

ANEXO No.1

GUIA DE PROCEDIMIENTOS

A) TERMINOS Y CONDICIONES PARA LA ENTREGA DEL PETROLEO CRUDO DE AMOCO A YPF

La entrega de la carga por parte de AMOCO, se efectuará como hasta el presente, mediante la Unidad Automática de Medición instalada en Caleta Córdova.

Todos los componentes de la Unidad Automática de Medición, así como el funcionamiento del conjunto, cumplen y cumplirán con los requisitos establecidos en el Manual de Medición de Petróleo del Instituto Americano de Petróleo (API), última edición.

El siguiente es el procedimiento para el control, medición, extracción de muestras y liquidación para determinar las cantidades de petróleo crudo deshidratado entregadas por Amoco a YPF al pasar la Unidad Automática de Medición.

1. Control de las entregas de petróleo crudo.
  - 1.1 Todas las operaciones de control serán supervisadas por los representantes de YPF y de AMOCO, que serán designados a tal efecto.
  - 1.2 Los certificados de los controles serán suscriptos por los representantes actuantes, mediante actas u otra documentación apta para dicho fin, la que cumplimentará los mismos requisitos que se han llenado hasta el presente.
  - 1.3 Los controles a realizar por dichos representantes serán los que se detallan a continuación:
    - a) Comprobar el buen estado de los precintos y sellos de seguridad de todos los elementos utilizados para la medición de la cantidad y calidad del petróleo que circula a través de la Unidad Automática de Medición.
    - b) Controlar la exactitud de los elementos con que se efectuarán las mediciones y calibraciones de acuerdo a una frecuencia establecida por las Partes.
    - c) Calibrar los medidores de desplazamiento positivo pertenecientes a la Unidad Automática de Medición, de acuerdo con una frecuencia establecida entre las Partes.

(55)  
AS

- d) Realizar la lecturas inicial y final del volumen contabilizado por los medidores durante el periodo de entrega.
- e) Determinar el porcentaje de agua y sedimentos de la muestra continua de petróleo, obtenida en forma automática durante el periodo de entrega.
- f) Registrar la presión y temperatura del petróleo durante el periodo de entrega.
- g) Firmar la conformidad de las documentaciones que se emitan al respecto.

## 2. Medición con la Unidad Automática de Medición.

### 2.1 Equipo de medición y su constitución:

La Unidad Automática de Medición está y continuará estando constituida por:

- 2.1.1 Filtro con canasto cambiable y desaireador.
- 2.1.2 Medidor de volumétrico a desplazamiento positivo, con registrador mecánico y compensador de temperatura electrónico.
- 2.1.3 Tomamuestras automático, proporcional al volumen que circula por el medidor y recipiente colector de la muestra, con bomba de mezclado y todas las cañerías necesarias para su operación.
- 2.1.4 Válvula de contrapresión a la salida de la unidad.
- 2.1.5 Todas las válvulas de bloqueo y derivación necesarias para una efectiva operación del equipo.
- 2.1.6 Termómetros y manómetros antes y después del medidor volumétrico.
- 2.1.7 Equipo calibrador del medidor con válvulas de doble bloqueo y accesorios. (Ultima calibración año 1989).

## 3. Ubicación y capacidad.

- 3.1 Los medidores, los sacamuestras automáticos, y el calibrador de los medidores, así como sus elementos complementarios se encuentran y continuarán instalados en el punto de entrega.

3.2 La unidad cuenta y continuará contando, como mínimo con dos ramales de medición, cada uno con su medidor para la capacidad total de medición y los correspondientes elementos para el muestreo automático.

4. Mediciones:

4.1 La cantidad del petróleo medido por los medidores volumétricos deberá calcularse de acuerdo a lo especificado por el Manual de Normas para Medición de Petróleo del Instituto Americano del Petróleo (A.P.I) en los siguientes capítulos:

Capítulo 12.2 y 12.2 F, "Cálculo de cantidades de petróleo líquido medido por turbinas o medidores a desplazamiento".

