



## **CONDICIONES GENERALES PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS**

### **1. Definiciones**

“BANCO DE CALIDAD”: metodología de ajuste volumétrico a través del cual, los CARGADORES reciben compensaciones por la desvalorización o valorización del HIDROCARBURO LÍQUIDO que reciben en el Punto de Devolución mediante una regla que lo compara con el producto ingresado en el Punto de Entrega.

Cargador: usuario del Servicio.

Capacidad Operativa Disponible: Es la capacidad remanente del Ducto que no se asigna en el programa mensual de transporte. La misma se utilizará en modalidad acceso abierto (open access) e interrumpible diaria, sujeto a disponibilidad y conforme los criterios establecidos en 3.4 y siguiendo el mismo orden de prioridad previsto en el punto 3.2. del ANEXO II de este documento.

Certificado de Recepción y Medición: es el documento que suscriben el CARGADOR y el TRANSPORTADOR para certificar la transferencia de custodia del hidrocarburo líquido bajo los lineamientos establecidos en el decreto 44/91 y la normativa complementaria. Se considerará válidamente emitido el certificado suscripto en forma presencial por el CARGADOR y el TRANSPORTADOR, o conformado por medios electrónicos entre dichas personas.

Concesionarios: titular de una concesión de Transporte sobre un Ducto, en los términos de la ley 17.319.

Condiciones Generales del Servicio: son los presentes términos y condiciones.

Ducto: Es el ducto para el transporte de hidrocarburos líquidos o extraídos del gas natural, que comprende las instalaciones y equipos necesarios para ese transporte.



Hidrocarburo líquido: Son el petróleo crudo, los productos derivados del petróleo crudo y los líquidos extraídos del gas natural.

Punto de Devolución: Punto previsto en el sistema de transporte, conectado a oleoductos, poliductos u otras instalaciones fijas y permanentes provistas por el cargador, un cliente, un consignatario, o un transportista u operador de conexión, en el cual el transportista devuelve los hidrocarburos líquidos del cargador.

Punto de Entrega: es el punto de interconexión del Ducto con la unidad de medición de cada CARGADOR, o de quien este disponga, en el cual el CARGADOR entrega el Hidrocarburo líquido al TRANSPORTADOR y es el punto del sistema de transporte en el cual el TRANSPORTADOR asume la custodia del Hidrocarburo líquido entregado por el CARGADOR. El CARGADOR podrá modificar el Punto de Entrega acordando previamente todos los aspectos técnicos con el TRANSPORTADOR.

Sustancias Contaminantes:

.- Mercurio: Elemento químico de número atómico 80, masa atómica 200,59 y símbolo Hg ; es un metal líquido a temperatura ordinaria, de color blanco plateado, brillante y denso.

.- Níquel: Elemento químico de número atómico 28, masa atómica 58,71 y símbolo Ni ; es un metal del grupo de los elementos de transición, de color blanco plateado, brillante, duro, maleable, dúctil, resistente a la oxidación y con propiedades magnética.

.- Vanadio: Elemento químico de número atómico 23, masa atómica 50,942 y símbolo V ; es un metal del grupo de los elementos de transición, de color blanco plateado y brillante, muy duro, que nunca se halla en estado puro.

.- Hierro: Elemento químico de número atómico 26, masa atómica 55,84 y símbolo Fe ; es un metal del grupo de los elementos de transición, de color blanco plateado, blando, dúctil, maleable, magnético y oxidable.



.- Plomo: Elemento químico de número atómico 82, masa atómica 207,19 y símbolo Pb ; es un metal sólido de color gris azulado, blando, maleable, dúctil, de elevada densidad y mal conductor de la electricidad.

.- Ácidos Nafténicos: Son una mezcla de varios ácidos ciclopentilo y ciclohexilo carboxílico con un peso molecular de 120 a más de 700 unidades de masa atómica. La fracción principal son los ácidos carboxílicos con una cadena principal de carbono de 9 a 20 carbonos, producen fenómenos de corrosión.

.- Asfaltenos: Son una familia de compuestos químicos orgánicos del petróleo crudo y representan los compuestos más pesados y por tanto, los de mayor punto de ebullición.

.- Compuestos organometálicos: Son el resultado de la Unión de diversos metales (sodio, potasio, rubidio, cesio, calcio, estroncio, bario, lantánidos, litio, berilio, magnesio y aluminio), con grupos orgánicos Alkilo.

.- Cloruros orgánicos: Son compuestos que contienen un enlace carbono-cloro.

Tarifa: es la retribución que el CARGADOR debe pagar al TRANSPORTADOR por cada metro cubico de Hidrocarburos líquidos entregado por el CARGADOR al Transportista, y será la tarifa máxima permitida por la Autoridad de aplicación o la que las partes acuerden, según corresponda, en cada sistema, en función del marco normativo vigente en cada momento para el Ducto. Para los casos en que corresponda, cuando la autoridad de aplicación regulara una nueva tarifa máxima para el Ducto, la nueva tarifa aplicará de forma automática desde el momento en que se publique la misma por el ente regulador.

TRANSPORTADOR: YPF S.A. o quien lo suceda en la titularidad de la concesión de transporte.

TRANSPORTE NO FÍSICO ("TNF"): operación por la cual un CARGADOR entrega a un TRANSPORTISTA HIDROCARBUROS LÍQUIDOS en un determinado Punto de Entrega y solicita la devolución de una cantidad de HIDROCARBUROS LÍQUIDOS equivalente, en un Punto de Devolución distinto al o a los Puntos de Devolución establecidos según el normal y habitual sentido del flujo o desplazamiento del crudo.



ULACT: Unidades de Medición Automática para Transferencia de Custodia del Hidrocarburo líquido.

## 2. Objeto

- 2.1. El TRANSPORTADOR se obliga a prestar al CARGADOR el servicio de recepción de hidrocarburo líquido en el Punto de Entrega y su transporte y su puesta a disposición en el Punto de Devolución (en adelante “el Servicio”), sujeto a los términos y condiciones previstos en las presentes Condiciones Generales del Servicio.
- 2.2. Como contraprestación por la prestación del Servicio, el CARGADOR se obliga a pagar la Tarifa al TRANSPORTADOR.
- 2.3. El alcance de las obligaciones del TRANSPORTADOR para la prestación del Servicio comprende única y exclusivamente:
  - (i) recibir el Volumen Mensual Programado del hidrocarburo líquido del CARGADOR en el Punto de Entrega;
  - (ii) custodiar el hidrocarburo líquido a través del Ducto, desde el Punto de Entrega hasta el Punto de Devolución;
  - (iii) transportar el hidrocarburo líquido;
  - (iv) poner a disposición del CARGADOR, o de quien este designe, en el Punto de Devolución cantidades equivalentes del hidrocarburo líquido entregado por el CARGADOR, ajustado conforme lo dispuesto en las presentes Condiciones Generales del Servicio;
  - (v) cumplir con las obligaciones establecidas en estas Condiciones Generales del Servicio.
- 2.4. El TRANSPORTADOR puede brindar el Servicio por sí o por medio de terceros que a tales efectos designe y cuente con la aprobación de la autoridad de aplicación.



### 3. Capacidad y modalidad de prestación del Servicio

- 3.1. El Servicio será interrumpible y sujeto a capacidad disponible en el Ducto, de conformidad con lo establecido en el marco regulatorio aplicable. A los Servicios de transporte respecto de los cuales se hubieren celebrado contratos de reserva de capacidad en los términos del artículo 5° del Decreto 115/19, le serán aplicables las disposiciones sobre modalidad de prestación que acuerden las Partes, sin perjuicio de que serán aplicables todas las normas de operación previstas en estas Condiciones Generales.
- 3.2. El CARGADOR nominará mensualmente un volumen a transportar por el Ducto, que una vez aceptado por el TRANSPORTADOR será considerado como Volumen Mensual Programado. Si el CARGADOR no hubiera nominado ningún volumen o su nominación no fuera aceptada por el TRANSPORTADOR, el CARGADOR no tendrá Volumen Mensual Programado y solo podrá utilizar el Servicio en la medida que hubiera Capacidad Operativa Disponible.
- 3.3. El Servicio estará sujeto a reducción o interrupción cuando a juicio exclusivo del TRANSPORTADOR tales reducciones o interrupciones fueren necesarias.
- 3.4. La aceptación por parte del TRANSPORTADOR del volumen nominado por el CARGADOR estará sujeta a la existencia de capacidad disponible en el Ducto y/o disponibilidad de crudo en el Punto de Devolución, teniendo en consideración el derecho de preferencia/prioridad de los Concesionarios establecido en el artículo 43 de la Ley N° 17.319, las reservas de capacidad previstas en el artículo 5° del Dec. 115/2019, así como la demanda de terceros CARGADORES. La no aceptación del volumen nominado por falta de capacidad disponible en el Ducto o en el Punto de Devolución no generará responsabilidad alguna para el TRANSPORTADOR.
- 3.5. El TRANSPORTADOR cuenta con una capacidad de almacenaje adecuada a los volúmenes que opera en el SISTEMA y su disponibilidad estará sujeto a las restricciones señaladas en 3.4, a las restricciones



operativas que el TRANSPORTADOR disponga y a las restricciones operativas correspondientes conforme al marco regulatorio vigente.

#### **4. Punto de Entrega y Punto de Devolución**

- 4.1. El CARGADOR entregará el Hidrocarburo líquido al TRANSPORTADOR en los Puntos de Entrega previamente acordados entre el CARGADOR y el TRANSPORTADOR.
- 4.2. El Hidrocarburo líquido será devuelto por el TRANSPORTADOR en cantidades y calidades equivalentes en el Punto de Devolución.
- 4.3. La medición de volumen y calidad del Hidrocarburo líquido en el Punto de Entrega y/o en el Punto de Devolución será realizada mediante Unidades LACT y/o tanques calibrados en cumplimiento con lo establecido en el ANEXO I – GUÍA DE PROCEDIMIENTOS, de propiedad del CARGADOR o TRANSPORTADOR, o de un tercero que realiza la entrega de Hidrocarburo líquido por cuenta y orden del CARGADOR.
- 4.4. Previa conformidad expresa del TRANSPORTADOR, la determinación de cantidad y calidad del Hidrocarburo líquido en el Punto de Entrega y/o en el Punto de Devolución podrá realizarse mediante la medición en tanques calibrados, aplicando el procedimiento establecido en el ANEXO I – GUÍA DE PROCEDIMIENTOS. Los gastos y costos adicionales incurridos por el TRANSPORTADOR debido a la medición mediante tanques calibrados no se encuentran alcanzados por la Tarifa de transporte y por lo tanto será un cargo adicional asumido en su totalidad por el CARGADOR, el cual lo abonará junto con el pago de la tarifa correspondiente al mes en que dicha medición fue realizada.

#### **5. Tarifa del Servicio**

- 5.1. Por la prestación del Servicio, el TRANSPORTADOR facturará, y el CARGADOR abonará al TRANSPORTADOR, en forma mensual, la



Tarifa, detallando en las facturas los volúmenes de Hidrocarburo líquido recibidos y el Punto de Devolución de los mismos. Se facturará el volumen hidratado según tarifas especificadas en el marco regulatorio vigente cuando corresponda o según los acuerdos entre las partes, especificados en los anexos del presente reglamento.

## 6. Especificaciones de los Hidrocarburos líquidos transportados

6.1. **Petróleo Crudo.** El CARGADOR entregará el petróleo crudo al TRANSPORTADOR en el Punto de Entrega y el TRANSPORTADOR devolverá el petróleo crudo en el Punto de Devolución con las especificaciones máximas establecidas a continuación:

- (i) Contenidos de agua y sedimentos en porcentajes no superiores al uno por ciento (<1 %),
- (ii) Contenidos de sales no superiores a cien gramos por metro cúbico (<100 g/m<sup>3</sup>),
- (iii) Tensión de Vapor Reid (TVR) en valores no superiores a ciento tres kilopascales con cuarenta y dos centésimas (<103,42KPa) a la temperatura de 37,8 °C.

6.2. En caso de que el petróleo crudo no cumpliera con las especificaciones establecidas en el punto precedente, el mismo no será recibido por el TRANSPORTADOR, sin que tal circunstancia genere responsabilidad alguna al TRANSPORTADOR. En caso de que el TRANSPORTADOR a su exclusivo juicio decida autorizar la recepción, el TRANSPORTADOR podrá aplicar las penalizaciones acordadas previamente con el CARGADOR. En caso de que no haya acuerdo particular, el TRANSPORTADOR podrá aplicar los siguientes cargos al CARGADOR en concepto de penalidad:

6.2.1. Una multa equivalente a setenta centésimos por ciento (0,70%) del valor promedio mensual del Brent (USD/m<sup>3</sup>) para el mes anterior por cada décimo por ciento (0,1%) o fracción de exceso de agua y sedimentos si el



contenido de agua y sedimentos excede el uno por ciento (1%) hasta uno coma cinco por ciento (1,5%) de agua, o por cada diez gramos por metro cúbico (10 gr/m<sup>3</sup>) o fracción de exceso de sales si el contenido de sales excede los 100 gr/m<sup>3</sup> hasta 150 gr/m<sup>3</sup>, el que resulte mayor. Esta multa así calculada se aplicará por cada metro cúbico sobre el volumen total de petróleo hidratado mermado fuera de especificación ingresado al sistema en el mes anterior.

6.2.2. Una multa equivalente a uno coma cero cinco por ciento (1,05%) del valor promedio mensual del Brent (USD/m<sup>3</sup>) para el mes anterior por cada décimo por ciento (0,1%) o fracción de exceso de agua y sedimentos si el contenido de agua y sedimentos excede el uno coma cinco por ciento (1,5%) hasta dos por ciento (2%) de agua, o por cada diez gramos por metro cúbico (10 gr/m<sup>3</sup>) o fracción de exceso de sales si el contenido de sales excede los 150 gr/m<sup>3</sup> hasta 200 gr/m<sup>3</sup>, el que resulte mayor. Esta multa así calculada se aplicará por cada metro cúbico sobre el volumen de petróleo total hidratado mermado fuera de especificación ingresado al sistema en el mes anterior.

6.2.3. Una multa equivalente a uno coma cuarenta por ciento (1,40%) del valor promedio mensual del Brent (USD/m<sup>3</sup>) para el mes anterior por cada décimo por ciento (0,1%) o fracción de exceso de agua y sedimentos si el contenido de agua y sedimentos excede el dos por ciento (2%) de agua, o por cada diez gramos por metro cúbico (10 gr/m<sup>3</sup>) o fracción de exceso de sales si el contenido de sales excede 200 gr/m<sup>3</sup>, el que resulte mayor. Esta multa así calculada se aplicará por cada metro cúbico sobre el volumen de petróleo total hidratado mermado fuera de especificación ingresado al sistema en el mes anterior.

6.2.4. Diez dólares estadounidenses por METRO CUBICO (10 U\$D) recibido en caso de que el CARGADOR realizara dos o más entregas consecutivas FUERA DE ESPECIFICACIÓN.

La multa así calculada se aplicará sobre el VOLUMEN HIDRATADO MERMADO de HIDROCARBURO LÍQUIDO ingresado al SISTEMA.





6.3. Además de los parámetros establecidos en el apartado 6.1, el petróleo crudo que se entregue en el Punto de Entrega deberá encontrarse libre de contaminantes y propiedades que afecten las condiciones de transporte, integridad del Ducto o pudieran deteriorar el valor del petróleo crudo que el TRANSPORTADOR transfiere en el Punto de Devolución, a menos que se acuerde lo contrario entre las Partes.

Si excepcionalmente se produjeran entregas de HIDROCARBUROS LÍQUIDOS fuera de las especificaciones establecidas en las condiciones técnicas básicas de calidad, el CARGADOR será responsable por los reclamos que se originen como consecuencia de ello, por parte del TRANSPORTADOR y de los demás CARGADORES, y de terceros.

En caso de que el CARGADOR requiera entregar hidrocarburos líquidos fuera de especificación, deberá coordinarlo con el TRANSPORTADOR quien determinará si la recepción de los HIDROCARBUROS LÍQUIDOS fuera de especificación no altera sustancialmente las condiciones del que ya se encuentra bajo su custodia y la seguridad del proceso. El TRANSPORTADOR se reserva el derecho de autorizar la recepción de hidrocarburos líquidos fuera de especificación, estableciendo los límites de volumen, tiempos de almacenaje y calidad en cada caso en particular. Esta tolerancia en la recepción de HIDROCARBUROS LÍQUIDOS fuera de especificación, con o sin cobro de multas o penalizaciones, no se interpretará como liberación de la responsabilidad del CARGADOR ni del TRANSPORTADOR por los reclamos al respecto.

6.4. El TRANSPORTADOR se reserva el derecho a solicitar un análisis del petróleo crudo nominado antes de aceptar la programación del transporte según lo especificado en el punto 14. Los gastos y costos de los análisis estarán a cargo del CARGADOR.

6.5. El TRANSPORTADOR podrá adoptar requisitos adicionales de calidad para el petróleo crudo que ingresa al Ducto, las cuales estarán especificadas en los anexos particulares de cada sistema de ducto. Si el TRANSPORTADOR detectara que alguna propiedad está afectando la



calidad del petróleo crudo transportado. El o los métodos de testeo usados en cualquier evaluación realizada a fin de detectar dicha propiedad serán aquellos considerados los más apropiados por el TRANSPORTADOR, considerando la practica industrial y los métodos publicados por ASTM, API o ente nacional correspondiente. El TRANSPORTADOR podrá renunciar al requisito de cualquier prueba específica a ser incluida en dicha evaluación. En caso de discrepancia al requisito o conflicto entre los resultados de la evaluación del TRANSPORTADOR y la evaluación del CARGADOR, prevalecerán los resultados del primero.

**6.6. Derivados del petróleo crudo y líquidos extraídos del gas natural.**

Para los derivados del petróleo crudo, las condiciones técnicas básicas de calidad que deberán cumplir los productos transportados estarán especificadas en los anexos particulares de cada sistema de ducto.

**6.7. Las sustancias contaminantes y disruptivas del Sistema de Transporte serán las que se detallan en el Anexo [V] que será actualizado periódicamente por el TRANSPORTADOR y publicada en su página web; sin perjuicio, el TRANSPORTADOR podrá identificar aquellas otras que, en forma fundada, puedan en casos de productos puntuales resultar también contaminantes y disruptivas del sistema.**

Será obligación de los CARGADORES informar al TRANSPORTADOR sobre la presencia de tales sustancias en los productos a ser transportados en forma previa a su entrega al Transportador.

En tal sentido, el TRANSPORTADOR decidirá si el producto puede ser transportado con la presencia de tales sustancias y, en caso de corresponder, las medidas comerciales y operativas conducentes para efectuar el transporte.

## **7. Programación**

La operatoria de programación de volúmenes, confirmación, entrega, recepción y despacho del Hidrocarburo líquido se ajustará a los lineamientos del Anexo II. Bajo estos lineamientos se establecerá el Volumen Mensual Programado.



