

CONTRATO DE ALMACENAJE Y EMBARQUE DE
DE PETROLEO CRUDO DE YPF S.A.

ANEXOS

- Anexo I Puntos de carga y metodología operativa y de control para las recepciones de petróleo crudo entregado por YPF a TERMAP.
- Anexo II Metodología operativa y de control para la devolución de petróleo crudo de YPF recibido por TERMAP.
- Anexo III Guía de procedimientos
- Anexo IV Metodología para la operación de Terminales Marítimas
- Anexo V Plano de instalaciones

[Handwritten signatures and initials]





ANEXO I

PUNTOS DE CARGA Y METODOLOGÍA OPERATIVA Y DE CONTROL PARA LAS RECEPCIONES DE PETROLEO CRUDO ENTREGADO POR YPF A TERMAP.

El presente Anexo tiene por finalidad determinar y reglamentar las modalidades operativas y de control de las ENTREGAS de YPF a TERMAP.

1.- PUNTOS DE CARGA

1.1. NOMINA DE LOS CARGADORES CUYAS PRODUCCIONES SERAN ENTREGADAS POR YPF A TERMAP EN LA TERMINAL DE CALETA OLIVIA.

CARGADOR

**AREA Y CONTRATO O ACUERDO
DE ALMACENAJE Y EMBARQUE
A TRANSFERIR A TERMAP.**

1- YPF S.A.

2- TOTAL AUSTRAL S.A.: Contrato de UTE Area Central EL HUEMUL - KOLUEL KAIKE, Convenio de Transporte, Almacenaje y Embarque - Anexos I, II, A, Adjuntos A, B, C, III y IV. Suscripto el 03-06-91.

3.- CADIPSA S.A.: Area CERRO WENCESLAO - Anexo Transporte e Intercambio de la Producción - Acta Reversión Cont.Explot. N° 23068.

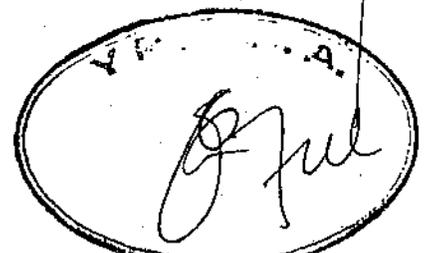
4.- ASTRA C.A.P.S.A.: Area CERRO OVERO, BLOQUE 127, CAÑADON LEON, TRES PICOS - Suscripto el 11-06-91 y Actas Adicionales N°1 (29-11-91) y N° 2 (25-06-92) - Prórroga hasta 31-03-94.

5.- ASTRA C.A.P.S.A.: Area CAÑADON SECO -MESETA ESPINOSA - Anexo B Acta Reversión Cont. Explot. N° 23339.

6.- PETROMINERA CHUBUT: Area MATA MAGALLANES - Suscripto el 19-12-91 - Prórroga 31-03-94.

7.- PÉREZ COMPANC: Area KOLUEL KAIKE - EL VALLE - Anexo B Acta Reversión Cont Explot N° 23342 - Anexo Transporte e Intercambio de Producción.

[Handwritten signatures and initials]



8.- BRIDAS SAPIC: Area EL CORDON - Anexo B Acta Reversión Cto. Explot. N° 23341.

9.- BRIDAS SAPIC: Area PIEDRA CLAVADA - Anexo B Acta Reversión - Cto. Explot. N° 23340.

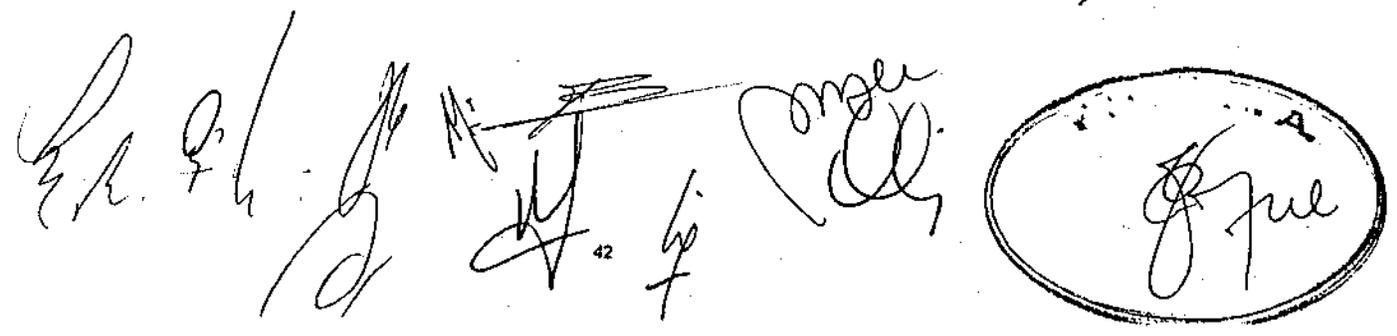
10.- UTE LAGO DEL DESIERTO: Area EL VALLE - Suscripto el 13-09-91 - Prórroga 31-03-94.

11.- CADIPSA S.A.: Area LAS HERAS - PIEDRA CLAVADA - CAÑADON MINERALES - MESETA ESPINOSA Suscripto el 11-10-91 - Prórroga 31-03-94. Actas Adicionales N° 1 (24-01-92) y N° 2 (26-06-92).

1.2. NOMINA DE LOS CARGADORES CUYAS PRODUCCIONES SERAN ENTREGADAS POR YPF A TERMAP EN LA TERMINAL DE CALETA CORDOVA.

CARGADOR	AREA Y CONTRATO O ACUERDO DE ALMACENAJE Y EMBARQUE A TRANSFERIR A TERMAP.
1.- YPF S.A.	
2.- TECPETROL S.A., PETROLERA SANTA FE S.A., INTER RIO HOLDING ESTABLISHMENT, ENERGY DEVELOPMENT CO: Contrato de UTE Area EL TORDILLO - Adjunto H, Anexos I, II, II A, II B, II C, III y IV.	
3.- ASTRA CAPSA: Area MANANTIALES BEHR - Anexo B Acta Reversión Cont. Explot N° 23364.	
4.- PÉREZ COMPANC: Area PAMPA DEL CASTILLO - LA GUITARRA - Anexo B - Acta Reversión Cont.Explot N° 23343.	
5.- TECPETROL: Area JOSE SEGUNDO - Contrato de Locación de Servicios 16-07-90 - Prórroga 31-03-94	

2.- MODALIDADES OPERATIVAS Y DE CONTROL


 This section contains several handwritten signatures and a circular stamp. The signatures are in various styles, some appearing to be initials or names. The circular stamp on the right contains a signature and some illegible text. There are also some handwritten marks and numbers, such as '42', scattered throughout the area.

a) YPF actuará como CARGADOR de su propia producción, y realizará el servicio de carga de la de terceros que entregan su producción sobre instalaciones de YPF, ajustándose a lo establecido en la Cláusula PRIMERA del presente contrato.

