procedimientos definidos.
174	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	2. ¿Se deben realizar simulacros de recuperación ante fallos en la transmisión de datos conforme al estándar de continuidad de negocio ISO/IEC 27031?	Si, Las compañías operadoras, deberán garantizar la continuidad en su operación y notificar posibles fallas de acuerdo con lo exigido en esta resolución.
175	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	1. ¿El lago de datos del operador debe cumplir con políticas de retención y eliminación seguras conforme a las normas ISO/IEC 27040 y NIST SP 800-88?	1. El objetivo principal de la NIST SP 800-88 es prevenir el acceso no autorizado a información confidencial, la adopción e implementación de normas que conlleven al cumplimiento normativo de la seguridad de la información es autonomía de cada compañía. La ANH recomienda que se adopte estos normativas para mejorar los niveles de seguridad.

176	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	2. ¿Cada cuánto deben revisarse las políticas de ciberseguridad implementadas en el sistema del operador, y se requiere que se ajusten a la periodicidad definida por ISO/IEC 27001 A.5.1.2?	Es deseable que la operadora cuente con un SGSI propio y establecido, y que sus políticas sean de conocimiento de los responsables de la infraestructura de IT/OT.  Está dentro de la política del SGSI de cada operadora la revisión y ajustes que el estándar requiere en su definición interna.
177	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	¿Las pruebas de penetración exigidas por la ANH deben seguir metodologías como OWASP o MITRE ATT&CK para garantizar cobertura sobre vectores típicos de ataque?	Las pruebas de penetración se orientan a que la operadora identifique el estado de la infraestructura que soporta la telemetría, en su ejecución la empresa operadora debe considerar el alcance de las mismas para lograr este objetivo. La metodología para su ejecución es decisión de la operadora.
178	ACP	6	<b>Plan de implementación</b>	Plan de implementación: El plan es el principal documento en el cual la operadora plasmará el proyecto por cada uno de los campos, 30 días es un tiempo demasiado corto al contemplar los respectivos procesos administrativos, presupuestales y de estudio para presentar los planes de todos los campos a los que le aplique la presente resolución; adicional no relacionan el tiempo de respuesta por parte de la ANH del plan entregado por parte de la operadora para saber si hay comentarios y/u observaciones por parte del ente de fiscalización	Se reitera que el plazo máximo para la presentación del Plan de Implementación esta dado por: <b>Artículo 6. Plan de implementación.</b> 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 <b>30 días calendario</b> , posteriores a la publicación del presente acto.
179	ACP	6	<b>Plan de implementación</b>	z) Deberá entregar un esquema de pruebas de penetración al sistema de telemetría una vez implementado y otras pruebas de seguridad para identificar vulnerabilidades  Considerar la necesidad de pruebas de penetración de la red, con las arquitecturas actuales pueden interrumpir o dañar los sistemas de control industrial, causar tiempos de inactividad, retrasos en la producción, riesgos para la seguridad, corrupción de datos, exposición de la confidencialidad, además de altos costos.	La solicitud de pruebas de penetración tiene como objetivo que se establezca un estado inicial de la infraestructura (AS-IS) donde se identifiquen las brechas en el componente de seguridad de la información, y que la operadora pueda establecer una hoja de ruta donde defina el estado esperado en seguridad, para desarrollar las actividades e inversiones necesarias con las cuales pueda garantizar la integridad, confiabilidad y disponibilidad tanto de la infraestructura IT/OT como de los datos. No se establece un tiempo límite para esto.
180	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	6	<b>Plan de implementación</b>	30 días se demora únicamente el levantamiento de la información para construir el plan. Ejemplo: Cotizaciones, selección de proveedores, servicios, especificaciones, SAGRILIFT, SAGRILIFT e ingeniería básica, conceptual y de detalle, así como el aseguramiento por parte del operador de la información que vaya a presentar a la autoridad.	Se modifica artículo 4. Plazos para la implementación y se reitera que el plazo máximo para la presentación del Plan de Implementación esta dado por: <b>Artículo 6. Plan de implementación.</b> 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 <b>30 días calendario</b> , posteriores a la publicación del presente acto.
181	CAMPETROL	6	<b>Plan de implementación</b>	Flexibilizar el plazo de presentación del plan de implementación de 30 días a 60 días calendario. El período actual es corto para desarrollar un plan de implementación robusto que incluya evaluación técnica y económica completa.	Se reitera que el plazo máximo para la presentación del Plan de Implementación esta dado por: <b>Artículo 6. Plan de implementación.</b> 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 <b>30 días calendario</b> , posteriores a la publicación del presente acto.
182	ACIPET	6	<b>Plan de implementación</b>	Se destaca como fortaleza la inclusión de pruebas piloto, esquemas de arquitectura y mecanismos de validación. Sin embargo, se sugiere que también se incluyan protocolos de contingencia para casos de fallos de conectividad, para garantizar la continuidad operativa en situaciones imprevistas.	El detalle de los planes de contingencia y recuperación ante eventos es competencia de los operadores, por lo que en el alcance de la ANH se sugiere la adopción e implementación de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, en el cual se incorpore la infraestructura y los sistemas de medición automatizada.
183	ACIPET	6	<b>Plan de implementación</b>	En cuanto a la adquisición de equipos, realización de pruebas, calibración, aseguramiento de la calidad de los datos y puesta en marcha, el plazo de 30 días es realmente corto para cumplir con el plan de implementación. Por lo tanto, se recomienda un plazo máximo de 90 días para asegurar que todas estas actividades se lleven a cabo de manera adecuada y con la calidad requerida.	Se mantienen los tiempos establecidos en el artículo 6 del proyecto de Resolución.
184	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	Parágrafo 2: Para los datos de calidad de gas, aclarar como se debe hacer la entrega (datos específicos, equipos que apliquen)	En cuanto a los equipos que apliquen para la toma del dato de calidad del gas, este se encuentra definido en ANEXO 2 "ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA" Cuadro 2 "Instrumentación para gas", del proyecto de resolución.

185	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	<p>- 1. Entrega del plan de implementación ( viene del articulo 6) Se recomienda una prorroga del tiempo de 1 mes , que se deja para entrega del plan de implementación, ya que esto conlleva primero hacer un inventario de tecnologías manejadas, protocolos de comunicación, capacidad de toma y almacenamiento de dato, etc. Para esto primero se requieren definir las periodicidades de toma de dato en alta y baja frecuencia y definir la forma en que se quiere que se entregue en analítica avanzada ( tableros de visualizacion?). Se sugiere que se deje por lo menos un tiempo de 3 meses para el diseño del plan de implementación apartir de que se entreguen las definiciones de periodicidad y analítica de dato solicitadas y previo a una aprobacion de las tecnologías manejadas para conocer si es requerido la actualizacion o cambio de las mismas en software o hardware.</p>	<p>Se reitera que el plazo maximo para la presentacion del Plan de Implementacion esta dado por: <b>Artículo 6. Plan de implementación.</b> 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 <b>30 días calendario</b>, posteriores a la publicación del presente acto.</p>
186	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	<p>2. Ejecución del plan de implementación: esta en 3 meses, se sugiere solicitar una prorroga y que este tiempo de implementación este dado por el alcance mismo del plan de implementación, ya que si hay que realizar compra, cambio a actualización de sistemas o plataformas, esto toma un tiempo mayor a 3 meses y esta definido por los tiempos de generación de las compras o flujo del proyecto o servicio según tiempos establecidos por abastecimiento y contratacion de ecopetrol.</p>	<p>Se modifican plazos para la implementacion en el Artículo 4.</p>
187	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	<p>Anexos: cc)Listado de contactos por parte del operador responsable de la implementación de la resolución para cada campo. (Nombre/número móvil/Correo electrónico). Cada campo debe establecer un responsable de la implementación de esta resolución, dado que esta se encuentra centralizada en la transmisión automática de los datos de los sistemas de medición se sugiere que estas personas encargadas de cada campo sean los profesionales de mantenimiento que manejan el frente de ejecución de medición.</p>	<p>El proyecto de Resolución no define el perfil profesional de la persona responsable de la implementación de dicho objeto. Sin embargo, en la Resolución 40236 de 2022 expedida por el MME, establece en el artículo 4 - numeral 8, como obligación del operador <i>Nombrar un representante de la dirección o encargado de la gestión volumétrica y de medición, responsable ante el Ente de Fiscalización. Para estos efectos se requiere informar previamente al Ente de Fiscalización y contar con su aceptación.</i></p>
188	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	<p>Los tiempos de definición del ecosistema de telemetría desconocen las etapas propias de un desarrollo de la envergadura y robustes de la solución exigida.</p>	<p>A nivel Gerencial se dispondria de informacion tecnica soportada por las filosofias operacionales, diagramas de flujo, rutas y planes de mantenimiento para los PMO en cada campo; y de acuerdo al avance y masificación en la implementación de las tecnologías de telemetría y comunicaciones para sitios remotos los tiempos de implementacion se modificaran acorde a lo establecido en el Artículo 4. Plazos para la implementación.</p>
189	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	<p>No es posible realizar en el tiempo propuesto actividades de diagnóstico, estructuración de propuestas, aprovisionamiento de recursos, selección de alternativas, desarrollo de ingenierías.</p>	<p>Se establecen nuevos plazos para el Artículo 4. Plazos para la implementación. y Artículo 6. Plan de implementación.</p>
190	FRONTERA ENERGY	6	<b>Plan de implementación</b>	<p>En "z) Deberá entregar un esquema de pruebas de penetración al sistema de telemetría una vez implementado y otras pruebas de seguridad para identificar vulnerabilidades" Por favor aclarar el tiempo límite para realizar y presentar las pruebas de penetración y la identificación de vulnerabilidades</p>	<p>La solicitud de pruebas de penetración tiene como objetivo que se establezca un estado inicial de la infraestructura (AS-IS) donde se identifiquen las brechas en el componente de seguridad de la información, y que la operadora pueda establecer una hoja de ruta donde defina el estado esperado en seguridad, para desarrollar las actividades e inversiones necesarias con las cuales pueda garantizar la integridad, confiabilidad y disponibilidad tanto de la infraestructura IT/OT como de los datos. No se establece un tiempo límite para esto.</p>
191	Weatherford Colombia	6	<b>Plan de implementación</b>	<p>Se debe considerar desarrollar el plan de implementación entre las partes involucradas.</p>	<p>EL plan de implementacion y su ejecucion, es de acuerdo a las capacidades de cada compañia operadora.</p>
192	Weatherford Colombia	6	<b>Plan de implementación</b>	<p>La arquitectura digital será dispuesta por la ANH, o se debe contemplar en la propuesta.</p>	<p>La resolucion establece unas obligaciones para los operadoras, la filosofia del proyecto no establece inversiones o costos a cargo de la ANH</p>
193	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	<p>Esta en el alcance de la ANH el desarrollo de la estructuración y ETL de la data requerida en su nube de datos o datamart ?</p>	<p>Si. Este desarrollo de ingesta ETL es responsabilidad de la ANH. La responsabilidad de la operadora es disponer el archivo JSON en la zona de entrega.</p>
194	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	<p>Esta en el alcance de la ANH las soluciones digitales para resolución de incompatibilidad de tecnologías de telecomunicación en Campos de Producción y capacidad de trasmisión de datos por vías de fibra óptica con seguridad de la información vigentes ?</p>	<p>No está en el alcance de la ANH; la infraestructura , redes y/o tecnologias de telecomunicaciones, y demás elementos que la acompañen son responsabilidad de la compañia Operadora. Se resalta el uso de protocolos industriales que faciliten la compatibilidad entre tecnologías.</p>
195	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	<p>Esta en el alcance del Operador la actualización tecnológica a equipos IoT en sistemas de medición dinámica y actualización tecnológica de telemetría en medición estática.</p>	<p>Si, es responsabilidad de la operadora; en el Título 8 de la Resolución 40236 (Gerencia Metrológica) se establece la actualización de los equipos para medición.</p>
196	Ecopetrol	6	<b>Plan de implementación</b>	<p>Los alcances de la ANH y de los Operadores implicarán la estructuración de proyectos de inversión esta vigencia que se presentarán a aprobación de presupuesto de siguiente vigencia ?</p>	<p>No está en el alcance de la ANH. La estructuración de proyectos de inversión y las vigencias de los mismos es función interna de cada compañia operadora</p>

197	Ecopetrol	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	En relación con la Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO: 1. ¿Cuál es el parámetro de aplicabilidad de la implementación de sistemas de telemetría, asociadas a soluciones IIoT, para el gas y para agua de inyección?	1. Los parámetros de aplicación en cuanto a cantidad son los siguientes: - Para campos productores de crudo que superen la producción diaria de 3000 BOPD. - Para los campos productores de hidrocarburos cuya producción de gas se comercialice o cuyo volumen de producción gas sea igual o superior a 2000 KPCD que se encuentren en modalidad de explotación comercial y a partir de la segunda prórroga de prueba extensa. Lo anterior esta definido en el artículo 4 del proyecto de resolución.
198	Ecopetrol	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	2. ¿Cuál es la frecuencia requerida de toma de los datos, para determinar si los Computadores de Flujo para los sistemas PMO tienen capacidad disponible suficiente o no?	* se define Periodicidad de almacenamiento y se establece. cada 60 segundos
199	Ecopetrol	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	3. Se requiere sistemas de medición tipo ATG avalados para medición de fiscalización/transferencia de custodia con capacidad para medición de interfase agua/crudo, sondas de temperatura multipunto certificadas para el grado fiscal. Esto implica intervención a tanques, cambio de estructura interna (intervención mecánica), requerimientos de energía para alimentación de sistemas, aforo de tanques. Las intervenciones en equipos operativos para modificación de procesos o intervención mecánica requieren el desarrollo de ingenierías y el aseguramiento de procesos orientados a la seguridad industrial como manejos del cambio, MoC. Lo exigido en este artículo, si se desarrollara en tiempos establecidos en el artículo 4 podrían suponer un riesgo considerable a la seguridad operacional, personas y ambiente.	Aplican los plazos de implementación que se contemplan en el Artículo 4. Plazos para la implementación.
200	Ecopetrol	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Figura 1. -Nivel del fluido, actualmente se tiene para propósitos de control de sobrellenado y para referencia de altura de fluidos, no cumplirían API para exactitud. -Nivel de agua Libre, se debe diagnosticar si se requieren adquirir instrumentos especializados para medición de nivel. En la mayoría de los casos no se cuenta con este dispositivo que cumpla API. -Temperatura ambiente, se debe diagnosticar si se requieren adquirir instrumentos especializados. -La verificación y calibración de estos instrumentos requerirán de servicios adicionales a los actuales en los contratos de mantenimiento. -Para modernizar todos los tanques PMO, pueden requerir inversiones mediante proyectos que no están presupuestados para 2025.	*La medición de automática de nivel se contempla el API MPMS 3.1 B .(incluye agua libre y crudo) *Para temperatura ambiente recurrir a telemetría e instrumentación electrónica, se deben tener en cuenta los tiempos establecidos en el Artículo 4. Plazos para la implementación.. *La instrumentación electrónica adicional debe estar incluida en los futuros contratos y planes de mantenimiento, según se requiere en el título 8 de la resolución 40236/2022. *Para la modernización de tanques, se deben tener en cuenta los tiempos establecidos en el Artículo 4. Plazos para la implementación.
201	ACP	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Considerar que el dato de agua libre sea tomado de forma manual pues no se cuenta con tecnologías para esta medición en algunos campos ni para todos los tipos de crudo.	No se acoge ya que actualmente en el mercado se encuentran equipos con estas tecnologías, y es obligación del operador encontrar el instrumento electrónico, acorde a su condición operacional y características del crudo.
202	ACP	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Considerar que la temperatura ambiente se pueda ingresar de manera manual.	No se acoge ya que actualmente en el mercado se encuentran equipos con estas tecnologías, y es obligación del operador encontrar el instrumento electrónico, acorde a su condición operacional,
203	ACP	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Considerar incluir la palabra control teniendo en cuenta que el enfoque es de monitoreo.	Se habla de los campos existentes, que actualmente controlan y monitorean la producción, pero a nivel de la agencia su interés es solo para el monitoreo, la frase es de contexto al sistema actual.
204	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	En la figura 1 (pagina 15), El CTL (VCF) debería de estar entre el GOV y el GSV, básicamente el GOV es multiplicado por el CTL para calcular el GSV.	Se modifica gráfica