Los volúmenes programados por el CARGADOR estarán sujetos a validación por parte del TRANSPORTADOR.

## **8. Certificados de Recepción y Medición**

- 8.1. El proceso de recepción de cada remesa de Hidrocarburo líquido quedará instrumentado mediante la suscripción de un Certificado de Recepción y Medición, confeccionado de conformidad a lo establecido por el Marco Regulatorio vigente. Los mismos podrán ser confeccionados y conformados presencial o virtualmente por el CARGADOR o el tercero que entregue el petróleo por cuenta y orden del CARGADOR, y el TRANSPORTADOR.
- 8.2. Todas las mediciones y determinaciones inherentes al control de las recepciones de Hidrocarburo líquido serán efectuadas por representantes de las Partes, según los siguientes lineamientos. Los representantes de las Partes dejarán constancia de lo actuado en los respectivos certificados de recepción y medición, confeccionados por el CARGADOR o un tercero por cuenta y orden del CARGADOR, y firmados por los representantes que las Partes designen a tal fin.
- 8.3. Cualquier detalle adicional que se requiera en el Certificado de Recepción y Medición se especificará en los anexos particulares de cada sistema de ducto.

## **9. Restricciones de recepción**

- 9.1. De existir razones derivadas de problemas operativos sufridos por el TRANSPORTADOR en las instalaciones que impidan o restrinjan en forma total o parcial la normal prestación del Servicio, el



TRANSPORTADOR suspenderá la recepción del Hidrocarburo líquido hasta tanto dichos problemas operativos sean subsanados.

- 9.2. De existir restricciones que imposibiliten entregar total o parcialmente el Hidrocarburo líquido del CARGADOR en el Punto de Devolución, sean estas causadas por el CARGADOR, o cualquier motivo que no sea Caso Fortuito o Fuerza Mayor declarado por el TRANSPORTADOR bajo los términos del presente Acuerdo, el TRANSPORTADOR suspenderá la recepción del Hidrocarburo líquido que se vea imposibilitado de entregar en el Punto de Devolución hasta tanto las restricciones sean subsanadas.

En caso de restricciones parciales a la devolución en el Punto de Devolución, las restricciones se asignarán de la siguiente forma:

- (i) aplicando restricciones de recepción al CARGADOR a quien sea atribuible la restricción, y en caso de no resultar suficiente
  - (ii) aplicando la restricción a pro-rata entre los CARGADORES no Concesionarios, y en caso de no resultar suficiente
  - (iii) aplicando a prorrata la restricción entre los Concesionarios, si los hubiera.
- 9.3. Superada la coyuntura que impidió la prestación del Servicio, para los supuestos distintos de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, las Partes acordarán el mecanismo de recuperación del Volumen Mensual Programado no entregado comprometiéndose a realizar el mayor esfuerzo para que el volumen mencionado se recupere lo antes posible. La recepción y transporte del Hidrocarburo líquido retenido se priorizará de la siguiente forma: (i) entregas de los Concesionarios; (ii) entregas de los terceros CARGADORES.

## 10. Mermas

El CARGADOR reconocerá a favor del TRANSPORTADOR una merma en el volumen de cada entrega de Hidrocarburo líquido recibido en el

Punto de Entrega, de acuerdo con lo establecido en Marco Regulatorio vigente, a cuenta de las pérdidas de volumen por todo concepto que tuviera el TRANSPORTADOR.

Dicho reconocimiento será como máximo el definido en la siguiente tabla o el valor que fije la Autoridad de Aplicación. No obstante, ello, el TRANSPORTADOR encargará un estudio de mermas cuando lo considere pertinente, y en función de los resultados, se definirá la posibilidad de su modificación.

En caso de modificaciones significativas en las calidades de los Hidrocarburos líquidos transportados, el TRANSPORTADOR podrá solicitar un nuevo estudio de mermas.

Las mermas de cada sistema estarán especificadas en los anexos particulares de cada sistema de ducto.

<b>Sistema</b>	<b>Tipo de hidrocarburo líquido</b>	<b>Valor máximo de deducción volumétrica</b>
<b>Oleoductos</b>	Petróleo crudo	0,20%
	Petróleo crudo y otros hidrocarburos líquidos	0,30%
	Crudos reducidos y crudos reconstituidos	0,60%
<b>Terminales marítimas</b>	Condensados, gasolinas y productos derivados del petróleo crudo	0,30%
	GLP, LGN	0,35%
<b>Poliductos</b>	Condensados, gasolinas, productos derivados del petróleo crudo	0,25%
	GLP, LGN	0,30%
	Crudos reducidos y crudos reconstituidos	0,60%



## 11. Compensaciones por diferencia de calidad de los Hidrocarburos líquidos.

- 11.1. La metodología de Banco de Calidad que aplicará YPF SA, de acuerdo a lo previsto en la Resolución de ex-Secretaría de Gobierno de Energía 571/19 y modificatorias, es la que se detalla en el Anexo VII – Metodología de Banco de Calidad. Esta metodología será de aplicación para aquellos sistemas que (1) no operen por remesas; (2) operen con más de un cargador o (3) la diferencia de calidades de crudos de los diferentes cargadores sea mayor a 4°API.

Cuando la diferencia de calidades de crudos de los diferentes cargadores sea menor a 4 °API, y el sistema no opere por remesas, los volúmenes de Hidrocarburo líquido recibidos por el TRANSPORTADOR de parte del CARGADOR en el Punto de Entrega serán ajustados por diferencia de calidad entre el Hidrocarburo líquido entregado por el CARGADOR en el Punto de Entrega y el Hidrocarburo líquido devuelto por TRANSPORTADOR en el Punto de Devolución, de acuerdo con la fórmula que se detalla a continuación:

$$V_D = [1 + C_a (API_c - API_b)] V_c$$

Siendo:

$V_D$ : Volumen devuelto

$V_c$ : Volumen cargado

$API_b$ : grado API del hidrocarburo líquido devuelto, a 15,56°C.

$API_c$ : grado API del hidrocarburo líquido cargado, a 15,56°C.

$C_a$ : Coeficiente de ajuste = 0,005 (0,5% por cada grado API)

- 11.2. En caso de que el TRANSPORTADOR modificara su método de compensación por cambios de calidad (previa autorización de la Autoridad de Aplicación), la nueva fórmula o Metodología de banco de calidad, reemplazará a la metodología indicada en el apartado 11.1 de forma



inmediata y automática para todas las entregas del CARGADOR efectuadas con posterioridad al cambio.

- 11.3. Cuando el TRANSPORTADOR y el CARGADOR hubieran acordado el transporte de los Hidrocarburos líquidos en forma de batch/remesas, el CARGADOR acepta que la calidad de los Hidrocarburos líquidos puede variar entre el Punto de Entrega y el Punto de Devolución acordado como consecuencia del transporte, interfases de otras remesas, etc. Estas remesas no se ajustarán por calidad al momento de su devolución al CARGADOR o a quien este definida en el Punto de Devolución acordado.

Cuando el TRANSPORTADOR transporte los Hidrocarburos líquidos del CARGADOR en Remesas, las partes podrán optar por un cálculo de interfase o bien se realizarán bombeos de iguales características al comienzo y al final de cada remesa del CARGADOR. Si aplicara el cálculo de interfase, este se realizará según el instructivo interno INS\_0008631 “Cálculo de interfases en conductos”. Dicho procedimiento interno establece el método mediante el cual se determina el volumen que aporta cada batch (anterior y posterior) a la interfase. El volumen de interfase y el perfil de densidad de la misma se establece mediante la medición de la densidad en el punto de derivación. Para determinar el volumen que aporta cada batch se realiza un cálculo de densidad de la mezcla a partir de las densidades de los productos puros y el perfil de la interfase. Alternativamente, en caso de no realizar el cálculo de interfase, cada Remesa tendrá al comienzo y al final un volumen de otra remesa de iguales características al que lo precede y/o al que lo antecede de manera de evitar la mezcla de las remesas de distintos CARGADORES.

- 11.4. En el caso de que el TRANSPORTADOR, acepte realizar una devolución de Hidrocarburos líquidos sin medición en el Punto de Devolución, se considerará:
- (i) como volumen devuelto en dicho punto al volumen recibido por el TRANSPORTADOR en el Punto de Entrega.



- (ii) como calidad del Hidrocarburo líquido transferido en dicho punto, a la calidad recibida por el TRANSPORTADOR en el Punto de Entrega.

En este caso, los Certificados de Recepción y Medición serán efectuados en base a lo detallado en los puntos (i) y (ii) precedentes.

## **12. Propiedad y Custodia del Hidrocarburo Líquido**

12.1. El CARGADOR mantendrá, en todo momento, la propiedad del Hidrocarburo líquido, desde el Punto de Entrega hasta el Punto de Devolución. El TRANSPORTADOR renuncia a cualquier derecho de retención que le pudiera corresponder sobre el Hidrocarburo líquido, excepto el volumen correspondiente a la merma en el transporte.

12.2. La custodia del Hidrocarburo líquido será transferida del CARGADOR al TRANSPORTADOR cuando el Hidrocarburo líquido trasponga las bridas de ingreso en el Punto de Entrega, convirtiéndose en guardián y siendo responsable el TRANSPORTADOR, a partir de dicho momento, de la pérdida total o parcial y/o del deterioro del Hidrocarburo líquido, salvo que los daños y perjuicios provinieran de:

- (i) Caso Fortuito o Fuerza Mayor, con el alcance estipulado en la cláusula 20 de las presentes Condiciones Generales de Servicio y/o,
- (ii) cualquier contaminante o propiedad del Hidrocarburo líquido de propiedad de un determinado CARGADOR en cuyo caso el TRANSPORTADOR no será responsable frente a dicho CARGADOR.
- (iii) En caso de culpa del cargador entre el punto de entrega y el tie in en el oleoducto de transporte.

La custodia del Hidrocarburo líquido a cargo del TRANSPORTADOR finalizará con su devolución en el Punto de Devolución. A medida





que el despacho del Hidrocarburo líquido se vaya produciendo, la condición de guardián del TRANSPORTADOR cesará.

### **13. Obligaciones del TRANSPORTADOR**

Para la prestación del Servicio el TRANSPORTADOR deberá:

- (i) recibir, transportar y devolver los Hidrocarburos líquidos con el debido cuidado y diligencia, y sin demoras.
- (ii) operar el sistema de transporte en forma ininterrumpida y continua salvo casos de emergencia, Caso Fortuito o Fuerza Mayor, o mantenimiento programado informado con la debida antelación.
- (iii) programar y cumplir en cada entrega con los volúmenes y especificaciones en el Punto de Devolución convenido.
- (iv) proveer instalaciones adecuadas e idóneas para el transporte y devolución del Hidrocarburo líquido.
- (v) establecer sistemas de control, pronosticar y prevenir la reparación y mantenimiento del sistema de transporte.
- (vi) cumplir y hacer cumplir la regulación aplicable al transporte de Hidrocarburo líquido.
- (vii) devolver el Hidrocarburo líquido en cumplimiento de la especificación de calidad requeridas en las presentes Condiciones Generales del Servicio.

### **14. Obligaciones del CARGADOR**

El CARGADOR deberá:

- (i) pagar la Tarifa en tiempo y forma conforme lo establecido en el artículo 5 y 18 de las presentes Condiciones Generales del Servicio.



- (ii) proveer las estimaciones de futuras entregas y cumplir con el procedimiento de nominaciones.
- (iii) entregar el Hidrocarburo líquido cumplimentando las especificaciones de calidad requeridas en las presentes Condiciones Generales del Servicio.
- (iv) cumplir con los requerimientos operativos del TRANSPORTADOR.
- (v) cumplir con los requerimientos constructivos exigidos por el TRANSPORTADOR, expresados en el Anexo III.
- (vi) cumplir con la entrega del Volumen Mensual Programado.
- (vii) entregar al TRANSPORTADOR una caracterización del Petróleo crudo que ingresará al SISTEMA, y que renovará anualmente, o cuando sea requerido por el TRANSPORTADOR, debiendo incluir al menos lo indicado en la siguiente tabla. Asimismo, deberá informar cualquier cambio en el mismo que pudiera afectar las condiciones de transporte, integridad del Ducto o contaminar con metales pesados el resto del Petróleo crudo.

<b>DETERMINACIÓN</b>	<b>MÉTODO</b>
Gas Fraction	ASTM D2892
API at 60°F §	ASTM D5002
Relative Density (SG) at 60/60°F	ASTM D5002
Density at 15°C	ASTM D5002
Light Hydrocarbons in Stabilized Crude Oils by GC	ASTM D7900
Boiling Range Distribution of Samples with Residues by High Temp. GC	ASTM D7169
Vapor Pressure VPCR at V/L=4 and 100°F	ASTM D6377

Total Sulfur Content	ASTM D4294
Mercaptan Sulfur	UOP 163
Hydrogen Sulfide	UOP 163
Acid Number (Inflection end-point)	ASTM D664 (Method A)
Pour Point	ASTM D97
Kinematic Viscosity at 15 °C (59 °F)	ASTM D445
Kinematic Viscosity at 20 °C (68 °F)	ASTM D445
Kinematic Viscosity at 35 °C (95 °F)	ASTM D445
Kinematic Viscosity at 40 °C (104 °F)	ASTM D445
Nitrogen Content	ASTM D5762
Basic Nitrogen of Heavy Oil	UOP 269 Part B
Water and Sediment in Crude Oil By Centrifuge	ASTM D4007
Carbon Residue - Micro Method	ASTM D4530
Asphaltenes Content of Crude	ASTM D6560
Nickel	ASTM D5863 (Method A)
Vanadium	ASTM D5863 (Method A)
Iron	ASTM D5863 (Method A)
S8 - Mercury (Hg)	UOP 938 (Appendix B)
Ni, V and Fe in Crude Oils and Residual Fuels by ICP	ASTM D5708 (Method B)
Na, Ni, V in Crude Oils and Residual Fuels by AAS	ASTM D5863 (Method B)
Trace Metals in Organic Matrices	ICP-MS SGS014
Characterization Factor K	UOP 375B



WAT	DSC: Differential scanning Calorimetry
-----	--

## 15. Prioridad entre CARGADORES

El CARGADOR reconoce que los Concesionarios son titulares del derecho de preferencia previsto en el art. 43 de la Ley N° 17.319.

Asimismo, el CARGADOR reconoce la capacidad reservada que pudieran tener aquellos CARGADORES que hayan celebrado contratos de reserva de capacidad en los términos del artículo 5° del Decreto 115/2019.

## 16. Conexión al Ducto.

La conexión (tie-in) de los ductos de los CARGADORES al Ducto, será efectuada exclusivamente por el TRANSPORTADOR o quien éste designe con cargo al CARGADOR, quien será responsable por otra parte del servicio de mantenimiento de la conexión.

A tales efectos, el TRANSPORTADOR y el CARGADOR deberán suscribir en forma previa un acuerdo para la ejecución de tal actividad.

El mantenimiento del ducto que conecta desde la brida de salida de la ULA CT o tanque calibrado del CARGADOR hasta la conexión, será de exclusiva responsabilidad del CARGADOR.

## 17. Responsabilidad de las Partes. Indemnidades

17.1 El CARGADOR será responsable y se compromete en forma irrevocable e incondicional a mantener indemne al TRANSPORTADOR por cualquier daño y perjuicio a bienes y/o personas, y/o terceros que causare u originare con motivo o en ocasión de acciones u omisiones del CARGADOR y/o de sus contratistas y/o subcontratistas durante las tareas de las operaciones periódicas de entrega del Hidrocarburo líquido y/o que sean producto de



cualesquier contaminantes o propiedades del Hidrocarburo líquido de propiedad de dicho CARGADOR.

La obligación de indemnidad detallada en el presente punto no resultará aplicable en caso de que cualquier daño y perjuicio, haya sido causado por culpa o dolo del TRANSPORTADOR y/o de sus empleados y/o de sus contratistas y/o subcontratistas.

17.2 El TRANSPORTADOR será responsable de la pérdida total o parcial y del deterioro del Hidrocarburo líquido cuyo transporte se le hubiere encomendado desde el Punto de Entrega hasta el Punto de Devolución, salvo que pruebe que los daños y perjuicios provienen de Caso Fortuito, Fuerza Mayor, o la culpa del CARGADOR según inciso (iii) del artículo 12.2.

Si la causa de pérdida o deterioro fuera atribuible a un Caso Fortuito o Fuerza Mayor, dicha pérdida o deterioro será soportada por el CARGADOR en forma proporcional a la cantidad total de Hidrocarburo líquido respecto del total del volumen de Hidrocarburo líquido de los diferentes CARGADORES que hayan sido transportados por el lugar donde se produjo la pérdida dentro de los 5 días anteriores a la misma.

17.3 El TRANSPORTADOR será responsable por cualquier daño y perjuicio, a bienes o personas (incluyendo el medio ambiente), incluyendo las multas que apliquen las respectivas autoridades, generado por el TRANSPORTADOR y/o el Ducto, y/o el Hidrocarburo líquido desde el Punto de Entrega hasta el Punto de Devolución.

El TRANSPORTADOR se compromete a mantener indemne al CARGADOR frente a cualquier gasto, daño y perjuicio, responsabilidad, multa o sanción reclamado por terceros (incluyendo autoridades gubernamentales), con relación al Ducto y/o daños a bienes o personas (incluyendo el medio ambiente) generados por el TRANSPORTADOR y/o el Ducto desde el Punto de Entrega hasta el Punto de Devolución.

17.4 Cada Parte será responsable de las obligaciones laborales y de la seguridad social, impositiva y cualesquiera otras legales y/o convencionales,



vigentes o a crearse, correspondientes a aquellas personas –dependientes o no- que emplee en el marco de las presentes Condiciones Generales del Servicio. En caso de haber un conflicto laboral y/o de cualquier otra naturaleza con los mismos, la Parte que sea empleadora de los dependientes o contratante de tales terceros se hará cargo de las indemnizaciones y/o cualquier otra suma de dinero que a ellos correspondiera, obligándose a mantener indemne a la Parte restante de cualquier reclamo y/o acción contra este último.

## **18. Mantenimiento y Seguridad**

- 18.1 El mantenimiento y seguridad del Ducto hasta el Punto de Devolución estará a exclusivo de cargo del TRANSPORTADOR y se llevará a cabo de conformidad con el Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos líquidos por Cañerías establecido en la Res. N° 120/17 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos de la Nación y demás normativa aplicable.
- 18.2 El TRANSPORTADOR deberá comunicar al CARGADOR mediante correo electrónico y con una antelación de diez (10) días cualquier mantenimiento programado que se necesite realizar en el Ducto.
- 18.3 El TRANSPORTADOR podrá realizar mantenimientos no programados comunicándolo previamente al CARGADOR mediante correo electrónico, en caso de:
- (i) reparaciones de emergencia;
  - (ii) exigencias de las autoridades gubernamentales; y
  - (iii) requerimientos del CARGADOR.
- 18.4 Por su parte, el CARGADOR deberá realizar los mantenimientos que correspondan a su unidad de medición automática ULACTION y al tramo de



ducto no concesionado, de forma coordinada y acordada con el TRANSPORTADOR.

