A D J U N T O "G"

CONDICIONES DE RECEPCION DEL PETROLEO CRUDO

A D J U N T O "G"

CONDICIONES DE RECEPCION DEL PETROLEO CRUDO

I Norma para el control, extracción de muestras, medición y liquidación para determinar las cantidades de Petróleo Crudo deshidratado entregado por el CONTRATISTA en tanques, cuando no se dispone de extractor de muestras automático.

1. OPERACIONES PREVIAS A LA RECEPCION DEL PETROLEO CRUDO

   1.1. Los tanques de almacenaje destinados para la recepción de Petróleo Crudo deberán ser purgados a fin de desalojar en lo posible toda el agua acumulada en sus fondos. Si los tanques están dotados de protección catódica el drenaje deberá efectuarse hasta el nivel de seguridad fijado para los mismos.

   1.2. Finalizada la operación se procederá al cierre y precintado de todas las válvulas de expurgue del tanque afectado, así como las válvulas de entrada y salida.

2. CONTROL DE LAS RECEPCIONES DE PETROLEO CRUDO

   2.1. Todas las operaciones de control serán supervisadas por los representantes de YPF y el CONTRATISTA que serán designados a tal efecto.

   2.2. Los certificados de los controles serán suscriptos mediante actas u otra documentación apta para dicho fin, por los inspectores actuantes.

..//2 (Cont. Adjunto "G").

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

a) Verificación del cierre y precintado de las válvulas de la línea de entrada.

b) Comprobación del cierre y precintado de las válvulas de salida del tanque afectado a la recepción.

c) Control de la exactitud de los elementos con que se efectuarán las mediciones.

d) Medición del vacío del tanque.

e) Medición del agua y sedimento separados en el fondo.

f) Determinación de la temperatura del producto existente.

g) Firmar la conformidad de las documentaciones que se emitan al respecto.

3. MEDICION DEL TANQUE

3.1. Elementos de medición

3.1.1. 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 los apartados G-1 al G-7 de la

Norma IRAM-IAP-A-65-2 s/Método de medición de la capacidad.

La provisión de estos elementos correrá por cuenta del CONTRATISTA.

3.2. Procedimiento de medición

3.2.1. 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 los apartados G-16 a G-39 de la Norma que se menciona en el item precedente.

3.2.2. Las muestras para las determinaciones de la densidad, agua, sedimentos y contenido de sales se extraerán como "Muestra Corrida o General", apartados F-4 y F-7 de la Norma IRAM-IAP-A-65-2 y siguiendo las recomendaciones generales de la misma. La boca del sacamuestras se bajará a cero coma treinta metros (0,30 m) sobre el ni-

vel del producto en lugar de los cero coma cincuenta metros (0,50 m) que fija la Norma.

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 de YPF y del CONTRATISTA.

Una de las muestras se empleará para las determinaciones que se harán en el laboratorio local con intervención de las PARTES. Una muestra quedará en poder de YPF, otra en poder del CONTRATISTA y la cuarta se guardará para el caso de una reclamación posterior de cualquiera de las PARTES.

3.2.3. Las densidades de las muestras se obtendrán conforme los métodos que

se indican en los apartados G-29 al G-39 de la Norma IRAM-IAP-A-65-2.

3.2.4. 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 la Norma IRAM 6551.

b) Agua y sedimento por centrifugación, según la Norma IRAM 6541.

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

a.1) Agua por destilación, según Norma IRAM 6551.

b.1) Sedimento por extracción, según Norma IRAM 6552.

3.2.5. El contenido de sales se realizará según el método de determinación como Cloruro de Sodio (Cl Na) en Petróleo Crudo (Adjunto "G-IV").

4. <u>RECEPCION DEL PETROLEO CRUDO</u>

4.1. Una vez finalizadas las operaciones de medición y control del Petróleo Crudo existente antes de la recepción, se procederá a permitir el ingreso a los tanques del Petróleo Crudo a recibir.

4.2. Se podrán mantener abiertas las válvulas de expurgue una vez iniciada la recepción, quedando bajo el control del CONTRATISTA la operación del drenaje del agua de fondo.

4.3. Una vez finalizada la recepción se cerrará la válvula de entrada y se mantendrá abierta la de expurgue durante el tiempo que a juicio del CONTRATISTA se considere necesario para que el Petróleo Crudo almacenado separe el agua libre. Este lapso no podrá ser mayor de veinticuatro (24) horas a partir de la iniciación de la recepción.

4.4. Una vez finalizado el tiempo de reposo se cerrará la válvula de expurgue y se procederá a la medición y toma de muestras de acuerdo a lo establecido en 3.2. (Adjunto "G-I").