205	CAMPETROL	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	En la página 15 en la figura 1. Se menciona que se debe entregar el dato del FRA el cual es el factor de corrección de techo flotante, por lo tanto y de acuerdo a API (API MPMS) se manejan dos tipos de cálculo para este propósito y que funcionan de igual manera, por lo tanto, se solicita incluir el FRC.	En la Figura 1 de la Resolución se agregará el texto FRC para tener en cuenta esta corrección cuando la tabla de aforo sea elaborada utilizando este tipo de ajuste por el techo flotante.
206	CAMPETROL	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	FRA (Fixed Roof Adjustment): Ajuste por expansión térmica del fondo del tanque (en tanques de techo fijo). Se considera porque el anillo del fondo puede expandirse con la temperatura, afectando la medición.	El ajuste FRA hace referencia al desplazamiento del techo o membrana flotante. El comentario está errado conceptualmente.
207	CAMPETROL	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	FRC (Floating Roof Correction): Ajuste por desplazamiento volumétrico del techo flotante en tanques con techo interno o externo flotante. Es necesario para obtener el volumen neto de producto, ya que el techo ocupa espacio dentro del tanque.	El comentario se considera en la respuesta celda H49.
208	ACIPET	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Este artículo debería incluir un párrafo detallando el porcentaje de error permisible para los sistemas de medición que se empleen. En el caso de sistemas análogos, es importante describir el error de paralejo y sus efectos. Para los sistemas digitales, se debe considerar el error de software (bugs), el error de hardware y el error de transmisión, ya que todos estos son efectos reales que pueden afectar la fiscalización.	Los elementos de medición deben ser confirmados metrológicamente según se requiere en el TÍTULO 8 de la Resolución 40236. La confirmación metrológica debe ser diseñada por el usuario del equipo o instrumento.
209	ACIPET	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Además, no es correcto técnicamente utilizar tanques como base de medición diaria sin tener en cuenta los trasiego y recirculaciones, ya que estos factores pueden alterar significativamente los resultados.	En el artículo 12 "Datos de baja frecuencia", Artículo 15, 1 "Proceso de entrega y envío del archivo JSON." - Parágrafo 1, Anexo 4 "Cuadro 1" del proyecto de resolución, se establecen los movimientos del balance de producción como: transferencias recibidas, transferencias enviadas, entregas o ventas, recibos, drenajes, consumos.
210	Ecopetrol	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Especificar si aplica para GLP o solo gas natural	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1. (CANTIDAD): El proyecto de Resolución aplica para el gas natural y sus productos (propano, butano, GLP, gasolina natural) cuando dichos volúmenes deban ser considerados dentro del Balance Volumétrico o mísico de cada Campo.</li> <li>- Teniendo en cuenta que todos los volúmenes de recuperación obtenidos de los productos blancos son medidos en Puntos de Medición Oficial (PMO), le aplica la medición por telemetría.</li> <li>- En virtud de lo establecido en el artículo 14 "Tanques de almacenamiento para medición oficial", numeral 3 de la Resolución 40236 de 2022).</li> <li>- 2. (CALIDAD): En cuanto a calidad para gas natural se debe aplicar lo establecido en el ANEXO 2 "ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA" Cuadro 2 "Instrumentación para gas", del proyecto de resolución.</li> <li>- En cuanto la calidad de los productos derivados del gas natural (propano, butano, GLP, gasolina natural), en el ANEXO 1 de la Res. 40236 se relaciona la Norma NTC-2303 para las especificaciones de calidad del GLP. Para las especificaciones de calidad de la gasolina natural aplica la Norma GPA-3132.</li> </ul>
211	Ecopetrol	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Cuál es el parámetro de aplicabilidad de la implementación de sistemas de telemetría, asociadas a soluciones IIoT, para el gas y para agua de inyección ?	<ul style="list-style-type: none"> <li>1. Los parámetros de aplicación en cuanto a cantidad son los siguientes: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Para campos productores de crudo que superen la producción diaria de 3000 BOPD.</li> <li>- Para los campos productores de hidrocarburos cuya producción de gas se comercialice o cuyo volumen de producción sea igual o superior a 2000 KPCD que se encuentren en modalidad de explotación comercial y a partir de la segunda prórroga de prueba extensa.</li> </ul> </li> <li>Lo anterior esta definido en el artículo 4 del proyecto de resolución.</li> </ul>
212	Ecopetrol	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Cuál es la frecuencia requerida de toma de los datos, para determinar si los Computadores de Flujo para los sistemas PMO tienen capacidad disponible suficiente o no ?	* se define Periodicidad de almacenamiento y se establece. cada 60 segundos
213	Ecopetrol	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Se requiere sistemas de medición tipo ATG avalados para medición de fiscalización/transferencia de custodia con capacidad para medición de interfase agua/crudo, sondas de temperatura multipunto certificadas para el grado fiscal.	Aplican los plazos de implementacion que se contemplan en el Artículo 4. Plazos para la implementación.
214	Ecopetrol	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Esto implica intervención a tanques, cambio de estructura interna (intervención mecánica), requerimientos de energía para alimentación de sistemas, aforo de tanques.	Aplican los plazos de implementacion que se contemplan en el Artículo 4. Plazos para la implementación.

215	Ecopetrol	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Las intervenciones en equipos operativos para modificación de procesos o intervención mecánica requieren el desarrollo de ingenierías y el aseguramiento de procesos orientados a la seguridad industrial como manejos del cambio, MoC. Lo exigido en este artículo, si se desarrollara en tiempos establecidos en el artículo 4 podrían suponer un riesgo considerable a la seguridad operacional, personas y ambiente.	Aplican los plazos de implementación que se contemplan en el Artículo 4. Plazos para la implementación.
216	FRONTERA ENERGY	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	*Considerar que el dato de agua libre sea tomado de forma manual pues no se cuenta con tecnologías para esta medición en algunos campos ni para todos los tipos de crudo.	No se acoge ya que actualmente en el mercado se encuentran equipos con estas tecnologías, y es obligación del operador encontrar el instrumento electrónico, acorde a su condición operacional y características del crudo.
217	FRONTERA ENERGY	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	*Considerar que la temperatura ambiente se pueda ingresar de manera manual.	Esta variable debe ser por telemetría
218	FRONTERA ENERGY	7	<b>Estructura del proceso de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	*Considerar incluir la palabra control teniendo en cuenta que el enfoque es de monitoreo.	Se habla de los campos existentes, que actualmente controlan y monitorean la producción, pero a nivel de la agencia su interés es solo para el monitoreo. La frase es de contexto al sistema actual.
219	Ecopetrol	8	<b>Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	1. Entendemos que el título aplica para PMO y los subtítulos (8.1-8.2) aplican para todo el proceso. Redacción sugerida: Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos.	No se realizan cambios.
220	Ecopetrol	8	<b>Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	2. ¿La integración entre datos de baja frecuencia (manuales) y alta frecuencia (automatizados) debe seguir los procedimientos de balance definidos en API MPMS 12.2.1?	Si, se deben seguir los procedimientos definidos.
221	Ecopetrol	8	<b>Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	3. ¿Las especificaciones técnicas relacionadas en este artículo son parámetros que se deben cumplir, o también deben especificarse en el IDP en línea?	Si, Se deben cumplir, las características mínimas de la instrumentación electrónica, sugerida, no se requiere especificar sus características en el IDP en línea
222	Ecopetrol	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	1. Para cumplir con estas variables e información solicitada en el Informe Diario de Producción se requiere configurar esta información desde SAP para garantizar la integridad del dato y tener comunicación con el IDP para su escritura en él. Por otra parte, este Artículo no solo incluye sistemas de medición líquida estática y dinámica sino también medición en pozo. Estos sistemas no cuentan con computadores de flujo asignados o con transmisión de datos automática, hay que hacer inventario de estado y determinar los sistemas de comunicación y almacenamiento y procesamiento de datos requeridos. Esto apoya la prórroga para implementación del plan. Adicionalmente, las conexiones deben realizarse a través de computadores de flujo, sin embargo, debe garantizarse que a nivel de estos equipos existan puertos disponibles para la conexión de los sistemas de comunicaciones, en caso de no existir puertos disponibles se deberán iniciar procesos de adquisición de tarjetas adicionales, previa validación de disponibilidad de slots. En caso de que no existan tarjetas en el mercado o no haya disponibilidad de slots para nuevas tarjetas se deberían iniciar proceso de adquisición de equipos con capacidades disponibles. Las situaciones expuestas hacen que no sea posible cumplir con los tiempos de implementación relacionados en el Artículo 4. Los procesos de fabricación de equipos por parte de proveedores, incluida la importación, instalación y pruebas de aceptación que demandan tiempos superiores.	"Desde el técnico 30 días calendario por campo es suficiente para garantizar un plan de implementación escalonado por fases, aprovechando los despliegues actuales a nivel operacional, y proyectando los cambios o ajustes necesarios para su correspondiente implementación.
223	Ecopetrol	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	2. Figura 3 No incluye las concepciones de medición por asignación consideradas en el artículo 3 de la resolución 40236 del 7 de julio de 2022 emitida por el Ministerio de Minas y Energía. Debe considerar procesamiento previo de datos en pozos productores de yacimientos con fluidos composicionales y su comportamiento a través de las diferentes etapas de procesamiento en las plantas debido a los eventos de transferencia de masa entre corrientes de gas y líquido.	2. La figura aborda un caso típico de prueba de pozo y medición por asignación (volumétrico Black Oil). Para los casos que cita el comentario, y que se establecen en el artículo 3 "Símbolos y definiciones" - Medición por asignación de la Resolución 40236 de 2022, se tendrán en cuenta los métodos adicionales como software especializados, ecuaciones de estado, curva de declinación, curva IPR o registros de producción, simuladores basados en balances máscicos/termodinámicos, dependiendo de la complejidad de los yacimientos; dejando expresar la periodicidad con la que se verificará el cumplimiento de estos, los cuales fueron establecidos en la mencionada Resolución.

224	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	1. ¿A que aplica medición de agua en pozos dispositores y pozos para mantenimiento de presión?	1. El proyecto de Resolución sólo aplica en actividades desarrolladas en pozos productores e inyectores disposal y de mantenimiento de presión de cada Campo. Por ende, actividades que hacen parte del balance volumetrico del agua, como: vertimiento, captación, entre otros, el operador debe dar cumplimiento a lo establecido en otras normas expedidas por el MME como la resolución 40236/2022.
225	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	2. Medidores de agua: no se relaciona la medición del agua de inyección como recobro.	2. El proyecto de Resolución sólo aplica en actividades desarrolladas en pozos productores e inyectores disposal y de mantenimiento de presión de cada Campo. Por ende, actividades que hacen parte del balance volumetrico del agua, como: vertimiento, captación, entre otros, el operador debe dar cumplimiento a lo establecido en otras normas expedidas por el MME como la resolución 40236/2022.
226	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	3. No se encontró el anexo mencionado de las tecnologías recomendadas en la resolución. Este se debe revisar vs las tecnologias instaladas en campo.	Se ajusta el nombre de la tabla corresponsiente. Cuadro 5
227	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	4. Tener en cuenta que solicita que los sistemas de medición de agua cuenten con telemetria (transmisión del dato, almacenamiento y análisis) esto para agua de producción, agua de inyección y pozos de mantenimiento de presión. La mayoría de estos sistemas no cuentan con telemetria, los operadores calculan la producción haciendo la proyectada del dato del medidor. Se requieren implementar dispositivos para transmisión del dato, almacenamiento, cálculo de acumulado del mismo.	4. Es responsabilidad del operador adecuar la operación a lo requerido en el proyecto de Resolución, para esto cuenta con el plan y el periodo de implementación.
228	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	5. La medición de los volúmenes inyectados en pozos que se encuentran lejanos a las facilidades y la correspondiente transmisión de los datos a la nube genera unos requerimientos adicionales de infraestructura que no se encuentran contemplados en los presupuestos actuales de los operadores.	5. Es responsabilidad del operador adecuar la operación a lo requerido en el proyecto de Resolución, para esto cuenta con el plan y el periodo de implementación.
229	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	6. La telemetria está orientada a consulta remota y transmisión de datos, esta por si sola no puede garantizar el cumplimiento de requisitos metrológicos, por tanto, no es adecuado solicitar que a través de ella se dé el aseguramiento metrológico. Se debe revisar la redacción	6. Los requisitos metrológicos son requeridos para los equipos, elementos e instrumentos como sensores, entre otros, que conforman el sistema de telemetria. Con lo anterior, se realiza ajuste al Artículo 2. Ámbito de aplicación. (...) La implementación de los citados sistemas de telemetria está dirigida a las compañías operadoras (en adelante el operador) cuyo volumen de producción por cada campo sea igual o superior a 3000 BOPD y para cada campo cuya producción de gas se encuentre en modalidad de explotación comercial y a partir de la segunda prórroga de prueba extensa. (...).  Se realizan ajustes en la redaccion a la resolucion Art8.2
230	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	7. Las especificaciones técnicas relacionadas en este artículo son parámetros que se deben cumplir? O también deben especificarse en el IDP en línea.	Si, Se deben cumplir , las características minimas de la instrumentacion electronica, sugerida, no se requiere especificar su características en el IDP en linea
231	ACP	8	<b>Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	En el IDP se deben entregar tanto datos crudos como datos calculados? los resultados de operaciones se calcularán con la infraestructura de la operadora o de la ANH, con que frecuencia se deben calcular, con que frecuencia se deben almacenar? La regulación detalla el formato en el que debe entregar a la ANH el reporte diariamente antes de las 7 am. Existiría algún requerimiento o formato para la entrega de datos de alta frecuencia?	El IDP en linea contendra datos de alta frecuencia conformado por los datos automaticos y datos en baja frecuencia como los calculados. Los datos calculados tendrán una frecuencia acorde a la operación y determinación de volúmenes. Los datos de alta frecuencia serán almacenados de manera indefinida y con una frecuencia de 60 segundos. El IDP en linea tendrá como referente el archivo JSON el cual involucra datos de alta y baja frecuencia.
232	ACP	8	<b>Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Para el IDP automatico ¿cuál sería el plazo de implementación?	Se modifica Artículo 4 referente a los niveles de producción y plazos para implementación.
233	ACP	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Confirmar si de acuerdo a la figura 3 los volúmenes de pruebas de potencial se mantendrán de manera manual teniendo en cuenta que los medidores de prueba normalmente son compartidos para varios pozos.	Si, se mantiene manual. Lo de color Rosa es manual, mientras que lo de color azul es telemetria.
234	ACP	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	Requisitos técnicos de medición para agua, por favor definir el alcance de producción como límite BWPD para la implementación de la tecnología.	El proyecto de Resolución sólo aplica en actividades desarrolladas en pozos (productores e inyectores) de los Campos. Por ende, actividades que hacen parte del balance volumetrico del agua, como: vertimiento, captación, entre otros, el operador debe dar cumplimiento a lo establecido en otras normas expedidas por el MME (Ej.: 40236/2022). Con ello, la manera de capturar el dato de corrientes como vertimiento, captación, entre otros, será de baja frecuencia.  Con esto, entiendase toda la producción de agua asociada al volumen de crudo establecido como rango para implementación de los sistemas de telemetria.

