

ANEXO G

CONTRATO DE TRANSPORTE, ALMACENAJE Y EMBARQUE CRUDO

Entre, en adelante **EL TRANSPORTADOR**, por una parte, con domicilio en, representada en este acto por su Presidente, e YPF S.A. en adelante **EL CARGADOR**, por la otra, con domicilio en Avda. Roque Sáenz Peña 777, Capital Federal, representada en este acto por su Presidente se conviene en celebrar el presente contrato de transporte, almacenaje y embarque de petróleo crudo de acuerdo con las siguientes cláusulas:

PRIMERA:

EL CARGADOR, en su carácter de concesionario del Area, Provincia de, encomienda al **TRANSPORTADOR** y este acepta transportar el petróleo crudo proveniente del Area citada.

SEGUNDA:

El punto de carga del petróleo y la metodología operativa para su recepción por parte del **TRANSPORTADOR** se especifica en el ANEXO I del presente contrato.

La forma en que el petróleo crudo será devuelto al **CARGADOR** o a terceros destinatarios, según lo comunique este en forma fehaciente al **TRANSPORTADOR**, consta en el ANEXO II del presente contrato.

La metodología para determinar las cantidades de petróleo crudo entregadas por **EL CARGADOR** y devueltas por **EL TRANSPORTADOR**, consta en "La Guía de Procedimientos" adjunta como ANEXO III del presente contrato.

TERCERA:

El presente contrato tendrá una vigencia de 360 días a partir del/../ y podrá ser renovado por igual período por acuerdo entre las partes.

CUARTA:

El programa mensual de volúmenes de carga y devoluciones, que ha de regir durante la vigencia del presente contrato, será informado por **EL CARGADOR**, en forma fehaciente, el primer día hábil del mes anterior al de su ejecución. **EL CARGADOR** deberá reconfirmar el día 20 de cada mes el programa correspondiente al mes siguiente. El volumen mensual recon-

firmado por **EL CARGADOR**, con una tolerancia en menos del cinco (5) por ciento, deberá ser efectivamente cargado. Si del balance mensual que al efecto se realizará resultara que **EL CARGADOR** ha excedido dicha tolerancia, abonará a **EL TRANSPORTADOR** el flete correspondiente a la diferencia entre el volumen mensual reconfirmado, menos la tolerancia y lo efectivamente transportado.

EL CARGADOR no podrá exigir la devolución de la carga antes de transcurrido un tiempo equivalente al del transporte entre el punto de carga y el punto de devolución según se indica en el ANEXO II punto 2 del presente contrato.

QUINTA:

Todas las mediciones y determinaciones inherentes al control de las cargas serán efectuadas por un representante del **CARGADOR** y un representante del **TRANSPORTADOR** siguiendo los lineamientos indicados en el ANEXO I. Ambos representantes dejarán constancia de lo actuado en los respectivos Certificados de Recepción, que se emitirán por quintuplicado, los que deberán contener como mínimo la información que se detalla en el punto 17 del ANEXO I del Decreto del PEN N° 44/91 como así también las deducciones indicadas en la cláusula sexta y en el ANEXO I del presente contrato.

SEXTA:

EL CARGADOR reconocerá a favor del **TRANSPORTADOR** una merma del por ciento en el volumen de petróleo entregado en el punto de carga, como única tolerancia en el volumen a devolver por **EL TRANSPORTADOR** en el punto de devolución, por cualquier merma física que resulte del hecho mismo del transporte, evaporación, manipuleo o removido del producto. Tal merma será descontada del volumen de petróleo crudo neto de cada una de las cargas efectuadas por **EL CARGADOR** e indicada en los Certificados de Recepción.

