



Memorando

Bogotá, D.C.

PARA: Felipe González Penagos
Dirección De Hidrocarburos

DE: Grupo de Midstream

ASUNTO: Concepto Técnico sobre la reglamentación del transporte por Oleoducto Multifásico

De acuerdo con la directriz de la Oficina Asesora Jurídica, impartida mediante memorando No. 2016013620 del 29 de febrero de 2016, sobre la necesidad de expedir conceptos técnicos para soportar los actos administrativos, la Dirección de Hidrocarburos se permite mediante el presente concepto técnico, exponer los argumentos normativos y técnicos para la expedición del acto administrativo que contendrá la reglamentación del transporte por Oleoducto Multifásico.

En línea con las políticas del Gobierno nacional en relación con la promoción de iniciativas orientadas a la optimización de los costos, y partiendo de la premisa que a través de la utilización de fuentes, redes e infraestructura existentes, se sortearían los impactos asociados a los altos costos de construcción de nuevas redes para la incorporación de los nuevos volúmenes de hidrocarburos reduciendo el traslado de costos ineficientes a la demanda y evitando nuevos impactos ambientales y sociales en las zonas que ya fueron intervenidas, nos permitimos emitir el concepto de la referencia atendiendo las motivaciones sustentadas en la comunicación 1-2023-034138 de Cenit fechada el 10 de julio de 2023.

1. ANTECEDENTES NORMATIVOS

Ministerio de Minas y Energía

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co

Dirección: Calle 43 No.57 – 31 CAN, Bogotá D.C., Colombia

Conmutador: (60) +1 220 0300

Línea Gratuita: 01 8000 910 180



La reglamentación vigente de las actividades de la cadena productiva de los hidrocarburos en Colombia parte del marco normativo contenido en el Código de Petróleos, el cual conforme a lo establecido en el artículo 1 del Decreto 1056 de 1953, indicó que las disposiciones objeto de dicho código se refieren a *“...las mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea el estado físico de aquéllas, y que componen el petróleo crudo, lo acompaña o se derivan de él.”*

Se ha identificado por parte del mercado oportunidades de aprovechamiento, reconversión y repotenciación de infraestructura, y la oportunidad de desarrollar nuevos esquemas de conducción de fluidos asociados a la explotación de hidrocarburos, que contribuirán con el abastecimiento de gas natural en el país. Por tratarse de una actividad de transporte, es fundamental atender lo señalado en el artículo 212 del Código de petróleos, esto es, que el transporte de petróleo constituye un servicio público, razón por la cual las personas o entidades dedicadas a esta actividad deberán ejercerla de conformidad con las reglamentaciones que dicte el Gobierno, en guarda de los intereses generales.

Ahora bien, el Ministerio de Minas y Energía a través de las facultades conferidas a la Dirección de Hidrocarburos, ha reglamentado y expedido a través de actos administrativos, los lineamientos técnicos y tarifarios para el desarrollo de la actividad de transporte de crudo por Oleoductos; actualmente las políticas y lineamientos inherentes a la actividad de transporte por oleoducto a la que podremos llamar convencional están contenidos en la Resoluciones MME 72145 y 72146 de 2014.

En ese sentido, estas definiciones han permitido al Gobierno nacional garantizar la evacuación de hidrocarburos desde las fuentes de producción hasta las refinerías o puertos de exportación de manera eficiente, segura y en condiciones técnicas y operativas adecuadas, así mismo ha garantizado la compensación establecida en favor de los municipios por cuyas jurisdicciones atraviesa este tipo de infraestructura. Así las cosas, la Dirección de Hidrocarburos ha establecido los criterios generales para el recaudo y pago del impuesto de transporte.