235	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	8	<b>Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	No se entiende la tabla 1 expuesta en el artículo 8. Entregar mas detalle o dividir mejor la tabla. Están mezclando especificaciones técnicas de equipos, items del IDP. No se entiende.	Tabla 1. Explicación de las variables de especificaciones técnicas de la instrumentación electrónica recomendada para la medición del IDP por el operador – Fuente. ANH
236	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Este diagrama y los subprocesos automaticos establecidos en este, aplican para aquellos medidores virtuales que hoy están capturando datos de manera manual en el IDP pestaña "medidor de líquido". ¿Aplica para medidores virtuales como instalados físicamente en la facilidad?	Se solicitará como dato en baja frecuencia y debe ser asegurado en el JSON, para la determinación de los balances volumétricos, esto se entiende para medidores virtuales sin serial.
237	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Instalar sensores de presión y temperatura en cabeza de pozo que transmitan la información de manera automática al cuarto de control en campos con gran cantidad de pozos es económicamente inviable.	La instrumentación electrónica, debe ser asegurada para los campos de mayor producción superior a los 3000BOPD. De acuerdo con el artículo 4 de la presente resolución.
238	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Se debería evaluar la instalación de sensores única y exclusivamente a aquellos pozos del Campo con alto potencial.	La instrumentación electrónica, debe ser asegurada para los campos de mayor producción superior a los 3000BOPD. De acuerdo con el artículo 4 de la presente resolución.
239	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Se debería contemplar la posibilidad de eximir de cumplimiento a aquellos pozos que por riesgo operacional o por evaluación técnica económica no se pueden intervenir para la instalación de tecnología aplicable.	La instrumentación electrónica, debe ser asegurada para los campos de mayor producción superior a los 3000BOPD. De acuerdo con el artículo 4 de la presente resolución.
240	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	8	<b>Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	En la tabla 1, aunque se entiende que se trata de ejemplos, se sugiere incluir en el "Tipo de sensor del instrumento" así como en "Tipo/Principio de medición" por ejemplo los capacitivos (para agua), transductor de fuerza para tecnología tipo "Servo".	Los elementos, instrumentos, equipos de comunicación, hardware, certificaciones y demás tecnologías mínimas de medición se encuentran referenciados en el Anexo 2. Este anexo sirve como base orientadora. No obstante, si las compañías operadoras consideran pertinente incorporar tecnologías adicionales o no contempladas en dicho anexo, estas serán bien recibidas, siempre que se ajusten a lo dispuesto en la Resolución 40236 de 2022.  Desde la ANH reconocemos y valoramos profundamente el compromiso del sector por asegurar la calidad y confiabilidad de los datos. Por ello, promovemos el uso de tecnologías actualizadas, robustas y seguras, acordes con las soluciones que ofrece el mercado de IIoT (Internet Industrial de las Cosas),
241	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	En la tabla 2 se sugiere para el "Tipo de Instrumento", tener en cuenta que el agua libre es la que se posiciona por debajo del hidrocarburo y no puede ser medida ni por laser ni por radar (a menos que el nivel total sea solo agua). En el caso del agua libre (interface) se puede medir directamente con tecnología Servo equipado con transductor de fuerza o a través de un sensor capacitivo que podría estar incorporado a la sonda de temperatura. De acuerdo a lo anterior se sugiere, incorporar el sensor capacitivo así como la tecnología Servo equipado con transductor de fuerza.	Los elementos, instrumentos, equipos de comunicación, hardware, certificaciones y demás tecnologías mínimas de medición se encuentran referenciados en el Anexo 2. Este anexo sirve como base orientadora. No obstante, si las compañías operadoras consideran pertinente incorporar tecnologías adicionales o no contempladas en dicho anexo, estas serán bien recibidas, siempre que se ajusten a lo dispuesto en la Resolución 40236 de 2022.  Desde la ANH reconocemos y valoramos profundamente el compromiso del sector por asegurar la calidad y confiabilidad de los datos. Por ello, promovemos el uso de tecnologías actualizadas, robustas y seguras, acordes con las soluciones que ofrece el mercado de IIoT (Internet Industrial de las Cosas),
242	ACIPET	8	<b>Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>		ELIMINAR - No presenta comentario.
243	ACIPET	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Para este artículo, se recomienda incluir un párrafo relacionado con los temas mandatorios de periodicidad y tipo de calibración para sensores digitales y/o móscicos de flujo. Es común que estos elementos se vean afectados por agentes externos, como la corrosión y la vibración, lo que puede hacer que progresivamente salgan de calibración y pierdan exactitud. Por lo tanto, es importante establecer directrices claras sobre la frecuencia y el tipo de calibración necesarios para mantener su desempeño adecuado.	El proceso de confirmación metrológica de los elementos de medición debe ser diseñado por el usuario del equipo o instrumento según requiere el TÍTULO 8 de la Resolución 40236 de 2022 en conexión con la norma ISO-NTC 10012.
244	ACIPET	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>		ELIMINAR - No presenta comentario.
245	Ecopetrol	8	<b>Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	2. No se encontró el anexo mencionado de las tecnologías recomendadas en la resolución. Este se debe revisar vs las tecnologías instaladas en campo.	Esta en el anexo 2 tabla 1.

246	Ecopetrol	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Parágrafo 4: ¿Todos los equipos de telemetría aplican para calibración?	Se acoge pregunta y se da corrección en la resolución. Los equipos de medición y elementos e instrumentos usados en el sistema de telemetría deben ser calibrados acorde a las rutinas establecidas en la Resolución 40236 de 2022 en la Tabla 12.
247	Ecopetrol	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Redacción sugerida: Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos	No se realizan cambios.
248	Ecopetrol	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	- 1. Tener en cuenta que en este articulo no solo incluye sistemas de medición líquida estatica y dinamica sino tambien medición en pozo. Estos sistemas no cuentan con computadores de flujo asignados o con transmision de datos automatica, hay que hacer inventario de estado y determinar los sistemas de comunicacion y almacenamiento y procesamiento de datos requeridos . esto apoya la prorroga para implementacion del plan.	"Desde lo tecnico 30 dias calendario por campo es suficiente para garantizar un plan de implementacion escalonado por fases, aprovechando los despliegues actuales a nivel operacional, y proyectando los cambios o ajustes necesarios para su correspondiente implementacion.
249	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	Las variables de telemetría están avaladas para calibración	Las variables objeto de medición estan establecidas en cada gráfico y diagrama del proyecto de Resolución, las cuales no requieren calibración, lo que SI requiere calibración, son los equipos de medición y elementos e instrumentos usados en el sistema de telemetría, los cuales deben ser calibrados acorde a las rutinas establecidas en la Resolución 40236 de 2022 en la Tabla 12. Adicional, el diseño de la confirmación metrológica (calibración y verificación) de los equipos/instrumentos de medición debe ser diseñada e implementada por el Operador según se establece en el numeral 7 de la norma técnica oficializada NTC/ISO-10012, en concordancia con el Título 8, artículo 34 de la resolución 40236 de 2022.
250	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	- Medidores de agua. No relaciona la medición del agua de inyección como recobro.	2. El proyecto de Resolución sólo aplica en actividades desarrolladas en pozos productores e inyectores disposal y de mantenimiento de presión de cada Campo. Por ende, actividades que hacen parte del balance volumetrico del agua, como: vertimiento, captación, entre otros, el operador debe dar cumplimiento a lo establecido en otras normas expedidas por el MME como la resolución 40236/2022.
251	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	- 1. tener en cuenta que solicita que los sistemas de medición de agua cuenten con telemetría ( transmision del dato, almacenamiento y analisis) esto para agua de producción, agua de inyección y pozos de mantenimiento de presion. LA mayoría de estos sistemas no cuentan con telemetría, los operadores calculan la produccion haciendo la proyectada del dato del medidor. Se requieren implementar dispositivos para transmision del dato, almacenamiento, calculo de acumulado del mismo.	Es responsabilidad del operador adecuar la operación a lo requerido en el proyecto de Resolución, para esto cuenta con el plan y el periodo de implementación.
252	Ecopetrol	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Las conexiones deben realizarse a través de computadores de flujo, sin embargo, debe garantizarse que a nivel de estos equipos existan puertos disponibles para la conexión de los sistemas de comunicaciones, en caso de no existir puertos disponibles se deberán iniciar procesos de adquisición de tarjetas adicionales, previa validación de disponibilidad de slots. En caso de que no existan tarjetas en el mercado o no haya disponibilidad de slots para nuevas tarjetas se deberían iniciar proceso de adquisición de equipos con capacidades disponibles.	"Desde lo tecnico 30 dias calendario por campo es suficiente para garantizar un plan de implementacion escalonado por fases, aprovechando los despliegues actuales a nivel operacional, y proyectando los cambios o ajustes necesarios para su correspondiente implementacion.
253	Ecopetrol	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Las situaciones expuestas hacen que no sea posible cumplir con los tiempos de implementación relacionados en el Artículo 4. Los procesos de fabricación de equipos por parte de proveedores, incluida la importación, instalación y pruebas de aceptación que demandan tiempos superiores.	Aplican los plazos de implementacion que se contemplan en el Artículo 4. Plazos para la implementación.
254	Ecopetrol	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Figura 3	ELIMINAR - No presenta comentario.
255	Ecopetrol	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	No incluye las concepciones de medición por asignación consideradas en el artículo 3 de la resolución 40236 del 7 de julio de 2022 emitida por el Ministerio de Minas y Energía.	Para los casos que cita el comentario, y que se establecen en el artículo 3 "Siglas y definiciones" - Medición por asignación de la Resolución 40236 de 2022, se tendrán en cuenta los métodos adicionales como software especializados, ecuaciones de estado, curva de declinación, curva IPR o registros de producción, simuladores basados en balances básicos/termodinámicos, dependiendo de la complejidad de los yacimientos; dejando expresa la periodicidad con la que se verificará el cumplimiento de estos, los cuales fueron establecidos en la mencionada Resolución.
256	Ecopetrol	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Debe considerar procesamiento previo de data en pozos productores de yacimientos con fluidos composicionales y su comportamiento a través de las diferentes etapas de procesamiento en las plantas debido a los eventos de transferencia de masa entre corrientes de gas y líquido.	La figura 3 aborda un caso típico de prueba de pozo y medición por asignación (volumétrico Black Oil). Para los casos que cita el comentario, y que se establecen en el artículo 3 "Siglas y definiciones" - Medición por asignación de la Resolución 40236 de 2022, se tendrán en cuenta los métodos adicionales como software especializados, ecuaciones de estado, curva de declinación, curva IPR o registros de producción, simuladores basados en balances básicos/termodinámicos, dependiendo de la complejidad de los yacimientos; dejando expresa la periodicidad con la que se verificará el cumplimiento de estos, los cuales fueron establecidos en la mencionada Resolución.

257	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	La telemetría está orientada a consulta remota y transmisión de datos, esta por sí sola no puede garantizar el cumplimiento de requisitos metroológicos, por tanto, no es adecuado solicitar que a través de ella se de el aseguramiento metroológico. Se debe revisar la redacción	6. Los requisitos metroológicos son requeridos para los equipos, elementos e instrumentos como sensores, entre otros, que conforman el sistema de telemetría. Con lo anterior, se realiza ajuste al Artículo 2. Ámbito de aplicación. (...) La implementación de los citados sistemas de telemetría está dirigida a las compañías operadoras (en adelante el operador) cuyo volumen de producción por cada campo sea igual o superior a 3000 BOPD y para cada campo cuya producción de gas se encuentre en modalidad de explotación comercial y a partir de la segunda prórroga de prueba extensa. (...).  Se realizan ajustes en la redaccion a la resolucion Art8.2
258	FRONTERA ENERGY	8	<b>Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Para el IDP automatico cual seria el plazo de implementación, se recomienda 2 años.	Aplican los plazos de implementacion que se contemplan en el Artículo 4. Plazos para la implementación.
259	FRONTERA ENERGY	8.1	<b>Medidores líquidos</b>	Confirmar si de acuerdo a la figura 3 los volumenes de pruebas de potencial se mantendran de manera manual teniendo en cuenta que los medidores de prueba normalmente son compartidos para varios pozos.	Si, se mantiene manual. Lo de color Rosa es manual, mientras que lo de color azul es telemetria.
260	Ecopetrol	8	<b>Requisitos técnicos de medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos en el PMO</b>	Las especificaciones técnicas relacionadas en este artículo son parámetros que se deben cumplir? O también deben especificarse en el IDP en linea.	Si, Se deben cumplir , las caracteristicas minimas de la instrumentacion electronica, sugerida, no se requiere especificar su caracteristicas en el IDP en linea
261	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	Las especificaciones técnicas relacionadas en este artículo son parámetros que se deben cumplir? O también deben especificarse en el IDP en linea.	Si, Se deben cumplir , las caracteristicas minimas de la instrumentacion electronica, sugerida, no se requiere especificar su caracteristicas en el IDP en linea
262	Ecopetrol	8.2	<b>Requisitos técnicos de medición para agua</b>	La medición de los volumenes inyectados en pozos que se encuentran lejanos a las facilidades y la correspondiente transmisión de los datos a la nube genera unos requerimientos adicionales de infraestructura que no se encuentran contemplados en los presupuestos actuales de los operadores.	5. Es responsabilidad del operador adecuar la operación a lo requerido en el proyecto de Resolución, para esto cuenta con el plan y el periodo de implementación.
263	Ecopetrol	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	1. La medición de los volúmenes de gas (producción, quema, comercialización y consumo) en pozos/facilidades que se encuentran en sitios retirados de la infraestructura y la correspondiente transmisión de los datos a la nube genera unos requerimientos adicionales que no se encuentran contemplados en los presupuestos actuales de los operadores.	1. Es responsabilidad del operador adecuar la operación a lo requerido en el proyecto de Resolución, para esto cuenta con el plan y el periodo de implementación.
264	Ecopetrol	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	2. ¿Las especificaciones técnicas relacionadas en este artículo son parámetros que se deben cumplir, o también deben especificarse en el IDP en linea?	Si, Se deben cumplir , las caracteristicas minimas de la instrumentacion electronica, sugerida, no se requiere especificar su caracteristicas en el IDP en linea
265	ACP	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	Requisitos técnicos de medición para gas natural, por favor definir el alcance de producción como límite MMSCFD para la implementación de la tecnología.  Considerar no incluir el requisito de telemetría para campos que no entregan gas al SNT ni tampoco la telemetría de las pruebas de potencial teniendo en cuenta que los separadores de pruebas son compartidos para varios pozos de acuerdo al plan de pruebas.	Las condiciones fueron establecidas de manera técnica y acorde con el pareto de producción de hidrocarburos a nivel país y a la necesidad de modernización del informe diario de producción IDP.
266	ACP	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	Considerar eliminar el requerimiento de cromatografía en linea para todos los campos productores de gas teniendo en cuenta que en algunos el gas no es comercial ni entregan al SNT y en lo posible alinear al requisito de la resolución 40236/22 de cromatografias cada 6 meses hasta los hidrocarburos C6+.	Para los terminos de esta resolución, la vision es que todo el gas comercializado al SNT o fuera de condiciones RUT, cuente con la instalacion de los cromatografos en linea para su aseguramiento diario de los cambios en la calidad de los hidrocarburos gaseosos.  Para aquellos campos que no comercialicen el gas y que no cuenten con estos equipos en su campo, el operador debe notificar en el plan de implementacion su futuro aseguramiento de estas variables por medio de esta tecnologia. Lo anterior a necesidad de la ANH como se expresa en el documento de proyecto de resolución.
267	ACP	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	Diagrama de flujo de información de medición del IDP a nivel dinámico para gas. Fuente ANH con base en las normas API MPMS, las 42 variables AUTOMÁTICAS obligan a implementar analizadores de calidad en linea así no se comercialice el gas.	Para los terminos de esta resolución, la vision es que todo el gas comercializado al SNT o fuera de condiciones RUT, cuente con la instalacion de los cromatografos en linea para su aseguramiento diario de los cambios en la calidad de los hidrocarburos gaseosos.  Para aquellos campos que no comercialicen el gas y que no cuenten con estos equipos en su campo, el operador debe notificar en el plan de implementacion su futuro aseguramiento de estas variables por medio de esta tecnologia. Lo anterior a necesidad de la ANH como se expresa en el documento de proyecto de resolución.