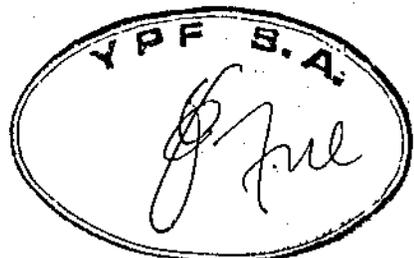
b) El crudo que entregue YPF será medido en tanques calibrados de TERMAP, y/o Unidades Automáticas de Medición de YPF, quedando el petróleo crudo bajo la responsabilidad de TERMAP según lo establecido en la Cláusula SÉPTIMA del presente contrato.

c) YPF informará a TERMAP la forma en que la carga medida y conciliada de petróleo equivalente mencionado en 2.- a) estará distribuida entre todos los cargadores.

d) TERMAP recibirá de YPF, petróleo crudo con contenidos máximos de agua y sedimentos del uno por ciento (1 %) y de sales de 100 gr/m3 y cuya tensión de vapor REID no exceda de 103,42 KPA a la temperatura de 37,78 °C. Si eventualmente se produjeran entregas de crudo con contenidos de agua, sedimentos y/o sales superiores a los fijados, las Partes acordarán la metodología para establecer la compensación correspondiente.

e) El petróleo crudo de propiedad de YPF, proveniente de las Areas LAS FLORES, CERRO TORTUGA, EL CHULENGO y de la participación de YPF en la producción del Area ANTICLINAL GRANDE - CERRO DRAGON, serán ingresados a la terminal de Caleta Córdova a través de instalaciones de la compañía AMOCO ARG. OIL CO., y se sumarán a los volúmenes entregados por YPF, quedando sujetos a los términos del presente Contrato.

[Handwritten signatures and initials]



ANEXO II

METODOLOGÍA OPERATIVA Y DE CONTROL PARA LA DEVOLUCIÓN DE PETROLEO CRUDO DE YPF RECIBIDO POR TERMAP

El presente Anexo tiene por finalidad determinar y reglamentar las modalidades operativas y de control de las DEVOLUCIONES del petróleo crudo de YPF recibido por TERMAP.

- 1.- La medición del petróleo crudo se efectuará utilizando los tanques calibrados propiedad de TERMAP, disponibles en cada TERMINAL.
- 2.- TERMAP devolverá el petróleo crudo recibido de YPF con un contenido de agua y sedimentos no superior al 1 % y de sales no superior a 100 gr./m3, y cuya tensión de vapor REID no exceda de 103,42 KPA a la temperatura de 37,78 °C.
- 3.- El petróleo crudo DEVUELTO por TERMAP será registrado en los formularios impresos a tal fin, conformados por las partes, (TERMAP e YPF y/o el DESTINATARIO que designe YPF), en los que se detallarán "en litros" las cantidades devueltas liquidadas en condición 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 quintuplicado.

[Handwritten signatures and initials]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



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 YPF y/o devueltos por TERMAP 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 TERMAP e YPF, 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 del agua y sedimento separados en el fondo.
- e) Determinación de la temperatura del producto existente.
- f) Firmar la conformidad de las documentaciones que se emitan al respecto.

2.0.- Medición de Tanque:


 This section contains several handwritten signatures and a circular stamp. The stamp is an oval shape with the text "YPF S.A." around the top edge and a signature inside. There are also several other signatures, some of which are crossed out or written over. A small number "45" is visible near the bottom center of the signatures.

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.

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 2.1.1..

2.2.2.- Las muestras para las determinaciones de la densidad, agua, sedimentos y contenidos de sales, en tanques, 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.

Para muestras obtenidas por sacamuestras automáticos se aplicará lo establecido 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.

Las muestras a obtener para operaciones de entregas serán tres, y para operaciones de devoluciones por buque serán cuatro, y se operará de la siguiente manera:

La mezcla homogeneizada de las muestras obtenidas, se volcará en recipientes para obtener muestras representativas de 1 (un) litro cada una.

Los recipientes podrán ser de aluminio o vidrio con tapa hermética o tapones de corcho. Las muestras serán precintadas e identificadas correctamente por las Partes, indicando fecha y lugar donde fueron extraídas y firmadas por los representantes de TERMAP e YPF.

[Handwritten signatures and stamps]

46

[Circular stamp: YPF S.A.]

(Stamp: VERIBADA)

Una de las muestras se empleará para las determinaciones que se harán en el Laboratorio a designar por las Partes con intervención de las mismas. Una muestra quedará en poder de YPF, otra en poder de TERMAP y la cuarta se entregará al buque-tanque que operó en la devolución de TERMAP a YPF, para el caso de una reclamación posterior de cualquiera de la Partes. Las muestras se guardarán por un período de 30 (treinta) días posterior a la fecha en que fueron extraídas y 45 (cuarenta y cinco) días para las cargas de exportación.

2.2.3.- Las densidades de las muestras se obtendrán conforme a los métodos que se indican en la Norma IRAM - IAP A 65 - 2, 3, 4 ó su actualización, que las partes acuerden utilizar..

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

a) Agua por destilación, según Norma IRAM A 6 551. (ASTM D 95), o toda otra actualización tecnológica normalizada que las Partes acuerden.

b) Sedimentos por extracción, según Norma IRAM A 6 552. (ASTM D 473) o membrana filtrante o toda otra actividad tecnológica normalizada que las Partes acuerden utilizar.

2.2.5.- El contenido de sales se realizará según el método UOP-22 de determinación como Cloruro de Sodio en Petróleo Crudo. (ver apartado C de este Anexo).