5. <u>LIQUIDACION DE LAS RECEPCIONES</u>

5.1. <u>Procedimiento para determinar el volumen del Petróleo Crudo recepcionado</u>.

5.1.1. 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 recepción y los valores correspondientes de 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 obtener por diferencia de los valores resultantes, el ingreso neto registrado.

5.1.2. Las liquidaciones respectivas se calcularán siguiendo los lineamientos indicados en el ejemplo que se desarrolla en el Item H-6 de la Norma IRAM-IAP-A-65-2.

5.1.3. Si en la recepción de Petróleo Crudo intervinieran dos (2) o más tanques, la cantidad,ingresada se obtendrá por la suma de las diferencias de existencias de cada tanque afectado a la operación.

5.2. Procedimiento para determinar el porcentaje de agua, sedimentos y contenido de sales del producto ingresado.

5.2.1. Con el fin de establecer si el porcentaje de agua y sedimentos y contenido de sales de cada remesa se encuentra dentro de los valores acordados, se procederá a calcularlos en base a los resultados que se hubieran obtenido de las muestras extraídas de

cada tanque, empleándose a tal efecto el método que indica el siguiente ejemplo:

EJEMPLO ADJUNTO "G-I"

TANQUE N°

	Antes de la Recepción	Después de la Recepción
Temperatura	30°C	33°C
Densidad	0,909 a 15°C	0,912 a 15°C
Agua	0,9%	0,6%
Sedimentos	0,1%	0,1%
Total agua+sedimentos	1,0%	0,7%
Cont.de sales	90 g/m3	50 g/m3
Altura líquido	200 cm 2.093.007 lts	600 cm 6.291.649 lts
Agua de fondo	9 cm 94.175 lts	12 cm 125.643 lts
Litros Petróleo Crudo hidratado	1.998.832 lts	6.166.006 lts
Factor volumen	0,98918	0,98704
Volumen total a 15°C	1.977.205 lts	6.086.095 lts

Líquido total

ingresado a

15°C 6.086.095 - 1.977.205 =

4.108.890 lts

Agua y sedimentos en emulsión:

Después = 42.603 lts

Antes = 19.772 lts

22.831 lts

Porcentaje de agua y sedimentos en el Petróleo Crudo recepcionado:

(22.831 x 100) : 4.108.890 = 0,56%

Contenido de sales en el Petróleo Crudo recepcionado:

Después = 304.304.750, g

Antes = 177.948.450 g

126.356.300 g

Contenido de sales g/m3 de Petróleo Crudo:

126.356.300 : 4.108.890 = 31

Total ingresado Petróleo Crudo seco-seco a quince grados centígrados (15°C):

4.108.890 - 22.831 = 4.086.059 lts

Cuando la recepción de una remesa de Petróleo Crudo se efectúa en dos (2) o más tanques, se determinará el valor porcentual ponderado de agua, sedimentos y contenido de sales respecto al total de Petróleo

..//10 (Cont. Adjunto "G").

Crudo ingresado en los mismos.

El ejemplo citado (5.2.1.) es de aplicación cuando se trata efectivamente de "Recepciones", es decir cuando el CONTRATISTA entrega en tanques de YPF. Por el contrario cuando los tanques son de propiedad del CONTRATISTA se trata de "Entregas o Despachos" correspondiendo en este caso aplicar para su certificación los lineamientos de la Norma IRAM- IAP-A-65-2 apartados G-58 al G-64.

..//11 (Cont. Adjunto "G").

II Norma para el control y liquidación para determinar las cantidades de Petróleo Crudo deshidratado entregado por el CONTRATISTA cuando se emplea un extractor automático de muestras.

1. OPERACIONES PREVIAS A LA RECEPCION DEL PETROLEO CRUDO

1.1. Los tanques de almacenaje destinados al Petróleo Crudo deshidratado a entregar a YPF por el CONTRATISTA deberán ser purgados a fin de desalojar en lo posible el agua acumulada en el fondo.

1.2. Antes de la operación de entrega del producto se procederá al cierre y precintado de todas las válvulas de expurgue del tanque, así como las de entrada y salida.

2. CONTROL DE LAS RECEPCIONES DE PETROLEO CRUDO

2.1. Se procederá en igual forma que en el caso del Adjunto "G-I".

2.2. Se procederá en igual forma que en el caso del Adjunto "G-I".

3. MEDICION DEL TANQUE

3.1. Elementos de medición

3.1.1. Idem, idem al caso del Adjunto "G-I".

3.2. Procedimiento de medición

3.2.1. La medición de la existencia en tanques de Petróleo Crudo se hará por

medición del vacío y la determinación de la temperatura y se realizará según los apartados G-16 al G-39 de la Norma IRAM-IAP-A-65-2 y siguiendo las recomendaciones generales de la misma.