268	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	En Artículo va en contra del Artículo de la Resolución 40236 de 2022 que permite la cuantificación de una corriente por balance.	<p>Para los términos de esta resolución, la visión es que todo el gas comercializado al SNT o fuera de condiciones RUT, cuente con la instalación de los cromatógrafos en línea y medidores de volumen para su aseguramiento diario de los cambios en la calidad y cantidad de los hidrocarburos gaseosos.</p> <p>Para aquellos campos que no comercialicen el gas y que no cuenten con estos equipos en su campo, el operador debe notificar en el plan de implementación su futuro aseguramiento de estas variables por medio de esta tecnología, acorde con lo establecido con la Resolución 40236 de 2022.</p>
269	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	¿Si el gas no es técnica y económicamente aprovechable para la Operadora, porque debería hacer inversiones para esas corrientes (quema o consumo)?	La necesidad del sistema de telemetría se encuentra definido en las consideraciones del proyecto de resolución. Adicional, se realiza modificación del artículo 4 y se establece una base de campos de hidrocarburos con producción de gas mayor a 2000 KPCD y/o que comercialice el gas al SNT o fuera de este.
270	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	La figura 4, contempla en las pruebas potenciales contempla el subproceso de potencial de gas como automático. ¿Qué pasa con aquellos medidores de platina de orificio y carta barton de pozos que no comercializan gas?	La necesidad del sistema de telemetría se encuentra definido en las consideraciones del proyecto de resolución. Adicional, se realiza modificación del artículo 4 y se establece una base de campos de hidrocarburos con producción de gas mayor a 2000 KPCD y/o que comercialice el gas al SNT o fuera de este. Los campos que no cumplan el condicional descrito en el artículo 4 del proyecto de resolución serán exceptos de la transmisión de datos de manera telemétrica y la información será remitida en el IDP de manera convencional (baja frecuencia).
271	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	Las operadores que NO se lucran del gas por diferentes razones NO deben ser obligados a adquirir cromatógrafo en línea.	<p>Para los términos de esta resolución, la visión es que todo el gas comercializado al SNT o fuera de condiciones RUT, cuente con la instalación de los cromatógrafos en línea para su aseguramiento diario de los cambios en la calidad de los hidrocarburos gaseosos.</p> <p>Para aquellos campos que no comercialicen el gas y que no cuenten con estos equipos en su campo, el operador debe notificar en el plan de implementación su futuro aseguramiento de estas variables por medio de esta tecnología. Lo anterior a necesidad de la ANH como se expresa en el documento de proyecto de resolución.</p>
272	INGENIERIA SUMINISTROS Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	En la tabla 3, en el campo de "Tipo de instrumento", en caso que la presente resolución incluya en el alcance el gas licuado, se sugiere incorporar la tecnología Servo equipado con transductor de fuerza, la cual permite medir el nivel de almacenamiento del gas licuado.	<p>La ANH no puede en el proyecto de Resolución relacionar equipos o tecnologías que refieran alguna marca o proveedor específico. Sin embargo, el operador en el plan de implementación que debe presentar a la ANH, puede indicar toda tecnología que a su consideración da cumplimiento a este marco normativo.</p> <p>Si el tipo de medición no está considerado en las normas vigentes, el operador puede presentarlo y hacer la solicitud correspondiente a la ANH para su revisión y aprobación.</p>
273	ACIPET	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>		ELIMINAR - No presenta comentario.
274	Ecopetrol	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	2. No se encuentra en la resolución el listado que regieren de instrumentación por asegurar en campo este es requerido para el alcance de la implementación.	Esta en el anexo 2 tabla 1.
275	FRONTERA ENERGY	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	Considerar no incluir el requisito de telemetría para campos que no entregan gas al SNT ni tampoco la telemetría de las pruebas de potencial teniendo en cuenta que los separadores de pruebas son compartidos para varios pozos de acuerdo al plan de pruebas.	Las condiciones fueron establecidas de manera técnica y acorde con el criterio de producción de hidrocarburos a nivel país y a la necesidad de modernización del informe diario de producción IDP.
276	FRONTERA ENERGY	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	Considerar eliminar el requerimiento de cromatografía en línea para todos los campos productores de gas teniendo en cuenta que en algunos el gas no es comercial ni entregan al SNT y en lo posible alinear al requisito de la resolución 40236 de cromatografías cada 6 meses hasta los hidrocarburos C6+.	<p>Para los términos de esta resolución, la visión es que todo el gas comercializado al SNT o fuera de condiciones RUT, cuente con la instalación de los cromatógrafos en línea para su aseguramiento diario de los cambios en la calidad de los hidrocarburos gaseosos.</p> <p>Para aquellos campos que no comercialicen el gas y que no cuenten con estos equipos en su campo, el operador debe notificar en el plan de implementación su futuro aseguramiento de estas variables por medio de esta tecnología. Lo anterior a necesidad de la ANH como se expresa en el documento de proyecto de resolución.</p>
277	Ecopetrol	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	Las especificaciones técnicas relacionadas en este artículo son parámetros que se deben cumplir? O también deben especificarse en el IDP en línea.	Si, Se deben cumplir, las características mínimas de la instrumentación electrónica, sugerida, no se requiere especificar sus características en el IDP en línea
278	Ecopetrol	9	<b>Requisitos técnicos de medición para gas natural</b>	La medición de los volúmenes de gas (producción, quema, comercialización y consumo) en pozos/facilidades que se encuentran en sitios retirados de la infraestructura y la correspondiente transmisión de los datos a la nube genera unos requerimientos adicionales que no se encuentran contemplados en los presupuestos actuales de los operadores.	1. Es responsabilidad del operador adecuar la operación a lo requerido en el proyecto de Resolución, para esto cuenta con el plan y el periodo de implementación.

279	Ecopetrol	10	<b>Arquitectura IT/OT datos en Alta Frecuencia</b>	1. ¿Cuál es el nivel de integración funcional exigido por la ANH entre los controladores (PLCs, RTUs) y el sistema SCADA, considerando las buenas prácticas de interoperabilidad definidas en la norma IEC 62264 (ISA-95)?	La ANH sugiere que se adopten mejores prácticas en la implementación de los sistemas de medición y telemetría en la industria, el nivel de integración y operación es autonomía de las empresas operadoras
280	Ecopetrol	10	<b>Arquitectura IT/OT datos en Alta Frecuencia</b>	2. ¿La arquitectura del sistema debe contemplar redundancia en controladores, conforme a los principios de tolerancia a fallos definidos en la norma IEC 61508 sobre seguridad funcional de sistemas eléctricos/electrónicos?	La ANH sugiere que se adopten mejores prácticas en la implementación de los sistemas de medición y telemetría en la industria, para garantizar la fiabilidad y la tolerancia a fallos, la adopción de la norma IEC 61508 es autonomía de las empresas operadoras
281	Ecopetrol	10	<b>Arquitectura IT/OT datos en Alta Frecuencia</b>	3. ¿La arquitectura del SCADA debe incluir HMI con almacenamiento local y conexión a históricos, de acuerdo con el modelo jerárquico recomendado por la norma ISA-95?	Las compañías operadoras que cuenten con esta tecnología o modelo implementado pueden hacer uso del mismo sin ser exigencia de la ANH. Se debe garantizar el aseguramiento del dato en la zona de entrega , por parte de las compañías operadoras
282	Ecopetrol	10	<b>Arquitectura IT/OT datos en Alta Frecuencia</b>	4. ¿Es obligatoria la implementación de una zona desmilitarizada (DMZ) entre redes OT e IT, conforme a la segmentación de redes industriales establecida en IEC 62443-3-3 SR 1.1? ¿Cuál es la configuración que tiene la Nube o Datamart de la ANH, estructuración de datos y arquitectura IT/OT de manejo de información ? Estos desarrollos de ingeniería para implementación, no son ejecutables en los tiempos de implementación exigidos.	Entre las redes OT de la operadora y la zona de entrega de la información debe establecerse mecanismos o dispositivos de control de tráfico y acceso entre redes para minimizar la posibilidad de ataques y pérdida de datos.  La ANH espera tomar la información que se dispondrá en un archivo JSON en la zona de entrega del operador, la Agencia no ingresará a la infraestructura IT/OT de la operadora para obtener los datos.  De acuerdo con el artículo 6, deben ser incluidos los desarrollos e ingeniería en el plan de implementación para dar cumplimiento al art 10.
283	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	10	<b>Arquitectura IT/OT datos en Alta Frecuencia</b>	Proporcionar los marcos de gobernabilidad de protección de la información. ¿Bajo qué marco se establecen estos esquemas (Figura 5)?	Se recomienda que las operadoras tengan implementado un sistema de gestión de seguridad de la información (SGSI), con políticas de seguridad, en el cual apoyen la adopción de marcos de gobernabilidad de datos de acuerdo a su infraestructura a nivel IT/OT
284	ACIPET	10	<b>Arquitectura IT/OT datos en Alta Frecuencia</b>	Se valora positivamente la inclusión del uso de soluciones IoT y tecnologías de borde, pero se sugiere que se refuercen los mecanismos de respaldo ante pérdida de conectividad, para asegurar la continuidad del proceso en situaciones adversas.	Es obligación del operador realizar todas las implementaciones requeridas en el "BACK" en donde se garantice y asegure la comunicación continua y envío de información a la ANH definido como "FRONT".
285	ACIPET	10	<b>Arquitectura IT/OT datos en Alta Frecuencia</b>	Además, se considera inviable la implementación de estas soluciones en campos que no cuentan con cobertura de red o que carecen de los recursos técnicos suficientes para llevarlas a cabo de manera efectiva.	En la actualidad existen soluciones de conectividad en el mercado que pueden suprir las necesidades de los operadores para conectividad y acceso a Internet, las cuales ofrecen una relación costo-beneficio apropiada. Por ende, es obligación del operador realizar todas las implementaciones requeridas en el "BACK" en donde se garantice y asegure la comunicación continua y envío de información a la ANH definido como "FRONT".
286	Ecopetrol	10	<b>Arquitectura IT/OT datos en Alta Frecuencia</b>	Plazos implementación: 1. Entrega del plan de implementación ( viene del artículo 6) Se recomienda una prorroga del tiempo de 1 mes , que se deja para entrega del plan de implementación, ya que esto conlleva primero hacer un inventario de tecnologías manejadas, protocolos de comunicación, capacidad de toma y almacenamiento de dato, etc. Para esto primero se requieren definir las periodicidades de toma de dato en alta y baja frecuencia y definir la forma en que se quiere que se entregue en analítica avanzada ( tableros de visualización?). Se sugiere que se deje por lo menos un tiempo de 3 meses para el diseño del plan de implementación apartir de que se entreguen las definiciones de periodicidad y analítica de dato solicitadas y previo a una aprobacion de las tecnologías manejadas para conocer si es requerido la actualizacion o cambio de las mismas en software o hardware.	Se reitera que el plazo maximo para la presentacion del Plan de Implementacion esta dado por: <b>Artículo 6. Plan de implementación.</b> 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 IoT, 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 <b>30 días calendario</b> , posteriores a la publicación del presente acto.
287	Ecopetrol	10	<b>Arquitectura IT/OT datos en Alta Frecuencia</b>	- ¿La arquitectura del sistema debe contemplar redundancia en controladores, conforme a los principios de tolerancia a fallos definidos en la norma IEC 61508 sobre seguridad funcional de sistemas eléctricos/electrónicos?	La ANH sugiere que se adopten mejores prácticas en la implementación de los sistemas de medición y telemetría en la industria, para garantizar la fiabilidad y la tolerancia a fallos, la adopción de la norma IEC 61508 es autonomía de las empresas operadoras
288	Ecopetrol	10	<b>Arquitectura IT/OT datos en Alta Frecuencia</b>	Requiere el desarrollo de ingeniería para implementación, no es congruente con los tiempos de implementación exigidos.	Aplican los plazos de implementación que se contemplan en el Artículo 4. Plazos para la implementación.
289	Weatherford Colombia	10	<b>Arquitectura IT/OT datos en Alta Frecuencia</b>	La arquitectura digital deberá ser contemplada en la propuesta? servidores cloud, servicios adicionales?	La resolución establece unas obligaciones para los operadoras, la filosofía del proyecto no establece inversiones o costos a cargo de la ANH
290	Ecopetrol	10	<b>Arquitectura IT/OT datos en Alta Frecuencia</b>	Cuál es la configuración que tiene la Nube o Datamart de la ANH, estructuración de datos y arquitectura IT/OT de manejo de información ?	La implementación del proyecto de resolución visto desde el "FRONT" es responsabilidad de la ANH y por ende, este es un proceso que actualmente esta en desarrollo.  Por el contrario, es responsabilidad y obligatoriedad del operador realizar todas las implementaciones definidas en el proyecto de resolución en los tiempos establecidos vistos desde el "BACK", con el fin de disponer el archivo JSON en la zona de entrega.

291	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	1. ¿Qué latencia máxima desde el sensor hasta el SCADA es considerada como "tiempo real" por la ANH, teniendo en cuenta lo estipulado en la norma IEC 61784-3 para comunicaciones industriales seguras?	Esta latencia se debe garantizar a nivel de Back por parte de la operación, sin embargo, de acuerdo a las normas industriales, como la indicada en el comentario, se deben tener en cuenta las condiciones técnicas o características operacionales de los campos.
292	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	2. ¿La frecuencia mínima de muestreo para variables como caudal, presión y temperatura debe ajustarse a los lineamientos de calidad de datos establecidos en API MPMS 21.1?	Si, se deben asegurar de acuerdo con los lineamientos establecidos en la norma más reciente de API MPMS 21.1 y 21.2
293	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	3. Es necesario revisar con la ANH previamente el protocolo o estructura de control que se requiere para llevar a cabo un almacenamiento de los datos capturados a nivel físico de superficie, al igual que el diseño del sistema de telemetría.	La ANH espera tomar la información que se dispondrá en un archivo JSON en la zona de entrega del operador, la Agencia no ingresará a la infraestructura IT/OT de la operadora para obtener los datos. Estará a la espera del archivo JSON a las 7:00 am y en cualquier momento cuando la Agencia lo requiera, en la zona de entrega.
294	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	4. Requisito de creaciones de algoritmos requieren desarrollos de software o aplicaciones, esto es, ejecución de proyectos que no podrían cursarse dentro de los plazos de implementación propuestos.	Los algoritmos y demás desarrollos de software o aplicaciones sugeridos hacen parte del plan de implementación que se debe presentar con base en el artículo 8 de esta resolución.
295	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	1. ¿Se deben realizar simulacros de recuperación ante fallos en la transmisión de datos conforme al estándar de continuidad de negocio ISO/IEC 27031?	Si, Las compañías operadoras, deberán garantizar la continuidad en su operación y notificar posibles fallas de acuerdo con lo exigido en esta resolución.
296	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	2. ¿La ANH exige que los datos crudos se mantengan de forma inmutable durante la vida útil del pozo, según los principios de retención segura definidos por ISO/IEC 27040?	Si, se debe garantizar el almacenamiento inmutable de los datos crudos, empleando las mejores prácticas de almacenamiento.
297	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	3. ¿Los datos crudos almacenados en el sistema deben ser autenticados mediante algoritmos de firma digital o hash (como SHA-256) siguiendo las guías de ISO/IEC 27037?	Si. Es responsabilidad de la operación garantizar y establecer reglas de autenticación y encriptación lo suficientemente robustas y seguras para su disponibilidad futura.
298	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	¿En condiciones de congestión de red, el sistema debe aplicar compresión y priorización de datos conforme a las prácticas de optimización descritas en ISO/IEC 23008-1?	Para la mayoría de las aplicaciones IIoT, los protocolos y estándares diseñados específicamente para las características y requisitos de estos sistemas (como MQTT, CoAP, OPC UA, etc.) son mucho más adecuados y eficientes. Es altamente recomendable considerar los protocolos y estándares que han sido desarrollados teniendo en cuenta las necesidades únicas de este dominio, en lugar de intentar adaptar una norma diseñada principalmente para la entrega de contenido multimedia.
299	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	1. ¿El tamaño máximo permitido por la ANH para paquetes de datos transmitidos por MQTT o AMQP debe cumplir con los límites definidos en las especificaciones MQTT v5 y AMQP 1.0? Se reitera que la estructuración, aprovisionamiento de recursos, desarrollo de ingeniería, compra de equipos, ejecución en campo y puesta en servicio que requiere el cumplimiento de lo exigido no es posible desarrollarlo dentro de los plazos propuestos en artículo 4.	Es responsabilidad del operador a nivel del Back, la definición de los tamaños de los paquetes y los protocolos a utilizar, garantizando la calidad, completitud, robustez, integridad y aseguramiento de los datos, teniendo presente las sugerencias en la aplicabilidad de los protocolos OpenAPI, que se resaltan en la presente resolución.
300	ACP	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	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.	La tecnología actual permite la creación de lagos de datos con funcionalidades de elásticidad tanto horizontal como vertical; dado que cada operador tiene un volumen de datos de telemetría que difiere de manera importante respecto de los demás operadoras, se recomienda que cada compañía establezca las políticas de consumo y pago de estos recursos de acuerdo con sus propias necesidades usando los principios de computación y almacenamiento elástico.