Capítulo 4, "Sistemas de Calibración".

Capítulo 5, "Mediciones".

Capítulo 6, "Instalaciones para Medición".

Capítulo 11.1, "Factores para la Corrección del Volumen" (API Standard 2540 - ASTM D 1250 - IP 200).

Capítulo 11.2, (Standard 1101, Tabla II).

Capítulo 11.4.2, (Standard 1101, Tabla I) API Standard 1101, "Medición de hidrocarburos líquidos de petróleo por medidores de desplazamiento positivo".

4.2 Antes de cada operación y a su finalización las Partes tomarán lecturas de los numeradores contadores de metros cúbicos (m<sup>3</sup>) de o de los medidores que intenvendrán en la entrega.

4.3 Previamente a la puesta en marcha de las operaciones las Partes deberán corregir la gravedad API ó densidad de acuerdo al producto a bombear y cambiar el Factor Mecánico del Medidor por el obtenido en la última calibración.

5. Muestras:

5.1 Las muestras para las determinaciones de la densidad, agua y sedimentos y contenido de sales se extraerán de acuerdo a lo indicado en el API MPMS, Capítulo 8, Sección 2, "Muestreo Automático de Petróleo y Productos de Petróleo" (ASTM D 4177), siguiendo las recomendaciones generales de la misma.

1. Controles.

Los controles a realizar son los que se detallan a continuación:

- a) Verificar que la cañería de carga desde tanques hasta el barco esté llena.
- b) Comprobación del cierre y precintado de las válvulas del tanque afectado a la devolución.
- c) Control de la exactitud de los elementos con que se efectuarán las mediciones.
- d) Medición del vacío del tanque, antes y después de la entrega.
- e) Medición del agua y sedimentos separados en el fondo.
- f) Determinación de la temperatura del producto existente.
- g) Firmar la conformidad de las documentaciones que se emitan al respecto.

2. Medición en tanque:

2.1 Elementos de Medición:

- 2.1.1 Los elementos que se empleen en la medición de los tanques (cintas métricas, plumadas, termómetros, etc.) deberán encontrarse aprobados por la Oficina Nacional de Metrología Legal (Pesas y Medidas) y contar con los respectivos certificados. Además dichos elementos deberán responder en todo a lo especificado en los apartados G1 al G7 de la norma IRAM/IAP A 6 902 s/ "Métodos de Medición de Capacidad".

La provisión de estos elementos será por cuenta de YPF S.A.

2.2 Procedimiento de Medición:

- 2.2.1 La medición de la existencias en tanques de Petróleo Crudo (medición de vacío, sondaje de agua en el fondo, determinación de la temperatura y extracción de las muestras) se realizará guardando estricta observancia de las disposiciones contenidas en la Norma IRAM/IAP A 6 902.

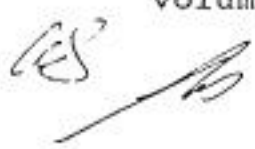
- 2.2.2 Sujeto a la existencia de las instalaciones tomamuestras adecuadas, las muestras para las determinaciones de la densidad, agua y sedimentos y



contenido de sales del petróleo que está siendo embarcado, se extraerán de acuerdo a lo indicado en el API MMPS, Capítulo 8, Sección 2, "Muestreo Automático de Petróleo y Productos de Petróleo" (ASTM D 4177).