Sin embargo, se ha evidenciado que el transporte de fluidos compuestos que incluyen gas natural no combustible, hidrocarburos líquidos, agua y fluidos inyectados, o cualquier combinación de estos, en adelante transporte de



fluidos multifásicos- y que a todas luces no constituye el transporte de un producto estándar, tienen características técnicas y operativas particulares, pero que en garantía del cumplimiento del marco general de las actividades definidas en el Código de Petróleos se considera pertinente la creación de una nueva categoría de oleoducto dentro de una reglamentación general que la regule.

Dicha reglamentación debe garantizar la transparencia de la información y el acceso a la infraestructura de transporte asociada, así como los lineamientos para mantener la integridad de los ductos y sus facilidades asociadas y se permita el ejercicio de la actividad de control y vigilancia por parte de las autoridades velando por la correcta prestación del servicio público. Finalmente, se espera incentive el desarrollo de proyectos de esta categoría.

El desarrollo normativo del marco reglamentario que incentive tanto el aprovechamiento de infraestructura promueva la eficiencia financiera de los proyectos, mitigue los impactos ambientales, sociales y económicos de cara al medio ambiente y la comunidad, y promuevan la soberanía energética, se encuentra alineado con las directrices del Eje de Transformación 4. Internacionalización, transformación productiva para la vida y acción climática, pilar / catalizador 3 “Desarrollo económico a partir de eficiencia energética, nuevos energéticos y minerales estratégicos para la transición”, de que trata la Ley 2294 del 19 de mayo de 2023, mediante la cual se expidió el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida”. De acuerdo con la mencionada ley, los Proyectos de Transporte de Fluidos Multifásicos contribuirán al proceso de descarbonización de la matriz energética colombiana y asegurarán la soberanía energética durante la consolidación de la transición energética justa.

De esta forma, la oportunidad en el proceso de expedición de la reglamentación propende por el desarrollo de estrategias sectoriales e incentiva nuevos esquemas de transporte por ducto, de tal forma que mediante la disponibilidad de facilidades de evacuación para las fuentes de producción de hidrocarburos que cuentan con contratos de asignación, se generen las condiciones regulatorias y de mercado necesarias que reduzcan el riesgo que se ha identificado en un escenario base de oferta-demanda, donde se proyecta que el país podría sufrir déficit en la oferta de gas natural en el corto plazo, el cual podría resultar más crítico para el interior del país.



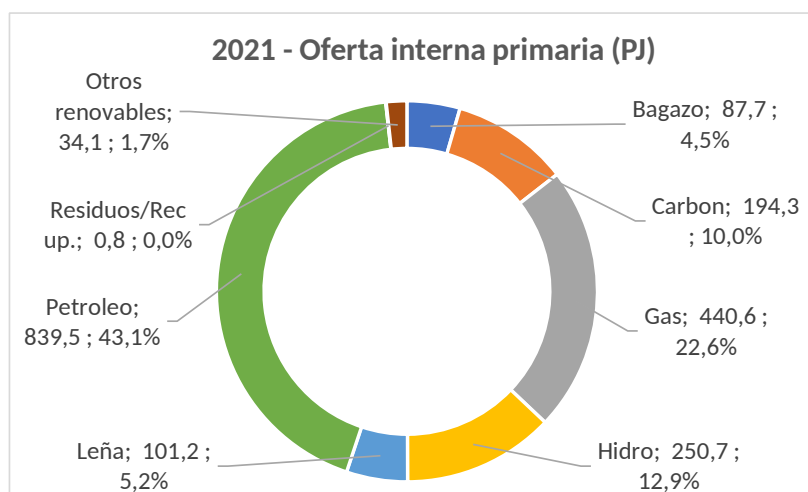
2. ANTECEDENTES TÉCNICOS

La gobernanza energética, el aseguramiento de la prestación de los servicios públicos y la garantía en el abastecimiento de los energéticos son unos de los principios fundamentales del Gobierno nacional. Tal como señala el Plan Energético Nacional de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME *“los servicios energéticos no son fines en sí mismos, sino habilitantes de una sociedad digna de vivirse. La planeación de la visión de largo plazo para el sector energético colombiano”*.