3.0.- Liquidación de las Recepciones

3.1.- Procedimiento para determinar el volumen del 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 obtener por diferencia de los valores resultantes, el egreso o ingreso neto registrado.

[Handwritten signatures and initials]



47

3.1.2. Si en la entrega y/o devolución 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.- PROCEDIMIENTO DE CONTROL PARA DETERMINAR LAS CANTIDADES DE PETROLEO CRUDO ENTREGADO POR YPF Y/O DEVUELTO POR TERMAP MEDIANTE UNIDAD AUTOMATICA DE MEDICION. (UAM)

1.0.- Equipos de medición y su constitución

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 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.

[Handwritten signatures and stamps]

48



SCRIBA

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

2.2.- El sensor y los dispositivos de retorno (unidad de rechazo) se ubicarán en los puntos de ingreso del petróleo crudo a las TERMINALES.

El calibrado de la unidad de rechazo se hará en presencia de representantes de ambas partes, 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, ajustándose a lo establecido en el Anexo III - Punto A - Apartados 2.2.2; 2.2.3; 2.2.4 y 2.2.5.

The bottom of the page contains several handwritten signatures and stamps. On the left, there are several illegible signatures. In the center, there is a signature that appears to be 'F. Gomez' with a date '49' written below it. To the right, there is a large circular stamp with a signature inside it, and another signature written over it.



**C.-Norma para la determinación y cálculo del porcentaje de sales en petróleo método UOP 22-60
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.- 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%).
- 2.1.- 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 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 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 sea 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.

[Handwritten signatures and initials]





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 del método:

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

Handwritten signatures and initials:
 L.R. G. h. AE



Handwritten signature:

METODOLOGIA PARA LA OPERACION DE
TERMINALES MARITIMAS

El procedimiento a seguir por las Partes para los embarques, será el siguiente (se aclara que cuando en este Anexo se hace mención a días, los mismos deberán ser computados como corridos, salvo que específicamente se establezca lo contrario);

1. Con no menos de 10 (diez) días de anticipación al inicio de cada mes YPF entregará a TERMAP una Nota de Embarque indicando un programa en firme sobre volúmenes a embarcar en dicho mes.

A esta Nota de Embarque adjuntará un programa tentativo de requerimiento de embarque para el mes siguiente al mes para el cual se ha entregado la Nota de Embarque.

Sin perjuicio de lo anterior, YPF podrá presentar además Notas de Embarque tentativas correspondientes a los volúmenes a embarcar con posterioridad a la ocasión recién mencionada.

2. En la Nota de Embarque YPF procederá a nominar los buques que realizarán el embarque. En dicha nominación, YPF deberá especificar:

a) Nombre tentativo, características de los buques nominados e identificación del agente marítimo (empresa, representante y dirección).

b) Cantidad de petróleo crudo a ser embarcado por cada buque.

c) La banda de tres días dentro de la cual se estima que los buques arribarán a la TERMINAL.

Los buques nominados deberán estar registrados en el PANDI y TOVALOP o tendrán una cobertura de seguro equivalente a satisfacción de TERMAP.

3. Dentro de los dos (2) días hábiles de producida la nominación, o de la manera diversa que en cada caso se acuerde, TERMAP aceptará o rechazará (lo que podrá ocurrir únicamente por causales razonablemente fundadas), por escrito, la banda de tres días estimada para el arribo del buque. En caso de silencio dentro de dicho plazo, se considerará que TERMAP la ha aceptado. De producirse el rechazo, ambas Partes coordinarán una nominación y programa de embarque alternativos.

[Handwritten signatures and stamps]

52

[Circular stamp with signature]

4. Con cada Nominación aceptada quedará definido el "Programa de Embarque final" . A partir del mismo, YPF tendrá derecho a sustituir a los buques previamente nominados en forma tentativa, por otros buques de similares características, siempre que lo haga saber por escrito a TERMAP no menos de tres días hábiles antes del primer día de la banda de dos días (precisada según el inciso siguiente) estimada, detallando además el nombre de dichos buques. En ese caso, la ETA prevista, y la cantidad de petróleo crudo a ser cargado no podrán diferir -salvo consentimiento escrito de TERMAP- de las fechas y cantidades establecidas por los puntos anteriores.

5. A efectos de confirmar el Programa de Embarque final, antes de los cinco (5) días previos al primer día de los tres de la banda citada, o de la manera diversa que se acuerde entre las Partes, YPF hará saber a TERMAP por escrito el nombre preciso del buque, la banda de dos días (que deberán estar comprendidos dentro de los tres días confirmados según inciso 1.2 y 1.3) dentro de la cual se estima que el buque arribará a la terminal y la cantidad exacta de petróleo crudo a ser embarcada. Si YPF no efectuara dicha notificación se considerará que los recién aludidos dos días serán el segundo y tercer día de los tres que se comprenden dentro de la banda mencionada previamente.

6. YPF tomará los recaudos para que el buque comunique su ETA (correspondiente al huso horario de la TERMINAL) setenta y dos (72) y cuarenta y ocho (48) horas antes del arribo, detallando el día y hora esperado de arribo. Una notificación similar será efectuada con veinticuatro (24) horas de anticipación al tiempo estimado de arribo, y a partir de ese momento, cuando se produzca cualquier cambio de más de una (1) hora. Las notificaciones previstas en este artículo no alterarán las fechas de arribo previstas, establecidas conforme a los puntos precedentes.

7. Si la ETA de arribo final, comunicada por el buque acorde con la metodología determinada en el inciso anterior, difiriera en más de veinticuatro (24) horas con la banda de dos días precisada conforme el inciso 1.5, TERMAP podrá reprogramar la fecha de embarque para no causar demora al próximo buque nominado, si éste se encontrare a la espera para cargar, o si tuviera ETA confirmada de arribo inmediato.

8. Al llegar a las radas de Caleta Cordova y/o Caleta Olivia, el Capitán del buque tanque o su agente emitirá una notificación por carta, telégrafo, radio o teléfono ("Carta de Alistamiento") señalando que el buque está listo para cargar. Esta notificación será dirigida a TERMAP o a quien éste designe.

Si TERMAP al realizar las inspecciones a los tanque de carga y de seguridad del buque detectara que no estuvieran en condiciones para el embarque, la Carta de Alistamiento podrá ser rechazada.