18.5 Durante la ejecución de las tareas de mantenimiento el TRANSPORTADOR suspenderá la recepción del Hidrocarburo líquido que se vea imposibilitado de transportar. En caso de que dichas tareas de mantenimiento generen restricciones parciales a la recepción, las restricciones se asignarán de la forma prevista en la cláusula 9.2.

## **19. Facturación y pago**

19.1 El TRANSPORTADOR facturará mensualmente por la prestación del Servicio los conceptos previstos en la cláusula 5.1, y eventualmente las penalidades de las cláusulas del punto 6. La facturación será efectuada por el TRANSPORTADOR al CARGADOR, en dólares estadounidenses y –de corresponder- adicionando el impuesto al valor agregado u otros impuestos aplicables.

19.2 Las facturas serán entregadas en el domicilio del CARGADOR o electrónicamente dentro de los diez (10) primeros días del mes inmediato posterior y deberán ser abonadas dentro del plazo de quince (15) días corridos de recibidas.

19.3 Las facturas deberán indicar el tipo de cambio utilizado para el cálculo de los impuestos correspondientes, que deberá ser igual al precio de cierre del dólar estadounidense en el mercado libre de cambios -tipo de cambio divisas vendedor- publicado por el Banco de la Nación Argentina y vigente el día hábil inmediato anterior de la fecha de emisión de la factura.

19.4 Las facturas serán pagadas por el CARGADOR en dólares, o en pesos argentinos de acuerdo con el precio de cierre del dólar estadounidense en el mercado libre de cambios -tipo de cambio divisas vendedor- publicado por



el Banco de la Nación Argentina, y vigente el día inmediato precedente a la fecha de emisión de la factura.

19.5 Para el caso del pago en pesos argentinos, el TRANSPORTADOR emitirá una nota de crédito o de débito, según corresponda, en pesos argentinos, ajustando cualquier diferencia existente entre el tipo de cambio indicado en la factura que origina el pago y la cotización del dólar estadounidense en el mercado libre de cambios -tipo de cambio divisas vendedor- publicada por el Banco de la Nación Argentina, al cierre del día hábil inmediato precedente al día de efectivo pago de esa factura en la entidad bancaria determinada por el CARGADOR. La nota de débito o crédito generada al momento del efectivo pago deberá contener un desglose del IVA incluido en dicha nota. Para la aplicación de esta cláusula, la diferencia en pesos deberá ser mayor a la suma de cien pesos argentinos (\$100).

19.6 Si el CARGADOR no abonase el precio facturado dentro del plazo establecido, la mora en el pago será automática y devengará, en forma automática y sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial alguna, un interés moratorio diario a partir del día del vencimiento del pago, que será calculado en base a la Tasa LIBOR 1M más 8% anual y el interés capitalizará mensualmente.

La tasa LIBOR 1M (la "Tasa LIBOR 1M") es la tasa de interés interbancaria (expresada como un porcentaje anual) para préstamos con un vencimiento de un (1) mes, por montos similares y denominados en Dólares Estadounidenses calculada por la tasa ICE Benchmark Administration LIBOR Rate ("IBA LIBOR"), publicada por Reuters a las 11.00 horas de la Ciudad de Londres del segundo día hábil bancario anterior a la fecha del día del vencimiento del pago (o cualquier sucesor) o cualquier otro sistema de información internacional con reputación suficiente que publique dichas tasas; entendiéndose por día hábil bancario el día en que los bancos comerciales se encuentran abiertos al público a fin de liquidar operaciones en la ciudad de Nueva York, Estados Unidos, y sea un día en el que los bancos se encuentran abiertos para efectuar transacciones de operaciones interbancarias en Eurodólares en el mercado de Londres, Inglaterra.





## 20. Seguros

### 20.1 SEGUROS EXIGIBLES AL CARGADOR

El CARGADOR deberá contratar todos los seguros indicados en la presente cláusula y todos aquellos que correspondan al tipo de actividad a desarrollar y los requeridos por la legislación vigente.

En todos los Seguros mencionados en esta cláusula, el CARGADOR deberá procurar contratar los seguros destinados a proteger los bienes de su titularidad y/o aquellos en virtud de los cuales pueda ser considerado responsable, ya sea por daños ocasionados al TRANSPORTADOR, a sus empleados y/o a terceros externos a la relación contractual con el TRANSPORTADOR.

El CARGADOR será responsable por todo daño ocasionado en el marco del acuerdo/contrato al TRANSPORTADOR, por sus dependientes y/o bienes, sean estos de su propiedad o estén bajo su guarda, cuidado, custodia o control. Asimismo, estará también obligado a responder por los daños causados por los Subcontratistas a su cargo, por los empleados de los subcontratistas, debiendo indemnizar y mantener indemne al TRANSPORTADOR por cualquier reclamo por accidentes, multas y gastos, incluyendo pero no limitado a honorarios legales y costas, y sin que los seguros que se requieran y/o los límites de indemnización que se solicitan constituyan un límite a su responsabilidad.

El CARGADOR deberá contar con los seguros detallados en la presente, contratados en Compañías autorizadas a entera satisfacción del TRANSPORTADOR. El alcance de las obligaciones y/o responsabilidades por la falta de contratación o cobertura suficiente de los seguros solicitados, no supondrá de ninguna manera un perjuicio al TRANSPORTADOR. De igual modo, los montos de dichos seguros nunca serán inferiores a los obligatorios según las leyes y normas vigentes en los casos que correspondan.



## CLÁUSULAS COMUNES PARA SER INCLUIDAS EN LAS COBERTURAS

**Presentación de documentación:** Las pólizas respectivas, o los certificados de cobertura demostrativos de que aquellas se encuentran en trámite deberán ser presentados por el CARGADOR previo a la iniciación de los trabajos, con el recibo oficial de la Aseguradora por el pago total del premio correspondiente o en su defecto por el pago parcial en la fecha de vencimiento de cada cuota pactada con la aseguradora.

Para los casos en donde el certificado de cobertura tenga una validez inferior al año de vigencia de la póliza, la regularización de los mismos por cada período deberá realizarse previo a la fecha de finalización del documento.

**Franquicias, Deducibles y/o Infraseguro:** Toda diferencia que surja en el pago de las indemnizaciones por siniestros, ya sea por la existencia de infraseguro o aplicación de franquicias, estará a cargo del CARGADOR, y/o a los subcontratistas dependientes del CARGADOR principal.

**Extensión de las obligaciones a los Subcontratistas:** El CARGADOR deberá exigir a sus Subcontratistas que cuenten con los seguros enunciados en los puntos precedentes, con los mismos requisitos impuestos a él por el TRANSPORTADOR.

**Obligaciones del Contratista en caso de incidente que pueda dar lugar a un reclamo/Siniestro:** El CARGADOR deberá informar al TRANSPORTADOR todo incidente/siniestro relacionado con las tareas desarrolladas en el presente Acuerdo, en forma inmediata y fehaciente, obligándose a denunciarlo también a su compañía aseguradora dentro de un plazo de 24 hs. de ocurrido el hecho.

Asimismo, se compromete a brindar al TRANSPORTADOR y en todo momento, la información que le sea requerida.



El CARGADOR deberá presentar al TRANSPORTADOR copia de la denuncia efectuada con constancia de recepción de la misma, y además toda la información relacionada con el hecho que le sea requerida.

En adición a las condiciones precedentes, en las pólizas de seguros se deberá requerir a las aseguradoras incluir las siguientes cláusulas:

- Cláusula de No Modificación de la Póliza.
- Cláusula de No repetición a favor del TRANSPORTADOR y/o sus empleados y/o sus funcionarios y/o sus representantes y/o sus compañías controladas y/o vinculadas y/o sus aseguradoras.
- Cláusula de Notificación de la falta de pago de la póliza.

#### DETALLE SEGUROS EXIGIBLES AL CARGADOR

**Seguro de Riesgos del Trabajo:** El CARGADOR deberá dar cumplimiento a lo estipulado en la Ley N° 24.557 (Ley de Riesgos del Trabajo) y a las modificaciones que en el futuro pudieran afectar a la misma, como así también a lo expresado en el Decreto 84/96, y en la legislación aplicable respecto a seguridad e higiene en el trabajo, manteniendo indemne al TRANSPORTADOR en todo momento, mediante una cláusula de no subrogación en sus contrataciones de ART en los siguientes términos:

“... ART, renuncia en forma expresa a iniciar toda acción de repetición contra el TRANSPORTADOR y/o sus sociedades subsidiarias y/o vinculadas y/o participadas y/o accionistas y/o funcionarios y/o empleados y/u obreros y/o contratistas y/o subcontratistas, bien sea con fundamento en el art. 39.5 de la Ley 24.557 o en cualquier otra norma jurídica, con motivo de las prestaciones en especie o dinerarias que se vea obligada a otorgar o abonar al personal dependiente o ex dependiente de ... (empresa contratista)... alcanzados por la cobertura de la presente póliza, por accidentes de trabajo o enfermedades



profesionales sufridos o contraídos por el hecho o en ocasión del trabajo o en el trayecto entre el domicilio del trabajador y el lugar de trabajo”.

La ART se obliga a comunicar al TRANSPORTADOR en forma fehaciente, los incumplimientos a la póliza en que incurra el asegurado y especialmente la falta de pago en término de la misma, sea de manera total o parcial, dentro de los 10 días de verificado.

El CARGADOR deberá exigir a sus Subcontratistas el cumplimiento de la Ley 24.557 debiendo hacerse responsable ante la empresa del pago de las alícuotas correspondientes por parte de sus Subcontratistas. El CARGADOR deberá exigir que las contrataciones de ART de sus Subcontratistas contengan una cláusula idéntica a la transcripta mediante la cual su ART renuncia a efectuar reclamos contra el TRANSPORTADOR y/o sus funcionarios, empleados u obreros y empresas contratistas.

Cuando los trabajos sean realizados por personal extranjero, el CARGADOR deberá presentar una cobertura que sea suficiente para cumplir con las Leyes del país de origen de estos empleados.

**Seguro de Accidentes Personales:** Cuando el personal afectado al contrato no deba ser incluido en la cobertura de Riesgos del Trabajo, deberá presentar un seguro de Accidentes Personales, cuyas condiciones sean como mínimo las siguientes:

Muerte Accidental hasta la suma de AR\$1.000.000 (un millón de pesos argentinos), Invalidez total y/o parcial hasta la suma de AR\$ 1.000.000 (un millón de pesos argentinos), gastos médicos y/o farmacéuticos AR\$ 100.000 (cien mil pesos argentinos).

**Seguro Colectivo de Vida Obligatorio,** según Decreto 1567/74. El CARGADOR deberá presentar las pólizas que acrediten el cumplimiento de las disposiciones sobre Seguro de Vida Obligatorio conforme a lo dispuesto por el Decreto 1567/74.



**Seguro de Vida “Convenciones Colectivas de Trabajo”:** cuando la convención colectiva de trabajo que rige al gremio en cuestión estableciera un seguro de vida adicional al mencionado en el punto anterior, deberá presentar las pólizas y/o certificados que acrediten el cumplimiento.

**Seguro de Responsabilidad Civil Automotores:** El CARGADOR deberá presentar pólizas de automotores que cubran la responsabilidad civil por daños a bienes de terceros, y/o lesiones y/o muerte de terceros, y para los casos que el servicio lo requiera, el adicional de pasajeros transportados y no transportados, de acuerdo con la Resolución de la SSN Nro. 39.927.

Los límites de indemnización serán de AR\$ 17.500.000 (diecisiete millones quinientos mil pesos argentinos) para Automóviles, camionetas, remolcados, motos, bicicletas con motor, casas rodantes, autos de alquiler sin chofer, remolcados y AR\$ 38.500.000 (treinta y ocho millones quinientos mil pesos argentinos) para taxis, remises, maquinaria rural, camiones, acoplados, servicios de urgencia, fuerza de seguridad, vehículos para transporte de pasajeros M1.

Para el caso de vehículos de transporte de pasajeros M2 (vehículo para transporte de pasajeros con más de OCHO (8) asientos excluyendo el asiento del conductor, y que no exceda el peso máximo de CINCO MIL KILOGRAMOS (5.000 kg.) y M3 (vehículos para transporte de pasajeros con más de OCHO (8) asientos excluyendo el asiento del conductor, y que tenga un peso mayor a los CINCO MIL KILOGRAMOS (5.000 kg.) el límite de indemnización deberá ser de AR\$ 58.000.000 (cincuenta y ocho millones de pesos argentinos).

Cuando los vehículos ingresen a aeropuertos y campos petrolíferos, el límite de indemnización no podrá ser inferior a AR\$ 1.000.000 (un millón de pesos argentinos).

#### **Otras cláusulas.**

Además de las cláusulas aplicables, siempre que corresponda y no constituyendo un límite a la responsabilidad, las pólizas deberán incluir las siguientes cláusulas:



- CA-RC 16.01: Cobertura por el Transporte de Combustibles \$38.500.000
- CA-RC 03.01: Carga notoriamente muy inflamable, explosiva y/o corrosiva \$38.500.000
- CA-CO 13.1 Renuncia a la Subrogación: Se hace constar que, en caso de pagarse una indemnización por siniestros ocurridos, amparados por la cobertura de esta póliza, esta Aseguradora renuncia a ejercer sus derechos de subrogación contra el TRANSPORTADOR.
- CA-CO 13.2 Asegurados adicionales cuando se presta servicio: Queda entendido y convenido que las personas físicas y/o jurídicas indicadas en el Frente de Póliza serán consideradas asegurados, por el plazo allí indicado, siempre y cuando el siniestro ocurra con motivo y en ocasión de la prestación de un servicio por parte del asegurado en favor del TRANSPORTADOR.

De igual modo y cuando corresponda según el tipo de prestación que se contrate se deberá solicitar al CARGADOR la inclusión de las siguientes cláusulas de cobertura:

- CA-RC 11.1 Cobertura de Daño Ambiental: el límite de indemnización no podrá ser inferior a AR\$ 1.000.000 (un millón de pesos argentinos) para estos casos.
- CA-RC 12.2 Gastos de remediación: el límite de indemnización no podrá ser inferior a AR\$ 1.000.000 (Un millón de pesos argentinos) para estos casos.
- CA-RC 5.1 y 5.2 Limitación de la Cobertura de Responsabilidad Civil hacia Terceros Transportados y no Transportados de Vehículos.
- CA-RC 16.1 Cobertura por el transporte de combustibles.

**Seguro de Responsabilidad Civil:** El CARGADOR deberá contar con un seguro de Responsabilidad Civil, que incluya las operaciones de carga y descarga, contaminación y/o polución repentina, súbita y/o accidental hasta un límite de US\$ 2.000.000 (dos millones de dólares estadounidenses) por evento, incluyendo al TRANSPORTADOR (YPF S.A.) como Asegurado Adicional para las tareas relacionadas con este contrato.



**Seguro de la Carga:** El mismo estará a cargo del CARGADOR.

## 20.2 SEGUROS EXIGIBLES AL TRANSPORTADOR

**Seguro de Responsabilidad Civil Operaciones y Producto:** El TRANSPORTADOR deberá contratar un seguro de responsabilidad civil, amparando todo daño que pueda causar el TRANSPORTADOR y/o su Proveedor y/o Contratista o sus subcontratistas a terceras personas y/o cosas de terceros, daños al medio ambiente y contaminación y/o polución repentina, súbita y accidental, como asimismo las que pudiera ocasionar al CARGADOR y/o a su personal y/o a sus cosas como consecuencia del desarrollo de su actividad (Servicio de transporte de Hidrocarburo líquido a través de ducto y/o Tanques) y/u objeto específico del presente contrato.

**Seguro de Todo Riesgo Operativo:** El TRANSPORTADOR deberá contratar un seguro de Todo Riesgo Operativo, incluyendo, pero no limitado a:

- Polución y/o Contaminación y/o Derrame y/o Filtración súbita o accidental.
- Producto a transportar (valor de reposición desde el PUNTO DE ENTREGA hasta el PUNTO DE DEVOLUCIÓN).

**Otros Seguros:** El TRANSPORTADOR podrá exigir la contratación de seguros adicionales cuando las características del Servicio así lo requieran. Dichos seguros estarán especificados en las Condiciones Particulares.

## 21. Caso Fortuito. Fuerza Mayor

21.1. La expresión Caso Fortuito y Fuerza Mayor tendrá el significado asignado por el artículo 1730 y concordantes del Código Civil y Comercial de la



Nación. Serán considerados también como Fuerza Mayor y/o Caso Fortuito a los efectos del presente, cualquier acto de gobierno, del Estado o de la Autoridad, incluyendo a cualquier Autoridad de aplicación. Serán también considerados como actos de Fuerza Mayor, los actos que produjesen interrupciones y/o suspensiones en la prestación del Servicio y que fueren consecuencia de conflictos sindicales de carácter general. Si la prestación de los Servicios se viese afectada por estas circunstancias, el TRANSPORTADOR deberá comunicar las mismas al CARGADOR tan pronto como le sea posible y nunca más allá de los tres (3) días corridos de haber tomado conocimiento del evento.

- 21.2. En dichos casos, el TRANSPORTADOR suspenderá la recepción del Hidrocarburo líquido que se vea imposibilitado de transportar y deberá realizar todas las diligencias razonables que se requieran para reestablecer tan pronto como sea posible el Servicio.
- 21.3. En ningún caso podrá invocarse un evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, para eximirse de la obligación de pago de cualquier suma de dinero debida de conformidad las presentes condiciones Generales del Servicio.

## **22. Interrupción de Servicio**

- 22.1. El TRANSPORTADOR podrá interrumpir unilateralmente la prestación del Servicio, debiendo comunicar dicha suspensión al CARGADOR con una anticipación de treinta (30) días, si el CARGADOR incurre en mora en dos (2) meses consecutivos o seis (6) meses alternados dentro de un período de dos (2) años. Lo anterior, sin perjuicio de la obligación del CARGADOR de subsanar cualquier incumplimiento, y del derecho del





TRANSPORTADOR de reclamar los daños y perjuicio de derivados de dicho incumplimiento.

22.2. El TRANSPORTADOR podrá interrumpir unilateralmente la prestación del Servicio si el CARGADOR:

- (i) Se presentará solicitando su concurso preventivo, su propia quiebra o ésta le fuera solicitada por un acreedor y no fuera levantada en la primera oportunidad procesal disponible; o
- (ii) Entrará en cesación de pagos en los términos de la ley 24.522

22.3. El TRANSPORTADOR podrá interrumpir unilateralmente la prestación del Servicio sin previo aviso si considera que la continuidad del Servicio pone en riesgo las instalaciones, la seguridad de las personas y/o el medio ambiente. La suspensión se mantendrá mientras persistan las condiciones que la motivaron. Luego de suspender las operaciones deberá dar aviso al CARGADOR mediante correo electrónico.