Adicionalmente, En relación con el proceso de planeación integral de la transformación de la matriz energética nacional, se señala: *“Es importante destacar que la transformación energética implica cambios profundos en el funcionamiento de los sectores energéticos y en el uso de los recursos por parte de la sociedad. Este proceso a largo plazo requiere inversiones significativas y conlleva cambios en el comportamiento de las personas, siendo fundamental garantizar la equidad en la transición y considerar los aspectos de justicia social y distribución de beneficios. El nivel de ambición determinará el grado de avance del país en el cumplimiento de sus compromisos ambientales y climáticos, así como en el desarrollo de un sector más eficiente, competitivo y con nuevas capacidades.”*

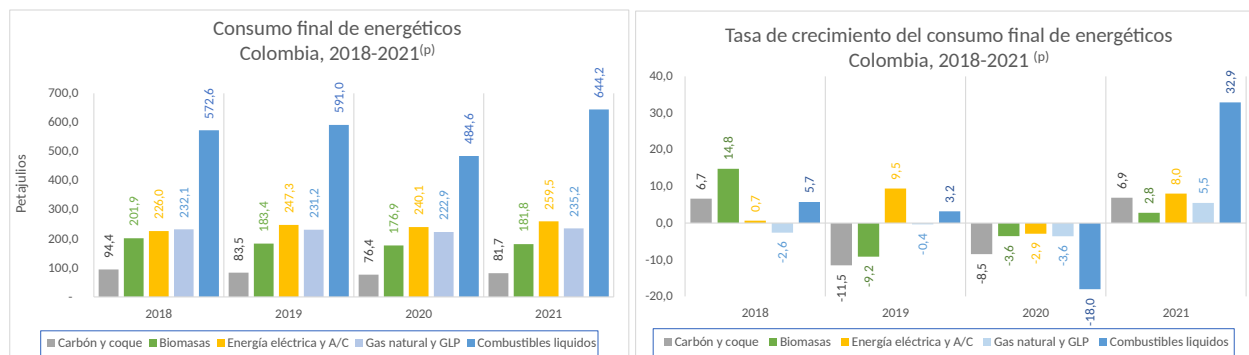
Teniendo en consideración lo anterior, la construcción de una transición energética justa y responsable y bajo el principio de gradualidad es fundamental asegurar la disponibilidad de los recursos energéticos provenientes en este caso de los hidrocarburos de forma eficiente y continua.

En Colombia, la oferta de energía primaria compuesta por petróleo, gas natural y carbón ha mantenido una participación del 75,7% en 2020 y 2021.



Fuente: UPME-Subdirección de Demanda, BECO, informe 2022.

Ahora bien, en cuanto al consumo final de energéticos en Colombia se registraron mayores crecimientos en el consumo final entre 2020 y 2021 en: los combustibles líquidos (32,9%), energía eléctrica y auto/cogeneración (8,0%), y carbón y coque (6,9%). Por su parte, el consumo final de gas natural aumentó 5,5% y el de biomásas 2,8% en este mismo período.



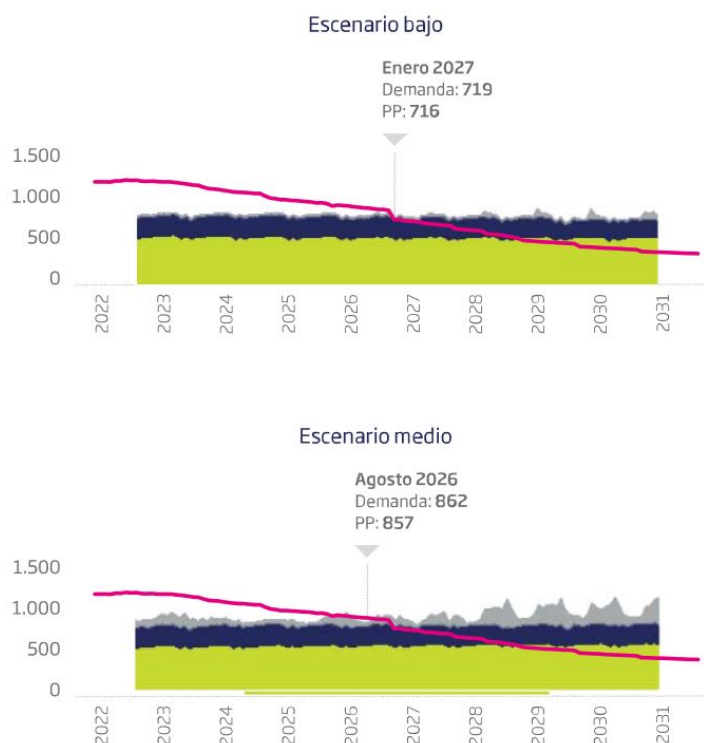
Fuente: UPME-Subdirección de Demanda, BECO, informe 2022.