3.2.2. Las muestras para la determinación de la densidad, agua, sedimentos y contenidos de sales, se tomarán del recipiente del extractor automático de muestras que acumula las obtenidas durante la recepción. El contenido total una vez homogeneizada la muestra por mezclado, se volcará en cuatro (4) recipientes para obtener muestras representativas. Se procederá luego en la forma indicada en 3.2.2. del Adjunto "G-I".

3.2.3. Idem, idem al Adjunto "G-I".

3.2.4. Idem, idem al Adjunto "G-I".

3.2.5. Idem, idem al Adjunto "G-I".

4. <u>RECEPCION DEL PETROLEO CRUDO</u>

4.1. Una vez finalizada la medición del Petróleo Crudo existente antes de la recepción se procederá a la entrega del producto.

4.2. Una vez finalizada la operación de recepción

se cerrará la válvula de salida y se procederá a medir la existencia del tanque afectado, de acuerdo a lo establecido en 3.2.(Adjunto "G-II").

5. LIQUIDACION DE LAS RECEPCIONES

5.1. Procedimiento para determinar el volumen del Petróleo Crudo recibido.

5.1.1. Con los datos de las mediciones del vacío y de las temperaturas obtenidas del tanque antes y después de cada operación en que se efectúe la recepción y los valores de agua, sedimentos y contenido de sales determinados en el laboratorio, sobre las muestras extraídas se procede a obtener por diferencia de los valores resultantes el ingreso neto registrado.

5.1.2. Las liquidaciones respectivas se calcularán siguiendo el ejemplo dado en este Adjunto ("G-II").

5.2. El porcentaje de agua, sedimentos y el contenido de sales obtenidos del análisis de las muestras extraídas servirá para determinar si el producto de cada remesa se encuentra dentro de los valores acordados.

EJEMPLO ADJUNTO "G-II"

TANQUE N°

..//14 (Cont. Adjunto "G").

	Antes de la Recepción	Después de la Recepción
Temperatura (°C)	19	32
Densidad a 15°C	0,905	0,884
Altura Líquido (cm)	80	1.170
Volumen (lts)	527.694	12.276.307
Factor Volumen	0,9971	0,9880
Volumen a 15°C (lts)	526.164	12.128.991

Líquido ingresado a 15°C= 12.128.991-526.164= 11.602.827 lt

Agua y Sedimentos en el Petróleo Crudo recepcionado:

Agua y sedimentos: 0,90%

Volumen de agua y sedimentos=(11.602.827x0,90):100=104.425 lt

Total ingresado Petróleo Crudo seco-seco a 15°C= 11.602.827 - 104.425 = 11.498.402 lts.

III Norma para el control y liquidación para determinar las cantidades de Petróleo Crudo deshidratado entregado por el CONTRATISTA cuando se emplea una Estación Medidora Automática.

1. EQUIPO DE MEDICION Y SU CONSTITUCION

1.1. Filtro con canasto cambiable.

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 sedimentos con dispositivos de retorno del producto, fuera de especificación.

1.8. Tomas de presión antes y después del medidor volumétrico.

1.9. Equipo calibrador del medidor de acuerdo a norma.

1.10. Todos los repuestos para un correcto mantenimiento y garantía de conformidad del funcionamiento.

2. UBICACION, CAPACIDAD Y CALIBRACION

2.1. Los medidores, el sacamuestras automático y el calibrador, así como sus elementos complementarios, se instalarán en el punto de entrega.

2.2. El sensor y los dispositivos de retorno se ubicarán en el yacimiento.

2.3. Se instalarán dos (2) ramales de medición, cada uno con su medidor para la capacidad total de medición y los elementos de muestreo automático.

2.4. La prueba de medición deberá efectuarse de acuerdo con lo indicado en las Normas API- 1101-2531-2534 y se consignarán los valores en el formulario respectivo,

3. MEDICIONES

3.1. La liquidación de las entregas se efectuará sobre la base de 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 m3 del o de los medidores que intervendrán en la entrega.

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 corres-

ponden al producto de bombear.

4. DENSIDAD

4.1. La determinación de la densidad se efectuará sobre la muestra extraída del contenedor con arreglo a las disposiciones de las Normas IRAM-IAP-A-65-2.

..//18 (Cont. Adjunto "G").