301	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	En este Artículo se establece: "...y deberá contarse con un plan de contingencia para su almacenamiento de manera indefinida y a disposición de la ANH...". Contar con recursos de manera indefinida para la ANH no es económicamente viable. Se sugiere establecer un tiempo mínimo de capacidad de almacenamiento o disponibilidad de la información.	La tecnología actual permite la creación de lagos de datos con funcionalidades de elásticidad tanto horizontal como vertical; dado que cada operador tiene un volumen de datos de telemetría que difiere de manera importante respecto de los demás operadoras, se recomienda que cada compañía establezca las políticas de consumo y pago de estos recursos de acuerdo con sus propias necesidades usando los principios de computación y almacenamiento elástico.
302	ACIPET	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	Se considera valioso y muy importante incluir las consideraciones de seguridad en las bases de datos almacenadas en la nube, ya que los datos consignados son de alta importancia comercial y deben ser clasificados como confidenciales.	La ANH sugiere la adopción e implementación por parte de la operadora de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, en el cual se incorporen recomendaciones de estándares como ISO27001, NIST, ISA/IEC 62443. La responsabilidad de la custodia de los datos y la transmisión de los mismos hasta la zona de entrega es del ámbito del operador, el cual puede adoptar las tecnologías y protocolos que garanticen este requerimiento
303	ACIPET	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	Se recomienda asegurar almacenamiento local mediante Backups y establecer mecanismos de recuperación ante fallas, como parte de un plan de contingencia robusto que garantice la integridad y disponibilidad de la información en caso de incidentes.	La ANH sugiere la adopción e implementación por parte de la operadora de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, en el cual se incorporen recomendaciones de estándares como ISO27001, NIST, ISA/IEC 62443. La responsabilidad de la custodia de los datos y la transmisión de los mismos hasta la zona de entrega es del ámbito del operador, el cual puede adoptar las tecnologías y protocolos que garanticen este requerimiento
304	ACIPET	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	Asimismo, es necesario tener en cuenta los costos y la complejidad asociados con la implementación de soluciones como almacenamiento en la nube y transmisión continua, evaluando su viabilidad y sostenibilidad a largo plazo	La tecnología actual permite la creación de lagos de datos con funcionalidades de elásticidad tanto horizontal como vertical; dado que cada operador tiene un volumen de datos de telemetría que difiere de manera importante respecto de los demás operadoras, se recomienda que cada compañía establezca las políticas de consumo y pago de estos recursos de acuerdo con sus propias necesidades usando los principios de computación y almacenamiento elástico.
305	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	2. Se solicita extender de tres (3) a por lo menos dieciocho (18) meses el límite para la ejecución de las actividades del plan de implementación de que trata el artículo 6 de la presente resolución para los campos productores de crudo con una producción igual o superior a 2000 BOPD; toda vez que no es suficiente el plazo para cumplir con los procesos de asignación presupuestal, ingeniería, asignación contractual, ejecución y comisionamiento en campo, dando cumplimiento a un adecuado proceso de Manejo del Cambio (MoC) evitando posibles incidentes de seguridad de proceso.	Se modifican plazos para la implementacion en el Artículo 4.
306	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	- ¿Se exige que el sistema SCADA implemente registro de eventos (logs) bajo estándares como NIST SP 800-92, para garantizar trazabilidad y seguridad según lo indicado por la ANH?	La ANH recomienda la adopción de estándares de seguridad y de la gestión de los archivos de registro que se utilizan para los sistemas de telemetría, sin embargo, es decisión del operador la implementación de los protocolos y medidas que considere satisfagan estos requerimientos.
307	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	- ¿El servidor SCADA debe cumplir con requisitos de continuidad del servicio, tales como respaldo y recuperación definidos en el Anexo A.17 de la ISO/IEC 27001, aplicables al entorno de control industrial?	2. La ANH recomienda la adopción e implementación de las mejores prácticas de seguridad y de continuidad que puedan incluirse dentro del SGSI de cada compañía, se deja en libertad a cada operadora para adoptar los mecanismos que considere necesarios para garantizar el cumplimiento de lo exigido en la resolución.
308	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	Requisito de creaciones de algoritmos requieren desarrollos de software o aplicaciones, esto es, ejecución de proyectos que no podrían cursarse dentro de los plazos de implementación propuestos.	Los algoritmos y demás desarrollos de software o aplicaciones sugeridos hacen parte del plan de implementación que se debe presentar con base en el artículo 8 de esta resolución.
309	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	Literal d: Estructuración, aprovisionamiento de recursos, desarrollo de ingeniería, compra de equipos, ejecución en campo y puesta en servicio. No es posible cursarlo dentro de los plazos propuestos en artículo 4	Aplican los plazos de implementacion que se contemplan en el Artículo 4. Plazos para la implementación.

310	Ecopetrol	11	<b>Requerimientos de transmisión y almacenamiento de datos en alta frecuencia en el back por parte del operador</b>	Es necesario revisar con la ANH previamente el protocolo o estructura de control que se requiere para llevar a cabo un almacenamiento de los datos capturados a nivel físico de superficie, al igual que el diseño del sistema de telemetría.	La ANH espera tomar la información que se dispondrá en un archivo JSON en la zona de entrega del operador, la Agencia no ingresará a la infraestructura IT/OT de la operadora para obtener los datos. Estará a la espera del archivo JSON a las 7:00 am y en cualquier momento cuando la Agencia lo requiera, en la zona de entrega.
311	Ecopetrol	12	<b>Datos en baja frecuencia</b>	El almacenamiento de manera indefinida tiene costos asociados. No es claro en el texto de la propuesta quien los debe asumir.	Las compañías operadoras son las responsables del almacenamiento a nivel del Back de manera indefinida y los costos serán responsabilidad de las mismas. Artículo 5. Obligaciones del operador.
312	ACIPET	12	<b>Datos en baja frecuencia</b>		ELIMINAR - No presenta comentario.
313	Ecopetrol	12	<b>Datos en baja frecuencia</b>	3. Ejecución del plan de implementación: esta en 3 meses, se sugiere solicitar una prórroga y que este tiempo de implementación este dado por el alcance mismo del plan de implementación, ya que si hay que realizar compra, cambio a actualización de sistemas o plataformas, esto toma un tiempo mayor a 3 meses y esta definido por los tiempos de generación de las compras o flujo del proyecto o servicio según tiempos establecidos por abastecimiento y contratación de ecopetrol.	Se modifican plazos para la implementación en el Artículo 4.
314	Ecopetrol	13	<b>Flujo de datos en la Arquitectura OT/TI</b>	1. Se considera importante verificar en las tablas de datos, las variables que exige esta resolución. Si no existe, se debe diagnosticar y determinar que se requiere para el desarrollo y los formatos solicitados - JSON para incluir nuevos datos.	Las compañías operadoras son las responsables de estos desarrollos al interno de su operación, para garantizar las variables solicitadas en el JSON. Responsabilidad contractual, respetando la autonomía operacional para realizar las actividades, (revisar)
315	Ecopetrol	13	<b>Flujo de datos en la Arquitectura OT/TI</b>	Con base a la gráfica 7, que detalla los bloques que integran la arquitectura operativa, entendemos que conexión directa a los bloques A y B no estarán en líneas para la ANH, toda vez que no mencionan un tipo de conexión directa de la ANH a los bloques A y B, y que solamente la ANH accederá la zona C donde el Operador dispondrá la data cruda de sus bloques A y B. Agradecemos confirmar este entendimiento.	Es correcto este entendimiento, la empresa operadora debe disponer en la zona de entrega la información en el archivo JSON definido para este fin. No es el objetivo de la ANH conectar o buscar la información en la infraestructura de telemetría de la empresa operadora.
316	ACP	13	<b>Flujo de datos en la Arquitectura OT/TI</b>	Se recomienda aclarar la tecnología del Datalake para dimensionar la solución.	La tecnología actual permite la creación de lagos de datos con funcionalidades de elasticidad tanto horizontal como vertical; dado que cada operador tiene un volumen de datos de telemetría que difiere de manera importante respecto de los demás operadores, se recomienda que cada compañía establezca las políticas de consumo y pago de estos recursos de acuerdo con sus propias necesidades usando los principios de computación y almacenamiento elástico.
317	ACIPET	13	<b>Flujo de datos en la Arquitectura OT/TI</b>		ELIMINAR - No presenta comentario.
318	Ecopetrol	13	<b>Flujo de datos en la Arquitectura OT/TI</b>	con base a la gráfica 7, que detalla los bloques que integran la arquitectura operativa, entendemos que conexión directa a los bloques A y B no estarán en líneas para la ANH, toda vez que no mencionan un tipo de conexión directa de la ANH a los bloques A y B. Y que solamente la ANH accederá la zona C donde el Operador dispondrá la data cruda de sus bloques A y B.	Es correcto este entendimiento, la empresa operadora debe disponer en la zona de entrega la información en el archivo JSON definido para este fin. No es el objetivo de la ANH conectar o buscar la información en la infraestructura de telemetría de la empresa operadora.
319	Ecopetrol	14	<b>Archivo JSON</b>	1. Entrega de datos para el cálculo de IDP debe ser enviado todos los días antes de las 7am en un formato JSON. ¿cómo cambia esto la dinámica del envío del IDP actual? Es necesario destacar que la forma de entregar la información con los requerimientos establecidos y que se mantenga la estructura del IDP debe ser debidamente discutido entre la ANH y las diferentes operadoras, dada las diferentes versiones de tecnología y la estructura de control de gestión que se debe habilitar con el fin de mantener el sistema de manera confiable.	El proceso actual de envío de información a través del IDP en la plataforma SOLAR no variará, y se seguirá el proceso sin cambios. Tal como aparece en el artículo 15.1 parágrafo 3.
320	Ecopetrol	14	<b>Archivo JSON</b>	2. Es importante que la ANH permita estructura con mayor claridad la forma en la cual se debe entregar el archivo JSON, teniendo en cuenta las observaciones de puntos anteriores. Entendemos que el archivo JSON tiene la finalidad de recoger los "datos crudos" de los procesos automatizados como manuales, para que la ANH los consuma a través de este JSON, nuestra inquietud es, el objetivo de los datos de alta frecuencia y baja frecuencia no sería en línea, toda vez que se agrupa en un JSON, y por lo establecido en este artículo llegaría a la ANH todos los días antes de las 7 am. En conclusión, le están apuntando a tener los datos reales, mas no en líneas de muchas variables que hoy en día no viajan por el IDP actual.	Se incluirá en el Anexo 4 de la resolución la estructura completa del archivo JSON. La disposición por parte de los operadores de la información de alta y baja frecuencia debe ser en tiempo oportuno para cuando la ANH ingrese al Lago de datos del operador.

321	Ecopetrol	14	Archivo JSON	<p>3. Se sugiere verificar y revisar que la información solicitada de baja y alta frecuencia esté integrada en un historiador para disposición externa. La configuración de nuevas variables en historiadores puede tomar tiempos de más de 30 días. Revisar el carácter confidencial de información que se suministra externamente</p>	<p>Las variables solicitadas son de monitoreo operativo, y no serán tenidas en cuenta para algún tipo de control operativo por parte de la agencia nacional de hidrocarburos. Los datos capturados hacen parte del proceso manual que se lleva actualmente y con la resolución se aseguran por telemetría. La confidencialidad para estos datos aplica de la misma forma que se hace actualmente con los datos manuales para la construcción del IDP.</p> <p>Dentro del proyecto de resolución el artículo XXX indica que se monitorean las variables y no se realizará algún tipo de control sobre ellas.</p>
322	ACP	14	Archivo JSON	<p>La Resolución 40537 del 2024 en el artículo 51 indica que se debe cargar los IDP a más tardar a las 7:00 a.m. hora que se traslape con la solicitud de este artículo</p>	Los informes de IDP actual y el IDP en línea se deben entregar a las 7:00am para cumplir con lo establecido en la Resolución 40537 de 2024
323	ACP	14	Archivo JSON	<p>¿se debe implementar una Automatización en la generación de cada uno de los JSON por estación a partir de los archivos Excel o se deben generar de manera manual temporalmente para cumplir con esta solicitud?</p>	<p>la generación del archivo JSON debe ser automatizada y conformada por los datos de alta frecuencia provenientes de la instrumentación electrónica y transmitida automáticamente y adicionalmente conformada por la información de baja frecuencia.</p>
324	ACP	14	Archivo JSON	<p>¿Hay alguna variable que se tenga que leer en tiempo real aparte del archivo JSON? También solicitan tener un histórico de los datos, pero no especifican por cuánto tiempo se debe tener esa información. ¿La ANH va a recuperar los datos que colocaremos en un Datalake o tenemos que ponerlos los datos en algún repositorio propio de la ANH?</p>	<p>*En el momento son las variables contempladas en el JSON para el IDP en línea, el cual está sujeto a cambios por parte de la ANH, los cuales serían notificados previamente.</p> <p>**Los datos deberán estar de manera indefinida.</p> <p>***Los datos deben estar disponibles por parte de las compañías operadoras en el Punto C (Zona de entrega de la Operación).</p>
325	ACIPET	14	Archivo JSON	<p>Se considera que el uso de archivos JSON es un acierto para estandarizar el reporte, ya que facilita la interoperabilidad. Sin embargo, se sugiere contemplar mecanismos adicionales para prevenir errores de transmisión y asegurar la integridad de los datos, garantizando su fiabilidad a lo largo de todo el proceso.</p>	La ANH tiene presente las consideraciones de transmisión del archivo en cuanto a la seguridad e integridad de los datos, por lo cual se tiene previsto la inclusión de estas funciones para ser implementadas por Agencia.
326	ACIPET	14	Archivo JSON	<p>Además, la coexistencia de reportes manuales y automáticos genera ambigüedad sobre cuál fuente debe considerarse como la oficial, lo que podría generar confusión en la interpretación de los datos.</p>	La filosofía de la resolución mantiene la entrega de los informes diarios (IDP) en la modalidad que se vienen presentando; a partir de la resolución se genera un nuevo flujo de datos para poder realizar el cálculo de producción de hidrocarburos del país.
327	FRONTERA ENERGY	14	Archivo JSON	<p>Para cumplir con este artículo se debe implementar una Automatización en la generación de cada uno de los JSON por estación a partir de los archivos Excel o se deben generar de manera manual temporalmente para cumplir con esta solicitud</p>	<p>la generación del archivo JSON debe ser automatizada y conformada por los datos de alta frecuencia provenientes de la instrumentación electrónica y transmitida automáticamente y adicionalmente conformada por la información de baja frecuencia.</p>
328	Ecopetrol	14	Archivo JSON	<p>Entendemos que el archivo JSON tiene la finalidad de recoger los "datos crudos" de los procesos automatizados como manuales, para que la ANH los consuma a través de este JSON, nuestra inquietud es, el objetivo de los datos de alta frecuencia y baja frecuencia no será en línea, toda vez que se agruparía en un JSON, y por lo establecido en este artículo llegaría a la ANH todos los días antes de las 7 am. En conclusión le están apuntando a tener los datos reales, mas no en líneas de muchas variables que hoy en día no viajan por el IDP actual.</p>	<p>Se incluirá en el Anexo 4 de la resolución la estructura completa del archivo JSON.</p> <p>La disposición por parte de los operadores de la información de alta y baja frecuencia debe ser en tiempo oportuno para cuando la ANH ingrese al Lago de datos del operador.</p>
329	Ecopetrol	14	Archivo JSON	<p>Es importante que la ANH permita estructura con mayor claridad la forma en la cual se debe entregar el archivo JSON, teniendo en cuenta las observaciones de puntos anteriores.</p>	Se incluirá en el Anexo 4 de la resolución la estructura completa del archivo JSON
330	Ecopetrol	14	Archivo JSON	<p>Es necesario destacar que la forma de entregar la información con los requerimientos establecidos y que se mantenga la estructura del IDP debe ser debidamente discutido entre la ANH y las diferentes operadoras, dada las diferentes versiones de tecnología y la estructura de control de gestión que se debe habilitar con el fin de mantener el sistema de manera confiable.</p>	<p>El proceso actual de envío de información a través del IDP en la plataforma SOLAR no variará, y se seguirá el proceso sin cambios. Tal como aparece en el artículo 15.1 parágrafo 3.</p>
331	Ecopetrol	15.1	Proceso de entrega y envío del archivo JSON	<p>1. Sugerimos revisar si dicha información ya se tiene disponible en formato JSON, en caso contrario realizar un diagnóstico para verificar qué se requiere para disponer la información en dicho formato.</p>	<p>Dentro del proyecto de resolución en los artículos 14 y 15 se establecen los requerimientos del archivo JSON.</p> <p>En la estructura del archivo JSON se está contemplando la inclusión de las variables de alta y baja frecuencia que se considera son las requeridas para lograr los objetivos del proyecto.</p>
332	Ecopetrol	15.1	Proceso de entrega y envío del archivo JSON	<p>2. Sugerimos cambiar el término modificar por solicitar: La ANH podrá modificar solicitar modificar el IDP en cualquier momento, para lo cual mediante circular informará a los operadores quienes dispondrán de un plazo no mayor a 30 días calendario.</p>	se corrige la redacción