Adicionalmente, es importante considerar que el mercado energético en Colombia ha estimado que la demanda de energía crecerá 1.0%-1.5% por año, con mayor relevancia en las energías renovables a partir de 2030, y de esa forma también se ha indicado un crecimiento sostenido de demanda de energías a de fuentes provenientes de los hidrocarburos.



Uno de los aspectos fundamentales en el aprovechamiento de las fuentes actuales de producción de hidrocarburos, es la adición de volúmenes adicionales de gas natural al balance oferta y demanda del país, puesto que este energético ha representado el 21% de la demanda de energía primaria y que a través de las políticas de masificación ha logrado una cobertura del 89% (cerca de 11 millones de hogares y ~640k vehículos con GNV).

No obstante, y de acuerdo con los escenarios bajo y medio de oferta-demanda conforme a los pronósticos del sector¹ “(...) se detectan posibles déficits de gas a partir de enero de 2027 y noviembre de 2025, respectivamente, hasta finales de 2031”, de acuerdo con las siguientes gráficas.



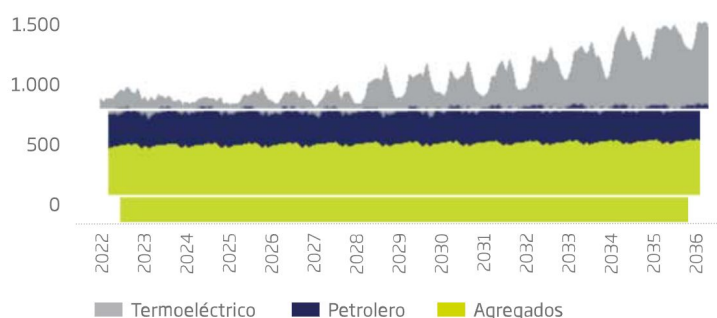
Fuente: Promigas, datos de potencial de producción de la declaratoria de producción 2022-2031 MME, Escenario medio proyección de demanda UPME, informe 2022.

¹ <https://www.promigas.com/InformeSectorGas2022/Paginas/Cifras-del-sector.aspx#:~:text=Este%20campo%2C%20en%20el%20periodo,de%2027%20%25%20del%20total%20nacional.>

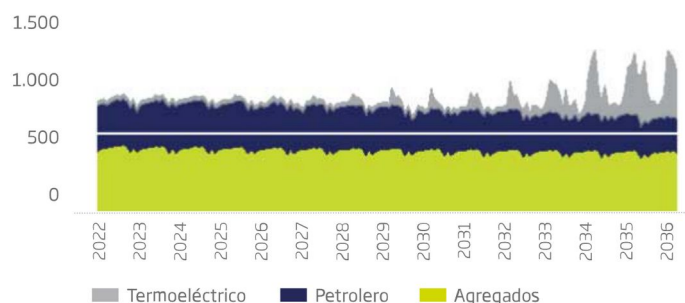


Es importante tener en cuenta que las tasas de crecimiento de la producción de petróleo muestran en general comportamientos negativos en los últimos años, con un crecimiento de -3% anual compuesto entre 2013 y 2022. Aunque en el caso de la producción de gas natural la producción también ha decrecido, la tasa es menor (-1%), en tanto que la demanda viene creciendo en forma sostenida en sectores como industrial y comercial (+2%), termoeléctrico (+3%) y residencial (+4%), con perspectivas de crecimiento en sectores como el transporte (masivo y carga), con más de 10,6 millones de hogares conectados, y cerca de 640 mil vehículos a gas natural.