SEPTIMA:

Una vez efectuada la medición final -tanque vacío o medidor volumétrico- en el punto de carga y suscripto el Certificado de Recepción quedará transferida al **TRANSPORTADOR** la custodia de la carga e iniciado el transporte. En caso de pérdida de petróleo crudo entre el punto de carga y el punto de devolución será de aplicación lo dispuesto en los artículos 19 y 20 del Decreto N° 44/91 y en el punto 11 de su Anexo I "Normas Particulares y Condiciones Técnicas para el Transporte de Petróleo Crudo".

OCTAVA:

De existir razones derivadas de problemas operativos no imputables al **TRANSPORTADOR** que afecten las posibilidades de recepción por parte del mismo, **EL CARGADOR** tendrá la

obligación de suspender las entregas de petróleo por un plazo no mayor de setenta y dos (72) horas por mes calendario, entendiéndose que estas setenta y dos horas podrán ser continuadas 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 no imputables al mismo en la evacuación de crudo, **EL CARGADOR** suspenderá la entrega de petróleo crudo hasta que los motivos que hayan dado lugar a la suspensión se hubieran superado.

NOVENA:

La carga recibida del **CARGADOR** por el **EL TRANSPORTADOR** será devuelta al **CARGADOR** según lo indicado en el ANEXO II del presente contrato.

DECIMA:

Los volúmenes de carga a devolver al **CARGADOR** serán ajustados entre éste y **EL TRANSPORTADOR**, en 0,05 % por cada décima de grado API de diferencia que se registre entre la densidad del petróleo crudo recibido en el punto de carga y el devuelto al **CARGADOR**. El ajuste se practicará mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$V_r = \left[1 + 0,0005 \frac{(^{\circ} \text{API}_{ci} - ^{\circ} \text{API}_{cr})}{0,1 ^{\circ} \text{API}} \right] V_i$$

Siendo:

V_r : Volumen devuelto

V_i : Volumen cargado

$^{\circ} \text{API}_{ci}$: Densidad API del crudo cargado

$^{\circ} \text{API}_{cr}$: Densidad API del crudo devuelto

La densidad API del petróleo crudo deberá expresarse a la décima de grado.

DECIMO PRIMERA:

Mensualmente, en la Ciudad de Buenos Aires, se labrará entre las Partes un acta de conciliación entre el volumen entregado por **EL CARGADOR** y el devuelto por **EL TRANSPORTADOR** durante el mes, utilizando a tal efecto la fórmula de ajuste indicada en la cláusula anterior. Se determinará un saldo de la existencia de petróleo crudo de **EL CARGADOR** que deberá ser conformado por ambas Partes, reconociéndose a todos sus efectos que ese es el saldo de la operación.

DECIMO SEGUNDA:

Conforme con el servicio que utilice: transporte y/o almacenaje del petróleo crudo procedente del Area, **EL CARGADOR** pagará al **TRANSPORTADOR** las siguientes tarifas:

Almacenaje: 0,05 U\$S/m3.día

Transporte: U\$S/m3

Si durante la vigencia del presente contrato la Autoridad de Aplicación aprobara un nuevo tarifario para los servicios comprendidos en el presente contrato, el mismo será de aplicación a partir de su entrada en vigencia.

DECIMO TERCERA:

EL TRANSPORTADOR facturará en forma mensual, el segundo día hábil del mes siguiente, los servicios de transporte y almacenaje prestados durante el mes anterior, más, de corresponder, el Impuesto al Valor Agregado. Las referidas facturas se emitirán en dólares estadounidenses.

DECIMO CUARTA:

La facturación se instrumentará respecto del petróleo crudo hidratado a 15 °C removido.

EL CARGADOR cancelará al **TRANSPORTADOR** a los treinta días corridos de la presentación de las facturas por **EL TRANSPORTADOR** todos los cargos facturados. Esta cancelación se efectuará en dólares estadounidenses o en pesos, utilizando en este último caso el tipo de cambio vendedor para transferencia del Banco Argentina al cierre del quinto día hábil anterior al día del efectivo pago.