[Handwritten signatures and stamps]

53

YPF S.A.

debiendo en ese caso el Capitán proponer una nueva carta cuando el buque esté preparado para la carga.

TERMAP tendrá la obligación de aceptar o rechazar la Carta de Alistamiento (Notice of Readiness - NOR) dentro de los 6 (seis) horas de su presentación. Si las condiciones hidrometeorológicas impidieran la inspección del buque tanque, la misma tendrá lugar en la primera oportunidad en que se pueda acceder al buque, tomándose para este caso en particular como fecha y hora de aceptación o rechazo de la Carta de Alistamiento su fecha y hora de presentación (NOR TENDERED).

9. TERMAP podrá -por sí o a requerimiento de YPF- embarcar volúmenes que difieran en más o en menos cinco por ciento (5%) respecto de cada embarque previsto en el programa de embarque a realizarse según lo establecido en el inciso 1.1. En esos casos, las diferencias en más o en menos se acreditarán o debitarán a cuenta de embarques posteriores.

10. Estadías y sobreestadías.

10.1. Amarrado el buque a la monoboya, conectadas al mismo las mangueras respectivas, y en condiciones normales de operación, TERMAP asegura un promedio mínimo de carga de 2.000 (dos mil) metros cúbicos por hora cuando el volumen total a cargar exceda de 25.000 (veinticinco mil) metros cúbicos.

En caso de que el volumen total a embarcar fuere menor, el promedio mínimo de carga será de 1.500 (mil quinientos) metros cúbicos por hora.

El resultado de dividir el volumen total embarcado por el promedio mínimo asegurado por TERMAP, determina el tiempo máximo de embarque y la estadía normal del buque tanque.

10.2. Si el buque arribara y emitiera su Carta de Alistamiento dentro de la banda de los dos días determinada según el inciso 1.5, la estadía comenzará seis (6) horas después de recibida la Carta de Alistamiento por TERMAP o del momento en que el buque esté amarrado y conectada la manguera de cargamento, lo que ocurra primero. Si el buque arribara y emitiera su carta de alistamiento antes del primer día de los dos días que comprende la banda acordada, la estadía comenzará a las 00:00 hora local del primer día de los dos que comprende dicha banda, o cuando el buque esté amarrado y conectado, lo que ocurra primero. Si el buque arribara y emitiera su Carta de Alistamiento después del último día de los dos días que comprende la banda acordada, la estadía comenzará cuando el buque amarre y el petróleo crudo esté disponible.

[Handwritten signatures and initials]



ESCRIBA

La estadía finalizará cuando las mangueras sean desconectadas, una vez que la carga haya sido completada o se de por finalizada la operación.

10.3. No será considerado como formando parte de la estadía el tiempo utilizado debido a las siguientes causas:

- a) Instrucciones o decisiones de YPF o del capitán del buque, emitidas en cualquier momento, prohibiendo o restringiendo la carga.
- b) Avería o inaptitud de las instalaciones del buque
- c) Las condiciones del buque tanque, incluyendo la inaptitud de sus instalaciones para realizar el cargamento dentro del plazo especificado o acordado.
- d) Descarga del lastre, cuando restrinja la operación de carga de crudo.
- e) Espera de las autoridades portuarias, aduaneras, de migraciones, prácticos y policiales.
- f) Tiempo que insuma el buque en limpiar sus tanques.
- g) Tiempo que insuma la reparación de las averías producidas por el buque tanque en cuestión a las instalaciones de la terminal..

10.4. Si la carga no se completara durante la estadía permitida (incluyendo el eventual ajuste de la misma, realizado conforme el inciso 1.10.3), TERMAP pagará la sobreestadía, abonando a YPF a tarifa "Word-Scale", para un buque de DWT equivalente al cargamento programado.

Si fuera necesario retirar el buque del cargadero debido a algunos de los acontecimientos establecidos en el inciso 1.10.3, los costos directos conectados con ello (nuevo amarre y desamarre, practicaje y similares) estarán a cargo del armador.

No se computarán para el cálculo de la sobreestadía las demoras incurridas en razón de las siguientes circunstancias:

- Huelga, boicot, cierre patronal, incendio o explosión en la TERMINAL
- Causas hidro-meteorológicas
- Caso fortuito o fuerza mayor
- Hecho de guerra, motín o conmoción civil

[Handwritten signatures and initials]



ESCRITO

El Capitán del buque tanque, su agente o YPF solicitará por escrito su pedido de sobreestadía dentro de los sesenta (60) días hábiles de la fecha de los documentos del embarque; transcurrido ese período se considerará que ha renunciado a tales reclamos.

11. Si el buque, mientras se encuentra amarrado, no completara el cargamento dentro de la estadía prevista, debido a inconvenientes imputables al mismo, o por su ineptitud propia, o debido a disposiciones, decisiones o renuencia de YPF, del propietario, del capitán, pasadas las tres (3) horas de demora, deberá abandonar la terminal a requerimiento de TERMAP, para dejar operar al próximo buque nominado. En caso de no existir buque programado y a la espera listo para cargar, podrá continuar amarrado a solo juicio de TERMAP.

12. Para minimizar demoras, se procurará utilizar buques tanques con lastre segregado. En caso contrario, cada TERMINAL podrá recibir hasta cinco mil metros cúbicos (5.000 m³) de lastre a cargo del buque tanque y a la tarifa vigente aprobada por la Autoridad de Aplicación para el uso de monoboya.

13. La monoboya operará con buques de hasta 60.000 DWT (+ - 5%). Serán admitidos excepcionalmente buques de capacidades superiores a lo recién indicado, pero únicamente para cargar hasta 60.000 toneladas métricas, o para realizar eventualmente operaciones "top off".

14. Sin perjuicio de la actuación de TERMAP, y sin perjuicio también de la actuación de un inspector independiente, un representante directo de YPF podrá estar presente e intervenir en todo el procedimiento de embarque. La presencia o ausencia de este representante no implicará modificación de la responsabilidad de las Partes.

15. De ocasionarse averías en la monoboya -y sólo en el caso de que, al producirse el daño, éste sea causado con motivo de la carga de petróleo crudo para YPF., producidas por el buque en la maniobra de amarre o desamarre o durante la estadía, que fueren imputables al buque, la reparación de las mismas será con cargo al armador del buque tanque.