IV Norma para la determinación y cálculo del porcentaje de sales en Petróleo Crudo.

1. METODO U.O.P. 22-60 PROCEDIMIENTO C (x5) ARREGLADO (CLORUROS EXPRESADOS COMO CLORURO DE SODIO)

2. APARATOS

2.1. Ampollas de decantación de mil mililitros (1.000 ml).

2.2. Probetas graduadas de cien (100) y doscientos mililitros (200 ml).

2.3. Frascos Erlenmeyer de doscientos cincuenta mililitros (250 ml).

2.4. Buretas color caramelo de veinticinco mililitros (25 ml) graduadas al 1/10.

2.5. Embudos y papel de filtro.

3. REACTIVOS

3.1. Cromato de potasio como indicador (5%).

3.2. Solución de fenol al ochenta y ocho por ciento (88%).

3.3. Xilol, o benzol, o tolueno.

3.4. Solución de NO3 Ag N/10.

3.5. Solución de NO3 Ag N/50.

4. PROCEDIMIENTO

4.1. Introducir ciento veinticinco mililitros (125 ml) de la muestra representativa del Petróleo Crudo a analizar, en la ampolla de mil mililitros (1.000 ml).

4.2. Si el Petróleo Crudo es muy viscoso diluir con

ciento veinticinco mililitros (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 Petróleos Crudos, el más alto punto de ebullición y la menor toxicidad.

4.3. Agregar doscientos mililitros (200 ml) de agua destilada hirviendo, agitando vigorosamente tres (3) minutos, liberando frecuentemente la presión con la llave y con la ampolla en posición invertida.

4.4. Agregar veinte mililitros (20 ml) de fenol y treinta mililitros (30 ml) de agua destilada hirviendo (con lo que se completan doscientos cincuenta mililitros de agua y fenol), agitar cinco (5) minutos.

4.5. Dejar reposar y filtrar cien mililitros (100 ml) de la solución acuosa decantada, a través de dos (2) hojas de papel de filtro rápido cualitativo.

4.6. Transferir los cien mililitros (100 ml) de solución filtrada a un Erlenmeyer de dos- cientos cincuenta mililitros (250 ml), agregar un mililitro (1 ml) de indicador cromato de potasio y titular con NO_3 Ag N/10 cuando el contenido de sales expresados los cloruros como cloruro de

sodio en gramos por metro cúbico de Petróleo Crudo, sobrepase los doscientos gramos por metro cúbico (200 g/m^3)

y N/50 cuando sea inferior a doscientos gramos por metro cúbico (200 g/m^3).

La valorización debe hacerse entre veinte (20) y treinta (30) grados centígrados y con pH no inferior de seis (6) ni superior a siete (7).

4.7. Periódicamente y siempre que se renueve la existencia de reactivos deberá hacerse un ensayo en blanco exactamente igual al procedimiento descripto, reemplazando la muestra de Petróleo Crudo por igual cantidad de solvente. El gasto en NO_3 Ag resultante de este ensayo en blanco deberá descontarse en las determinaciones de rutina.

5. CALCULOS

$$\frac{\text{ml NO3 Ag N/10} \times 250 \times 1.000 \times 5,85}{100 \times 125} = \text{g Cl Na/m3}$$

o bien: ml NO3 Ag N/10 x 117 = g Cl Na/m3

o bien: ml NO3 Ag N/50 x 23,4 = g Cl Na/m3

6. IMPORTANTE

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

6.1. Filtrar cien mililitros (100 ml) de la solución acuosa, procediendo de igual forma que en el punto 4.5..

6.2. En un vaso de precipitado de doscientos cincuenta mililitros (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 diez por ciento (10%). Dejar reposar treinta (30) minutos y centrifugar hasta que el precipitado se separe en forma de masa densa y firme.

6.3. Filtrar el líquido obtenido en 6.2. y proseguir como en 4.6. con el total del líquido filtrado.

6.4. En reemplazo del xilol, o tolueno, o benzol, puede usarse solvente tipo "A" o nafta pesada exenta de SH2 y mercaptanes, efectuándose ensayos paralelos previos con aquellos, que demuestren repetibilidad de datos.

6.5. Reemplazando el fenol, puede utilizarse un producto químico desemulsionante comercial en cantidades que varían de cero coma veinticinco (0,25) a dos coma cinco mililitros (2,5 ml) según la separaciór de fases que se obtenga, y agregando agua destilada hirviendo para completar los doscientos cincuenta mililitros (250 ml) citados en 4.4..

7. <u>ACOTACIONES SOBRE EL USO DEL METODO</u>

7.1. La repetibilidad es del orden de ± 5%.