En caso de atraso en el pago **EL TRANSPORTADOR** aplicará un interés punitivo diario calculado en base a la tasa LIBO más un veinticinco por ciento (25 %) de la misma sobre el monto neto en dólares. La tasa LIBO será la informada por el Banco Central de la República Argentina, para operaciones a 180 días, vigente a la fecha de vencimiento. La mora será automática, sin necesidad de interpelación ninguna. En caso de que por causa de este contrato **EL TRANSPORTADOR** deba abonar, en cualquier jurisdicción, tributos trasladables que por el carácter oficial del precio aplicable no puedan ser efectivamente trasladados al mismo, **EL CARGADOR** asumirá ese costo según las liquidaciones que en cada caso presente **EL TRANSPORTADOR**, y hasta la medida en que este las hubiera abonado, como resultado de la política general de la empresa en la materia.

DECIMO QUINTA:

El **TRANSPORTADOR** indicará quien tendrá su representación y coordinará los procedimientos operativos y de control que demanden las recepciones de petróleo crudo y también quien hará lo propio respecto de las devoluciones. **EL CARGADOR** también designará quien o quienes lo representaran a los mismos efectos

DECIMO SEXTA:

El impuesto de sellos será soportado por **EL CARGADOR** y **EL TRANSPORTADOR** en partes iguales quedando el pago del mismo a cargo del **TRANSPORTADOR**, a quien **EL CARGADOR** reembolsará el cincuenta (50%) por ciento (dentro de los diez días de efectuado aquel) contra la presentación de la correspondiente Nota de Débito y Certificación del pago efectuado.

A tal efecto se estima el valor del presente contrato en Pesos..... \$)

DECIMO SEPTIMA:

En todo lo no previsto expresamente en el presente contrato serán de aplicación las normas establecidas en el Decreto N° 44/91 que reglamenta el transporte de hidrocarburos, y en su ANEXO I: "Normas Particulares y Condiciones Técnicas para el Transporte de Petróleo Crudo".

DECIMO OCTAVA:

Los ANEXOS I y II forman parte del presente contrato y reglan las actividades que informan sus títulos como así también la "**Guía de Procedimientos**" que se adjunta como ANEXO III.

DECIMO NOVENA:

Toda divergencia que no pueda ser resuelta entre las partes respecto de los alcances de las cláusulas y normas legales que rigen el presente contrato, o respecto de la evaluación de situaciones fácticas o de la conducta de las partes durante la ejecución del transporte, será sometida a consideración de la Secretaría de Hidrocarburos y Minería de La Nación en su carácter de Autoridad de Aplicación, atento las facultades y funciones que le son asignadas por el Artículo 7° del Decreto N° 44/91 (incisos a, g, j y concordantes).

VIGESIMA:

El Presidente de YPF autoriza expresamente a los Señores Vicepresidentes de Exploración y Explotación y de Industrialización y Comercialización para analizar cualquier modificación de tipo operativo al presente Contrato y suscribir, en caso, la correspondiente cláusula adicional con **EL TRANSPORTADOR**.

VIGESIMA PRIMERA:

En prueba de conformidad las partes suscriben el presente contrato, en dos (2) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto, en la Ciudad de Buenos Aires, a los días del mes de de 1992.

ANEXO I**Metodología Operativa y de Control para las Recepciones de Petróleo Crudo Entregado por el CARGADOR al TRANSPORTADOR**

1. La medición de petróleo crudo que EL CARGADOR entregará al TRANSPORTADOR proveniente del Area se efectuará mediante unidad automática de medición o en tanques establecidos como punto de medición y, con el uso de tablas de calibrado debidamente actualizadas.
2. El TRANSPORTADOR recibirá del CARGADOR, petróleo crudo con contenidos máximos de agua y sales del uno por ciento (1 %) y de 100 gr/m³ respectivamente y cuya tensión de vapor REID no exceda de 103,42 KPA a la temperatura de 37,78 °C.
3. Se considerará entregado el petróleo crudo y que pasa a ser responsabilidad del TRANSPORTADOR, cuando el mismo hubiere sido medido. Se considerará medido cuando hubiere sido registrado su pasaje por la unidad automática de medición, o en el caso de medición por tanque, una vez efectuada la medición final correspondiente. Cualquier pérdida o derrame que se produzca antes de la entrega, como recién definida será con cargo a EL CARGADOR, salvo culpa del TRANSPORTADOR si la unidad de medición o tanque fuesen de su propiedad.