16. Además de lo específicamente regulado en este Anexo, la operación de la terminal y el embarque a los buques tanque estará sujeta a las reglas internacionales, en tanto éstas no hayan sido modificadas por normas legales o reglamentarias expresas del gobierno de la República Argentina.

17. Si el embarque implicara una exportación de petróleo crudo por parte de YPF, éste deberá entregar a TERMAP antes de la fecha de embarque prevista, la documentación que correspondiere

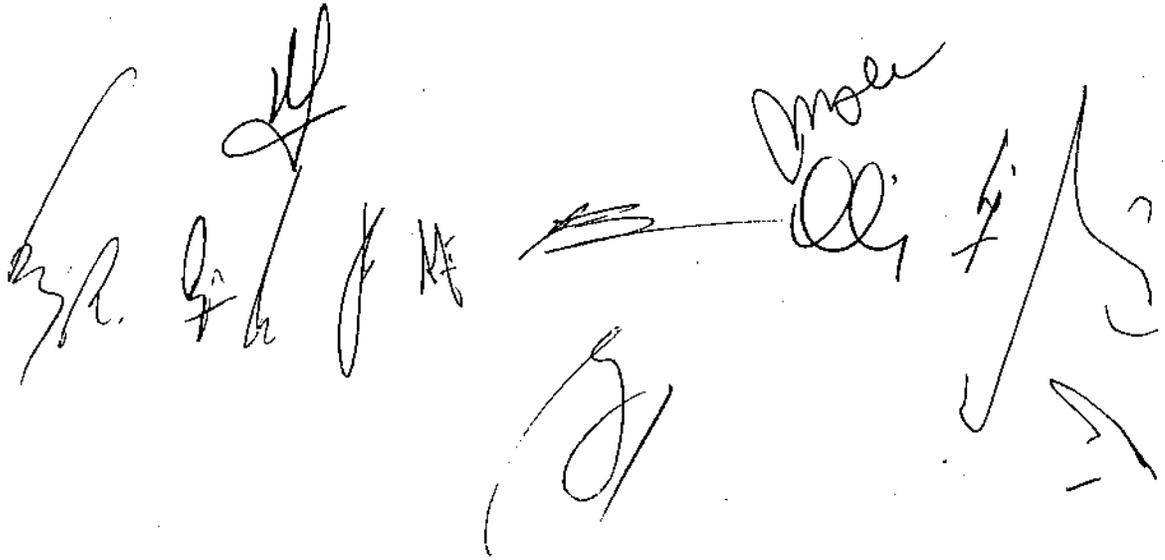
[Handwritten signatures and stamps]

56

YPF S.A.

ANEXO V

PLANO DE INSTACIONES



ANEXO D

TERMINALES MARITIMAS PATAGONICAS SOCIEDAD ANONIMA

1. TERMAP deberá aplicar en forma obligatoria las Inversiones Mínimas previstas en este Anexo D para hacer ejecutar en tiempo y forma las obras correspondientes a tales inversiones, que se detallan también en este Anexo.
2. Todos los trabajos que deben concretarse para realizar las obras mencionadas, deberán ser llevados a cabo de acuerdo con las técnicas y procedimientos más racionales y eficientes en concordancia con las características y finalidades de tales obras.
3. Los plazos que mencionan en este Anexo D se computarán en todos los casos a partir de la FECHA EFECTIVA.

Inversiones Mínimas Obligatorias

Mu\$s

Trabajos	Caleta Córdova					Caleta Olivia						
	1°	2°	3°	4°	5°	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°
Revestimiento de Tanques	90	80	80	80	80	-	-	-	-	-	-	-
Reparación Tanques	250	250	250	300	300	250	250	250	300	300	-	-
Recintos de Seguridad	80	80	80	-	-	60	60	60	-	-	-	-
Oleoductos Internos	-	-	-	-	-	-	100	150	-	-	-	-
Sistema Lucha c/Incendios	200	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lanchas Control Derrames	150	-	-	-	-	100	-	-	-	-	-	-
Control a Distancia	200	200	-	-	-	250	350	-	-	-	-	-
Instalación Laboratorio	40	-	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-
Muestreador Automático	-	-	-	-	-	60	-	-	-	-	-	-
Tratamiento Deslastre	300	100	-	-	-	300	100	-	-	-	-	-
Breakaway Couplings	500	-	-	-	-	500	-	-	-	-	-	-
Cambio Línea Submarina	-	-	-	6000	-	-	-	-	-	-	-	600
Varlos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	-	-
TOTAL	90	100	80	680	40	250	90	60	40	40	600	600

59



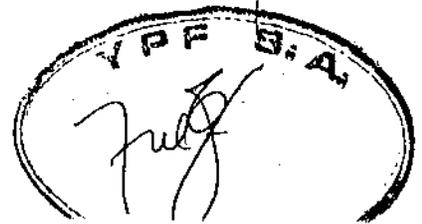
INVERSIONES MINIMAS OBLIGATORIAS

RESUMEN

Mu\$s

Descripción	Caleta Córdova	Caleta Olivia	TOTAL
Revestimiento de Tanques	410	-	410
Reparación Tanques	1.350	1.350	2.700
Recintos de Seguridad	240	180	420
Oleoductos internos	-	250	250
Sistema Lucha c/Incendios	400	-	400
Lanchas Control Derrames	150	100	250
Control a Distancia (Telemeter)	400	600	1.000
Instalación Laboratorio	40	40	80
Muestreador Automático	-	60	60
Tratamiento Deslastre	400	400	800
Breakaway Couplings	500	500	1.000
Cambio Pipeline Submarino	6.000	6.000	12.000
Varios	500	500	1.000
TOTAL	10.390	9.980	20.370

[Handwritten signatures and initials]





PLAN DE OBRAS

CALETA CORDOVA

Revestimiento Aislante de Tanques

Superficie

1.- Total

- Tanque N° 69 Superficie: 3.433 m2
- Tanque N° 67 Superficie: 1.708 m2

Total superficie a revestir total: 5.141 m2

2.- Parcial (30%)