22.4. El TRANSPORTADOR podrá interrumpir unilateralmente la prestación del Servicio en caso de incumplimiento del CARGADOR a los restantes términos de las presentes Condiciones Generales no subsanado dentro de los 15 días desde la intimación de parte del TRANSPORTADOR.

22.5. En ninguno de los casos previstos expresamente en la presente cláusula, la interrupción de prestación del Servicio supondrá renuncia a reclamar al CARGADOR los daños y perjuicios que hubiere padecido como consecuencia del incumplimiento de esta última, así como el pago de cualquier suma de dinero adeudada por la prestación del Servicio.

22.6. De existir razones derivadas de problemas operativos o de cualquier otro tipo, razonablemente fundados, que afecten las posibilidades de recepción por parte del TRANSPORTADOR, el CARGADOR tendrá la obligación de suspender las entregas de Hidrocarburo líquido por un plazo no mayor de SETENTA Y DOS (72) horas por mes calendario, entendiéndose que estas SETENTA Y DOS (72) horas podrán ser continuas o por períodos inferiores acumulativos hasta alcanzar ese tiempo mensual. En los casos en que la posibilidad de recepción por parte



del TRANSPORTADOR esté afectada por falta de capacidad de almacenaje emergente de factores adversos en la evacuación de crudo en el PUNTO DE CARGA/DEVOLUCION, los CARGADORES suspenderán las entregas de Hidrocarburo líquido hasta que los motivos que hayan dado lugar a la interrupción del Servicio se hubieran superado.

## **23. Cesión**

- 23.1. El TRANSPORTADOR podrá ceder a favor de cualquier tercero los derechos de cobro de los créditos derivados de la facturación producto de la prestación de Servicios bajo las presentes Condiciones Generales del Servicio. El CARGADOR no podrá negarse a la cesión de los derechos de cobro bajo este apartado.
- 23.2. El CARGADOR no podrá ceder los derechos u obligaciones emergentes de las presentes Condiciones Generales del Servicio, así como su posición contractual en las mismas sin el consentimiento previo y escrito del TRANSPORTADOR.
- 23.3. El TRANSPORTADOR podrá ceder los derechos y obligaciones emergentes de las presentes Condiciones Generales a terceros, sin necesidad de obtener el consentimiento previo del CARGADOR.

## **24. Notificaciones**

- 24.1. Toda notificación que se cursen las Partes con motivo de las presentes Condiciones Generales del Servicio deberá ser efectuada de manera fehaciente en los domicilios indicados formalmente por las partes. A tal efecto el TRANSPORTADOR fija su domicilio en:

### **TRANSPORTADOR:**

YPF SA

Macacha Güemes 515

Ciudad Autónoma de Buenos Aires



Cualquiera de las Partes podrá modificar su domicilio siempre que notifique tal circunstancia en forma fehaciente a la otra con razonable antelación. Se tendrán por válidas las comunicaciones que se cursen entre las Partes al anterior domicilio hasta tanto el cambio del mismo no sea notificado expresamente.

24.2. El CARGADOR deberá notificar en forma previa al inicio del Servicio el domicilio al cual deberán estar dirigidas todas las notificaciones que se relacionen con estas Condiciones Generales del Servicio.

## **25. Otros términos y Condiciones**

Para todo lo no previsto en las presentes Condiciones Generales del Servicio será de aplicación el marco regulatorio vigente y Res 571/2019.

## **26. Ley Aplicable. Resolución de Conflictos**

26.1. Las presentes Condiciones Generales del Servicio, así como su validez, interpretación, cumplimiento e incumplimiento se regirá de conformidad con las leyes de la República Argentina.

26.2. Cualquier controversia entre las Partes relativa a las presentes Condiciones Generales del Servicio, su interpretación, validez o invalidez, cumplimiento o incumplimiento será solucionada por las Partes mediante negociaciones directas por el término de quince (15) días hábiles computados a partir de la fecha en que la controversia haya sido planteada por escrito por una de las Partes a la otra.

26.3. Si transcurridos quince (15) días corridos desde la fecha señalada para la reunión precedentemente indicada, el conflicto subsistiese en forma total o parcial, la divergencia podrá ser llevada por cualquiera de las Partes para su resolución ante un tribunal arbitral compuesto por tres miembros,



el cual laudará conforme a derecho según las Reglas del Centro Empresarial de Mediación y Arbitraje (Asociación Civil).

26.4. Por medio del presente, ambas Partes aceptan el compromiso arbitral indicado precedentemente y renuncian expresamente a cualquier otro fuero y jurisdicción que pudiera corresponder y renuncian asimismo a iniciar cualquier tipo de proceso ni apelación posterior. El lugar del arbitraje será la Ciudad de Buenos Aires, República Argentina, o cualquier otro lugar que las Partes acuerden. El idioma del arbitraje será español. Cada parte designará un árbitro y éstos, de común acuerdo y dentro de cinco (5) días corridos, designarán a un tercero. El laudo arbitral deberá ser emitido por escrito y será definitivo, vinculante para las Partes e irrecurrible, salvo los recursos de aclaratoria y/o nulidad previstos en el Artículo 760 del Código Procesal Civil y Comercial de la República Argentina (“Apelaciones Especiales”). El laudo deberá decidir sobre la forma de soportar los costos del arbitraje, incluyendo gastos y razonables honorarios profesionales. La ejecución de cualquier laudo que no fuera cumplido podrá demandarse ante cualquier tribunal que tenga jurisdicción sobre la/s parte/s que conforme al laudo deba/n efectuar pagos o ejecutar acciones o que tenga jurisdicción sobre los activos de tal/es parte/s; disponiéndose, sin embargo, que cualquier Apelación Especial deberá ser presentada exclusivamente ante los tribunales y de conformidad con las leyes de la República Argentina.

La ejecución del laudo arbitral se suspenderá hasta tanto:

- (i) haya transcurrido el plazo de presentación de dichas Apelaciones Especiales, sin que se haya producido tal presentación, o
- (ii) se haya dictado una orden judicial definitiva e inapelable con relación a tales Apelaciones Especiales.

Esta sección subsistirá hasta la terminación de cualquier cuestión que se derive del presente Acuerdo.



## **27. Orden de Prelación.**

Forman parte complementaria de las presentes Condiciones Generales los siguientes Anexos:

Anexo I: Guía de Procedimientos

Anexo II: Programación

Anexo III: Condiciones particulares Oleoductos PR-LP y LP-DS

Anexo IV: Condiciones particulares Poliducto MC-SL

Anexo V: Sustancias Contaminantes y disruptivas del sistema de transporte

Anexo VI: Transporte No Físico

Anexo VII: Metodología de Banco de Calidad

## **28. Cumplimiento De Leyes**

- 28.1. Cada Parte acuerda y garantiza a la otra que, en relación con estas Condiciones Generales del Servicio, conoce y cumplirá todas las leyes, normas, y reglamentaciones, así como los requisitos referidos a la lucha contra el soborno o lavado de dinero que le resulten aplicables.
- 28.2. Cada Parte declara que aplicará sus propios lineamientos y códigos de conducta para cumplir con lo establecido en la normativa descripta en el apartado 27.1 precedente, y aquella otra que la resulte aplicable.



## **ANEXO I - GUÍA DE PROCEDIMIENTOS**

Procedimientos para control, extracción de muestras, medición y análisis para determinar las cantidades y calidad del hidrocarburo líquido entregado por el CARGADOR mediante Tanques Calibrados y/o Unidades Automáticas de Medición.

### **1. MEDICION MEDIANTE TANQUES CALIBRADOS**

Todas las operaciones de control serán supervisadas por los representantes del TRANSPORTADOR y del CARGADOR, que serán designados a tal efecto.

#### **1.1. CONTROLES**

Los controles a realizar por dicho personal serán los que se detallan a continuación:

- a)** Certificado y verificación primitiva de única unidad.
- b)** Tabla de calibración aprobada por Ente Nacional de aplicación.
- c)** Comprobación del cierre y precintado de las válvulas del tanque afectadas a la entrega (ingreso, egreso, purga, etc.) registrar en planilla correspondiente y refrendar por ambas PARTES.
- d)** Control de la exactitud de los elementos con que se efectuarán las mediciones.
- e)** Medición del vacío del tanque.
- f)** Medición de agua y sedimentos separados en el fondo.
- g)** Determinación de la temperatura del producto existente.

En el caso de que las mediciones de tanques no se hagan en conjunto, el CARGADOR deberá facilitar la información de las mediciones iniciales y finales de tanques involucrados en las entregas al ducto cuando el TRANSPORTADOR lo requiera para contrastar con la medición de la ULACT.



## 1.2. ELEMENTOS DE MEDICION

Los elementos que se empleen en la medición de los tanques (cinta, pilón, termómetro, varilla, etc.) deberán encontrarse aprobados por la Oficina Nacional de Metrología Legal (Pesos y Medidas) y contar con los respectivos certificados de calibración y trazabilidad. Además, dichos elementos deberán responder en un todo a lo especificado en la Normas IRAM-IAPG y API correspondientes. La provisión de estos elementos correrá por cuenta del CARGADOR.

## 1.3. MUESTREO

Las muestras a obtener para su posterior análisis en el laboratorio se extraerán como “Muestra corrida o general”, según lo especificado en la Normas IRAM-IAPG y API correspondientes y siguiendo las recomendaciones generales de las mismas. A título no limitativo, se debe dar cumplimiento a lo indicado en el Esquema A2 de Norma IRAM 6502-1

Se tomarán cuatro (4) muestras corridas, las que serán mezcladas y homogeneizadas en un mismo recipiente. La mezcla homogeneizada se volcará en cuatro (4) recipientes que serán cerrados y precintados, de manera de obtener cuatro (4) muestras representativas. Los recipientes podrán ser de hojalata, vidrio u otro material a definir entre las partes de acuerdo con API MPMS 8.3 con tapa hermética de un litro. En caso de que la muestra sea para posterior determinación de Tensión de Vapor Reid, será necesario que tanto el recipiente como el punto de extracción, esté correctamente diseñado y testeado para mantener las condiciones de la muestra de manera que el valor obtenido en el laboratorio sea representativo del contenido del tanque. Las muestras se identificarán correctamente, indicando fecha y datos de la transacción y serán refrendadas por el personal actuante en representación del TRANSPORTADOR y del CARGADOR. Los (4) recipientes precintados de la entrega serán identificados y distribuidos de la siguiente manera:



- 1) Muestra de Análisis. Se empleará para las determinaciones que se harán en el Centro de Control de Calidad del TRANSPORTADOR con intervención de las partes interesadas.
- 2) Muestra del TRANSPORTADOR.
- 3) Muestra del CARGADOR
- 4) Muestra Testigo. Es la muestra que se guardará para el caso de algún reclamo posterior de cualquiera de las Partes. Su custodia quedará a cargo del TRANSPORTADOR al menos hasta 30 días posteriores a la fecha en que se realizó el muestreo. Esta muestra podrá ser reemplazada por la muestra del TRANSPORTADOR o del CARGADOR, previo acuerdo entre las partes y especificado en el anexo del sistema correspondiente.

#### 1.4. DETERMINACION DEL VOLUMEN DEL TANQUE RECEPCIONADO

Con los datos referidos a las mediciones de vacío, agua de fondo y temperatura obtenidos de los tanques antes y después de cada operación en que se efectúe la entrega y los valores correspondientes a sedimentos, agua, contenido de sales y densidad determinados sobre las muestras extraídas en el laboratorio de Control de Calidad del TRANSPORTADOR o el que definan las Partes de común acuerdo, se procederá a calcular las existencias iniciales y finales de acuerdo a lo indicado en IRAM IAPG A6902 y API MPMS 12.1.1, a efectos de obtener por diferencia de los valores resultantes, el ingreso neto registrado. Si en la entrega del hidrocarburo líquido intervinieran dos o más tanques, la cantidad egresada se obtendrá por la suma de las diferencias de existencias de cada tanque afectado a la operación.

#### 1.5. RECALIBRADO DE TANQUES

La recalibración se realizará de acuerdo con las normativas de aplicación vigente. Una vez vencida la calibración del tanque no podrá ser utilizado para transacción fiscal, es responsabilidad del CARGADOR el cumplimiento de las normativas al respecto.





## 2. MEDICION MEDIANTE UNIDADES AUTOMATICAS DE MEDICION (UAM)

Las Unidades Automáticas de Medición (UAM) deberán cumplir con los requisitos establecidos en el MPMS API, IRAM-IAPG y Normativa de aplicación tanto Nacional como Provincial vigente (se puede citar a modo de ejemplo no limitativo la Res. 85/2012 de la SECI, Res. 318/2010 de la SEN, Ley 3.655 de la Provincia de Santa Cruz, etc.).

### 2.1. TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

La finalización de la transferencia de custodia (cierre de batch) la definirá el TRANSPORTADOR, estableciendo la periodicidad y el horario. El TRANSPORTADOR procurará definir una fecha de acuerdo con el CARGADOR. La liquidación de las entregas se efectuará sobre la base de lo establecido por el Report impreso que el computador emite en el horario establecido en párrafo anterior. Previo a la liquidación, las Partes tomarán lectura de los totalizadores electrónicos y mecánicos no reseteables, esto permitirá efectuar la liquidación en caso de fallas del computador. La liquidación de cantidad se hará sobre la base de lo registrado en el reporte de los medidores (Batch), siempre que el volumen en litros sin compensación aquí registrado (Gross) no difieran en +/- 0.10 % con lo registrado por los contadores mecánicos. Las diferencias que se originen entre los contadores electrónicos y mecánicos no reseteables (raw), deberán ser investigadas "in situ", único modo de determinar si alguno de los medidores dejó de registrar por alguna falla. En caso de que se proceda a realizar la liquidación por los contadores no reseteables y los valores de los coeficientes CTL, CPL y MF no sean representativos de la entrega, se tomarán los valores promedio de las últimas entregas a acordar entre las partes. Esto último quedará reflejado mediante Acta acuerdo. En caso de que la Unidad no cuente con un medidor mecánico independiente al procesador electrónico, la misma debe poseer un sistema de rechazo por falta de pulsos. En el caso que la UAM no cuente con un medidor de densidad en línea, la densidad hidratada a 15°C obtenida de la garrafa de muestreo del lote es la que debe incorporarse al



computador a fin de efectuar el cálculo o recálculo de la cantidad transferida. En el caso de las Unidades que se encuentren distantes de los Laboratorios o que debido a cuestiones operativas o de seguridad de los Operadores, previo acuerdo entre partes, se podrá utilizar la densidad del Batch anterior para calcular el actual, siempre y cuando la variación de la densidad no sea superior a +/- 10% sobre el promedio de la densidad de los últimos “n” Batch (a determinar en cada punto de recepción en particular). Para el caso de las UAM que cuenten con Medidores Másicos será obligatoria la instalación de un densímetro en línea apto para Custody Transfer, así como también un contador de respaldo. Esto último también será obligatorio para las unidades de medición que cuenten con Ultrasónicos o Turbinas.

## **2.2. PRUEBAS DE MEDIDORES Y PROBADOR**

Puesto que la UAM ha sido diseñada en un todo de acuerdo con el MPMS API, al finalizar las pruebas, el procesador emitirá un informe que ambas Partes deberán refrendar, debiendo en ese momento cargar al microprocesador el nuevo factor determinado o aceptar que el equipo lo actualice automáticamente.

### **2.2.1. Linealización de los Medidores**

A los efectos de lograr una mayor exactitud en la medición, en función de la obtención de los factores para los distintos caudales, se recomienda la linealización del Factor de acuerdo con el MPMS API Cap.12.

El ensayo de linealidad se realizará ante una intervención en la cual se desarmen las partes componentes del medidor que se encuentran inmersas en el hidrocarburo líquido y/o mantenimiento del Medidor o por lo menos una vez al año utilizando intervalos cada 20 % de variación de caudal, yendo de menor a mayor caudal. Los medidores se operarán dentro del rango de la linealidad.

### **2.2.2. Frecuencia de las Pruebas**



Los Medidores se calibrarán en forma automática a través del computador según las siguientes condiciones:

- a. De acuerdo con programa definido por el TRANSPORTADOR según criterios acordados con el CARGADOR.
- b. Cuando el caudal varíe en +/- 20% para el caso de los medidores no linealizados.
- c. Ante una intervención y/o mantenimiento del Medidor.
- d. Ante el cambio, reparación o calibración de los sensores de temperatura o presión.
- e. Ante cualquier cambio de condición operativa que pueda afectar el ultimo MF implementado. (presión, densidad y temperatura).
- f. Inicio de una nueva remesa (cambio de producto) en el momento que se hayan estabilizado las condiciones operativas (Presión, Densidad, Temperatura y Caudal).
- g. Para una misma Remesa se calibrará de la siguiente manera:
  1. Si la remesa es menor a 4.000 m<sup>3</sup> se calibrará una sola vez, al inicio de la remesa.
  2. Si la remesa es superior a los 4.000 m<sup>3</sup> se calibrará al inicio, al final y cada 4.000 m<sup>3</sup> (+/- 500 m<sup>3</sup>) o hayan transcurrido 12 hs entre el inicio y fin, lo que ocurra primero. La frecuencia de 4.000 m<sup>3</sup> será a modo de referencia admitiéndose una variación de +/- 500 m<sup>3</sup> según el criterio operativo y las condiciones del proceso al momento de calibrar.
  3. La calibración al final de una remesa se realizará si transcurrieron más de 2000 m<sup>3</sup> desde la última calibración intermedia.
  4. Para el caso de los Oleoductos, quedará a criterio de cada Centro Operativo realizar una Verificación en lugar de una Calibración, pero la condición mínima es una calibración diaria por Remesa.
- h. Cuando la temperatura varíe en +/- 2 °C
- i. Luego de un paro en el ducto
- j. Al cambiar el puente de medición (medidor volumétrico) en servicio
- k. Por cualquier otro cambio en las condiciones operativas que puedan impactar en la medición se deberá realizar una Verificación del Factor.



Se debe tener en cuenta que esta frecuencia estará supeditada a los acuerdos de partes, en particular en las unidades en las que se requiera la presencia de un tercero para la validación del nuevo Meter Factor.

### **2.2.3. Pruebas de los Medidores y Reportes**

La prueba del medidor se realizará desde el computador el cual compara los pulsos aplicando los parámetros establecidos.

Una vez finalizada el computador emitirá un reporte donde informará el nuevo MF implementado automáticamente, este valor será registrado en la Carta de Control del medidor correspondiente. En caso de que la prueba no sea satisfactoria se repetirá inmediatamente una nueva prueba (como máximo tres veces más) de modo de asegurar los valores obtenidos. Si persiste el desvío se dejará fuera de servicio el medidor y continuar la medición por otro medidor. Posterior al análisis de los desvíos, los reportes de las pruebas no satisfactorias serán archivados para continuar con la correlatividad de dichos reportes, aunque no serán cargadas en las Cartas de Control. Los reportes satisfactorios serán implementados automáticamente por el computador y dichos reportes serán registrados en las Cartas de Control. Los reportes deberán ser firmados por las Partes involucradas.