333	ACP	15	<b>Entrega de información mediante archivo JSON a la ANH</b>	El parágrafo del Art. 15 y Anexo 2 está obligando a realizar inversiones en instrumentación de alta presión para reportar volúmenes en los Puntos de Medición Oficiales - PMO para que coincidan con el reporte manual. Se permite el envío automático de datos tomados por métodos manuales como cinta y plomo? o tienen que estar instrumentados?, ¿se pueden reportar volúmenes diferentes entre el método manual y en linea dada la precisión del instrumento, por ejemplo en tanques de almacenamiento?.	*El objeto de la resolución es asegurar las variables de manera digital por medio de sistemas electrónicos de telemetría, por lo que los métodos usados con cinta y plomo no estaría contempladas para determinar los niveles en tanques y si se debe contemplar la implementación de instrumentación electrónica para determinar el nivel y su posterior transmisión automática para la conformación del archivo JSON. La diferencia entre volúmenes de los IDP actual y del IDP en línea debería ser mínimo dada la eliminación del factor humano en errores de lectura de datos.
334	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	15	<b>Entrega de información mediante archivo JSON a la ANH</b>	"Parágrafo 2: La ANH podrá modificar el IDP en cualquier momento, para lo cual mediante circular informará a los operadores quienes dispondrán de un plazo no mayor a 30 días calendario." No es claro si la ANH podrá modificar los IDPS previamente cargados por el operador o se están refiriendo a la modificación de la plantilla del IDP. En caso que se estén refiriendo a la modificación de IDPS previamente cargados, es de suma importancia la previa conciliación con el operador, antes de ejecutar un cambio, para luego modificar oportunamente las formas mensuales de producción.	Se modifica redacción brindando claridad que la modificación del IDP es sobre la plantilla de solicitud de información.
335	CAMPETROL	15.1	<b>Proceso de entrega y envío del archivo JSON</b>	Se repite parágrafo 1 y parágrafo 2. Corregir fecha de la resolución "51 de la Resolución 40537 de 2022" por 2024. Corrección de forma.	Se acepta la observación
336	ACIPET	15	<b>Entrega de información mediante archivo JSON a la ANH</b>	Se reitera que este mecanismo puede ser vulnerable si no se refuerzan los esquemas de seguridad en la transmisión. Es fundamental implementar medidas adicionales para proteger la integridad y confidencialidad de los datos durante su transmisión, evitando posibles brechas de seguridad.	La ANH tiene presente las consideraciones de transmisión del archivo en cuanto a la seguridad e integridad de los datos, por lo cual se tiene previsto la inclusión de estas funciones para ser implementadas por Agencia.
337	ACIPET	15.1	<b>Proceso de entrega y envío del archivo JSON</b>	Se recomienda considerar escenarios de falla en conectividad y establecer mecanismos alternativos de validación para asegurar la continuidad de los procesos en caso de interrupciones en la red.	La ANH tiene presente las consideraciones de transmisión del archivo en cuanto a la seguridad e integridad de los datos, por lo cual se tiene previsto la inclusión de estas funciones para ser implementadas por Agencia.
338	ACIPET	15.1	<b>Proceso de entrega y envío del archivo JSON</b>	Además, la coexistencia de reportes podría generar duplicidad de obligaciones, lo que aumenta la complejidad operativa y podría resultar en una carga innecesaria para los involucrados.	La filosofía de la resolución mantiene la entrega de los informes diarios (IDP) en la modalidad que se vienen presentando; a partir de la resolución se genera un nuevo flujo de datos para poder realizar el cálculo de producción de hidrocarburos del país.
339	FRONTERA ENERGY	15.1	<b>Proceso de entrega y envío del archivo JSON</b>	Parágrafo 1: El operador debe asegurar el cumplimiento de protocolos de seguridad, ciberseguridad y encriptación para el lago de datos	La ANH sugiere la adopción e implementación de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, en el cual se incorporen recomendaciones de estándares como ISO27001, NIST, ISA/IEC 62443. La responsabilidad de la custodia de los datos y la transmisión de los mismos hasta la zona de entrega es del ámbito del operador, el cual puede adoptar las tecnologías y protocolos que garanticen este requerimiento
340	Ecopetrol	15	<b>Entrega de información mediante archivo JSON a la ANH</b>	la ANH podrá solicitar modificar el IDP en cualquier momento, para lo cual mediante circular informará a los operadores quienes dispondrán de un plazo no mayor a 30 días calendario.	se corrige la redacción
341	Ecopetrol	16	<b>Requerimientos de TI para el operador</b>	Los requerimientos de servicio de lago de datos, servicio de nube, capacidad de almacenamiento, funciones de respaldo y recuperación de datos, disponibilidad, mecanismos de protección de datos, niveles de cifrado, política de gobierno de datos, deben ser establecidos con mayor detalle por parte de la ANH o ser discutidos previamente en mesas técnicas, antes de hacer oficial la resolución, dados los retos técnicos que representa para las operadoras gestionar estos aspectos y organizar un proyecto alrededor de los mismos, con el fin de dar cumplimiento a lo establecido por la ANH.	La ANH en su función de fiscalización de la producción de hidrocarburos no tiene el alcance ni la función de establecer políticas de gobierno de datos, esta labor recae directamente en la política de SGSI de cada operadora.  La discusión en mesas técnicas tendría un enfoque, en aras de plantear herramientas o mecanismos sugeridos para todo lo relacionado con capacidades, recuperación y continuidad, seguridad y cifrado de la información, que las operadoras deben asegurar para la infraestructura OT, para que el dato tenga la calidad esperada por parte de la Agencia.
342	ACP	16	<b>Requerimientos de TI para el operador</b>	Parágrafo 1: El operador debe asegurar el cumplimiento de protocolos de seguridad, ciberseguridad y encriptación para el lago de datos	La Agencia recomienda la adopción e implementación de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información (SGSI), a través del cual cada operador define las políticas, protocolos y estándares a implementar en su infraestructura.
343	ACIPET	16	<b>Requerimientos de TI para el operador</b>	Si se van a rentar espacios en la nube para el almacenamiento de datos, es esencial que los contratistas que provean el servicio hayan pasado por el proceso de due diligence, garantizando su seriedad, experiencia y seguridad.	La ANH sugiere la adopción e implementación de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, en el cual se incorporen recomendaciones de estándares como ISO27001, NIST, ISA/IEC 62443. La responsabilidad de la custodia de los datos y la transmisión de los mismos hasta la zona de entrega es del ámbito del operador, el cual puede adoptar las tecnologías y protocolos que garanticen este requerimiento
344	ACIPET	16	<b>Requerimientos de TI para el operador</b>	Se considera positivo que se exija el cumplimiento con estándares internacionales, pero se sugiere que la ANH acompañe el proceso con capacitaciones técnicas para asegurar que todos los involucrados cuenten con el conocimiento necesario para cumplir con dichos estándares.	El operador cuenta con autonomía en su operación acorde con lo establecido en cada tipo de Contrato firmado con la ANH o de asociación si es con Ecopetrol. Adicional, es responsabilidad del operador de cumplir la normatividad nacional, estandares internacionales y acoger las buenas prácticas de la industria. Por ende, todo el proceso de implementación y capacitación debe ser responsabilidad del operador.

345	ACIPET	16	<b>Requerimientos de TI para el operador</b>	Además, se considera que muchas de las exigencias no están alineadas con la capacidad real de infraestructura de varios operadores, especialmente en campos marginales, lo que podría dificultar su implementación efectiva.	En el artículo 4 del proyecto de resolución se indican los rangos y tiempos de aplicación para cada campo productor acorde con su volumen de producción de crudo y gas. Es obligación y responsabilidad de la compañía operadora dar cumplimiento a lo que allí está estipulado. Con relación al artículo 16 del proyecto de resolución, se establecen todos los requerimientos de TI en donde el operador establece la infraestructura y todo lo que se requiera para la implementación de los equipos e instrumentos del sistema de telemetría. Lo anterior, acorde a los rangos de implementación establecidos en el ya mencionado artículo 4.
346	Ecopetrol	16	<b>Requerimientos de TI para el operador</b>	Artículo 16. Requerimientos de TI para el operador	No se entiende la pregunta./Fila 346 Varias
347	Ecopetrol	17	<b>Filosofía del flujo de los datos para crudo</b>	¿Cuál fue el fundamento para establecer como criterio producciones mayores a 2000 bbl para la implementación de tecnologías en campo? Por otra parte, se recomienda considerar inicialmente una evaluación técnico-económica antes de la implementación de estas tecnologías.	Implementación para campos con producción de superior igual a 3000 BOPD con tiempos establecidos para diferentes intervalos.
348	ACP	17	<b>Filosofía del flujo de los datos para crudo</b>	Flujo automático: representa la integración entre los dos sistemas de información, uno de la compañía operadora y el otro de la ANH	La filosofía de la resolución establece un nuevo flujo de entrega de datos, esto es adicional al proceso actual de la entrega de los reportes en la plantilla de Excel.  El operador debe crear en la zona de entrega un lago de datos donde debe disponer el archivo en formato JSON, desde este punto la Agencia recibirá este archivo diariamente y realizará los procesos de ingestión de datos en la infraestructura de la ANH.
349	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	17	<b>Filosofía del flujo de los datos para crudo</b>	d) 5 perfiles de acceso para la ANH porque? De donde se sacó este dato.? Porque no uno o dos usuarios como máximo?	Se dejara en la resolución 2 perfiles 1. Principal 2. Auxiliar
350	FRONTERA ENERGY	17	<b>Filosofía del flujo de los datos para crudo</b>	Flujo automático: representa la integración entre los dos sistemas de información, uno de la compañía operadora y el otro de la ANH	La filosofía del proyecto establece la creación de un nuevo flujo de datos, a través del cual se recibe la información de la medición automatizada y de telemetría que se dispone en el archivo JSON en la zona de entrega del operador. Los procesos y flujos de datos actuales con los que se realiza el cálculo de producción, que se llevan a cabo a través de la entrega de la plantilla en Excel, se mantendrán sin cambios.
351	Ecopetrol	17	<b>Filosofía del flujo de los datos para crudo</b>	¿Cuál fue el fundamento para establecer como criterio producciones mayores a 2000 bbl para la implementación de tecnologías en campo? Por otra parte, se recomienda considerar inicialmente una evaluación técnico-económica antes de la implantación de estas tecnologías.	Implementación para campos con producción superior igual a 3000 BOPD con tiempos establecidos para diferentes intervalos.
352	Ecopetrol	18	<b>Filosofía del flujo de los datos para gas</b>	Para entrega al SNT no es posible compartir el puerto dedicado a la transmisión de datos para el transportador, este debe ser dedicado. Esto implica que debe haber disponibilidad de puertos, tarjetas o slots en los computadores de flujo. Si no existe esta disponibilidad podría requerir cambio de equipos y el proceso asociado.	Es obligación de la empresa operadora el disponer la información de acuerdo con lo requerido en esta resolución, en el Plan de Implementación se debe relacionar el estado actual de los equipos en funcionamiento, y las necesidades a satisfacer para cumplir con lo establecido en la resolución.
353	ACP	18	<b>Filosofía del flujo de los datos para gas</b>	Se recomienda no incluir en el requisito de telemetría para gas el ítem c "Periodos de (i) ampliación de pruebas extensas, (ii) comercialidad o explotación:" teniendo en cuenta los campos de baja producción de gas el cual no es aprovechable o comercializable.	Las condiciones fueron establecidas de manera técnica y acorde con el pareto de producción de hidrocarburos a nivel país y a la necesidad de modernización del informe diario de producción IDP.
354	ACP	18	<b>Filosofía del flujo de los datos para gas</b>	Se sugiere ampliar el plazo de cierre de hallazgos o no conformidades	Las no conformidades o hallazgos que se realicen en las inspecciones orientadas a la telemetría para el registro de información y poder establecer el IDP en línea, crearán inconsistencias en la cuantificación y los análisis de la producción a nivel nacional de hidrocarburos en el tiempo en que se subsanen o se cierran los hallazgos y/o no conformidades. Por lo expuesto anteriormente se establece un plazo máximo de 5 días calendario para el cierre de hallazgos y/o no conformidades; y de 72 horas para actividades de mantenimientos correctivos, preventivos y/o predictivos.
355	ONGC VIDESH SUCURSAL COLOMBIANA	18	<b>Filosofía del flujo de los datos para gas</b>	Si lo que se está buscando en la Res 40537 es incrementar la producción del país, condicionando los permisos a la implementación de esta resolución no se va a lograr.	El artículo del cual hace referencia el consultante (artículo 18), no tiene relación con el objeto de esta resolución, la cual se enmarca en el artículo 1: "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." Sin embargo se aclara, que no es objeto de esta resolución aumentar la producción de hidrocarburos en el país.
356	ACIPET	18	<b>Filosofía del flujo de los datos para gas</b>		ELIMINAR - No presenta comentario.

357	Ecopetrol	18	<b>Filosofía del flujo de los datos para gas</b>	Para entrega al SNT no es posible compartir el puerto dedicado a la transmisión de datos para transportador, este debe ser dedicado. Esto implica que debe haber disponibilidad de puertos, tarjetas o slots en los computadores de flujo. Si no existe esta disponibilidad podría requerir cambio de equipos y el proceso asociado.	Es obligación de la empresa operadora el disponer la información de acuerdo con lo requerido en esta resolución, en el Plan de Implementación se debe relacionar el estado actual de los equipo en funcionamiento, y las necesidades a satisfacer para cumplir con lo establecido en la resolución.
358	FRONTERA ENERGY	18	<b>Filosofía del flujo de los datos para gas</b>	Se recomienda no incluir en el requisito de telemetría para gas el ítem c "Periodos de (i) ampliación de pruebas extensas, (ii) comercialidad o explotación:" teniendo en cuenta los campos de baja producción de gas el cual no es aprovechable o comercializable.	Las condiciones fueron establecidas de manera técnica y acorde con el pareto de producción de hidrocarburos a nivel país y a la necesidad de modernización del informe diario de producción IDP.
359	FRONTERA ENERGY	18	<b>Filosofía del flujo de los datos para gas</b>	Se recomienda ampliar el plazo de cierre de hallazgos o no conformidades a 6 meses.	Las no conformidades o hallazgos q se realicen en las inspecciones orientadas a la telemetría para el registro de informacion y poder establecer el IDP en linea, creara inconsistencias en la cuantificación y los análisis de la producción a nivel nacional de hidrocarburos en el tiempo en que se subsanen o se cierran los hallazgos y/o no conformidades. Por lo expuesto anteriormente se establece un plazo maximo de 5 dias calendario para el cierre de hallazgos y no Conformidades; y de 72 horas para actividades de mantenimientos correctivos, preventivos y/o predictivos.
360	Ecopetrol	19	<b>Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría</b>	1. En el texto se establece:" (...) 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 15 días calendario. (...)" Se propone eliminar el límite de 15 días calendario para poder concertar entre los especialistas de la Operadora y la autoridad un plazo justo según sean las características del hallazgo, evitando fijar por normatividad un plazo máximo que no se pueda cumplir cuando se requieran procesos de Manejo del Cambio (MoC) cuya función principal es evitar posibles incidentes de seguridad de proceso.	Las no conformidades o hallazgos que se realicen en las inspecciones orientadas a la telemetría para el registro de informacion y poder establecer el IDP en linea creara inconsistencias en la cuantificación y los análisis de la producción a nivel nacional de hidrocarburos.
361	Ecopetrol	19	<b>Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría</b>	2. Es importante tener en cuenta que no existe el sistema de medición por telemetría, la telemetría se orienta a la consulta y transmisión de datos más no corresponde a una tecnología o principio de medición.	El comentario es correcto, la ANH comprende la aplicación de la tecnología en los escenarios de medición
362	Ecopetrol	19	<b>Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría</b>	La resolución 40236 de 2022 no estipula frecuencias de calibración para componentes de sistemas de telemetría en tanques (medición estática).	Las variables objeto de medición estan establecidas en cada gráfico y diagrama del proyecto de Resolución, las cuales no requieren calibración, lo que SI requiere calibración, son los equipos de medición y elementos e instrumentos usados en el sistema de telemetría, los cuales deben ser calibrados acorde a las rutinas establecidas en la Resolución 40236 de 2022 en la Tabla 12. Adicional, el diseño de la confirmación metrológica (calibración y verificación) de los equipos/instrumentos de medición debe ser diseñada e implementada por el Operador según se establece en el numeral 7 de la norma técnica oficializada NTC/ISO-10012, en concordancia con el Título 8, artículo 34 de la resolución 40236 de 2022.
363	Ecopetrol	19	<b>Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría</b>	Ampliar el plazo de entrega a 24 o 36 horas	La ANH considera que el tiempo de 12 horas para la notificación de eventos de caída de la plataforma es suficiente.
364	ACP	19	<b>Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría</b>	Parágrafo 3: Las caldas de servicio de cualquiera de los sistemas que intervengan en la transmisión de datos deberán ser informadas en el término de cuarenta y ocho horas (48 horas) mediante correo electrónico a XXXX@anh.gov.co, describiendo el inconveniente y el tiempo estimado de la solución al mismo.	El tiempo de notificación, se mantiene en 12 horas,
365	ACP	19	<b>Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría</b>	Entendemos que esto se refiere solamente a los puntos relacionados a los valores de producción, recomendamos limitar o aclarra el alcance de este punto ya que se realizan adecuaciones en el sistema de control de manera rutinaria pero sin impacto en la telemetría de producción.	Ajustar el parágrafo
366	ACIPET	19	<b>Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría</b>	Se recomienda reforzar los requerimientos de diagnóstico automático y monitoreo continuo de posibles fallas, con el fin de garantizar una detección temprana y una respuesta oportuna ante cualquier incidente que pueda afectar la operación.	La ANH sugiere la adopción e implementación de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, en el cual se incorporen recomendaciones de estándares como ISO27001, NIST, ISA/IEC 62443. En el artículo 16 y su parágrafo se contemplan estas características.
367	Ecopetrol	19	<b>Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría</b>	No existe el sistema de medición por telemetría, la telemetría se orienta a la consulta y transmisión de datos más no corresponde a una tecnología o principio de medición.	El comentario es correcto, la ANH comprende la aplicación de la tecnología en los escenarios de medición