ANEXO II**METODOLOGIA PARA LAS DEVOLUCIONES A TERCEROS**

El presente ANEXO tiene por finalidad determinar y reglamentar las modalidades operativas de control de las DEVOLUCIONES al CARGADOR por parte del TRANSPORTADOR.

1. El CARGADOR podrá entregar el petróleo crudo a las Destilerías de la zona de Puerto Galván (Cías ESSO e ISAURA), utilizando las derivaciones del oleoducto troncal.

La devolución del petróleo crudo, se efectuará utilizando las estaciones de medición, compuestas por medidores volumétricos de desplazamiento positivo, instalados en las Compañías ESSO e ISAURA y de acuerdo a lo indicado en la "GUIA DE PROCEDIMIENTOS" apartado B.

Las DEVOLUCIONES referidas se efectuarán en forma continua. De no poder mantener el flujo de las derivaciones en forma continua se procederá a acumularlos en tanques del CARGADOR, de existir capacidad disponible y así lo hubiese requerido el CARGADOR, de modo de poder entregarlo de acuerdo a las posibilidades operativas de las derivaciones a cada Compañía.

2. El petróleo crudo se considerará DISPONIBLE para su DEVOLUCION, una vez transcurrido el Tiempo de Transporte Area días) y se transferirá su propiedad y riesgo, con la frecuencia de las DEVOLUCIONES que en caso se establezcan, a quien el CARGADOR indique por escrito.
3. La medición del petróleo crudo no derivado se efectuará en tanques de la estación de bombeo Puerto Rosales a designar en tiempo y forma por el CARGADOR, de acuerdo a lo indicado en la "GUIA DE PROCEDIMIENTOS" Apartado A. El TRANSPORTADOR podrá instalar una unidad automática de medición que, de común acuerdo con el CARGADOR, sustituirá el sistema de medición por tanque.
4. El TRANSPORTADOR devolverá el petróleo crudo recibido del CARGADOR con un contenido de agua no superior al 1 % y sales no superior a 100 gr/m3.
5. El petróleo DEVUELTO por el TRANSPORTADOR será registrado en los formularios impresos a tal fin conformados por las partes (el TRANSPORTADOR y el CARGADOR y/o el DESTINATARIO), en los que se detallarán "en litros" las cantidades devueltas

liquidadas a condición de 15 °c seco-seco, de acuerdo con la norma IRAM IAP A65-2, 3, 4 o su actualización, especificando todos los datos físicos utilizados para su liquidación.

La documentación se emitirá por cuadruplicado.

6. De existir razones derivadas de falta de capacidad de almacenaje, o de transporte por caso fortuito o de fuerza mayor que afecten las entregas por parte del TRANSPORTADOR, el CARGADOR no podrá exigir las devoluciones hasta tanto los motivos que los hayan originado se hubieran solucionado.