### **2.2.4. Cartas de Control**

Las Cartas de Control permiten ver gráficamente la evolución del Factor del medidor en el tiempo y su variación en función del Caudal, la Temperatura, Densidad y Presión, de esta manera poder detectar desvíos que motiven la intervención mecánica del mismo y/o control general en todos los instrumentos intervinientes. (Válvulas, sensores, computador, esfera, switches, probador, etc.). Las Cartas de Control deberán tener límites móviles o fijos de control estadísticos según Cap.5 y 13 del MPMS API. Una nueva carta de control comenzará posterior a un mantenimiento en el medidor (cambio interno, cambio de relación engranajes o generador de pulsos), después de un Waterdraw, ante



un cambio de Revisión del computador o cuando se realice una Linealización. El responsable de la unidad de medición será el responsable de realizar las cartas de control y su seguimiento según la normativa descripta. Se llevará además una planilla de seguimiento de las calibraciones, intervenciones de los sistemas de medición, cambio de factor, control de temperatura y presión, repetibilidad, curva de comportamiento, etc. Toda la información referida al seguimiento y control de los sistemas de medición deberá estar disponible cuando la otra parte lo requiera.

El criterio de aceptación mandatorio para la implementación del MF en el computador será el de la Carta de Control según el Cap. 13 de API MPMS

#### **2.2.5. Probador**

El control, mantenimiento y calibración del mismo se realizará de acuerdo con las normativas vigentes y serán responsabilidad del CARGADOR. La calibración del Probador (Waterdraw) se realizará según acuerdo entre las Partes aplicando la normativa API MPMS Capitulo 4 (Pautas para realizar el ensayo) y capitulo 12 (cálculos para determinar el volumen). La frecuencia de calibración del probador está determinada según capítulo 4, no excediendo por ningún motivo los 5 años desde la última calibración. En los casos de unidades de medición nuevas se deberá realizar el ensayo Waterdraw para la puesta en marcha y un nuevo ensayo a los doce (12) meses de utilización.

Por otra parte, será motivo de un nuevo ensayo cuando el probador se modifique mecánicamente, se realicen trabajos de pintura en su interior o se desmonten y/o cambien ambos switch. Esta situación dará lugar a una nueva calibración a los doce (12) meses de utilización.

Una vez vencida la calibración del probador el mismo quedará fuera de servicio siendo responsabilidad del CARGADOR el cumplimiento de las normativas al respecto.



Siempre se intentará reducir al máximo posible la incertidumbre del Ensayo de Waterdraw, respetando lo indicado en API MPMS 4.9.2. y las Resoluciones 85/10 de la SECI y 318/12 de la SEN.

### 2.3. MUESTREO AUTOMATICO

La totalidad del sistema de muestreo deberá cumplir todo lo indicado en los lineamientos del Capítulo 8.2 de API MPMS y la legislación nacional al respecto, incluida la Resolución 318/2010 de la Secretaría de Energía de la Nación. Para el caso de los poliductos podrán extraerse las muestras de los distintos productos con un muestreo sobre la línea de ingreso utilizando botellas de un litro para tal fin y estableciendo una frecuencia adecuada en función de los volúmenes de las remesas.

A fin de asegurar su representatividad, será necesario determinar el Factor de Performance (PF) y Grab Factor (GF). Para el cálculo de los mismos se utilizará la Norma ASTM D4177, la adquisición de los datos será realizada desde un contador de pulsos, preferiblemente reseteable o un contador interno del computador de cálculo y una balanza calibrada con certificación vigente. El volumen extraído en la garrafa se programará para un llenado de aproximadamente el 80 % del volumen (Ver ASTM D 4177) por remesa liquidada procurando el máximo número de extracciones que pueda ser obtenido durante el batch. Dicha cantidad de extracciones no deberá ser menor a 6.000. Los parámetros de aceptación de la garrafa son los indicados en el API-MPMS, Cap. 8, Secc. 2. Los pesos vacíos y llenos de las garrafas, o la Tara, serán determinados con la balanza ubicada en la Unidad de medición. El peso de la garrafa y el conteo de pulsos deberá ser incorporado como señal al computador para poder ser visualizado por el TRANSPORTADOR mediante la telesupervisión.

El sistema de recirculación, mezclado y extracción deberá contar con su ensayo de tiempo de mezclado, homogeneizado e Inyección de agua (API MPMS 8.3 – ASTM D5854). Dichos ensayos y sus resultados deberán ser aceptados por las Partes.



En caso de que sea necesario reemplazar los contenedores de muestra portátiles por otros vacíos que hayan sido previamente pesados y etiquetados; colocando precintos nuevos, registrando los números de identificación de los mismos en el Libro de Registro correspondiente a la instalación.

Si los contenedores de muestra no son reemplazados, se debe tener especial cuidado en la limpieza de los mismos al finalizar el cuarteo de las muestras y asegurarse que estén perfectamente limpios antes de iniciar el nuevo Batch.

### **2.3.1. Fallas en el sistema de muestreo**

En caso de observarse que el sistema de muestreo no funciona correctamente, el TRANSPORTADOR pedirá la detención del ingreso hasta tanto se solucione dicha situación. En caso de no contarse con una muestra representativa de la entrega (Factor de Performance (PF) y Grab Factor (GF) para el caso de muestreadores automáticos), se procederá a tomar los máximos valores permitidos en el Condiciones de Transporte, (1% de Agua y Sedimentos y 100 gr/m<sup>3</sup> de Sales para el caso de petróleo crudo). La densidad del lote será establecida con los promedios de entregas homogéneas determinada por el TRANSPORTADOR. En caso de no existir indicaciones particulares, se deberán utilizar el promedio de las últimas 5 entregas.

### **2.3.2. Tipos de recipientes y tiempo de custodia de las muestras**

Los recipientes podrán ser de hojalata, vidrio u otro material a definir entre las partes de acuerdo con API MPMS 8.3, con tapa hermética, y de 1 litro de capacidad. Las muestras se identificarán correctamente, indicando fecha y datos de la transacción y serán refrendadas por el personal actuante en representación del TRANSPORTADOR y del CARGADOR. Los (4) recipientes precintados de la entrega serán identificados y distribuidos de la siguiente manera

- 1)** Muestra de Análisis. Se empleará para las determinaciones que se harán en el Centro de Control de Calidad del TRANSPORTADOR con intervención de las partes interesadas.



- 2) Muestra del TRANSPORTADOR.
- 3) Muestra del CARGADOR
- 4) Muestra Testigo. Es la muestra que se guardará para el caso de algún reclamo posterior de cualquiera de las Partes. Su custodia quedará a cargo del TRANSPORTADOR al menos hasta 30 días posteriores a la fecha en que se realizó el muestreo. Esta muestra podrá ser reemplazada por la muestra del TRANSPORTADOR o del CARGADOR, previo acuerdo entre las partes y especificado en el anexo del sistema correspondiente

## 2.4. COMPUTADOR DE FLUJO

Ambas Partes deberán poseer un detalle completo (Config Report) de los parámetros de configuración del computador. A fin de realizar el control de los valores cargados en el procesador se deberá imprimir un Report mensual, el cual será chequeado por ambas Partes contra los datos originales, este se firmará y se guardará en un bibliorato destinado a tal fin que estará ubicado donde lo acuerden las Partes. Ambas partes poseerán copias de todos los Reportes que emita el procesador de la Unidad de Medición.

Además, y con la misma frecuencia, ambas Partes deberán imprimir y refrendar un Audit Trail y Reporte de Alarmas. Dichos reportes serán chequeados y firmados. Los parámetros del procesador pueden variarse, solo con los consentimientos de las Partes, y esto deberá quedar asentado en el libro de novedades y en una nueva hoja de datos. La clave del computador deberá ser ingresada por ambas Partes. El computador deberá estar configurado con la opción de auditoria extendida teniendo la obligación de disponer uno de los puertos para el TRANSPORTADOR. Todos los puertos deberán estar auditados para asegurar que en caso de que se realice un cambio por alguno de ellos quede registrado (incluido el de telesupervisión y el de mantenimiento).

## 2.5. MANTENIMIENTO





El mantenimiento preventivo y correctivo de todos los elementos que componen la Unidad de medición estará a cargo del propietario de la misma, cumpliendo todas las resoluciones y normativas vigentes de aplicación tanto Nacional como Provincial (se puede citar a modo de ejemplo no limitativo la Res. 85/2012 de la SECI, Res. 318/2010 de la SEN, Ley 3.655 de la Provincia de Santa Cruz, etc.).

Los mantenimientos programados deberán ser informados en tiempo y forma a la otra Parte para su correspondiente supervisión. Los informes resultantes de estos serán entregados de manera electrónica a las partes involucradas.

## 2.6. PRECINTOS

Se precintarán todos aquellos dispositivos y/o válvulas que no deban ser operados sin el consentimiento de ambas Partes. Todo corte de precintos para tareas de mantenimiento se hará en presencia de ambas Partes y deberá ser registrado y firmado por ambas en el libro destinado para tal fin. Todos los precintos deben ser registrados en la Planilla de Precintos, donde se harán las observaciones que correspondan registrándose los números y su ubicación física, con la firma de conformidad de ambas partes para cada número consignado. La frecuencia de dicha planilla

será mensual, pero ante cada movimiento de precinto también deberá actualizarse.

Se colocarán precintos como mínimo en los siguientes puntos:

- Todas las válvulas que puedan derivar hidrocarburo líquido de su recorrido por los ramales habilitados entre las partes.
- Toda instalación a través de la cual alguna o ambas partes pueden modificar los datos ingresados al procesador del medidor y/o calibrador (rack de la unidad de medición, procesador, tablero de control, unidad de enlace remoto de datos, etc.).
- El acceso de recinto que contenga la unidad de medición y el sacamuestras,



## 2.7. DOCUMENTACION

La Unidad de Medición deberá contar in situ con una copia del Manual Completo del Equipo (planos, certificado de calibración del probador, detalle del instrumental instalado, etc.) el cual se constituirá en elemento de consulta para ambas Partes. También deberá contar con un Libro de Novedades junto con la Planilla de Precintos actualizada.

## 2.8. GENERALIDADES

El acceso al gabinete del computador de la Unidad, así como al predio (cerco) que la circunda, será consensuado entre las Partes.

## 3. ANALISIS DE LAS MUESTRAS

Los análisis de las muestras se realizarán en los Centros de Control de Calidad del TRANSPORTADOR y/o del laboratorio que las Partes acuerden, aplicando las siguientes Normativas o las que oportunamente las reemplacen y/o acuerden las partes:

- ASTM D4928: Determinación de Agua en crudo por Karl Fischer
- ASTM D4006: Determinación de Agua por destilado (cuando por la calidad del crudo se vea afectada la determinación obtenida por ASTM D4928)
- ASTM D4807: Determinación de Sedimentos en crudo por filtración
- ASTM D3230: Determinación de Sales en petróleo Método Electrolítico.
- ASTM D5002: Determinación de Densidad en petróleo.
- ASTM D323: Determinación de TVR: Presión de vapor de petróleo crudo

Los Certificados de calibración vigentes de los equipos y elementos utilizados para las determinaciones estarán disponibles in situ en caso de requerimiento de la otra parte.



Para las Normas mencionadas se deberá cumplir con todas las recomendaciones propuestos por las mismas (cálculo de errores, ensayos de repetitividad, verificación con patrones certificados, etc.).

Para determinar la Tensión de Vapor Reid se tomarán muestras de la línea de entrega asegurando la representatividad de la muestra, eliminando la posibilidad que se evaporen livianos contenidos en la corriente líquida al extraer la muestra. Para lograr lo antes indicado, la muestra se deberá retirar acorde a lo indicado en ASTM D4057; D5842 o D8009. En caso de discrepancias inherentes a los análisis, las Partes, de común acuerdo, designarán un laboratorio independiente calificado por las mismas para efectuar los análisis sujetos a controversias, de acuerdo con las normas establecidas para este punto. Solo se utilizará la metodología de la determinación del Agua por destilado (ASTM D 4006) en casos donde por calidad de crudo la metodología antes enunciada (ASTM D 4928) se vea afectada. El instrumental correspondiente deberá tener su certificado de calibración vigente.

Para el resto de los hidrocarburos líquidos, los parámetros y las normativas implicadas en los análisis de las muestras se especificarán en los anexos particulares de cada sistema de ducto.

#### 4. CONTROL Y AUDITORIAS

El TRANSPORTADOR y/o CARGADOR tendrán derecho a conducir auditorias e inspecciones operativas para confirmar que se está operando y manteniendo las instalaciones de acuerdo con normas API-MPMS, ASTM, IRAM-IAPG, resoluciones y normativas técnicas y legales vigentes y lo acordado en párrafos anteriores.



## **ANEXO II – PROGRAMACIÓN**

### **1. Definiciones**

Los siguientes términos y vocablos, cuando se encuentren escritos con mayúscula inicial tendrán el significado que se les asigna a continuación.

Cargador: a los fines del presente ANEXO II – PROGRAMACIÓN, significará un usuario del Ducto. En el caso de referirse a más de un CARGADOR, se referirá a los mismos como CARGADORES.

Programador: significará la o las personas designadas por el TRANSPORTADOR encargadas de la programación y optimización operativa del Ducto.

Programa Mensual Definitivo: significará el programa operativo consensuado con el/los CARGADORES.

Programa Mensual Previo: significará el programa operativo desarrollado por el Programador en base a la información previa enviada por todos los CARGADORES.

Programa Anual: significará el programa estimado desarrollado por el Programador en base a la información previa enviada por todos los CARGADORES.

### **2. Programa Anual**

#### **2.1. Suministro de Información**

A los efectos de realizar la programación estimativa anual del Ducto, los CARGADORES deberán suministrar al Programador la nominación de entregas al Ducto para el año calendario en programación, y los cuatro años siguientes. La nominación deberá incluir: Empresa; Nombre del programador (referente), Año de programación, Volumen diario a ingresar por Punto de Entrega al Ducto y allí donde se opere por remesas el volumen de devolución, por tipo de



Hidrocarburo líquido y por cada mes calendario para el primer año, y por cada año para los restantes, y cualquier otra información que estime relevante para la programación, y el canal de comunicación con el CARGADOR.

Dicha información deberá ser provista al Programador al menos 120 días antes del inicio cada año calendario.

El Programador confeccionará un programa estimativo de acuerdo con los lineamientos establecidos en el Cláusula 2.2 del presente Anexo y se lo comunicará a los CARGADORES.

## **2.2. Lineamientos para la Confección del Programa Anual**

El Programador utilizará toda la información recibida de los CARGADORES y se verificará la completitud de los datos informados y su cumplimiento con los requerimientos mencionados en la Cláusula 2.1), del presente Anexo, en cuanto a nominaciones de entregas al Ducto.

Finalizado el chequeo de toda la información correspondiente a todos los CARGADORES, se procederá a la adjudicación de volúmenes de entrega al Ducto.

En el proceso de adjudicación de entrega al Ducto se observará el siguiente orden de prioridades entre los CARGADORES:

Tendrán primera prioridad de entrega los CARGADORES que sean concesionarios del Ducto. En caso de no ser suficiente la capacidad del Ducto, el volumen adjudicado a cada CARGADOR se realizará prorrata en función de su porcentaje de participación en el Ducto.

Tendrán segunda prioridad de entrega los CARGADORES no concesionarios del Ducto. En caso de superar la capacidad del Ducto, el volumen asignable a cada CARGADOR se programará prorrataando el volumen restante en función del promedio de los volúmenes transportados por cada CARGADOR en el último año calendario.



### **3. Programación mensual**

#### **3.1. Suministro de Información**

A los efectos de realizar la programación operativa mensual de Ducto, los CARGADORES deberán suministrar al Programador del Ducto las nominaciones de entregas al Ducto, como así también de devoluciones si la operación es por remesas, antes del día 10 del mes anterior al mes que se esté programando. La nominación deberá incluir: Empresa; Nombre del programador (referente), Mes de programación, Volumen diario a ingresar por Punto de Entrega al Ducto y por tipo de Hidrocarburo líquido, Punto de Devolución, y cualquier otra información que estime relevante para el periodo mensual a programar, y el canal de comunicación con el CARGADOR.

En el caso de las solicitudes de TNF, el TRANSPORTADOR evaluará las solicitudes de TNF realizadas por los Cargadores y les comunicará la viabilidad de su implementación. En caso de no poder implementarse la totalidad del servicio, se asignará el volumen disponible de acuerdo con lo indicado en el anexo VI, debiendo el CARGADOR realizar el ajuste necesario en su programa de cargas.

Las particularidades adicionales referidas a la programación, tanto la mensual como las rectificaciones diarias/semanales que correspondan, podrán ser especificadas en el anexo del sistema correspondiente.

#### **3.2. Programa Mensual Definitivo**

Al menos con 10 días de anticipación al inicio del mes calendario a programarse, se celebrará una Reunión de CARGADORES, donde se presentará a todos los CARGADORES el Programa Mensual Previo elaborado por el Programador. En caso de que todas las Partes estén de acuerdo podrán no realizarse estas reuniones, pero todas las Partes (TRANSPORTADOR y CARGADORES) deberán dar conformidad respecto al programa mensual antes de la fecha mencionada. Durante dicha reunión y en base al Programa Mensual Previo y los programas de transporte de otros TRANSPORTADORES, el Programador y los CARGADORES consensuarán el Programa Mensual Definitivo. Dicho Programa



Mensual Definitivo tendrá carácter de firme y original. En caso de que un CARGADOR no asistiere a dicha reunión, el mismo quedará obligado al Programa Mensual Definitivo acordado durante la misma. Si algún Cliente no estuviera de acuerdo con dicho programa, deberá expresar por escrito su disconformidad antes de finalizar la reunión, caso contrario quedará obligado al mismo.

### **3.3. Ajuste de Programación Mensual**

El TRANSPORTADOR realizará un seguimiento diario del Programa Mensual Definitivo, verificando cumplimiento y desvíos respecto al volumen comprometido por cada CARGADOR.

Cuando el TRANSPORTADOR evalúe conveniente realizar ajustes al Programa Mensual Definitivo convocará a los CARGADORES a una nueva reunión, o se consensuará en la modalidad acordada entre las Partes, donde permitirá realizar los ajustes que permitan la viabilidad del programa y maximicen el volumen transportado por el Ducto.

En ningún caso el TRANSPORTADOR será responsable por las situaciones que pudieran generar los desvíos y/o incumplimientos del Programa Mensual Definitivo de parte de los CARGADORES.

Las particularidades adicionales referidas a la programación, tanto la mensual como las rectificaciones diarias/semanales que correspondan, podrán ser especificadas en los anexos particulares de cada sistema de ducto.

### **3.4. Comunicaciones**

Todas las comunicaciones entre las Partes a los efectos de programación y entregas serán cursadas vía mail. No obstante, las órdenes emitidas por el TRANSPORTADOR referidas a las condiciones hidráulicas podrán ser realizadas vía telefónica.