368	FRONTERA ENERGY	19	<b>Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría</b>	Se recomienda modificar el tiempo a 48 horas: Parágrafo 3: Las caídas de servicio de cualquiera de los sistemas que intervengan en la transmisión de datos deberán ser informadas en el término de cuarenta y ocho horas (48 horas) mediante correo electrónico a XXXX@anh.gov.co, describiendo el inconveniente y el tiempo estimado de la solución al mismo.	El tiempo de notificación, se mantiene en 12 horas,
369	Ecopetrol	19	<b>Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría</b>	Se deja a consideración de la ANH, que el tiempo de subsanar hallazgos o no conformidades a los sistemas de telemetrías sea un período con base al plan de trabajo (PDT) de dicho hallazgo.	El tiempo para subsanar los hallazgos o no conformidades son definidos acorde como lo establece la ANH en la resolución. Se requiere una atención inmediata por ser equipos críticos para la operación,
370	Ecopetrol	19	<b>Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría</b>	Parágrafo 1. La resolución 40236 de 2022 no estipula frecuencias de calibración para componentes de sistemas de telemetría en tanques (medición estática).	Las variables objeto de medición están establecidas en cada gráfico y diagrama del proyecto de Resolución, las cuales no requieren calibración, lo que SI requiere calibración, son los equipos de medición y elementos e instrumentos usados en el sistema de telemetría, los cuales deben ser calibrados acorde a las rutinas establecidas en la Resolución 40236 de 2022 en la Tabla 12. Adicional, el diseño de la confirmación metrológica (calibración y verificación) de los equipos/instrumentos de medición debe ser diseñada e implementada por el Operador según se establece en el numeral 7 de la norma técnica oficializada NTC/ISO-10012, en concordancia con el Título 8, artículo 34 de la resolución 40236 de 2022.
371	Ecopetrol	19	<b>Verificación del estado del sistema de medición por Telemetría</b>	Parágrafo 3. Ampliar el plazo de entrega a 24 o 36 horas	La ANH considera que el tiempo de 12 horas para la notificación de eventos de caída de la plataforma es suficiente.
372	ACIPET	20	<b>Sanciones</b>		ELIMINAR - No presenta comentario.
373	ACP	21	<b>Vigencia</b>	Vigencia. La presente Resolución rige a partir de su expedición. Se recomienda incluir un artículo de transición.	La resolución contempla el Artículo 6. Plan de implementación y el Artículo 4. Plazos para la implementación.
374	ACIPET	21	<b>Vigencia</b>		ELIMINAR - No presenta comentario.
375	FRONTERA ENERGY	21	<b>Vigencia</b>	Vigencia. La presente Resolución rige a partir de su expedición. Se recomienda incluir un artículo de transición.	La resolución contempla el Artículo 6. Plan de implementación y el Artículo 4. Plazos para la implementación.
376	Weatherford Colombia	21	<b>Vigencia</b>	Por quanto tiempo estarían estipulando la asignación del contrato?	La resolución establece unas obligaciones para los operadores, la filosofía del proyecto no establece inversiones o costos a cargo de la ANH
377	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	1) Anexo 2 – página 41, Numeración 1, el nivel de fluido total con láser solo es ocupado para tener una referencia y realizar calibraciones de aforo de tanques, pero no es ocupado para una medición de operación ni de inventario en tanques de almacenamiento, el radar y el servo si lo son, se sugiere incorporar la tecnología Servo para Nivel de Fluido Total - Automatizada.	La ANH no puede en el proyecto de Resolución relacionar equipos o tecnologías que refieran alguna marca o proveedor específico. Sin embargo, el operador en el plan de implementación que debe presentar a la ANH, puede indicar toda tecnología que a su consideración da cumplimiento a este marco normativo. Si el tipo de medición no está considerado en la normas vigentes, el operador puede presentarlo y hacer la solicitud correspondiente a la ANH para su revisión y aprobación.
378	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	2) Anexo 2 – página 41, Numeración 2, El agua libre es la que se posiciona por debajo del hidrocarburo, no puede ser medida ni por láser ni por radar (a menos que el nivel total sea solo de agua). En el caso del agua libre (interface) se puede medir únicamente directamente con tecnología Servo (Transductor de fuerza) o a través de un sensor capacitivo que puede ir incorporado en la sonda de temperatura o por separado. Se sugiere agregar en este anexo estas tecnologías que son probadas en el mundo y de hecho se encuentran operativas en Colombia desde hace décadas, cumpliendo la normativa aplicable.	La ANH no puede en el proyecto de Resolución relacionar equipos o tecnologías que refieran alguna marca o proveedor específico. Sin embargo, el operador en el plan de implementación que debe presentar a la ANH, puede indicar toda tecnología que a su consideración da cumplimiento a este marco normativo. Si el tipo de medición no está considerado en la normas vigentes, el operador puede presentarlo y hacer la solicitud correspondiente a la ANH para su revisión y aprobación.
379	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	3) En Anexo 2 – página 41, numeración 6, muestreo TK, se recomienda dar cabida a la tecnología de muestreadores herméticos, estos evitan emanación de gases y vapores, lo que permite dar cumplimiento a evitar emisiones de los PMO, así como a la protección de salud ocupacional del personal del operador.	Los elementos, instrumentos, equipos de comunicación, hardware, certificaciones y demás tecnologías mínimas de medición se encuentran referenciados en el Anexo 2. Este anexo sirve como base orientadora. No obstante, si las compañías operadoras consideran pertinente incorporar tecnologías adicionales o no contempladas en dicho anexo, estas serán bien recibidas, siempre que se ajusten a lo dispuesto en la Resolución 40236 de 2022.  Desde la ANH reconocemos y valoramos profundamente el compromiso del sector por asegurar la calidad y confiabilidad de los datos. Por ello, promovemos el uso de tecnologías actualizadas, robustas y seguras, acordes con las soluciones que ofrece el mercado de IoT (Internet Industrial de las Cosas).

380	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	ANEXO 2	ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA	4) En anexo 2 -pagina 44, numeración 34, medición gas volumen de quema, se sugiere incorporar en el tipo de instrumento la tecnología laser-óptica.	<p>Los elementos, instrumentos, equipos de comunicación, hardware, certificaciones y demás tecnologías mínimas de medición se encuentran referenciados en el Anexo 2. Este anexo sirve como base orientadora. No obstante, si las compañías operadoras consideran pertinente incorporar tecnologías adicionales o no contempladas en dicho anexo, estas serán bien recibidas, siempre que se ajusten a lo dispuesto en la Resolución 40236 de 2022.</p> <p>Desde la ANH reconocemos y valoramos profundamente el compromiso del sector por asegurar la calidad y confiabilidad de los datos. Por ello, promovemos el uso de tecnologías actualizadas, robustas y seguras, acordes con las soluciones que ofrece el mercado de IIoT (Internet Industrial de las Cosas).</p>
381	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	ANEXO 2	ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA	5) Se sugiere incorporar en el Anexo 2 la medición estática de volumen de Gas líquido, y para ello se utiliza el tipo de instrumento de nivel tecnología Servo con transductor de fuerza.	<p>Los elementos, instrumentos, equipos de comunicación, hardware, certificaciones y demás tecnologías mínimas de medición se encuentran referenciados en el Anexo 2. Este anexo sirve como base orientadora. No obstante, si las compañías operadoras consideran pertinente incorporar tecnologías adicionales o no contempladas en dicho anexo, estas serán bien recibidas, siempre que se ajusten a lo dispuesto en la Resolución 40236 de 2022.</p> <p>Desde la ANH reconocemos y valoramos profundamente el compromiso del sector por asegurar la calidad y confiabilidad de los datos. Por ello, promovemos el uso de tecnologías actualizadas, robustas y seguras, acordes con las soluciones que ofrece el mercado de IIoT (Internet Industrial de las Cosas).</p> <p>Si el tipo de medición no esta considerado en la normas vigentes, el operador puede presentarlo y hacer la solicitud correspondiente a la ANH para su revisión y aprobación.</p>
382	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	ANEXO 3	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÍNIMAS PARA UNIDADES CONTROLADORAS Y EQUIPOS ELECTRONICOS	6) Anexo 3 – página 48, tecnología de comunicación. Se sugiere agregar el protocolo Bi Phase Mark desde los instrumentos de campo a cuarto de control, teniendo en cuenta que los que están enunciados en ésta sección no soportan largas distancias y también incluir ISA 100 como alternativa de conectividad inalámbrica.	<p>Los aspectos, especificaciones y requisitos tecnicos del cuadro 4 en el anexo 3 y al igual que el anexo 2 sirven como base orientadora y si los operadores consideran pertinente incorporar tecnologías adicionales o no contempladas en dicho anexo, estas serán bien recibidas, siempre que se ajusten a lo dispuesto en la Resolución 40236 de 2022.</p>
383	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	ANEXO 2	ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA	7) Anexo 2 página 43, numeración 30, se sugiere en la capturad e variable automatizada incorporar Tipo de Instrumento analizador en linea.	<p>Los elementos, instrumentos, equipos de comunicación, hardware, certificaciones y demás tecnologías mínimas de medición se encuentran referenciados en el Anexo 2. Este anexo sirve como base orientadora. No obstante, si las compañías operadoras consideran pertinente incorporar tecnologías adicionales o no contempladas en dicho anexo, estas serán bien recibidas, siempre que se ajusten a lo dispuesto en la Resolución 40236 de 2022.</p> <p>Desde la ANH reconocemos y valoramos profundamente el compromiso del sector por asegurar la calidad y confiabilidad de los datos. Por ello, promovemos el uso de tecnologías actualizadas, robustas y seguras, acordes con las soluciones que ofrece el mercado de IIoT (Internet Industrial de las Cosas).</p>
384	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	ANEXO 2	ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA	8) Anexo 2 cuadro 2, instrumentación para Gas, en las numeraciones 40 a 54, se sugiere en el tipo de instrumento incorporar la opción de "analizar en línea", ya que existen hoy día otras tecnologías además de la cromatografía.	<p>Los elementos, instrumentos, equipos de comunicación, hardware, certificaciones y demás tecnologías mínimas de medición se encuentran referenciados en el Anexo 2. Este anexo sirve como base orientadora. No obstante, si las compañías operadoras consideran pertinente incorporar tecnologías adicionales o no contempladas en dicho anexo, estas serán bien recibidas, siempre que se ajusten a lo dispuesto en la Resolución 40236 de 2022.</p> <p>Desde la ANH reconocemos y valoramos profundamente el compromiso del sector por asegurar la calidad y confiabilidad de los datos. Por ello, promovemos el uso de tecnologías actualizadas, robustas y seguras, acordes con las soluciones que ofrece el mercado de IIoT (Internet Industrial de las Cosas).</p>
385	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	ANEXO 2	ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA	9) Anexo 2 cuadro 2, instrumentación para Gas, en la numeración 55, creamos que hay un error en el tipo de instrumento, debería decir Transmisor de Presión.	Se modifica tipo de instrumento en Cuadro 2 del Anexo 2.

386	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	10) Anexo 2 cuadro 2, instrumentación para Gas, en la numeración 64, creemos que hay un error en las siglas DHCP y en el tipo de instrumento analizador en línea/cromatógrafo.	Pertenece a las siglas del cuadro correspondiente a 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 , las siglas DHCP corresponden para el contexto de este cuadro a la presión de referencia del Dew Point
387	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	11) Anexo 2 cuadro 2, instrumentación para Gas, en la numeración 65, creemos que hay un error en el tipo de instrumento analizador en línea/cromatógrafo.	Se realiza el cambio del tipo de instrumento correspondiente en el cuadro de la resolución. Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo
388	INGENIERIA SUMINISTRO S Y REPRESENTACIONES DE COLOMBIA - INSURCOL SAS	ANEXO 3	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MÍNIMAS PARA UNIDADES CONTROLADORAS Y EQUIPOS ELECTRONICOS</b>	12) Anexo 3 construcción del sensor, se sugiere contemplar todas las certificaciones que hoy día tienen las diferentes tecnologías, tales como "certificación ATEX, IECEx, UL / FM o CSA para usar en áreas clasificadas (zonas peligrosas)	Los aspectos, especificaciones y requisitos técnicos del cuadro 4 en el anexo 3 y al igual que el anexo 2 sirven como base orientadora y si los operadores consideran pertinente incorporar tecnologías adicionales o no contempladas en dicho anexo, estas serán bien recibidas, siempre que se ajusten a lo dispuesto en la Resolución 40236 de 2022.
389	ACIPET	Adicionales.	<b>OTROS</b>	Se recomienda que la ANH incluya programas de capacitación técnica y acompañamiento en la implementación, especialmente para pequeños operadores. Además, se sugiere contemplar apoyos económicos o incentivos para campos con baja producción, lo cual podría facilitar la adopción de nuevas normativas y mejorar el desempeño en estos campos.	La normativa referida tiene por objeto establecer lineamientos para el desarrollo de la fiscalización. En su contenido no determina obligaciones para la autoridad fiscalizadora de financiar aspectos operativos, entre otros, aquellos que se refieran a la medición en tiempo real e implementación de sistemas tecnológicos para tal fin, estas actividades corresponden exclusivamente al operador, incluyendo las de capacitación a todo el personal involucrado en la operación de los campos productores de hidrocarburos. Con esto se aclara que no es función de la ANH capacitar a las compañías operadoras en el cumplimiento de la normatividad regulatoria y por el contrario se establece que la ANH vigilará y asegurará que el operador cumpla la normatividad vigente. En conclusión es la ANH un actor clave, técnico y regulador en la cadena de los hidrocarburos, que ejerce la competencia de fiscalizar la exploración y explotación de estos recursos naturales, en cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente y los lineamientos emitidos por el Ministerio de Minas y energía. Que en ningún caso, le atribuye alguna responsabilidad sobre la capacitación y/o financiación de elementos de la operación y de responsabilidad de las operadoras.
390	ACIPET	Adicionales.	<b>OTROS</b>	ACIPET propone que se realice una discusión técnica multisectorial, liderada por el Ministerio de Minas y Energía, antes de la adopción definitiva de la resolución. Esta discusión permitiría una revisión más profunda de los aspectos técnicos y operativos, asegurando que las medidas sean viables y beneficiosas para todos los sectores involucrados.	Desde la ANH se analizará y contemplará la posibilidad de realizar diferentes sesiones con las compañías operadoras para realizar discusiones técnicas multisectoriales, con relación al proyecto de resolución.
391	ACIPET	Adicionales.	<b>OTROS</b>	Asimismo, se debe establecer claridad en el mes y año de cada resolución, la resolución No. 0056 de 2024 expedida por varias entidades públicas, Resolución 40537 de 11 dic 2024 Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos. Es importante precisar que la Resolución 0056 de 2024 debe identificar claramente la entidad emisora, ya que resoluciones con la misma numeración han sido expedidas por distintas entidades del Estado con contenidos diversos.	Se validaran las resoluciones según el ente emisor.