Demanda de gas natural por sectores (escenario base y escenario medio) en Colombia – GBTUD



Fuente: UPME, Proyección demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036.



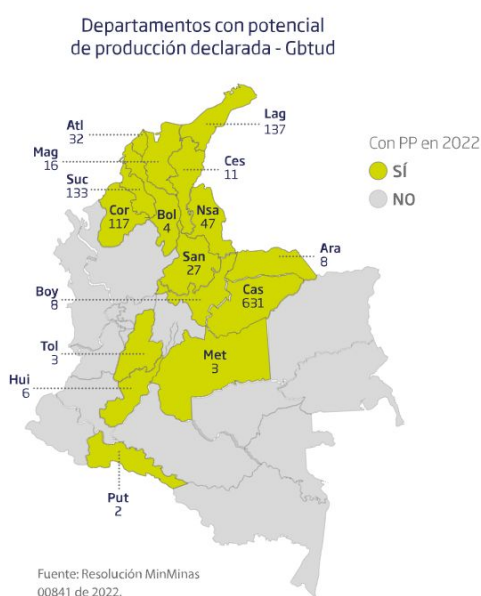
Fuente: UPME, Proyección demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036.

Fuente: Promigas, datos de potencial de producción de la declaratoria de producción 2022-2031 MME, Escenario medio proyección de demanda UPME, informe 2022.



En contraste, la expectativa de producción nacional de crudo de los campos de producción reporta una declinación anual del 4%-5%, por agotamiento de las reservas existentes (7.5 años²) y disminución de la actividad exploratoria. Por lo cual, a medida que disminuye la producción nacional de petróleo, la disminución en la utilización de los oleoductos representa una oportunidad para la conversión de esta infraestructura para transporte de gas con soluciones costo-eficientes y oportunas para la demanda.

Ahora bien, de acuerdo con la Resolución 00841 del 6 de mayo de 2022 que publicó la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2022-2031, existe potencial de producción declarada en regiones donde hoy no existen facilidades de evacuación del recurso que viabilicen la explotación de los recursos identificados por los productores.



Fuente: Informe Sector Gas 2022, Promigas.

Por consiguiente, ante la declinación de los campos de crudo y la disponibilidad de algunos oleoductos que operan convencionalmente

² Fuente: Informe de Recursos y Reservas, ANH 2023. La producción de petróleo fue de 275 millones de barriles indicando un aumento de 6 millones con respecto al año anterior, lo que nos lleva a una relación Reservas Probadas/Producción (R/P) de 7,5 años.



mediante la reglamentación vigente, y de conformidad con lo expuesto por CENIT en la comunicación con radicado 1-2023-034138 del pasado 10 de julio de 2023, se señaló que: *“(...) se ha identificado una limitación en la disponibilidad de facilidades para su evacuación. Así las cosas, existe la posibilidad de reconvertir infraestructura que viabilice la operación de varios campos de diferentes operadores, por ello consideramos oportuno desarrollar mecanismos que viabilicen el desarrollo de estos proyectos de optimización de infraestructura existente, mediante modelos operativos flexibles que reduzcan el impacto ambiental y social junto con la reducción de tiempos de entrada temprana de los proyectos asegurando el abastecimiento de gas natural en el país.”*, se considera de alta relevancia desarrollar y viabilizar nuevos modelos operativos de sistemas de conducción, movilización y acarreo de los flujos de producción que son denominados fluidos multifásicos³. Este modelo operativo vincula dos aristas importantes:

- a. La reconversión de infraestructura y/o repotenciación de infraestructura actual que transporta: lo cual reduce los impactos ambientales, sociales y económicos de tal forma que los consumidores y usuarios finales de los hidrocarburos resultantes perciban beneficios tanto en la disponibilidad, garantía en la prestación del servicio, soberanía energética como en los precios de consumo.
- b. El transporte de fluidos multifásicos⁴ desde los campos productores de gas y crudo debidamente fiscalizados en el respectivo campo productor, por infraestructura reconvertida hasta unas facilidades de separación, tratamiento y medición las cuales corresponden a una infraestructura que se encuentra fuera de las áreas de los respectivos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, con el fin de que dichos fluidos sean puestos en condiciones para su posterior transporte por los

³ API MPMS Capítulo 20.3: 2.1.19 Multiphase Flow: Flow of a composite Flow that includes natural gas, hydrocarbon liquids, water, and injected fluids, or any combination of these.

⁴ De acuerdo con las condiciones operativas en las cuales se realiza el transporte, los fluidos multifásicos no son aptos para ser utilizados ni como gas combustible, ni como petróleo crudo, puesto que se encuentran en mezcla sin tratamiento que los adapte para que sean inyectados a los respectivos sistemas de transporte. Por tanto, en el caso del gas natural que se transporta en mezcla con el crudo no se trata de gas natural combustible que hace parte del servicio público domiciliario, ni puede ser objeto de consumo de ningún usuario del servicio público y tratándose del crudo no es un petróleo crudo que sea susceptible de entregar a los oleoductos convencionales del país.



gasoductos del SNT, así como el respectivo transporte de crudo por oleoducto.

En ese sentido, los oleoductos a ser reconvertidos, para transportar un fluido multifásico, no reunirán las cualidades inherentes a un activo convencional de transporte de petróleo crudo, como actualmente se regulan las Resoluciones MME 72145 y 72146 de 2014. A continuación, se desarrollan los aspectos diferenciales:

- Los hidrocarburos fiscalizados en campo no cuentan con condiciones de calidad para el ingreso a un sistema de transporte convencional actualmente regulado. Por el contrario, ingresarán a un sistema de transporte en estado de mezcla con el fin de viabilizar técnica y financieramente su evacuación de tal forma que no podrá diferenciarse un producto del otro.

Por lo anterior, será posible encontrar en la corriente de fluido multifásico: agua en saturación, Nitrógeno, Hidrógeno, Oxígeno y material sólido particulado, crudo y gas no tratado. Las cantidades máximas aceptables, en ppm o porcentaje molar serán establecidas por el transportador, a fin de optimizar la capacidad de transporte y garantizar la integridad del ducto.

- El destino de los fluidos multifásicos será exclusivamente el punto de salida que corresponderá con las facilidades de separación, tratamiento y medición, luego de lo cual continuaran en la cadena respectiva según el tipo de hidrocarburo (crudo o gas natural).
- Las condiciones del transporte de estos fluidos multifásicos dependerán en cada caso de las mezclas y condiciones de los productos que se reciban de los diferentes productores, de las condiciones operativas de comportamiento de estos en los sistemas de transporte y las capacidades que se definan en función de los análisis requeridos tanto para el ducto y las facilidades de tratamiento y medición a las cuales se encuentra asociado.

El transportador determinará las condiciones físico - químicas que se pueden aceptar para el transporte de fluidos multifásicos, propendiendo por la integridad de los sistemas y la operación de forma segura. Por lo



anterior tendrá derecho a no aceptar de manera temporal o permanente el transporte de fluidos multifásicos de un punto de entrada en particular. Esto velando por la integridad de los sistemas de transporte según los estudios y valoraciones técnicas y operativas que soporten la confiabilidad del ducto en el tiempo, esto debido a que los fluidos, tal como lo cita la definición de la norma API, podrán existir niveles de agua u otro tipo de fluido en la mezcla que ponga en riesgo la operación o la calidad de otros fluidos multifásicos que se transporten.