### **Anexo III: Condiciones particulares Oleoductos PR-LP y LP-DS**

#### 1. PROGRAMACIÓN

1.1. A efectos que el TRANSPORTADOR y el CARGADOR puedan dar cumplimiento a la operación y programación de cargas del Oleoducto, el TRANSPORTADOR elaborará y remitirá al Programador de la Terminal de Puerto Rosales del CARGADOR antes del día diez (10) de cada mes, el Programa de Cargas propuesto para el mes siguiente. Para ello, los Productores y Refinadores que ingresen crudo al Oleoducto deberán facilitarle al programador del TRANSPORTADOR el programa previsto para el mes siguiente antes del día 5 (cinco) de cada mes. El Programador de la Terminal de Puerto Rosales del CARGADOR compatibilizará dicho programa propuesto con las demás nominaciones de los demás clientes del CARGADOR dándole igual trato. Sobre esta base el programador de la Terminal de Puerto Rosales del CARGADOR elaborará, a más tardar el día quince (15) del mismo mes un programa mensual donde se asignen las cargas al Oleoducto.

Entre el día quince (15) y veinte (20) de cada mes se celebrará una reunión de Productores y Refinadores, donde se presentará el Programa de cargas en el Punto de Entrega elaborado por el Programador de la Terminal Puerto Rosales a todos los Clientes. Dicho programa tendrá carácter de firme y original cuando una vez comunicado a los Clientes durante la Reunión de productores, los mismos expresen su conformidad durante la misma, siendo la Reunión de Productores la única instancia reconocida como válida para la aprobación del Programa. En caso de que un Cliente no asistiere a dicha reunión, el mismo quedará obligado a lo que sea acordado durante la misma. En dicho programa se indicarán las Remesas que deberán entregarse y el volumen de petróleo que compondrá cada Remesa. En caso de no haber acuerdo, el programa se





cierra según los lineamientos establecidos en el Reglamento de la Terminal.

- 1.2. Todas las órdenes relacionadas con el Programa de Cargas al Oleoducto, a que se refiere el punto anterior, serán emitidas por el Programador designado por el TRANSPORTADOR al programador designado por el CARGADOR. Todas las órdenes relacionadas con las condiciones hidráulicas requeridas para mantener el régimen de bombeo que permita cumplir con dicho Programa de Cargas al Oleoducto o afrontar emergencias operativas serán emitidas por el TRANSPORTADOR desde su Centro Unificado de Despacho de Cargas (Despacho Central de Ductos Logística YPF) al Centro de Operación del CARGADOR.
  
- 1.3. El TRANSPORTADOR podrá solicitar la modificación del Programa de Cargas al Oleoducto en cuyo caso notificará al programador designado por el CARGADOR su propuesta de modificación y el CARGADOR realizará el correspondiente ajuste de programa sujeto a a) la disponibilidad de Petróleo y petróleo de terceros. (b) al resto de las operaciones de la Terminal y (c) dándole igual trato que a los demás Clientes.  
Asimismo, el TRANSPORTADOR podrá ordenar la interrupción temporal del bombeo desde la Estación de Bombeo, informando al Centro de Operaciones del CARGADOR el lapso de la interrupción y la consecuente modificación en el Programa de Cargas al Oleoducto que ello pudiere generar.
  
- 1.4. Plan Anual: Antes del 1° de septiembre de cada año el CARGADOR notificará al TRANSPORTADOR, el volumen estimado de Petróleo a transportar durante el siguiente año calendario hasta el máximo de la Capacidad de Transporte Garantizada discriminado mes por mes.
  
- 1.5. Programación Mensual: El CARGADOR comunicará al TRANSPORTADOR la programación de las entregas mensuales de



Petróleo en Punto de Entrega, a ser transportado en el Oleoducto de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- (a) Programación Trimestral con Confirmación Mensual: Antes del día Diez (10) de cada mes calendario el CARGADOR deberá comunicar al TRANSPORTADOR el volumen de Petróleo a transportar durante cada uno de los tres meses calendarios inmediatos siguientes entendiéndose que el volumen correspondiente al primer mes será en firme, en tanto que para el volumen del segundo y tercer mes se aceptará una tolerancia en más o en menos de treinta por ciento (30%) sobre el volumen comunicado, debiendo el TRANSPORTADOR informar al CARGADOR la aceptación o rechazo de tales volúmenes antes del día Quince (15) del mismo mes, pero los rechazos no podrán ser efectuados injustificadamente.
  - (b) Confirmación Mensual: el CARGADOR nominará al TRANSPORTADOR entre los días Quince (15) y Veinte (20) del mes anterior (pero después de la reunión de Clientes y productores) el programa de carga del mes siguiente, indicando fecha de entrega y el volumen de cada cargamento. El TRANSPORTADOR comunicará al CARGADOR entre los días veinte (20) y veinticinco (25) del mismo mes (pero después de la reunión de Clientes y productores), su aceptación o rectificación de los volúmenes y/o fechas comunicados por el CARGADOR.
- 1.6. Programa de Devoluciones: El TRANSPORTADOR actualizará y comunicará cada semana al CARGADOR el volumen de Petróleo que devolverá en el Punto de Devolución la semana siguiente, explicitando fecha de devolución y el volumen de cada cargamento.
- 1.7. Volúmenes Adicionales: Si el CARGADOR solicitare al TRANSPORTADOR un incremento en el volumen mensual de Petróleo a transportar por sobre el volumen en firme para ese mes, o solicitare el transporte de un volumen superior al promedio mensual resultante de la Capacidad de Transporte Garantizada, el TRANSPORTADOR se reserva



el derecho de asumir o no el compromiso si el programa de transporte previsto para sí u otros CARGADORES lo permitiere.

- 1.8. Incumplimiento de los volúmenes nominados: En el caso que el CARGADOR no pudiese cumplir con los volúmenes nominados, tanto en más como en menos, deberá dar aviso por escrito al TRANSPORTADOR. Si tal circunstancia ocasionare que el TRANSPORTADOR se viere imposibilitada de respetar compromisos con terceros CARGADORES, el CARGADOR se hará responsable por todos y cada uno de los perjuicios debidamente demostrados derivados directamente de tal incumplimiento, exceptuándose aquéllos que se originaren en una Causa de Fuerza Mayor.

## 2. CONDICIONES OPERATIVAS

- 2.1. Operación del Oleoducto: EL TRANSPORTADOR operará el Oleoducto de acuerdo con las leyes y reglamentaciones aplicables, las aprobaciones de la Entidad Gubernamental que resulten necesarias, las sanas prácticas de Oleoductos e ingeniería, y bajo condiciones operativas satisfactorias para brindar al CARGADOR la Capacidad de Transporte Garantizada y para permitir al TRANSPORTADOR y al CARGADOR cumplir con sus respectivas obligaciones conforme con lo especificado en el presente reglamento.
- 2.2. Mediciones y Determinaciones Físicas: El TRANSPORTADOR recibirá el Petróleo en el Punto de Entrega, por cuenta y orden del CARGADOR y lo devolverá en el Punto de Devolución por cuenta y orden del CARGADOR, en ambos casos de acuerdo con los procedimientos de mediciones y determinaciones físicas establecidos en el presente reglamento.



2.3. Transporte por Remesas: El TRANSPORTADOR transportará el petróleo en Remesas, para impedir la generación de interfases entre el petróleo propiedad de otros CARGADORES y las Remesas de Petróleo del CARGADOR teniendo en cuenta que las Remesas se intercalarán con los cargamentos de aquéllos, cada Remesa tendrá al comienzo y al final un volumen de Petróleo de iguales características al que lo precede y/o al que lo antecede de manera de evitar la mezcla del petróleo de los otros CARGADORES y del propio.

En el caso de que se acordare no hacer, o no se pudiesen realizar los bombeos de iguales características al comienzo y al final de las remesas, se deberán realizar los cálculos de interfases para generar las devoluciones entre remesas de petróleo crudo según metodología especificada en el instructivo interno INS\_-0008631 "Cálculo de interfases en conductos" u otra metodología acordada entre las Partes. Dicho procedimiento interno establece el método mediante el cual se determina el volumen que aporta cada batch (anterior y posterior) a la interfase. El volumen de interfase y el perfil de densidad de la misma se establece mediante la medición de densidad en el punto de derivación. Para determinar el volumen que aporta cada batch se realiza el cálculo de densidad de la mezcla a partir de las densidades de los productos puros y el perfil de la interfase.

Dado que el transporte se efectuará por remesas, el CARGADOR acepta que la calidad de los Hidrocarburos líquidos puede variar entre el Punto de Entrega y el Punto de Devolución acordado como consecuencia del transporte, interfases de otras remesas, etc. Estas remesas no se ajustarán por calidad al momento de su entrega al CARGADOR o a quien este definida en el punto de devolución acordado.

2.4. Transporte no segregado: Con el acuerdo de las Partes el TRANSPORTADOR podrá transportar el Petróleo en lotes no segregados juntamente con otros petróleos de propiedad del TRANSPORTADOR o de otros CARGADORES, en cuyo caso el TRANSPORTADOR efectuará



las devoluciones del Petróleo en la Terminal Brandsen sobre la corriente de crudo con destino a la Refinería La Plata del TRANSPORTADOR.

- 2.5. Derivaciones: Una corriente de petróleo con destino a la Refinería La Plata podrá ser derivada en todo o en parte a la Terminal Brandsen. Asimismo, una Remesa o un cargamento de Petróleo no segregado con destino a dicha Terminal podrá ser derivado en todo o en parte a la Refinería La Plata.
- 2.6. Imposibilidad de devolución en Brandsen: Si el CARGADOR se viere imposibilitada, por cualquier causa, de recibir el Petróleo al arribo de este a la Terminal Brandsen, el TRANSPORTADOR tendrá el derecho de enviarlo a la Refinería La Plata y almacenarlo en tanques de propiedad del TRANSPORTADOR, facturando al CARGADOR la tarifa de almacenaje que esté vigente en ese momento, hasta que el volumen no ingresado sea recibido en la Terminal Brandsen. Durante el tiempo en que el CARGADOR esté imposibilitada de recibir el Petróleo en la Terminal Brandsen, el TRANSPORTADOR no estará obligado a recibir el Petróleo en el Punto de Entrega. Una vez superada la situación antes mencionada, el TRANSPORTADOR procederá a devolver los volúmenes no ingresados a la Terminal Brandsen con petróleo de su propiedad proveniente de Puerto Rosales. La diferencia de calidad de los crudos será compensada en la forma que acuerden las Partes en ese momento.
- 2.7. Merma: El CARGADOR reconocerá al TRANSPORTADOR una merma de cinco centésimos por ciento (0,05%) sobre la Cantidad Transportada de Petróleo entregada en el Punto de Entrega, como única tolerancia en el volumen a ser entregado por el TRANSPORTADOR en el Punto de Devolución, por cualquier pérdida física resultante del transporte en sí, evaporación, manipulación o retiro del Petróleo. La merma será descontada de los Metros Cúbicos Netos Seco-Seco del Petróleo en cada



uno de los cargamentos realizados por el CARGADOR, y detallada en el Certificado emitido en el Punto de Entrega.

Todas las diferencias que superen la merma mientras se realiza el transporte bajo custodia del TRANSPORTADOR serán responsabilidad exclusiva del TRANSPORTADOR y quedan a su cargo.

- 2.8. En caso de que el CARGADOR se vea imposibilitado de recibir el producto de más de una remesa en el punto de devolución de Dock Sud, por falta de capacidad en el punto de devolución, el TRANSPORTADOR almacenará el petróleo crudo en sus propios tanques y facturará el cargo que corresponda por almacenaje conforme a lo dispuesto en el marco regulatorio vigente. Durante el tiempo que dure esta situación, el TRANSPORTADOR no estará obligado a continuar recibiendo el petróleo crudo en el Punto de Entrega. Esta situación se considerará como remesa y no requerirá ajuste de calidad
- 2.9. Puerto Rosales-La Plata, y La Plata-Dock Sud operarán sin modalidad TNF, dado que cuentan con un único Punto de Entrega y transportan por remesas, salvo lo previsto en 2.5 y 2.6.

### 3. MANTENIMIENTO

- 3.1. Mantenimiento Planificado del Oleoducto: Seis (6) meses antes del inicio de cualquier mantenimiento planificado del Oleoducto que afectare la capacidad del TRANSPORTADOR para entregar las cantidades de Petróleo programadas y nominadas, el TRANSPORTADOR notificará al CARGADOR sobre cualquier operación de mantenimiento que se proponga y la estimación que el TRANSPORTADOR haga sobre la reducción de la capacidad en el Oleoducto como consecuencia de ello.



3.2. El TRANSPORTADOR y el CARGADOR se reunirán para analizar el programa del TRANSPORTADOR sobre mantenimiento previsto.

El propósito de esa reunión será coordinar programas de mantenimientos con miras a lo señalado precedentemente.

El TRANSPORTADOR pondrá su mayor empeño para realizar ese trabajo:

(a) De manera de evitar o minimizar tanto como sea posible, cualquier reducción en el servicio de transporte para el CARGADOR;

(b) A la brevedad posible y con la mínima interrupción razonablemente posible para la entrega de petróleo; y

(c) Acordará con el CARGADOR el programa alternativo.

Las fechas reales y las reducciones en la capacidad se definirán no menos de treinta (30) días antes del inicio de las operaciones de mantenimiento planificadas.

3.3. Mantenimiento Planificado de la Refinería de el CARGADOR: Seis (6) meses antes, como mínimo del inicio de cualquier mantenimiento de inspección previsto en la Refinería del CARGADOR. El CARGADOR notificará al TRANSPORTADOR esa circunstancia planificada y la estimación sobre la reducción de las entregas de Petróleo durante dicho evento.

3.4. Mantenimiento de Emergencia por Causa de Fuerza Mayor: El TRANSPORTADOR, después de notificar al CARGADOR como resulte prácticamente razonable podrá disminuir las entregas de Petróleo sin incurrir en responsabilidad frente al CARGADOR en la medida que ese mantenimiento sea consecuencia de una Causa de Fuerza Mayor.



El TRANSPORTADOR se pondrá en contacto con el CARGADOR con respecto al plan, naturaleza y duración estimada del mantenimiento de emergencia por Causa de Fuerza Mayor y llevará a cabo tal mantenimiento de emergencia por Causa de Fuerza Mayor a la brevedad posible y pondrá su mayor empeño para realizar ese mantenimiento en el momento que probablemente signifique una menor interferencia para el CARGADOR.

- 3.5. Problemas Operativos: De existir razones derivadas de problemas operativos en el Oleoducto que afecten las posibilidades de recepción de Petróleo por parte del TRANSPORTADOR, el CARGADOR suspenderá el despacho de Petróleo por un plazo no mayor de setenta y dos (72) horas por mes calendario, entendiéndose que estas setenta y dos (72) horas podrán ser continuadas o por periodos inferiores acumulativos hasta alcanzar ese tiempo mensual.
- 3.6. El CARGADOR será responsable en todo momento del correcto funcionamiento de los dispositivos de medición, muestreo y monitoreo. A este fin se seguirá un programa de mantenimiento de acuerdo con las normas API MPMS que se elevará al TRANSPORTADOR para su seguimiento. A tal efecto se llevará un registro de los eventos. Asimismo, el TRANSPORTADOR tendrá el derecho de verificar las calibraciones de los instrumentos. El TRANSPORTADOR podrá inspeccionar técnicamente la realización de dichas tareas. Están comprendidas las intervenciones sobre el calibrador (extracción, recambio y/o inflado de la esfera, ajuste de detectores de paso de esfera, intervención de la válvula de 4 vías), intervención sobre los medidores (desarme del cuerpo y/o cabezales) transmisores de presión y temperatura, sacamuestras, etc.
- 3.7. El CARGADOR realizará el mantenimiento preventivo de la calibración de los transmisores de presión y temperatura de la unidad de medición. Esto se realizará de acuerdo con un cronograma preestablecido, y se llevará a cabo contrastando dichos transmisores con patrones propios. llevando





tablas de calibración de cada elemento. En cada una de estas operaciones se deberá entregar un informe al TRANSPORTADOR. En base a estas tablas Se decidirá la necesidad de realizar un ajuste en la Calibración de los transmisores.

El TRANSPORTADOR podrá utilizar sus propios patrones para contrastar la calibración de transmisores (presión y temperatura) y verificación de la fidelidad de los pulsos transmitidos por los medidores. También podrá solicitar intervenciones, correcciones o modificaciones si se demostrara que estuviera comprometida la exactitud de la medición. Si surgiera de los gráficos de control de factor y linealidad y/o de condiciones operativas que es necesario realizar una intervención correctiva a los medidores volumétricos, esto será informado al TRANSPORTADOR quien por su parte tendrá la oportunidad de realizar idénticos controles. La programación de dichas tareas será decidida en conjunto entre las Partes.

#### 4. CALIDAD

##### 4.1. Aptitud previa al inicio del despacho:

Previo a su despacho el CARGADOR realizará análisis de una muestra representativa de los tanques que entrarán en operación y del oleoducto. Los informes de laboratorio correspondiente a dichos análisis se mantendrán en un archivo durante un lapso de noventa (90) días corridos de realizados. Antes de efectuar la entrega de cada Remesa el CARGADOR certificará la aptitud de la misma.

##### 4.2. Tratamiento de "no conformes"

- 4.2.1. No conformes previo a la entrega: en caso de preverse antes del comienzo de la entrega que la remesa correspondiente estará fuera de especificación, el CARGADOR podrá solicitar al TRANSPORTADOR vía mail al sector correspondiente, la conformidad



para su entrega. De aceptarse el bombeo de Petróleo se responderá por la misma vía con firma responsable del TRANSPORTADOR.

4.2.2. No conformes durante el bombeo: De detectarse "no conformes" durante la entrega al Oleoducto sea por análisis de muestra puntual o por indicación del analizador continuo de contenido de agua en línea, el TRANSPORTADOR podrá exigir la inmediata detención del bombeo. El TRANSPORTADOR evaluará la conveniencia de continuar con la entrega a partir de su conocimiento de las posibilidades de corrección de la calidad y/o sus urgencias de abastecimiento. Quedará la decisión del TRANSPORTADOR, cualquiera esta sea, así como sus justificaciones técnico-operativas. Asiste al TRANSPORTADOR este derecho aun cuando el mismo haya aceptado el petróleo en primera instancia para entrega.

4.2.3. Corrección de no conformes: El TRANSPORTADOR y el CARGADOR analizarán conjuntamente los casos de no conformes para detectar y corregir las causas de los mismos.

4.2.4. Plazo para efectuar reclamos: El TRANSPORTADOR estará facultado para efectuar los reclamos de calidad que considere procedentes, debidamente fundamentados, hasta cuarenta y cinco (45) días corridos posteriores a la finalización de la operación de bombeo e inyección de una Remesa en Puerto Rosales o de la operación de la transferencia de una remesa en la Terminal Brandsen, respectivamente. Los reclamos se fundarán a partir de las muestras extraídas.