ANEXO III**GUIA DE PROCEDIMIENTOS**

- A. Procedimiento para el control, extracción de muestras, medición y liquidación para determinar las cantidades de PETROLEO CRUDO entregado por EL CARGADOR y/o devueltos por EL TRANSPORTADOR mediante tanques calibrados.**

1.0. Control de las Entregas de Petróleo Crudo:

- 1.1.** Todas las operaciones de control serán supervisadas por los representantes de EL TRANSPORTADOR y de EL CARGADOR (Inspectores), que serán designados a tal efecto.
- 1.2.** Los certificados de los controles serán suscritos por los inspectores actuantes, mediante actas u otra documentación apta para dicho fin y deberán responder en su contenido y alcance a lo indicado en el punto 17 del ANEXO 1 del Decreto del PEN N° 44/91. La documentación se emitirá por cuadruplicado.
- 1.3.** Los controles a realizar por dicho personal serán los que se detallan a continuación:
- a) Comprobación del cierre y precintado de la válvula de purga del tanque afectado a la entrega.
 - b) Control de la exactitud de los elementos con que se efectuarán las mediciones.
 - c) Medición del vacío del tanque.
 - d) Medición de agua y sedimento separados en el fondo.
 - e) Determinación de la temperatura del producto existente.
 - f) Firmar la conformidad de los documentos que se emitan al respecto.

2.0. Medición de Tanque:**2.1. Elementos de medición**

- 2.1.1** Los elementos que se empleen en la medición de los tanques (cintas métricas, plomadas, termómetros, etc.) deberán encontrarse aprobados por la Oficina Nacional de Metrología Legal (Pesos y Medidas) y contar con los respectivos certificados. Además dichos elementos deberán responder en un todo a lo especificado en la Norma IRAM-IAP A-65-2,3,4 o su actualización.

La provisión de estos elementos correrá por cuenta del **CARGADOR**.

2.2. Procedimiento de medición.

2.2.1. La medición de las existencias en tanques de Petróleo Crudo (medición de vacío, sondaje del agua de fondo, determinación de la temperatura y extracción de muestras para obtención del agua y sedimentos en suspensión, densidad y contenido de sales) se realizarán guardando estricta observancia de las disposiciones contenidas en la Norma que se menciona en el ítem precedente.

2.2.2. Las muestras para las determinaciones de la densidad, agua, sedimentos y contenidos de sales se extraerán como "Muestra corrida o general", según la Norma IRAM-IAP A-65-2, 3, 4 o su actualización y siguiendo las recomendaciones generales de la misma. La boca del sacamuestras se bajará a 0,30 m sobre el nivel inferior del producto en lugar de los 0,50 m que fija la Norma Aplicable también ASTM D 4057.

Se tomarán cuatro (4) muestras corridas, las que se mezclarán bien en proporciones iguales: la mezcla homogeneizada se volcará en cuatro (4) recipientes de manera de obtener cuatro (4) muestras representativas.

Los recipientes podrán ser de hojalata o vidrio con tapa hermética o tapones de corcho. Las muestras se identificarán correctamente, indicando fecha y tanque en que fue extraída y firmada por los inspectores actuantes en representación del **TRANSPORTADOR** y del **CARGADOR**.

Una de las muestras se empleará para las determinaciones que se harán en el Laboratorio local con intervención de las Partes interesadas. Una muestra quedará en poder del **TRANSPORTADOR**, otra en poder del **CARGADOR** y la cuarta se guardará para el caso de una reclamación posterior de cualquiera de las **PARTES**. Su custodia quedará a cargo del **TRANSPORTADOR** hasta 30 días posteriores a la fecha de devolución del petróleo transportado.

2.2.3. Las densidades de las muestras se obtendrán conforme a los métodos que se indican en artículo 5.6. de la Norma citada.

2.2.4. La obtención de agua y sedimentos en suspensión, se determinará de acuerdo a las técnicas siguientes, y se expresará en porcentaje volumen en volumen:

- a) Agua por destilación, según Norma IRAM 6551
- b) Agua y sedimento por centrifugación, según la Norma IRAM 6541
- c) También son válidas las normas ASTM D 4006 (agua por destilación) y D 4007 (sedimentos por centrifugación).

En casos de discrepancias se tomará como valor de agua y sedimento la suma de los contenidos de:

- a) Agua por destilación, según Norma IRAM 6551
- b) Sedimento por extracción, según Norma IRAM 6552.