- 2.2.3 En su defecto, las muestras para las determinaciones de densidad, agua y sedimentos y contenido de sales se extraerán según la Norma IRAM/IAP A 6 902 siguiendo las recomendaciones generales de la misma (aplicable también ASTM D 4057).
- 2.2.4 Se tomarán 4 (cuatro) muestras corridas las que se mezclarán bien, en proporciones iguales. La mezcla homogeneizada se volcará en 4 (cuatro) recipientes de manera de obtener 4 (cuatro) muestras representativas de 1 (un) litro cada una.
- 2.2.5 Los recipientes podrán ser de aluminio ó vidrio con tapa hermética ó tapones de corcho. Las muestras serán selladas e identificadas correctamente por las Partes, indicando fecha y tanque de donde fueron extraídas, y firmadas por los actuantes.
- 2.2.6 Una de las muestras se empleará para las determinaciones que se harán en el laboratorio local de YPF con intervención de las Partes interesadas. Una muestra quedará en poder de AMOCO la cual será entregada al capitán del barco, la tercera quedará en poder de YPF y la cuarta será guardada por el inspector independiente de mediciones, para el caso de una reclamación posterior de cualquiera de las Partes dentro de un plazo de 30 (treinta) días posterior a la fecha en que las muestras fueron extraídas.
- 2.2.7 Las densidades de las muestras se obtendrán conforme a los métodos que se indican en el artículo 5.6 de la Norma IRAM/IAP A 6 902. (API MPMS CAP. 9-SECCION 2 o ASTM-D 1298).
- 2.2.8 La obtención de agua y sedimentos en suspensión se determinará de acuerdo a las técnicas siguientes y se expresará en porcentajes de volumen en volumen:
  - a) Agua por destilación según Norma IRAM/IAP A 6 551. (ASTM D 95, ASTM D 4006).
  - b) Agua y sedimentos por centrifugación según Norma IRAM/IAP A 6 541. (ASTM D 96-68, ASTM D 4007).

En casos de discrepancias se tomará como valor de agua y sedimentos la suma de los contenidos en volumen de:



c) Agua por destilación según Norma IRAM/IAP A 651. (ASTM D 95, ASTM D 4006).

d) Sedimentos por Extracción según Norma IRAM/IAP A 552. (ASTM D 473).

2.2.9 El contenido de sales se realizará según el Método UOP 22 "Determinación de Cloruro de Sodio en Petróleo Crudo", que se adjunta al presente.

### 3. Liquidaciones:

3.1 Procedimiento para determinar el volumen del petróleo salido de tanques.

3.1.1 Con los datos referidos a las mediciones de vacío, agua del fondo y temperatura obtenidos de los tanques antes y después de cada operación en que se efectúa la devolución y los valores correspondiente de agua y sedimentos y contenido de sales y densidad determinados en el laboratorio sobre muestras extraídas se procederá a calcular las existencias iniciales y finales a los efectos de obtener por diferencias de los valores resultantes, el egreso neto registrado.

3.1.2 Si en la salida de petróleo crudo intervinieran dos o mas tanques la cantidad egresada se obtendrá por la suma de la diferencia de existencias de cada tanque afectado a la operación.

3.1.3 La unidad de volumen medido será en metros cúbicos y fracción a 15°C (cifra significativa más tres decimales). La densidad será expresada a 15°C.



NORMA PARA LA DETERMINACION Y CALCULO DEL PORCENTAJE DE SALES EN  
PETROLEO (Método UOP 22 Procedimiento C (x5) Arreglado)

(Cloruros Expresados en Cloruro de Sodio)

1.0.- Aparatos:

1.1.- Ampollas de decantación de 1.000 ml

1.2.- Probetas graduadas de 100 y 200 ml

1.3.- Frascos Erlenmeyer de 250 ml

1.4.- Duretas 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 80%

2.3.- Xilol, o benzol, o tolueno

2.4.- Solución de  $\text{NO}_3\text{Ag}$  W/10

2.5.- Solución de  $\text{NO}_3\text{Ag}$  W/50

3.0.- Procedimiento:

3.1.- Introducir 125 ml de la muestra representativa del  
petróleo a analizar, en la ampolla de 1.000 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 decantada en una probeta graduada, a través de 2 hojas de papel de 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  $\text{NO}_3\text{Ag}$  W/10 cuando el contenido de sales expresados los cloruros como cloruro de sodio en  $\text{gr}/\text{m}^3$  de petróleo, sobrepase los 200  $\text{gr}/\text{m}^3$  y W/50 cuando sea inferior a 200  $\text{gr}/\text{m}^3$ . 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  $\text{NO}_3\text{Ag}$  resultante de este ensayo en blanco deberá desconectarse en las determinaciones de rutina.