- Tanque N° 65 Superficie: 510 m2
- Tanque N° 66 Superficie: 510 m2
- Tanque N° 51 Superficie: 390 m2
- Tanque N° 54 Superficie: 390 m2
- Tanque N° 55 Superficie: 390 m2
- Tanque N° 56 Superficie: 390 m2
- Tanque N° 59 Superficie: 390 m2

Total superficie a revestir parcial: 2.970 m2

Total a revestir: 8.111 m2

Material aislante

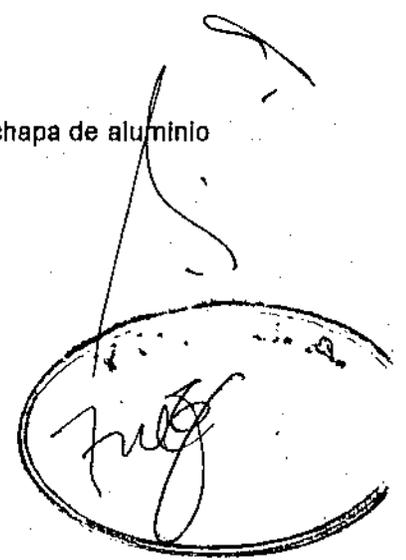
Paños de lana mineral de 2" de espesor con recubrimiento de chapa de aluminio de 0.8 mm de espesor.

Costo Estimado unitario: 50 u\$s/m2

Total u\$s 410.000.-

[Handwritten signatures and initials]

61



ESCRIBIR

Plazo:	1º, 2º, y 3º año Tanques 69, 67	Inversión mínima u\$s 250.000.-
	4º año Tanques 65, 66 y 51	Inversión mínima u\$s 80.000.-
	5º año Tanques 54, 55, 56 y 59	Inversión mínima u\$s 80.000.-

El orden de trabajo en los tanques podrá ser modificado de acuerdo a la situación operativa, pero siempre deberá mantenerse el monto estimado de la inversión para cada período considerado.

Reparación de Tanques

Se realizará la apertura y limpieza total de los tanques indicados, con la extracción de lodos y reparación de la estructura, con el arenado de la superficie interior.

Revestimiento interior con PRFV

Tanques N° 65, 66, 67, 68 y 59 hasta 1,20 m de altura. Superficie total a revestir 7750 m²

Revestimiento interior con Epoxy con cambio de fondos

Tanques N° 51, 54, 55 y 56 hasta 1 m de altura. Superficie total a revestir 5.400 m²

Material de Revestimiento

Revestimiento PRFV

Componentes: a) resina, b) Fibra de Vidrio, c) velo superficial. Rendimiento de resina 4 Kg/m², tres mantos de resina, dos mantos de Fibra de Vidrio y un velo superficial logrando un espesor de 3mm.

Revestimiento Epoxy

Pintura epoxy bituminosa, Norma IRAM 1197, con una relación Adhesión/Carga del revestimiento no menor a 1:3.

Handwritten signatures and stamps at the bottom of the page, including a circular stamp with the text "Y.P.F. S.A." and a signature.



Costo estimado unitario:

Revestimiento PRFV	70 u\$s/m ²
Revestimiento Epoxy (con cambio de fondo)	152 u\$s/m ²
Total u\$s 1.350.000	

Plazo: 1° año	Inversión mínima: u\$s 250.000
2° año	Inversión mínima: u\$s 250.000
3° año	Inversión mínima: u\$s 250.000
4° año	Inversión mínima: u\$s 300.000
5° año	Inversión mínima: u\$s 300.000

El orden de trabajo en los tanques podrá ser modificado de acuerdo a la situación operativa, pero siempre deberá mantenerse el monto estimado de la inversión para cada período considerado, realizando un coordinado trabajo junto con la colocación y/o reparación de la aislación de aquellos tanques donde corresponda.

Recintos de Seguridad

Se realizará una adecuación de las instalaciones actuales, mediante el repaso del talud de tierra existente y en la parte superior, en las zonas que sea necesario, a determinar por los expertos en seguridad y medio ambiente, se realizará un coronamiento de hormigón armado de sección doble T. Para los muros comunes a dos tanques con zapata inferior y doble rompeola superior. En los muros perimetrales o externos, el ala rompeola superior será simple y orientada hacia el interior.

Tanques Nº 51, 54, 55, 56, 58, 59, 65, 66 y 67

Perímetro

51, 54, 55, 56 y 59	90m x 90m = 360 m
58	75m x 75m = 300 m
65, 66 y 67	105m x 105 m = 420 m

Total: 3.360 metros





Materiales

Se asume que el repaso significa un movimiento de tierra del orden del 20 % del perímetro considerado. Para el hormigón armado, solo para aquellos sectores donde se requiera máxima seguridad (se asume el 50% del perímetro considerado), es el correspondiente a una estructura de las siguientes características:

- Ala superior 0.60 m x 0.10 m y 0.37 m x 0.10 m
- Alma 1.25 m x 0.15 m
- Zapata 0.80 m x 0.15 m

Costo Estimado

Movimiento de tierra $17,40 \text{ u\$/m} \times 3.360 \text{ m} \times 20 \% = \text{u\$s } 11.693$
 Sección de Hormigón Armado $0.40 \text{ m}^2 \times 3.360 \text{ m} \times 339 \text{ u\$/m}^3 \times .50 = \text{u\$s } 227.808$

Plazo: 1er año Inversión mínima u\$s 80.000
 2do año Inversión mínima u\$s 80.000
 3er año Inversión mínima u\$s 80.000

Sistema de Lucha contra Incendios

Los trabajos a realizar para adecuar las instalaciones de la red de incendio parten de cumplir con la Ley 13660.

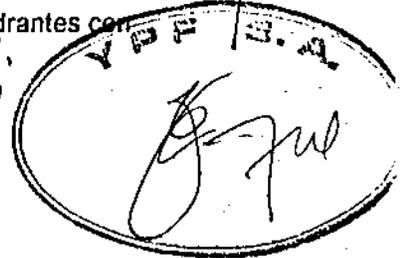
Caudal de diseño: 600 m3/hora.
 4 horas de almacenamiento de agua de reserva

Red de cañerías: 450 m de 8", 450 m de 10" y 700 m de 12"

Equipos de Bombeo: 1 electrobomba Caudal 300 m3/hora Presión de salida 18 Kg/cm2
 1 motobomba Caudal 300 m3/hora Presión de salida 18 Kg/cm2

Monitores e Hidrantes: Monitores con boquillas de 32 mm y 28 mm, Hidrantes con boquillas de 18 mm.