4.3. El CARGADOR entregará el Petróleo con: (i) una viscosidad típica por Remesa de hasta doscientos cincuenta centi Stokes (250 cSt) a veinte (20) grados Centígrados, pero que en ningún momento excederá un máximo de trescientos centi Stokes (300 cSt) a veinte grados centígrados (TC); y (ii) una tensión de vapor Reid máxima de ciento tres con cuarenta



y dos centésimos kilo Pascales (103.42 kPa) a treinta y siete grados centígrados con ocho centésimos (37.8 °C)

- 4.4. La calidad del Petróleo que el TRANSPORTADOR reciba del CARGADOR en el Punto de Entrega y que sea entregado al CARGADOR en el Punto de Devolución será establecida por las muestras representativas que se obtendrán por medio de sacamuestras automáticos de flujo proporcional montados en las estaciones de medición del Punto de Entrega y del Punto de Devolución. En el supuesto que el sacamuestras no opere satisfactoriamente el TRANSPORTADOR y el CARGADOR determinarán conjuntamente el mejor método para medir la cantidad de agua y sedimentos.
- 4.5. Las muestras de Petróleo serán divididas cada una de ellas en tres partes. Una parte se entregará de inmediato al CARGADOR. Otra parte al TRANSPORTADOR y la tercera parte se colocará en un recipiente sellado por ambas Partes. El TRANSPORTADOR retendrá esas muestras selladas durante un periodo de cuarenta y cinco (45) días posteriores a la fecha en que fueron tomadas. En caso de discrepancia entre los resultados del análisis realizado por el TRANSPORTADOR y el CARGADOR para una misma muestra que supere la reproducibilidad como se indica en las Normas Técnicas, se realizará un análisis de la muestra sellada retenida, el que será efectuado por un laboratorio independiente convenido mutuamente cuyo resultado será vinculante para ambas Partes.
- 4.6. El CARGADOR establecerá los procedimientos operativos para la mezcla del Petróleo de manera que el contenido de S&W y/o sales cumplan con las especificaciones. De no obtenerse el rango especificado, El TRANSPORTADOR podrá aceptar o rechazar la carga de dicho petróleo. En caso de aceptarla el TRANSPORTADOR podrá aplicar como Compensación en el Punto de Entrega una retención en volumen que en ningún caso excederá dos décimos por ciento (0,2%) sobre los Metros Cúbicos Neto Seco-Seco entregados, por cada un décimo por ciento de



S&W o por cada diez gramos por Metro Cúbico (10 gr/m<sup>3</sup>) de sales en exceso. Si hubiere exceso en ambos parámetros se aplicará para el cálculo de la retención aquél del cual resulte una compensación mayor para el TRANSPORTADOR.

- 4.7. Siempre que el CARGADOR hubiere entregado al TRANSPORTADOR el Petróleo en especificación, el TRANSPORTADOR devolverá el Petróleo al CARGADOR con un contenido máximo promedio por Remesa de un uno por ciento (1%) en volumen de S&W y cien gramos por Metro Cúbico (100 gr/m<sup>3</sup>) de contenido de sales. De no cumplirse el rango especificado, el CARGADOR podrá aceptar o rechazar la entrega de dicho petróleo. En caso de aceptada, el CARGADOR podrá aplicar una compensación en volumen que en ningún caso excederá dos décimos por ciento (0,2%) sobre los Metros Cúbicos Neto Seco-Seco devueltos por el TRANSPORTADOR, por cada cero un décimo por ciento (0,1%) en volumen de S&W o por cada diez gramos por Metro Cúbico (10 gr/m<sup>3</sup>) de sales en exceso. Si hubiere exceso en ambos parámetros se aplicará para el cálculo de la compensación, aquél del cual resulte una mayor compensación para el CARGADOR.

## 5. OBTENCION DE MUESTRAS

### 5.1. Muestreo en tanques:

El TRANSPORTADOR tendrá el derecho de nominar un inspector para presenciar cuando el CARGADOR obtenga las muestras. Se utilizará indistintamente botella de muestreo con tapón y muestreador de picos.

### 5.2. Muestreo de punta de línea:

Estará disponible un punto para la obtención de muestras de punta de línea cercano a la Estación de Bombeo.



### 5.3. Muestra de transferencia:

- 5.3.1. Es la muestra representativa del Petróleo transferido.
- 5.3.2. Exclusivamente sobre la muestra de transferencia se efectuará tanto la certificación de calidad como la liquidación contable del volumen entregado/recibido (seco-seco, 15°C). Los reclamos que decidiera interponer el TRANSPORTADOR se resolverán mediante el análisis de la submuestra utilizada como contramuestra.
- 5.3.3. La muestra de transferencia provendrá de un sacamuestras continuo, proporcional al caudal, instalado en el punto de transferencia entre ambas partes, próximo al medidor volumétrico habilitado para las transferencias de custodia. Se dispondrá de un indicador del nivel de Petróleo en el recipiente colector del muestreador continuo y una señal en sala de control, con emisión y registro de alarma en caso de falla. Estos registros se mantendrán normalmente por noventa (90) días corridos o hasta tanto se resuelvan los reclamos planteados por el TRANSPORTADOR.
- 5.3.4. La muestra se coleccionará en forma continua, independientemente para cada Remesa transferida y sobre periodos no mayores a 24 horas. El recipiente colector se recambiará diariamente a las 00.00 hs y al finalizar la Remesa.
- 5.3.5. El tiempo mínimo para juntar en el recipiente colector un volumen suficiente para ser analizado será de 6 horas a un caudal de 1.500 m<sup>3</sup>/h. Cuando el fin de la Remesa ocurra entre las 00:00 y las 06:00 hs (hora límite), se mantendrá conectado el recipiente colector del último periodo 00:00 a 24:00 hs hasta tanto concluya la Remesa. En caso de que el caudal sea distinto a 1.500 m<sup>3</sup>/h la hora límite 06:00 se



desplazará según la siguiente fórmula: Hora Límite = 00:00 + 6 x 1.500 / Q real (donde Q real es el caudal promedio de bombeo).

- 5.3.6. El volumen muestreado será como mínimo de 3 litros suficiente para permitir la obtención de 3 submuestras de 1 litro.
- 5.3.7. Previo al cuarteo deberá realizarse una homogeneización de la muestra completa de modo tal de asegurar en todos los casos la representatividad equivalente de las submuestras de acuerdo con Normas API-MPMS — Cap. 8 Sec- 3. El mezclado podrá efectuarse in situ o en laboratorio; en ambos casos el lapso de recirculación forzada no será inferior a 10 minutos.
- 5.3.8. Efectuado el cuarteo, se procederá al lavado a fondo del recipiente colector con producto apropiado que asegure la eliminación de restos del Petróleo de la Remesa finalizada adheridos a las paredes y fondo del recipiente.
- 5.3.9. Las submuestras se colocarán en envases perfectamente tapados, precintados y rotulados con:
- N° de certificado de transferencia
  - N° de Remesa y producto
  - Fecha de extracción
  - Lapso de bombeo (fecha y hora. desde-hasta)
  - firmas de los inspectores intervinientes por ambas partes.
- 5.3.10. Las 3 submuestras obtenidas se distribuirán como sigue:
- Una para análisis de transferencia a efectuarse en laboratorio del CARGADOR con presencia del inspector por el TRANSPORTADOR.
  - Una para el TRANSPORTADOR.
  - Una para el CARGADOR, a ser mantenida en resguardo en laboratorio del CARGADOR por 45 (cuarenta y cinco) días corridos.
- Esta submuestra será la única para resolver reclamos mediante el



análisis de la misma por un laboratorio Independiente aceptable para ambas Partes. Se llevará un registro adecuado de estas submuestras.

## 6. MEDICIÓN

6.1. Los dispositivos de medición aceptados serán del tipo -Desplazamiento Positivo. Con microprocesador compensador de densidad, temperatura y presión instantáneas, a fin de la indicación del volumen neto a 15°C. Dispondrán de facilidades de impresión de reportes.

6.2. Medidor continuo de contenido de agua:

El monitoreo del despacho en la Estación de Bombeo en tiempo real se efectuará por medio de un medidor continuo apto para tal fin ubicado en la Terminal de Despacho. Deberá contarse con un registrador gráfico o digital cuyos valores no se utilizarán a los fines de liquidación contable, pero si para detectar discontinuidades en el porcentaje de agua. Los registros serán de libre disponibilidad para ambas Partes.

6.3. Continuidad de operación:

Los medidores, sacamuestras y sensores continuos de agua. presión y temperatura deberán recibir alimentación eléctrica desde fuente interrumpible (UPS). Este UPS contará con alarma de interrupción de alimentación de línea y baterías selladas libres de mantenimiento con una autonomía de 30 minutos. Se someterá a prueba de respuesta ante corte al menos una vez por mes.

6.4. Cambio de Remesa:

Para los cálculos y la detección del cambio de Remesa durante su bombeo e inyección al Oleoducto, se utilizará la señal del densímetro



atómico. Se programará el computador de flujo para que inicie una nueva Remesa ante un cambio de densidad acorde detectado por el densímetro. Cuando el densímetro se encuentre fuera de servicio, se ingresará la densidad en forma manual de acuerdo con el reporte de laboratorio para cada tanque y el cambio de Remesa se decidirá en conjunto entre las partes a partir de la indicación del detector de agua o el amperaje de las bombas, eligiendo por la que mayor sensibilidad presente. Como parte del mantenimiento preventivo del sistema de medición, el CARGADOR relevará tablas de calibración por comparación de la lectura del densímetro atómico y la densidad obtenida en laboratorio. Se decidirá en conjunto la necesidad o no de realizar ajustes a la calibración del densímetro atómico

6.5. Se deberá disponer de una tabla en la que figurará la altura de los chupadores en cada tanque de la Terminal Puerto Rosales, la cual permanecerá siempre actualizada y será utilizada como referencia.

6.6. Procedimientos alternativos:

De existir un inconveniente que impida su utilización antes o durante la transferencia, se procederá de acuerdo con las siguientes soluciones de compromiso:

a) Falla del medidor volumétrico: se liquidará por medición manual (cinta y pilón) de los tanques de despacho de la Terminal Puerto Rosales o de los tanques de recepción de la Terminal Brandsen o Dock Sud según a cuál Terminal pertenezca el medidor volumétrico que falle, respectivamente.

La Unidad de Medición del CARGADOR ubicada en el punto de devolución Dock Sud, no deberá estar fuera de servicio más de 7 días corridos. Pasado dicho periodo las liquidaciones se realizarán a partir de la Unidad de Medición del TRANSPORTADOR ubicada en Cabecera La Plata.



The YPF logo consists of the letters 'YPF' in a bold, white, sans-serif font, centered within a solid blue square.

En el caso que el densímetro ubicado en el Punto de Devolución Dock Sud no funcionara correctamente, las liquidaciones de las interfases se realizarán respetando el volumen ingresado en el Punto de Entrega de Crudo Neuquino (Cabecera La Plata), de manera que la diferencia de dicho producto entre en el Punto de Entrega y de Devolución sea cero.

b) Falla del sacamuestras automático o volumen de muestra insuficiente en Terminal Puerto Rosales: se acordará realizar un muestreo representativo cada 30 minutos por un volumen total de 10 litros en envase de 20 litros. Caso contrario, previo acuerdo entre las Partes, se podrá liquidar con los datos de los análisis iniciales de los tanques para el despacho.



## **ANEXO IV: CONDICIONES PARTICULARES POLIDUCTO MONTECRISTO-SAN LORENZO.**

### 1. Calidad

1.1. El tamaño mínimo de los batches considerados como producto puro queda definido en el Punto de Entrega al TRANSPORTADOR como los siguientes. No será posible transportar biocombustibles puros por este ducto (biodiesel y bioetanol). El bombeo de la mezcla de combustibles y biocombustibles deberá acordarse previamente entre el TRANSPORTADOR y el CARGADOR dado que es posible que implique cambios en la secuencia de batcheo para resguardar la calidad de los productos transportados.

- Nafta Virgen: 1.000 m3. Cubriendo gases 500 m3 en cada extremo.
- Butano: 800 m3
- Propano: 800 m3
- Nafta Súper: 2.000 m3
- Nafta Infinia: 1.000 m3
- Gasoil Automotor: 6.000 m3
- Infinia Diesel: 3.000 m3
- Jet A-1: 1.500 m3
- Liviano a Reproceso (LAR): 500 m3

En caso de ser menores, los mismos no siempre podrán ser tratados como productos puros.

1.2. Las especificaciones y métodos de análisis de los productos transportados, así como las densidades de cortes en el Punto de Devolución deberán ser determinados por el sector Calidad de Mercado de YPF.

2. Obtención de muestras durante la recepción de los distintos productos transportados el TRANSPORTADOR extraerá como mínimo una muestra inicial, una en la mitad de la remesa y otra al final de la misma, excepto que se acuerde algo distinto entre las Partes en función del volumen de las remesas. El TRANSPORTADOR entregará al CARGADOR los



resultados de los ensayos realizados adjunto al certificado (reporte) emitido de la medición de la partida correspondiente.

2.2. El volumen de muestra será tal que permita realizar la siguiente distribución:

- Una muestra de un litro para ser analizada en el laboratorio del TRANSPORTADOR a efectos de emitir el certificado de calidad.
- Una muestra de un litro para ser entregada al representante del CARGADOR.
- Una muestra de un litro para ser retenida por el TRANSPORTADOR como contramuestra de la operación durante un periodo de al menos treinta días corridos contados a partir de la fecha de finalización de la misma.
- Todas las muestras extraídas y debidamente precintadas deberán ser correctamente identificadas y certificadas con los datos siguientes:
  - ✓ número de precinto.
  - ✓ nombre del producto.
  - ✓ identificación del Batch.
  - ✓ fecha y hora de extracción.
  - ✓ tipo de muestra (metodología de muestreo).
  - ✓ punto de extracción.
  - ✓ firma y aclaración de los representantes.

2.3. En la devolución del producto, las muestras serán extraídas de los tanques en el Punto de Devolución (muestra corrida según lo especificado en las condiciones generales del presente reglamento y muestras de la superficie, medio y fondo). En el caso de devolución a un buque además se deberán extraer muestras de Punta de Línea cuyo número será acorde con el volumen del cargamento a realizar.

3.1. Los movimientos contables de producto se calcularán tomando los ingresos y egresos que se hubiesen producido entre las 00:00 y 24:00 horas



de cada día independientemente de la duración de las remesas de recepción o devolución.

3.2. Para el cálculo de los volúmenes en stock se tomará las 00:00 horas del día actual como cierre del día anterior.

3.3. Los sectores mantenimiento de ambas Partes, confeccionarán un acuerdo de control de los equipos, y se acordará además presenciar las calibraciones, para constatar la calibración, el método, los equipos certificados que se usan, la incertidumbre de los mismos, y todo lo que consideren necesario para asegurar una buena medición en ambos sistemas.



## **ANEXO V: SUSTANCIAS CONTAMINANTES Y DISRUPTIVAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE**

Son sustancias contaminantes y disruptivas del SISTEMA las siguientes:

<b>Contaminante</b>	<b>Especificación</b>
Metales pesados (mercurio, níquel, vanadio, hierro, plomo, otros)	< 100 ppm
Ácidos nafténicos (TAN).	< 10 mg KOH/g
Contenido de asfaltenos.	< 10 % p/p
Compuestos organometálicos y cloruros orgánicos.	< 100 ppm



## ANEXO VI – TRANSPORTE NO FÍSICO

1. Implementase para las concesiones de transporte existentes y para aquellas que en lo sucesivo se otorguen, el servicio de transporte no físico de hidrocarburos líquidos por ductos hasta la brida de ingreso a las plantas de almacenaje, según se indica en el DECRETO 540.

El ámbito de aplicación del presente Anexo corresponde al TRANSPORTE NO FÍSICO que el TRANSPORTADOR preste a aquellos CARGADORES que soliciten recibir volúmenes en un PUNTO DE DEVOLUCIÓN diferente al que corresponde por sentido normal de flujo, siempre que las condiciones técnicas y operativas del sistema de transporte sobre el que se solicite lo permitan y que el volumen equivalente de HIDROCARBUROS LÍQUIDOS se encuentre disponible en el Punto de Devolución solicitado, dentro del ámbito de la misma concesión de transporte.

2. Para la prestación del servicio de TRANSPORTE NO FÍSICO el TRANSPORTADOR considerará las siguientes circunstancias:
  - Condiciones técnicas y operativas del SISTEMA DE TRANSPORTE. En el servicio de TRANSPORTE NO FÍSICO, el CARGADOR deberá observar las especificaciones técnicas para el ingreso de hidrocarburos líquidos establecidas en el Anexo I de la Resolución N°571/19 y en el inciso 6 del presente reglamento.
  - El volumen solicitado de TNF, que no podrá ser mayor al disponible en el Punto de Devolución.
  - El CARGADOR que solicite TNF deberá tener un volumen de HIDROCARBUROS LÍQUIDOS de ingreso al SISTEMA DE TRANSPORTE igual o superior al volumen equivalente disponible en el Punto de Devolución solicitado.
  - Programa de CARGAS del SISTEMA DE TRANSPORTE.
  - Asignación del TNF en caso de que más de un CARGADOR lo solicite.

### 3. SOLICITUD DE TNF

La solicitud de TNF de cualquier CARGADOR que ingresa al SISTEMA DE TRANSPORTE deberá realizarse de manera formal, al menos un (1) mes antes del mes



en el cual se implementará el TNF. La misma deberá efectuarse mediante nota enviada al TRANSPORTADOR, indicando PUNTO DE ENTREGA, volumen, PUNTO DE DEVOLUCIÓN y el plazo de extensión de la solicitud.

El CARGADOR solicitante deberá informar las nominaciones de TNF en el proceso de programación de CARGAS, descripto en este mismo reglamento.

La solicitud de TNF, una vez confirmado el programa de CARGAS por el TRANSPORTADOR, tendrá carácter firme y permanente para el mes programado.

La solicitud de TNF no podrá ser por un plazo menor a un (1) mes.

El TRANSPORTADOR utilizará toda la información recibida para confeccionar el programa de CARGAS y evaluará la disponibilidad de HIDROCARBURO LÍQUIDO en cada Punto de Devolución para dar cumplimiento al TNF solicitado.

#### **4. FACTIBILIDAD DE TNF**

El TRANSPORTADOR informará la factibilidad del TNF por escrito a cada uno de los CARGADORES solicitantes.

En caso de que exista un impedimento circunstancial que dificulte o impida dar cumplimiento al TNF, el TRANSPORTADOR informará por escrito al CARGADOR a la brevedad y dispondrá de inmediato las medidas correctivas tendientes a sanear dicho impedimento.

En caso de que exista algún impedimento permanente para la implementación del TNF, el TRANSPORTADOR informará cuando tome conocimiento de dicha circunstancia tanto al CARGADOR interesado, como así también a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN e incluirá un plan de acciones o medidas correctivas necesarias para subsanarlo. Las inversiones necesarias para subsanar el impedimento permanente para la implementación del TNF serán solventadas por el CARGADOR que solicita el TNF.