- Las condiciones de acceso para inyectar a la infraestructura del Oleoducto Multifásico no podrían regirse por las mismas reglas del acceso a los oleoductos convencionales de transporte de petróleo crudo, dado que en este caso el transporte de los fluidos multifásicos no se cuenta con un producto estándar como es el crudo, ni se podría tener un esquema rígido de especificaciones de calidad. Por otro lado, el acceso también estará condicionado a la disposición de los equipos de medición de calidad y cantidad que defina el operador en relación con la confiabilidad del sistema.
- Es importante entender que por definición los oleoductos tradicionales contemplan instalaciones físicas, incluidas las de medición de calidad y cantidad, diseñadas para el transporte crudo fiscalizado, un crudo que se encuentra deshidratado y desgaseificado.

En este tipo de oleoductos los medidores se diseñan basados en las consideraciones de las normas API MPMS en su capítulo 5, teniendo como principales tecnologías aplicadas los medidores tipo desplazamiento positivo, turbinas, Coriolis y ultrasónicos. Los ductos multifásicos transportaran fluidos que contienen crudo, agua y gas mezclados, sus instalaciones deben contemplar la posibilidad del manejo de este tipo de fluidos, incluidas las de medición de calidad y cantidad. En este tipo de ductos multifásicos, los medidores se diseñan basados en las especificaciones de los componentes del fluido: propiedades del crudo, gas y agua, y fracciones de cada uno de los componentes en la mezcla; en consideraciones de incertidumbre de medición esperada y en las consideraciones que los fabricantes de los equipos puedan establecer.



- En cuanto a la normativa aplicable a la cantidad y calidad de un fluido multifásico, los tipos de análisis y normas aplicables para crudo fiscalizado difieren de las normas aplicables para fluido multifásico en términos de calidad, por ejemplo, la norma para determinación del contenido de agua en crudo fiscalizado es la ASTM D4928, método por titulación, en fluido multifásico es utilizada la norma ASTM D4007, método por centrifugado, lo cual se debe a los contenidos de agua que típicamente se obtienen en crudos fiscalizados, por debajo del 0.5%, que difieren a los que se obtienen los fluidos multifásicos, superiores al 2%. Adicionalmente, las fracciones del gas requieren análisis adicionales para los controles de calidad de los fluidos multifásicos transportados, condiciones que no se presenta en crudos fiscalizados dado que estos ya se encuentran desgasificados.
- Las condiciones para la determinación de las capacidades que se manejan en los oleoducto convencionales actualmente reglamentado no son aplicables a los Oleoductos Multifásicos, lo establecido en la regulación existente en cuanto a la capacidad del oleoducto y los procedimientos de ampliación de la misma a solicitud de terceros, requiere de realizar análisis de la infraestructura asociada a la separación y tratamiento las cuales acotan las facilidades de separación y tratamiento a las que se conecta indefectiblemente el oleoducto multifásico y que en la mayoría de los casos podría tratarse de instalaciones ya existentes y en operación, que además pueden ser propiedad de terceros.

De otro lado, el procedimiento de balance, cesión de capacidad, y determinación de capacidad libre, siempre existirán condicionamientos sobre la infraestructura un beneficio a la luz de la integridad de la línea no necesariamente es positivo adicionar cualquier cantidad de fluidos pues deberán equilibrarse las proporciones crudo – gas y la calidad de los mismos.

- la compensación volumétrica por calidad en la forma como la hacen actualmente los transportadores de petróleo crudo en oleoductos convencionales, dado que al ser un producto homogéneo las



compensaciones por calidad resultan de valoraciones económicas únicamente y de la entrega de más o menos producto que se ajuste a la calidad de la cantidad fluido objeto de compensación.