392	ACIPET	Adicionales.	OTROS	Adicionalmente, se recomienda aclarar las funciones delegadas a la ANH por el Ministerio de Minas y Energía, conforme al artículo 7 de la Ley 2056 de 2020, que la asigna la responsabilidad de fiscalizar la exploración, explotación, medición de volúmenes de producción y el desmantelamiento de pozos.	En atención a su observación, es pertinente precisar que la función de fiscalización atribuida a la ANH no corresponde a una delegación otorgada por el Ministerio de Minas y Energía (MME), sino una competencia legal atribuida directamente a esta entidad conforme a lo dispuesto en el artículo 7 de la Ley 2056 de 2020. En ese sentido, la fiscalización de la exploración, explotación, medición de volúmenes de producción y desmantelamiento de pozos no se enmarca únicamente en el cumplimiento de lineamientos de política sectorial, sino que responde a un mandato legal expreso, cuyo objeto es garantizar la veracidad, integridad y oportunidad de la información técnica relativa al aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos, conforme lo dispuesto en la misma Ley. Por lo anterior, el acto administrativo al que se hace referencia no se limita a un componente instrumental de política pública, sino que desarrolla una obligación legal de carácter técnico y operativo, fundamental tanto para esta Entidad como para los operadores. En consecuencia, el reporte certero y en tiempo real de los datos de medición constituye una herramienta esencial para La fiscalización efectiva del recurso, El fortalecimiento de la trazabilidad de la producción nacional, y El soporte técnico de la asignación de regalías y la proyección de reservas del país. Así, la implementación de mecanismos de sistematización y modernización en los procesos de reporte responde no solo a un criterio de eficiencia institucional, sino a una necesidad legal de control, supervisión y transparencia del recurso estratégico nacional.
393	ACIPET	Adicionales.	OTROS	Estas responsabilidades están orientadas a garantizar que el MME cuente con información técnica oportuna para el desarrollo adecuado de la política sectorial. Por tanto, es clave validar la utilidad práctica de lo dispuesto, en función de su impacto real sobre la industria.	En atención a su observación, es pertinente precisar que la función de fiscalización atribuida a la ANH no corresponde a una delegación otorgada por el Ministerio de Minas y Energía (MME), sino una competencia legal atribuida directamente a esta entidad conforme a lo dispuesto en el artículo 7 de la Ley 2056 de 2020. En ese sentido, la fiscalización de la exploración, explotación, medición de volúmenes de producción y desmantelamiento de pozos no se enmarca únicamente en el cumplimiento de lineamientos de política sectorial, sino que responde a un mandato legal expreso, cuyo objeto es garantizar la veracidad, integridad y oportunidad de la información técnica relativa al aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos, conforme lo dispuesto en la misma Ley. Por lo anterior, el acto administrativo al que se hace referencia no se limita a un componente instrumental de política pública, sino que desarrolla una obligación legal de carácter técnico y operativo, fundamental tanto para esta Entidad como para los operadores. En consecuencia, el reporte certero y en tiempo real de los datos de medición constituye una herramienta esencial para La fiscalización efectiva del recurso, El fortalecimiento de la trazabilidad de la producción nacional, y El soporte técnico de la asignación de regalías y la proyección de reservas del país. Así, la implementación de mecanismos de sistematización y modernización en los procesos de reporte responde no solo a un criterio de eficiencia institucional, sino a una necesidad legal de control, supervisión y transparencia del recurso estratégico nacional.
394	FRONTERA ENERGY	Adicionales.	OTROS	Se recomienda evaluar y considerar impacto de costos para viabilidad de las implementaciones.	El artículo 3º establece que la ANH vigilará y asegurará que el operador cumpla la normativa regulatoria, por ejemplo, a través del desarrollo e implementación de medidas de modernización para que los operadores establezcan sistemas seguros digitales de medición en cumplimiento de la Resolución 40036 de 2022. El Artículo 4º establece que la ANH deberá realizar una fiscalización técnica, sistemática y eficiente en todo el país, incluso en etapas de abandono de pozos. Así mismo como usar herramientas tecnológicas para mejorar el seguimiento y garantizar el acceso de información al Ministerio de Minas y Energía, coordinar con esta entidad la elaboración y entrega de reportes, visitas e implementación de la política energética. Custodiar la información física y digital conforme a las normas de archivo, y Apoyar proyectos especiales como los de producción incremental y yacimientos no convencionales. Es decir, actividades como autoridad fiscalizadora, en su ejercicio de vigilancia, mas no de operación que a todas luces corresponde a las compañías. El artículo 5º por su parte, establece el mecanismo para que la ANH reciba y administre recursos del Sistema General de Regalías (SGR), con Planeación anticipada (solicitud de recursos cada bienio), Revisión y aprobación del Ministerio, Uso exclusivo para fiscalización, y Rendición de cuentas anual, desglosada por líneas de inversión, señalando de manera precisa que estos recursos se destinarán al cumplimiento de la función fiscalizadora, que es definida en el artículo 17 de la Ley 2056 de 2020.  En conclusión es la ANH un actor clave, técnico y regulador en la cadena de los hidrocarburos, que ejerce la competencia de fiscalizar la exploración y explotación de estos recursos naturales, en cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente y los lineamientos emitidos por el Ministerio de Minas y energía. Que en ningún caso, le atribuye alguna responsabilidad sobre la evaluación y consideración de impacto de costos para las implementaciones por el operador.
395	Ecopetrol	ANEXO 4	ARCHIVO TIPO JSON GENERADO POR LAS OPERADORAS	Anexo 4: Cómo se oficializan los usuarios para el envío del informe, tienen algún requisito mínimo de este usuario, cuantos usuarios son admitidos, se hará por campo el número asignado de usuarios?.	Mediante comunicación entre la ANH y las operadoras mediada por una solicitud de asignación de credenciales de usuario se hará llegar esta información.
396	Ecopetrol	ANEXO 2	ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA	Comentarios al Anexo 2:	ELIMINAR - No presenta comentario.

397	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	1. Considerar la ampliación de los tipos tecnologías de los instrumentos de medición estática y dinámica relacionados.	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
398	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	2. Tener en cuenta una evaluación técnico-económico para agua y gas que defina un parámetro como criterio de implementación de tecnologías relacionadas en el ANEXO 2, igual que se hizo para el caso de crudo en el Art 17.	Las condiciones fueron establecidas de manera técnica y acorde con el pareto de producción de hidrocarburos a nivel país y a la necesidad de modernización del informe diario de producción IDP.
399	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	3. Ampliar rango de tecnologías para transmisores en los PMO estática.	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
400	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	4. Considerar la ampliación de los tipos tecnologías de los instrumentos de medición estática y dinámica relacionados.	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
401	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	Comentarios al Anexo 2, cuadro 1:	ELIMINAR - No presenta comentario.
402	Ecopetrol	Adicionales.	<b>OTROS</b>	1. No es clara la columna Numeración a que hace referencia	ELIMINAR - No presenta comentario.
403	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	2. Crudo. Columna Tipo instrumento aplica también para tipo magnetorestrictivo se debería incluir	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
404	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	3. Crudo. Temperatura ambiente. ¿La captura de la variable puede ser constante o ingresada manualmente por el operador?	Esta variable debe ser por telemetría
405	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	4. Gas. Columna Tipo instrumento: incluir platinas de orificio, dispersión térmica, ultrasónico	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
406	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	5. Gas. Columna captura de variable. Incluir la captura de forma manual	Las variables de gas es necesario asegurarlas por telemetría, sino se cuenta con el instrumento o el equipo la captura de la variable de forma manual sería como un plan de contingencia.
407	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	6. Agua. Tipo de instrumento. Incluir medidores electromagnéticos, vortex	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
408	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	Ampliar rango de tecnologías para transmisores en los PMO estática.	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
409	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	Considerar la ampliación de los tipos tecnologías de los instrumentos de medición estática y dinámica relacionados.	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
410	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	Tener en cuenta una evaluación técnico-económico para agua y gas que defina un parámetro como criterio de implementación de las tecnologías relacionadas en el ANEXO 2, igual que se hizo para el caso de crudo en el Art 17.	Las condiciones fueron establecidas de manera técnica y acorde con el pareto de producción de hidrocarburos a nivel país y a la necesidad de modernización del informe diario de producción IDP.
411	ACP	Anexo 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA. Por favor considerar otras tecnologías como los diferenciales de presión para la conversión y cuantificación de nivel en tanque.	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
412	ACP	Anexo 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA. Para el tipo de tecnología utilizada en quema no incluyen los medidores de dispersión térmica ni tipo platina de orificio, igual para gas consumido. Numeración 34, 36, 21, 39	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
413	ACP	Anexo 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	Todas las capturas de las variables relacionadas con cromatografía, deben poder ser entregadas de forma manual para los PMO de gas que no cuentan con un cromatógrafo en línea. Numeración de la 40 a la 65.	Para los términos de esta resolución, la visión es que todo el gas comercializado al SNT o fuera de condiciones RUT, cuente con la instalación de los cromatógrafos en línea para su aseguramiento diario de los cambios en la calidad de los hidrocarburos gaseosos.  Para aquellos campos que no comercialicen el gas y que no cuenten con estos equipos en su campo, el operador debe notificar en el plan de implementación su futuro aseguramiento de estas variables por medio de esta tecnología. Lo anterior a necesidad de la ANH como se expresa en el documento de proyecto de resolución.
414	ACP	Anexo 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	La numeración "30" para la aplicación (IDP) "BSW", permite la captura de la variable en modo automático, con caudalímetros multifásicos, esto debería también permitido para las numeraciones: 19, 20, 21 y 22.	La captura de la variable para los registros en cuestión es de manera manual.

415	ACP	Anexo 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	La numeración "34" para la aplicación (IDP) "Tipo de movimiento o disposición", debería permitir, que la captura de esta variable se entregue también en modo manual, para los casos en los cuales este volumen se calcule por balance.	Para los términos de esta resolución, la visión es que todo el gas comercializado al SNT o fuera de condiciones RUT, cuente con la instalación de los cromatógrafos en línea y medidores de volumen para su aseguramiento diario de los cambios en la calidad y cantidad de los hidrocarburos gaseosos.  Para aquellos campos que no comercialicen el gas y que no cuenten con estos equipos en su campo, el operador debe notificar en el plan de implementación su futuro aseguramiento de estas variables por medio de esta tecnología, acorde con lo establecido con la Resolución 40236 de 2022.
416	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	No es claro a qué hace referencia la columna Numeración	La numeración está relacionada con los diagramas de flujo de información de medición del IDP, que se encuentran en las Figuras 1 a 4
417	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	Crudo. Columna Tipo instrumento aplica también para tipo magnetorestrictivo se debería incluir	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
418	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	Crudo. Temperatura ambiente. ¿La captura de la variable puede ser constante o ingresada manualmente por el operador?	Esta variable debe ser por telemetría
419	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	Gas. Columna Tipo instrumento: incluir platinas de orificio, dispersión térmica, ultrasónico	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
420	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	Gas. Columna captura de variable. Incluir la captura de forma manual	Las variables de gas es necesario asegurarlas por telemetría, sino se cuenta con el instrumento o el equipo la captura de la variable de forma manual sería como un plan de contingencia.
421	Ecopetrol	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	Agua. Tipo de instrumento. Incluir medidores electromagnéticos, vortex	El listado de tecnologías es una referencia, que se considera el punto de entrada para la implementación de las tecnologías
422	Ecopetrol	ANEXO 4	<b>ARCHIVO TIPO JSON GENERADO POR LAS OPERADORAS</b>	Sobre el archivo tipo JSON generado por las operadoras: ¿Cómo se oficializan los usuarios para el envío del informe, tienen algún requisito mínimo de este usuario, cuantos usuarios son admitidos, se hará por campo el número asignado de usuarios?	Mediante comunicación entre la ANH y las operadoras mediada por una solicitud de asignación de credenciales de usuario se hará llegar esta información.
423	ACP	4	<b>Plazos para la implementación</b>	Existen puntos de medición no oficiales que son solo referenciales por lo que no tendría utilidad para la ANH este tipo de datos.	Los puntos de medición oficial (PMO) y los diferentes puntos establecidos en el proyecto de resolución para implementación de los sistemas de telemetría a partir de unos rangos de volumen establecidos en el artículo 4, son los requeridos por la ANH y el IDP en la necesidad de modernizar la fiscalización en campos productores de hidrocarburos en el país
424	ACP	ANEXO 2	<b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b>	¿Qué pasa con aquellas variables que no están telemetradas, como por ejemplo presión y temperatura en boca de Pozo. ¿Se puede omitir el envío de ese dato, entre otros?	En el anexo 2 para estas variables y otras se hace referencia a la instrumentación y captura del dato de manera manual(Baja frecuencia) o digital (Alta frecuencia) y en ambos casos el dato se debe registrar y conformar el archivo JSON entregable a la ANH.
425	ACP	Adicionales.	<b>OTROS</b>	A lo largo del documento existen errores de referencia que no señalan apartados del documento y en cambio exponen el error: "¡Error! No se encuentra el origen de la referencia."	Se harán los ajustes correspondientes en los orígenes de referencia.

426	ACP	ANEXO 2	<p><b>ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACIÓN PARA CRUDO, GAS Y AGUA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• En Colombia no existe laboratorio que realice la certificación ONAC de medidores de gas para los rangos de flujo que se manejan en Llanos Norte.</li> <li>• En Colombia no existe laboratorio que realice certificación ONAC de radares.</li> <li>• La verificación de radares se hace con cinta de acuerdo con la norma API MPMS 3.1B. Verificación con patrones electrónicos no hay una norma hasta hoy.</li> </ul> <p>Las mediciones de temperatura son analógicas y se lleva registro de las mediciones en tanques de acuerdo con altura y la medición que se hace al momento de hacer la medición con cinta, esto lleva a tener altos costos de implementación. Para LLN preliminarmente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 9 transmisores de temperatura para tanques</li> <li>• 12 transmisores de temperatura ambiente</li> <li>• 12 convertidores de señal tri-loop</li> <li>• 2 transmisores de nivel e interfaz</li> <li>• 11 medidores tipo Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo para medir inyección de agua</li> <li>• 3 medidores tipo Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo para medir gas en Teas de alta</li> <li>• 1 medidor tipo Coriolis/Turbina/Rotativos/Computador de flujo para medir gas consumido por Genser Power</li> <li>• Módulos Allen-Bradley para lectura de señales desde los PLC</li> </ul> <p>Estos montos &gt; 500 KUSD de inversión no están presupuestados para ejecutar en 2025.</p> <p>• Implementar facilidad para calibración de equipos dinámicos de alto</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La confirmación de los radares se debe llevar a cabo según lo señalado en la Resolución 40236 de 2022 en su Artículo 34, numeral 11. Existe evidencia de esta actividad en el segmento midstream. La actividad generalmente es llevada a cabo por el representante de la marca del equipo, de acuerdo con instructivo del fabricante.</li> <li>- El proyecto de modernización de la fiscalización está conectado con requerimientos establecidos en el documento CONPES 4075 de 2022 y con informes de auditorías de cumplimiento a la función de fiscalización a la ANH emitidos por la CGR (Informes 2019EE0154579 y CAT_1964_2022_1).</li> </ul>
427	Ecopetrol	Adicionales.	<p>OTROS</p> <p>Respetuosamente nos permitimos resaltar que los costos del desarrollo de la implementación de los proyectos de telemetría en el país deberían ser asumidos por el Sistema General de Regalías - SGR, toda vez que hacen parte de los lineamientos técnicos en materia de fiscalización, como función que se le asignó a la ANH como ente de Fiscalización y que están establecidos en los artículos 3, 4 y 5 de la Resolución 40009 del 14 de enero de 2021.</p> <p>Por lo anterior, la obligación de los Operadores solo debe llegar hasta el aseguramiento de la automatización de los Procesos Operativos.</p> <p>Mientras que los ajustes y adaptaciones que deba hacer la ANH y los costos de instalación y operación asociados deben ser asumidos con recursos públicos.</p>	<p>No, la normativa referida tiene por objeto establecer lineamientos para el desarrollo de la fiscalización. En su contenido no determina obligaciones para la autoridad fiscalizadora de financiar aspectos operativos, entre otros, aquellos que se refieran a la medición en tiempo real e implementación de sistemas tecnológicos para tal fin, estas actividades corresponden exclusivamente al operador. El artículo 3º establece que la ANH vigilará y asegurará que el operador cumpla la normativa regulatoria, por ejemplo, a través del desarrollo e implementación de medidas de modernización para que los operadores establezcan sistemas seguros digitales de medición en cumplimiento de la Resolución 40036 de 2022. El Artículo 4º establece que la ANH deberá realizar una fiscalización técnica, sistemática y eficiente en todo el país, incluso en etapas de abandono de pozos. Así mismo como usar herramientas tecnológicas para mejorar el seguimiento y garantizar el acceso de información al Ministerio de Minas y Energía, coordinar con esta entidad la elaboración y entrega de reportes, visitas e implementación de la política energética, Custodiar la información física y digital conforme a las normas de archivo, y Apoyar proyectos especiales como los de producción incremental y yacimientos no convencionales. Es decir, actividades como autoridad fiscalizadora, en su ejercicio de vigilancia, mas no de operación que a todas luces corresponde a las compañías. El artículo 5º por su parte, establece el mecanismo para que la ANH reciba y administre recursos del Sistema General de Regalías (SGR), con Planeación anticipada (solicitud de recursos cada bienio), Revisión y aprobación del Ministerio, Uso exclusivo para fiscalización, y Rendición de cuentas anual, desglosada por líneas de inversión, señalando de manera precisa que estos recursos se destinarán al cumplimiento de la función fiscalizadora, que es definida en el artículo 17 de la Ley 2056 de 2020.</p> <p>En conclusión es la ANH un actor clave, técnico y regulador en la cadena de los hidrocarburos, que ejerce la competencia de fiscalizar la explotación y explotación de estos recursos naturales, en cumplimiento de lo dispuesto en la normativa vigente y los lineamientos emitidos por el Ministerio de Minas y energía. Que en ningún caso, le atribuye alguna responsabilidad sobre la financiación de elementos de la operación y de responsabilidad de las operadoras.</p>
428	Ecopetrol	Adicionales.	<p>OTROS</p> <p>¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.</p> <p>Corregir y asociar la normativa a la cual hace referencia, esto se encuentra alrededor de todo el documento.</p>	<p>Se harán los ajustes correspondientes en los orígenes de referencia.</p>