#### **5. ASIGNACIÓN DEL TNF**

Para el caso de que más de un CARGADOR solicite el servicio de TNF en igual Punto de Devolución, y el volumen disponible en el mismo no fuera suficiente para cumplir con



la demanda, se realizará un prorratio del volumen disponible, en proporción directa al promedio de los volúmenes cargados en los seis (6) meses previos por cada CARGADOR SOLICITANTE.

Ningún CARGADOR SOLICITANTE de TNF tendrá prioridad sobre un CARGADOR que dispone de volumen físico o es transportado físicamente a ese mismo Punto de Devolución.

## **6. CARGO ADMINISTRATIVO**

El TNF prestado por el TRANSPORTADOR tendrá un cargo administrativo, que se acordará entre las PARTES, el cual está asociado a la gestión y la operación del SISTEMA DE TRANSPORTE necesarias para el servicio de TRANSPORTE NO FÍSICO. Este cargo administrativo será solventado por el CARGADOR que solicita la implementación del servicio y es adicional a la tarifa.

## **7. AJUSTES Y COMPENSACIONES POR DIFERENCIA DE CALIDAD EN EL SERVICIO DE TNF**

Los volúmenes cargados al SISTEMA y asociados al servicio de TNF estarán afectados por los factores de mermas, según el punto 10 del presente reglamento. Adicionalmente, para la devolución de los volúmenes asociados al servicio de TNF se empleará el mismo proceso de ajuste o metodología de banco de calidad descrito en el apartado 11, según las particularidades de cada sistema de transporte.





## ANEXO VII – METODOLOGÍA DE BANCO DE CALIDAD

### BANCO DE CALIDAD POR CORRELACIÓN CURVA DE DESTILACIÓN Y GRAVEDAD API

#### 1. INTRODUCCIÓN

El siguiente Anexo describe el modelo de banco de calidad a implementar en los sistemas de transporte a fin de dar cumplimiento a lo establecido en el punto 9 del Anexo I de la Resolución SGE 35/2021, según las condiciones indicadas en el apartado 11 del presente reglamento.

#### 2. ABREVIATURAS

- BC: Banco de Calidad
- C3: Propano.C4: Butano
- FBP: Final Boiling Point
- GOL: Gasoil liviano
- KERO: Kerosene
- LSL: Límite superior del rango de livianos
- LSM: Límite superior del rango de medios
- LSP: Límite superior del rango de pesados
- NL: Nafta liviana
- NP: Nafta pesada
- NWE: Mercado Noroeste de Europa
- PM: Punto de medición
- RES: Residuo
- USGC: Mercado de la Costa del Golfo de EE. UU.
- VGO: Gasoil de vacío

#### 3. REFERENCIAS

- Resolución 35/2021 SGE: a partir del dictado del Anexo I “Normas Particulares y Condiciones Técnicas para el transporte de hidrocarburos líquidos por ducto y a través de terminales marítimas y fluviales”.
- ASTM D7169 – Standard Test Method for Boiling Point Distribution of Samples with Residues Such as Crude Oils and Atmospheric and Vacuum Residues by High Temperature Gas Chromatography.



- ASTM D7900 – Standard Test Method for Determination of Light Hydrocarbons in Stabilized Crude Oils by Gas Chromatography.
- ASTM D4294 – Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry.
- ASTM D2892 – Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15-Theoretical Plate Column).
- ASTM D5236 – Standard Test Method for Distillation of Heavy Hydrocarbon Mixtures (Vacuum Potstill Method).
- ASTM D86 – Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products and Liquid Fuels at Atmospheric Pressure
- ASTM D1160 – Standard Test Method For Distillation Of Petroleum Products At Reduced Pressure

#### **4. PREMISAS DEL MODELO DE BANCO DE CALIDAD**

Los HIDROCARBUROS LÍQUIDOS serán recibidos por el TRANSPORTADOR bajo la condición de que estarán sujetos a cambios en la densidad, calidad y otras características según lo que resultase de la MEZCLA producida, y ningún CARGADOR podrá exigir la devolución de un HIDROCARBURO LÍQUIDO idéntico al cargado.

Como consecuencia de la MEZCLA en un solo flujo común de HIDROCARBUROS LÍQUIDOS de variadas características de calidad y valores de mercado, algunos CARGADORES recibirán en el PUNTO DE DEVOLUCIÓN un producto de una calidad superior al que cargaron en el SISTEMA DE TRANSPORTE, mientras que otros recibirán en el PUNTO DE DEVOLUCIÓN un producto de una calidad inferior al cargado. La metodología para determinar las compensaciones por calidad se basa en un mecanismo de ajuste volumétrico denominado BANCO DE CALIDAD, a través del cual, los CARGADORES reciben compensaciones por la desvalorización o valorización del HIDROCARBURO LÍQUIDO que reciben en el PUNTO DE DEVOLUCIÓN mediante una regla que lo compara con el producto ingresado en el PUNTO DE MEDICIÓN DE CARGA. La metodología trata de asegurar que el CARGADOR que ingresa un determinado valor de HIDROCARBURO LÍQUIDO en el PUNTO DE CARGA reciba el mismo valor en condiciones de mercado en el PUNTO DE DEVOLUCIÓN, considerando la variación de calidad por MEZCLA.



La valorización del producto ingresado es únicamente a los efectos de contar con un parámetro objetivo a través del cual realizar una correcta distribución del valor aportador por cada uno de los CARGADORES a la MEZCLA total, y dicha valoración no debe ser considerada como determinativa de un valor de comercialización o fiscal de dicho producto.

## **5. METODOLOGÍA: BANCO DE CALIDAD POR DENSIDAD API Y AZUFRE**

La valorización de cada una de las corrientes individuales aportantes al sistema se realizarán en función de su gravedad API, con pendientes de valorización obtenidas según valores calculados por curvas de destilación y el contenido de azufre a una canasta de 30 crudos locales, que cubren un rango de calidades entre 20-70 °API y contenidos de azufre hasta 2%. Para el cálculo de las pendientes de valorización se utilizarán cotizaciones de marcadores internacionales de productos refinados, que servirán para valorizar cada uno de los cortes determinados para los crudos de la canasta a través de sus curvas de destilación.

Los apartados a continuación describen:

- Obtención de las pendientes de valorización
- Aplicación del modelo

### **5.1. OBTENCIÓN PENDIENTES DE VALORIZACIÓN**

A continuación, se detalla la metodología para la obtención de las pendientes de valorización empleadas por la metodología de banco de calidad adoptada.

Dichas pendientes están definidas por rangos de gravedad °API, tomando como referencia el valor del crudo medio (rango de indiferencia 30°-40°), y serán actualizadas mensualmente en función de la variación de las cotizaciones de los marcadores internacionales que se emplean en su obtención.

La obtención de las pendientes de valorización requiere de los siguientes pasos:

- Definición y caracterización de crudos de canasta representativa
- Actualización de cotizaciones de marcadores internacionales
- Cálculo de valor de crudos de canasta representativa
- Regresión lineal de valores de crudos de canasta representativa



### 5.1.1 DEFINICIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE CANASTA REPRESENTATIVA

Se eligió una canasta de 30 crudos locales, en el rango de 20-70 °API y contenidos de azufre entre 0-2%, como representativa de las distintas calidades de crudos cargados a los sistemas de transporte.

Se realizaron CURVAS DE DESTILACIÓN simuladas para determinar el rendimiento en cortes de cada uno de dichos crudos. Las CURVAS DE DESTILACIÓN se procesaron a partir de la definición de puntos de corte para una serie de fracciones de interés, y la determinación de los rendimientos (porcentaje volumétrico) de cada corriente de la canasta representativa en cada una de esas fracciones. Los rangos fueron definidos en correspondencia con cortes típicos de la destilación del crudo:

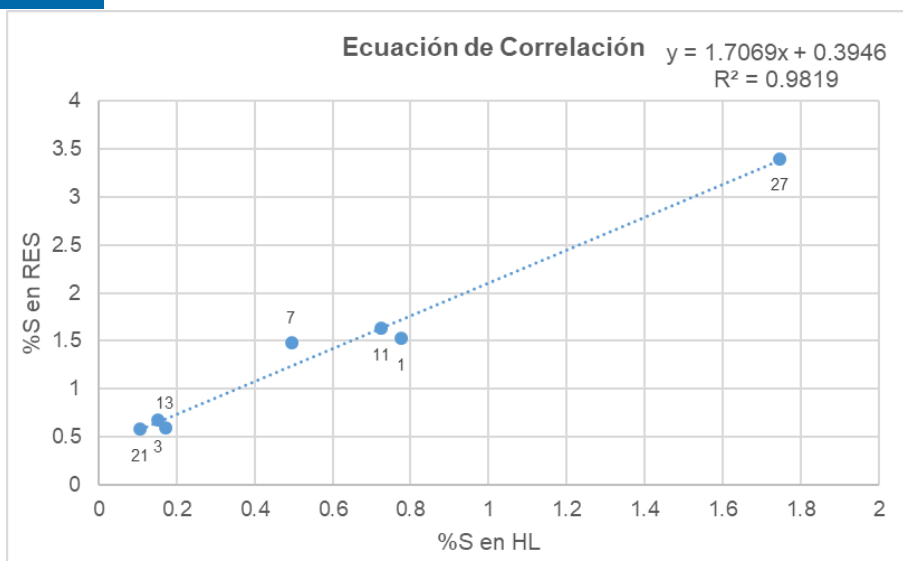
Fracción	Rango de Destilación
LPG	<30°C
Nafta Liviana	< 80°C
Nafta Pesada	80° - 180°C
Kerosene	180° - 230°C
Gasoil Liviano	230° - 340°C
Gasoil de Vacío	340° - 550°C
Residuo	+ 550°C

### 5.1.2 CONTENIDO DE AZUFRE DE CANASTA REPRESENTATIVA

La metodología de banco de calidad busca reflejar no sólo diferencias en rendimientos sino también en calidad, a partir de la medición del contenido de azufre en crudo.

Con tal fin, se utilizaron los %S de los crudos de la canasta para determinar valores de referencia para el contenido de azufre en el corte de residuo de cada crudo. La estimación se realizó mediante una correlación construida con una serie de destilaciones físicas y determinaciones cuantitativas de S en el corte de residuo de un set de crudos de la canasta.

A continuación, se presenta la correlación resultante:



Como se indicó anteriormente, dicha correlación se construyó con un ajuste lineal de determinaciones cuantitativas de azufre en residuo de set de crudos representativos de un amplio rango de densidades y contenido de azufre (0-2%), y se corresponde con la empleada en el sistema troncal de transporte de la cuenca neuquina.

### 5.1.3. MARCADORES DE PRECIOS INTERNACIONALES

Para la determinación del valor de cada crudo de la canasta, se asignarán cotizaciones del mercado internacional de productos de refinación a cada fracción definida en el punto 5.1.1.

Dichos marcadores fueron seleccionados según los siguientes criterios: (i) especificación (calidad) de los marcadores de productos de refinación y su relación con los cortes de interés a valorizar; (ii) condición de venta; (iii) tamaño de lotes de comercialización; (iv) puertos de carga. Los criterios de selección permiten construir un conjunto de marcadores líquidos con representatividad en el mercado internacional de productos refinados, a la vez que el empleo de marcadores de distintos mercados permite amortiguar las dinámicas locales.

La metodología propuesta emplea las cotizaciones publicadas por la agencia Platts, pertenecientes a 3 mercados: USGC, NWE, y Asia.



Resumen de Marcadores				
Corte	Norteamerica	Europa	Asia	Obs
Propano	Propane MBV pipe 1m	Propane CIF NWE Large Cargo	Propane Refrigerated CFR South China cargo	Promedio C3-C4
Butano	Butane MBV pipe 1m	Butane CIF NWE Large Cargo	Butane Refrigerated CFR South China cargo	Promedio C3-C4
Nafta Liviana	Naphtha Cargo FOB US Gulf Coast	Naphtha CIF NWE Cargo \$/mt	Naphtha CFR Singapore	
Nafta Pesada	Gasoline Unl 93 USGC waterborne	Gasoline 10ppmS CIF NWE Cargo	PGAEZ00 Gasoline Unl 95 FOB Spore Cargo	
Kero	Jet 54 USGC Waterborne	Jet CIF NWE Cargo	Jet Kero FOB Spore Cargo	Máximo entre GOL y Kero
GOL	ULSD USGC waterborne	ULSD 10ppmS CIF NWE Cargo	Gasoil 0.001% S (10 ppm) FOB Spore Cargo	
VGO	VGO 0.5% Sulfur CIF USGC Barge	VGO 0.5-0.6%S FOB NWE	0.5% FOB Singapore cargo	Máximo entre promedio VGO y promedio RES 0.5%
RES 0.5%S	0.5% FOB US Gulf Coast barge	Marine Fuel 0.5% CIF Med Cargo \$/mt	0.5% FOB Singapore cargo	- Si %S RES <0.5%, toma valor RES 0.5%S - Si %S RES >3.5%, toma valor RES 3.5%S
RES 1%S	FO No6 1.0%S USGC Waterborne	FO 1%S CIF NWE Cargo	FO 180 CST 2.0%S FOB Spore Cargo	- Si %S RES entre 0.5-3.5%, se interpola linealmente entre marcadores
RES 3.5%S	USGC HSFO Waterborne	FO 3.5%S CIF NWE Cargo	FO 180 CST 3.5%S FOB Spore Cargo	

En el caso que uno o más marcadores de los empleados interrumpa su cotización, se sustituirá por otro marcador que cumpla con los mismos criterios de selección, que se describen a continuación.

#### 5.1.4. VALORIZACIÓN DE LAS CORRIENTES DE LA CANASTA REPRESENTATIVA

En función de lo desarrollado en apartados anteriores, la valorización de las corrientes individuales de la canasta de crudos se realizó según:

$$V_i = \sum Valor_{corte_i} * Rend\%$$

#### 5.1.5. OBTENCIÓN DE PENDIENTES DE VALORIZACIÓN

Se agruparon las corrientes valorizadas en función de los siguientes rangos °API, que se corresponden con clasificaciones típicas de crudos a nivel mundial:

Rango API	Denominación
-----------	--------------



	<30	Pesado
30	40	Medio
40	50	Liviano
<50		Ultraliviano

A continuación, se describe la metodología empleada para la obtención de la pendiente correspondiente a cada tramo ( $V_{crudomedio}$ ,  $AjustePes$ ,  $AjusteLiv$ ,  $AjusteULiv$ ):

Rango API	Limite Superior del rango	Regresión
Pesado	LSP (30 °API)	$V_i = V_{crudomedio} + AjustePes *  API_i - LSP $
Medio	LSM (40 °API)	$V_i = V_{crudomedio}$
Liviano	LSL (50 °API)	$V_i = V_{crudomedio} + AjusteLiv *  API_i - LSM $
Ultraliviano	-	$V_i = V_{crudomedio} + AjusteLiv *  API_i - LSM  + AjusteULiv *  API_i - LSL $

Para el rango 30-40° API, se asume un valor medio calculado como el promedio aritmético del valor de las corrientes individuales en dicho rango determinado por curvas de destilación.

Para el resto de los tramos, se realiza una regresión lineal con los valores de los crudos de la canasta dentro de cada rango, utilizando como variables su valor por CURVAS DE DESTILACIÓN y su gravedad °API, de donde:

TRAMO	PESADO	MEDIO	LIVIANO	ULTRALIVIANO
<b>PENDIENTE</b>	$AjustePes$	$V_{crudomedio}$	$AjusteLiv$	$AjusteULiv$
<b>CÁLCULO</b>	Regresión lineal con $\Delta X = API_i - LSP$ $\Delta Y = V_i - V_{crudo\ medio}$	$V_{crudo\ medio}$ $= \frac{\sum V_{crudo_i}}{\sum n_i}$	Regresión lineal con $\Delta X = API_i - LSM$ $\Delta Y = V_i - V_{crudo\ medio}$	Regresión lineal con $\Delta X = API_i - LSL$ $\Delta Y$ $= V_i - (V_{crudo\ medio} + (LSL - LSM) * AjusteLiv)$

### 5.1.6. ACTUALIZACIÓN DE PENDIENTES



Para un mes M, se utilizará el promedio de marcadores de tres meses (M-1 | M-2 | M-3), en los tres mercados de referencia. De esta manera, una vez por mes se realizará una actualización de las pendientes, por la actualización de los precios de referencia, de forma que las mismas reflejen la dinámica del mercado internacional.

A modo de ejemplo, se muestran los valores a emplear en Diciembre 2021, en función del promedio de los últimos tres meses cerrados::

°API min	°API máx.	Denominación	Ajuste (USD/m³)/API
	<30	Pesado	3,59
30	40	Medio	0 (Vcrudomedio = 567,84)
40	50	Liviano	1,25
>50		Ultraliviano	-1,26

## 5.2. APLICACIÓN DEL MODELO

En el presente apartado se describe la aplicación de la metodología de banco de calidad en un determinado sistema de transporte, empleando las pendientes de valorización determinadas según se indica en 5.1.

### 5.2.1. CARACTERIZACIÓN DE LAS CORRIENTES INDIVIDUALES (°API)

En cada una de las entregas se realizará la determinación de la gravedad API de la corriente i a través del método ASTM D5002 ( $API_i$ ).

### 5.2.2. ECUACIÓN DE VALORIZACIÓN DE LAS CORRIENTES

El valor ( $V_i$ ) de cada corriente cargada al sistema, en el contexto del banco de calidad, se calculará tomando con las pendientes definidas en los apartados 5.1.5 y 5.1.6.

Rango API	Limite Superior del rango	Valorización
Pesado	LSP (30 °API)	$V_i = V_{crudomedio} + AjustePes *  API_i - LSP $
Medio	LSM (40 °API)	$V_i = V_{crudomedio}$
Liviano	LSL (50 °API)	$V_i = V_{crudomedio} + AjusteLiv *  API_i - LSM $
Ultraliviano	-	$V_i = V_{crudomedio} + AjusteLiv *  API_i - LSM  + AjusteULiv *  API_i - LSL $

Para el caso de las corrientes individuales a través de las cuales ingresen REDUCIDOS o RECONSTITUIDOS los valores de estas corrientes no serán determinados en función de su °API sino que las mismas adoptarán el valor de la corriente individual de menor





valor del sistema, dada su variabilidad y la dificultad para correlacionar densidad y curva de destilación.

### 5.2.3. DETERMINACIÓN DE VOLUMEN DERIVADO A SER DEVUELTO EN EL PUNTO DE DEVOLUCIÓN

Una vez obtenido el valor de las corrientes individuales ( $V_i$ ), se determinará el volumen compensado o derivado a ser devuelto en el Punto de Devolución mediante los siguientes pasos:

5.2.3.1. Cálculo del aporte de valor de una corriente ( $AV_i$ ) con un volumen  $Volumen_i$ :

$$AV_i = Volumen_i * V_i$$

5.2.3.2. Cálculo del valor de la corriente mezcla ( $V_M$ )

$$V_M = \frac{\sum AV_i}{\sum Volumen_i}$$

5.2.3.3. Cálculo del volumen derivado ( $Vol_d$ )

$$Vol_d = AV_i/V_M$$