[Handwritten signatures and initials]



ESCRIBIR EN...

Red de Espuma: Constituida por tanques emulsores, cañerías, cámaras de espuma.
Proveer la carga del espumígeno

Red de Refrigeración: Red de anillos en los techos y en la parte superior de la envolvente con alimentación independiente.

Total u\$s 400.000

Plazo: 1er año Inversión mínima u\$s 200.000
2do año Inversión mínima u\$s 200.000

Lancha contra derrames

Finalización y puesta en funcionamiento de la lancha N° 34

Total u\$s 150.000

Plazo: 1er año Inversión mínima U\$S 150.000

Control a Distancia (Telemeter)

Para realizar una operación eficiente se requiere un control centralizado de los tanques.

Mediciones y Comando

Mediciones

Tanques N° 51, 54, 55, 56, 59, 65, 66, 67 y 68.

- Medición continua de nivel (sensor piezorresistivo)
- Medición de temperatura (termorresistencia)
- Medición de colchón de agua (sensor capacitivo)
- Detección de máximo y mínimo nivel (horquilla vibrante)

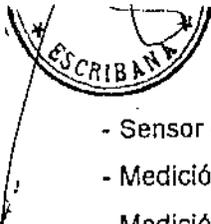
Tanque N° 69

- Medición continua de nivel y temperatura (medidor servooperado)

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
M.P.F. S.A.



- Sensor carrera de techo flotante
- Medición de colchón de agua (sensor capacitivo)
- Medición de densidad en el colector de aspiración (horquilla hueca o pistón oscilante)

Comando

Comando a distancia de las electroválvulas existentes correspondiendo dos por tanque, una en la línea de entrada y otra en la aspiración, por lo tanto son 20 actuadores a comandar.

Diez de ellos tienen señal de tipo potenciométrico para su posicionamiento, y las otras diez señal de abierto o cerrado.

Sistema de telemedición y telecomando

El sistema estará formado por los siguientes componentes como mínimo:

Unidad central donde se leerán los parámetros medidos por los instrumentos y se realizará el comando a distancia de las electroválvulas de cada tanque.

Unidades remotas, para minimizar el cableado entre los instrumentos y la unidad central.

Programa para el funcionamiento del sistema.

Materiales e instalación para el correcto funcionamiento.

Total u\$s 400.000

Plazo: 1er año	Inversión mínima	u\$s 200.000
2do año	Inversión mínima	u\$s 200.000

Handwritten signatures and initials, including a date '68'.

Handwritten signature.





Laboratorio

La instalación del laboratorio se deberá realizar en alguno de los edificios existentes o si no son adecuados para este fin, se procederá a su modificación, ampliación o construcción de uno nuevo. Deberán proveer una operación segura para el personal y la planta de almacenaje.

Deberá contar con los aparatos e instalaciones necesarias como para realizar, por lo menos, los ensayos de petróleo crudo siguientes:

<u>ENSAYO</u>	<u>NORMA</u>
1.- Determinación de Densidad	ASTM-D 1298/85
2.- Curva de Destilación	ASTM-D 2892/84
3.- Determinación de Agua y Sedimentos	ASTM-D 96/83, D 95 y D 473
4.- Determinación de Azufre	ASTM-D 2892/84
5.- Determinación de Sales	ASTM-D 3230
6.- Determinación de Viscosidad	ASTM-D 445

También debe estar en condiciones de realizar los ensayos correspondientes para determinar la calidad del agua para calderas.

Total u\$s 40.000

Plazo: 1er año Inversión Mínima u\$s 40.000

Tratamiento de Deslastre

Para cumplir con los convenios internacionales y la legislación vigente, se requiere la instalación de sistemas adecuados para el tratamiento de los deslastres que realizan los petroleros de trafico local y aquellos de exportación que por razones de mal tiempo, durante su travesía, hayan tomado lastre.

Material

Equipo de tratamiento de efluentes (sistema de flotación por aire disuelto) incluido

The bottom of the page contains several handwritten signatures in black ink. To the right, there is a circular stamp with the text 'VBF S.A.' around the perimeter and a signature inside. A small number '67' is visible near the center of the signatures.



Coagulación/floculación mecánica del agua cruda con dosificación de coagulante mineral.

Clarificación del agua floculada en un sistema de flotación con saturación de aire, sobre corriente de agua clarificada en recirculación.

Evacuación y tratamiento de lodos separados.

Total u\$s 400.000

Plazo:	1er año Inversión mínima	u\$s 300.000
	2do año Inversión mínima	u\$s 100.000

Breakaway Couplings Mangueras Flotantes

Durante el primer año se procederá a la instalación de un sistema de válvulas automáticas para la desconexión y clausura automática de las mangueras flotantes de carga y lastre.

Total: u\$s 500.000

Plazo: 1er año Inversión mínima u\$s 500.000

Cambio Pipeline Submarino

Al no poder realizarse una verificación del estado de la tubería submarina, por no contar la misma con las instalaciones adecuadas a ese fin, se asume que el cambio se realiza el cuarto año de la transferencia de la Unidad de Negocios.

Materiales

Pipeline Submarino

Línea de carga: longitud 3.000/3.500 m diámetro 30" espesor 1/2" Especificación API 5LX42

Línea de Lastre: longitud 3.000/3.500 m diámetro 14" espesor 1/2" Especificación API 5LX42

Handwritten signatures and stamps at the bottom of the page. On the right, there is a circular stamp that reads 'V.P.P. S.A.' with a signature over it. In the center, there is a small number '68' and several other handwritten marks and signatures.



Ambas líneas deberán tener su recubrimiento anticorrosivo y el revestimiento de hormigón armado.

Total u\$s 6.000.000

Plazo: 4° año Inversión mínima u\$s 6.000.000

Handwritten signatures and initials in the center of the page, including a large signature on the left and several smaller ones on the right.



Reparación de Tanques

Se realizará la apertura y limpieza total de los tanques indicados, con la extracción de lodos y reparación de la estructura, con el arenado de la superficie interior.