- Teniendo en cuenta que la metodología tarifaria traslada la reglamentación técnica a un esquema operativo definido, hoy en día no podría ser aplicable al transporte de fluidos multifásicos, porque la formulación y variables que la componen actualmente no reflejan el comportamiento del manejo y el desarrollo de las actividades asociadas al servicio de transporte, tratamiento y medición de estos fluidos y la metodología tarifaria allí comprendida no podría aplicarse de manera adecuada a proyectos de reconversión de infraestructura ya existente.

En ese sentido, ante la necesidad de desarrollar mecanismos operativos que optimicen la infraestructura, reconviertan activos y especialmente faciliten la evacuación eficiente en términos financieros los recursos que puedan ser explotados, se requiere acatar los principios de libertad contractual y de no discriminación en términos tarifarios. En ese sentido y a fin de asegurar la correcta remuneración y la competitividad del mercado, hasta tanto se defina la metodología idónea y soportada para la fijación de una tarifa para la categoría de transporte por oleoducto multifásico, los agentes que desarrollen esta actividad podrán pactar las tarifas libremente con los remitentes.

Sin embargo, el término máximo de los acuerdos tarifarios para la remuneración de los activos acorde con el mapeo del estado actual de los activos, las inversiones pendientes a remunerar, las necesarias para la repotenciación de los ductos, así como los costos eficientes y justos de cara al usuario final, no podrá superar los 4 periodos conforme a los 4 años por periodo que establece el actual código de petróleos, es decir, máximo podrán pactarse hasta por 16 años.

Por lo anteriormente expuesto, si bien se desarrollarán actividades de transporte por oleoducto en el marco del Código de Petróleos, se considera pertinente determinar que la infraestructura de los oleoductos convencionales a ser reconvertidos serviría como medio de transporte de los Proyectos de Transporte de Fluidos Multifásicos, a través de una nueva figura que podría ser denominada Oleoducto Multifásico, los cuales tienen características



operativas, técnicas, de calidad, medición y planeación particulares y diferenciales de los oleoductos convencionales y tradicionalmente regulados por el Ministerio de Minas y Energía.

Por otra parte, teniendo en cuenta que el transporte de Fluidos Multifásicos requiere diferenciarse del transporte por oleoductos convencionales, se considera necesario desarrollar una reglamentación propia de la actividad de transporte por oleoductos multifásicos que permita la estructuración y promoción de proyectos para el aprovechamiento de las fuentes de producción que cuentan con contratos asignados, el uso de infraestructura que pueda ser reconvertida y repotenciada y el desarrollo de nuevos esquemas logísticos que faciliten la optimización de los procesos como el tratamiento o medición, entre otros, a través de facilidades compartidas, de tal forma que se pongan a disposición soluciones de evacuación eficientes y de acceso bajo condiciones específicas que velen por la integridad y seguridad de la infraestructura, los agentes intervinientes, la población y el medio ambiente.

Es importante señalar que la distinción del marco normativo para el desarrollo de una nueva categoría de transporte por oleoductos multifásicos, se propenderá por realizar los correspondientes procesos de recategorización de los sistema de transporte por oleoductos convencionales hacia la nueva categoría.

De esta forma, se daría cumplimiento al marco general del transporte de hidrocarburos por ductos, se mantendría el recaudo y pago del impuesto de transporte y de la misma forma se contaría con una diferenciación clara para el regulador que permita establecer condiciones estándar de una operación de oleoducto multifásico, se daría cumplimiento a las funciones de control y seguimiento ante la prestación e un servicio público y especialmente permite desarrollar una reglamentación que promueva el desarrollo de nuevos proyectos que fortalezcan la gobernanza energética.

Cordialmente,



Luis Fabián Ocampo Marulanda
Profesional Especializado
Grupo de Midstream

Documento firmado electrónicamente amparado en las disposiciones referidas por la Ley 527 de 1999.

Anexos: cero

Elaboró: Luis Fabián Ocampo Marulanda
Revisó: Luis Fabián Ocampo Marulanda
Aprobó: Luis Fabián Ocampo Marulanda