*Handwritten signature*



#### 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 :  $\text{ml NO}_3\text{Ag N/10} \times 117 = \text{grs ClNa/m}^3$

o bien :  $\text{ml NO}_3\text{Ag N/50} \times 23,4 = \text{grs ClNa/m}^3$

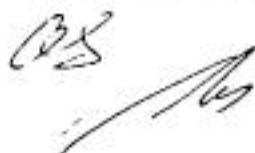
#### 5.0.- Importante:

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 c) 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%.
- 3- Filtrar 100 ml y proceder como en 3.4.-

#### 6.0.- Anotaciones sobre el uso del método:

6.1.- La repetibilidad es del orden de  $\pm 5 \%$ .



ANEXO No. 2

PETROLEO CRUDO TIPO "ESCALANTE"

**Descripción "Assay"**  
**Muestra tomada 9/90**

Gravedad API	23.1
Azufre, peso ‰	0.170
H <sub>2</sub> S, peso ‰ disuelto	0.0000
H <sub>2</sub> S, peso ‰ liberado	0.0011
Punto de escurrimiento, °F	45
Presión de vapor, Reid PSI	2.0
Viscosidad @68F, SSU	6949.0
Viscosidad @100F, SSU	1533.0
Viscosidad @130F, SSU	899.0
Sales, PTB	11.5
TAN (n° neut. Mg KOH/Gr.)	0.12

**Análisis de hidrocarburos livianos, vol. ‰**

Etano	0.00
Propano	0.06
Isobutano	0.09
N-Butano	0.18
Isopentano	0.26
N-Pentano	0.40

*BS*  
*MS*



TRANSPORTE DE PETROLEO CRUDO DE TERCEROS

DLEDOUCTO PUESTO HERNANDEZ - MEDANITO

AREA	COMPARIA	ENTREGADO M3/DIA	CARGO POR TRANSPORTE	CONTRATO TIPO
PUESTO HERNANDEZ	UTE P. COMPANC	4.542	SI	AREA CENTRAL
CAGADON AMARILLO	PEREZ COMPANC	111	NO	RECONVERTIDO
HUANTRAICO	SAN JORGE	600	NO	PLAN HOUSTON RECONVERTIDO
EL POSTON BUTA SANQUIL	UTE PEMEX	670	NO	ASOCIACION

PUESTO  
HERNANDEZ

DLEDOUCTO MEDANITO - ALLEN

AREA	COMPARIA	ENTREGADO M3/DIA	CARGO POR TRANSPORTE	
ENTRE LONAS	PEREZ COMPANC	1.700	NO	RECONVERTIDO
CATRIEL DESTE	PEREZ COMPANC	431	NO	RECONVERTIDO
25 DE MAYO - EL MEDANITO S e	PEREZ COMPANC	1.570	NO	RECONVERTIDO
MEDIANERA	VIAL DEL SUR	26	NO	RECONVERTIDO
RINCONADA - PUESTO MORALES	TECSA S.A.	22	NO	RECONVERTIDO
EL SANTIAGUERO	CADIPSA	101	SI	INTERES SECUNDARIO
CENTRO ESTE	PETROQUIMICA Co. RIVADAVIA	203	SI	INTERES SECUNDARIO
AGUA SALADA	TECPETROL	24	SI	INTERES SECUNDARIO
CATRIEL VIEJO	TECPETROL	19	SI	INTERES SECUNDARIO
JAGUEL DE LOS MACHOS -	PEREZ COMPANC	154	SI	INTERES SECUNDARIO
BAJADA DEL PALO- LA AMARGA CHICA	P. COMPANC- PETROLURUGUAY	31	SI	INTERES SECUNDARIO
LAGO PELLEBRINI	PEREZ COMPANC	3	SI	PLAN HOUSTON

PLANTA  
MEDANITO

ALLEN

# CONTRATO TRANSPORTE EN NEGOCIACION