- 2.2.5. El contenido de sales se realizará según el método UOP-22 de determinación como Cloruro de Sodio en PETROLEO CRUDO.

3.0. Liquidación de las recepciones

3.1. Procedimiento para determinar el volumen de petróleo recepcionado.

3.1.1. 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 efectúa la entrega y los valores correspondientes a agua, sedimentos y contenido de sales y densidad determinados en el Laboratorio sobre las muestras extraídas, se procederá a calcular las existencias iniciales y finales a efectos de contener por diferencia de los valores resultantes, el egreso o ingreso neto registrado.

3.1.2. Si en la entrega de Petróleo crudo intervinieran dos o más tanques, la cantidad egresada o ingresada se obtendrá por la suma de las diferencias de existencias de cada tanque afectado a la operación.

B. Procedimientos de control para determinar las cantidades de petróleo crudo entregado por el CARGADOR y/o devuelto por el TRANSPORTADOR mediante unidad automática de medición (UAM).

1.0. Equipos de medición y su constitución

1.1. Filtro con canasto cambiabile

- 1.2. Desaireador
- 1.3. Medidor de desplazamiento positivo o a turbina con su equipo indicador de medición y compensador de temperatura electrónico, con corrector de factor digital y temperatura por sistema analógico, impresor de tarjeta.
- 1.4. Sacamuestras automático proporcional al flujo y recipiente colector de muestra.
- 1.5. Válvula contrapresión.
- 1.6. Todas las válvulas de bloqueo y "by-pass" para una maniobra efectiva.
- 1.7. Sensor para detección de contenido de agua y sedimento con dispositivos de retorno del producto fuera de especificación.
- 1.8. Tomas de presión antes y después de medidor volumétrico.
- 1.9. Equipo calibrador del medidor de acuerdo a normas API- 1101 - 2531 - 2534.
- 1.10. Todos los repuestos para un correcto mantenimiento y garantía de conformidad de funcionamiento.
- 2.0. **Ubicación, capacidad y calibración**
- 2.1. Los medidores, el sacamuestras y el calibrador, así como sus elementos complementarios, se instalarán en el punto de recepción de la carga.
- 2.2. El sensor y los dispositivos de retorno (unidad de rechazo) se ubicarán en el punto que acuerden las partes.

El calibrado de la unidad de rechazo se hará en presencia de representantes de ambas partes (**CARGADOR** y **TRANSPORTADOR**), quedando la misma, precintada y documentada tal circunstancia.
- 2.3. Se instalará cada medidor para la capacidad total de medición y los elementos de muestreo automático correspondiente.

- 2.4. Las pruebas de medición deberán efectuarse de acuerdo con lo indicado en las normas API-1101-2531-2534 y se consignarán los valores en el formulario respectivo refrendado por las partes.

3.0. Mediciones

- 3.1. La liquidación de las entregas se efectuará sobre los valores establecidos por medidores de desplazamiento positivo con corrector de temperatura.
- 3.2. Antes de cada operación y a su finalización, las partes tomarán lectura de los numeradores contadores de metros cúbicos del o de los medidores que intervendrán en la entrega, documentando los mismos en formularios aptos a tal fin que serán debidamente refrendados por las partes.
- 3.3. Previamente a la puesta en marcha de las operaciones, las partes deberán corregir el coeficiente de expansión por grado de temperatura sobre la base de los grados API que correspondan al producto a bombear.

4.0. Densidad, agua, sedimentos y salinidad

- 4.1. Las determinaciones de: densidad, agua, sedimentos y salinidad se efectuarán sobre la muestra extraída del contenedor de la UAM. A tal efecto, el petróleo crudo del contenedor deberá ser homogeneizado, llenándose luego tres envases de un litro cada uno representativos del conjunto. Una de las muestras será utilizada para los ensayos de referencia, que se realizarán en el laboratorio zonal de YPF que se designe al efecto, al término de cada envío. El resultado obtenido, se aplicará para la liquidación de la entrega correspondiente. Las dos muestras restantes serán lacradas y certificadas por las partes y permanecerán en su poder por el término de sesenta días.

- C. Norma para la determinación y cálculo del porcentaje de sales en petróleo de método UOP 22-60 Procedimiento C (x5) Arreglado. (Cloruros expresados en Cloruro de Sodio).

1.0. Aparatos

- 1.1. Ampollas de decantación de 1000 ml
- 1.2. Probetas graduadas de 100 y 200 ml

1.3. Frascos Erlenmeyer de 250 ml.

1.4. Buretas color caramelo de 25 ml graduadas al 1/10

1.5. Embudos y papel de filtro.

2.0. Reactivos

2.1. Cromato de potasio como indicador (5%)

2.2. Solución de fenol al 88%

2.3. Xilol, o benzol, o tolueno

2.4. Solución de NO₃ Ag N/10

2.5. Solución de NO₃ Ag N/50

3.0. Procedimiento

3.1. Introducir 125 ml de la muestra representativa del petróleo a analizar, en la ampolla de 1000 ml.

3.2. Si el petróleo es muy viscoso diluir con 125 ml de xilol, o tolueno o benzol, en ese orden de preferencia que contempla su mejor capacidad solvente para la mayor parte de los crudos, el más alto punto de ebullición y la menor toxicidad.

3.3. Agregar 200 ml de agua destilada hirviendo, agitando vigorosamente 3 minutos, liberando frecuentemente la presión con la llave y con la ampolla en posición invertida.

3.4. Agregar 20 ml de fenol y 30 ml de agua destilada hirviendo (con lo que se completan 250 ml de agua y fenol) agitar 5 minutos.

3.5. Dejar reposar y filtrar 100 ml de la solución acuosa de cantada en un probeta graduada, a través de 2 hojas de papel filtro rápido cualitativo.

3.6. Transferir los 100 ml de la solución filtrada a un Erlenmeyer de 250 ml, agregar 1 ml de indicador cromato de potasio y titular con NO₃ Ag N/10 cuando el contenido de sales

expresados los cloruros como cloruro de sodio en grs/m³ de petróleo, sobrepase los 200 grs/m³ y N/50 cuando inferior a 200 grs/m³.

La valorización debe hacerse entre 20° y 30° C y con PH no inferior de 6 ni superior a 7.

- 3.7. Periódicamente y siempre que se renueve la existencia de reactivos deberá hacerse un ensayo en blanco exactamente igual al procedimiento descrito, reemplazando la muestra de petróleo por igual cantidad de solvente. El gasto en NO₃ Ag resultante de este ensayo en blanco deberá descontarse en las determinaciones de rutina.

4.0. Cálculos

$$\frac{\text{ml NO}_3 \text{ Ag N/10} \times 250 \times 1000 \times 5,85}{100 \times 125} = \text{grs ClNa/m}^3$$

o bien: ml NO₃ Ag N/10 x 117 : grs ClNa/m³

o bien: ml NO₃ Ag N/50 x 23,4 : grs ClNa/m³

5.0. Importante

Si el petróleo contiene cantidades excesivas de sulfuros y/o mercaptanes, éstos deben eliminarse antes de determinar los cloruros, tal como sigue:

1. En el punto e) filtrar 140/150 ml de la solución acuosa.
2. En un vaso de precipitado de 250 ml, llevar la solución a pH 6,5-7 y precipitar sulfuros y mercaptanes con ligero exceso de nitrato de cadmio en solución al 10%.
Dejar reposar 30 minutos y centrifugar hasta que el precipitado se separe en forma de masa densa y firme.
3. Filtrar 100 ml y proceder como en 3.4)

6.0. Acotaciones sobre el uso de método

- 6.1. La repetibilidad es del orden de ± 5 %.