Revestimiento interior con PRFV

Tanques N° 2011, 2012, 2013, 2016 y 2030 hasta 1,20 m de altura. Superficie total a revestir 6.750 m²

Revestimiento interior con Epoxy con cambio de fondos

Tanques N° 2005, 2006, 2007 y 2008 hasta 1 m de altura. Superficie total a revestir 5.400 m²

Material de Revestimiento

Revestimiento PRFV

Componentes: a) resina, b) Fibra de Vidrio, c) velo superficial. Rendimiento de resina 4 Kg/m², tres mantos de resina, dos mantos de Fibra de Vidrio y un velo superficial logrando un espesor de 3mm.

Revestimiento Epoxy

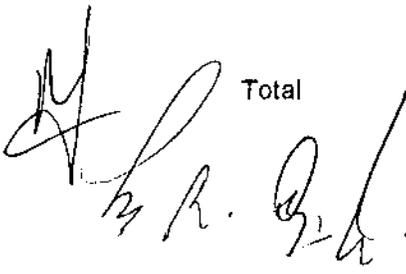
Pintura epoxy bituminosa, Norma IRAM 1197, con una relación Adhesión/Carga del revestimiento no menor a 1:3.

Costo estimado unitario

Revestimiento PRFV 70 U\$S/m²

Revestimiento Epoxy 152 u\$S/m²

Total u\$S 1.350.000





Plazo:	1° año	Inversión mínima: u\$s 250.000
	2° año	Inversión mínima: u\$s 250.000
	3° año	Inversión mínima: u\$s 250.000
	4° año	Inversión mínima: u\$s 300.000
	5° año	Inversión mínima: u\$s 300.000

El orden de trabajo en los tanques podrá ser modificado de acuerdo a la situación operativa, pero siempre deberá mantenerse el monto estimado de la inversión para cada período considerado, realizando un coordinado trabajo junto con la colocación y/o reparación de la aislación de aquellos tanques donde corresponda.

Recintos de Seguridad

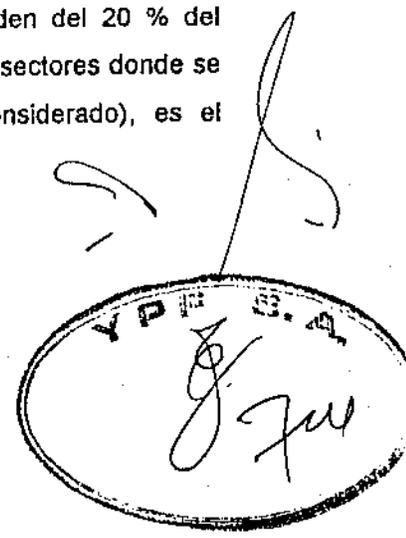
Se realizará una adecuación de las instalaciones actuales, mediante el repaso del talud de tierra existente y en la parte superior, en las zonas que sea necesario, a determinar por los expertos en seguridad y medio ambiente, se realizará un coronamiento de hormigón armado de sección doble T. Para los muros comunes a dos tanques con zapata inferior y doble rompeola superior. En los muros perimetrales o externos, el ala rompeola superior será simple y orientada hacia el interior.

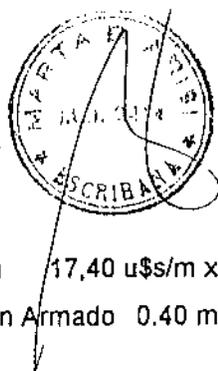
Tanques N° 2016, 2018, 2019, 2020 falta un lateral de 80 m	Total	320 m
Tanques N° 2010, 2017, 2030 faltan dos laterales de 80 m c/u	Total	480 m
Tanques N° 2003, 2004, 2005 faltan cuatro laterales de 60 m c/u	Total	720 m
Tanques N° 2006, 2007, 2008, 2009 faltan cuatro laterales de 80 m c/u	Total	1280 m
	Total	2800 metros

Materiales

Se asume que el repaso significa un movimiento de tierra del orden del 20 % del perímetro considerado. Para el hormigón armado, solo para aquellos sectores donde se requiera máxima seguridad (se asume el 50% del perímetro considerado), es el correspondiente a una estructura de las siguientes características:

- Ala superior 0.60 m x 0.10 m y 0.37 m x 0.10 m
- Alma 1.25 m x 0.15 m
- Zapata 0.80 m x 0.15 m





Costo Estimado

Movimiento de tierra $17,40 \text{ u}\$/\text{m} \times 2.800 \text{ m} \times 20 \% = \text{u}\$ 9.744$
 Sección de Hormigón Armado $0.40 \text{ m}^2 \times 2.800 \text{ m} \times 339 \text{ u}\$/\text{m}^3 \times .50 = \text{u}\$ 184.840$

Plazo: 1er año Inversión mínima u\$s 60.000
 2do año Inversión mínima u\$s 60.000
 3er año Inversión mínima u\$s 60.000

Oleoductos Internos

Por problemas de corrosión y en algunos casos para una mejora operativa se considera la necesidad de cambiar algunos tramos de los oleoductos internos de la playa de tanques, en diferentes lugares, longitudes y diámetros.

Costo Estimado unitario promedio: 130 u\$s/m Longitud estimada: 1.925 m

Total u\$s 250.000

Plazo: 2do año Inversión mínima u\$s 100.000
 3er año Inversión mínima u\$s 150.000

Lancha control derrames

Finalización y puesta en funcionamiento de la lancha N° 33.

Total u\$s 100.000

Plazo: 1er año Inversión mínima u\$s 100.000

Control a Distancia (Telemeter)

Para realizar una operación eficiente se requiere un control centralizado de los tanques.

Handwritten signatures and initials at the bottom of the page.

Handwritten signature or initials on the right side of the page.





Mediciones y Comando

Tanques N° 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020 y 2030

Mediciones

- Medición continua de nivel (sensor piezorresistivo)
- Medición de temperatura (termorresistencia)
- Medición de colchón de agua (sensor capacitivo)
- Detección de máximo y mínimo nivel (horquilla vibrante)

Comando

Comando a distancia de las electroválvulas a ser instaladas, correspondiendo dos por tanque, una en la línea de entrada y otra en la aspiración, por lo tanto son 20 actuadores, y 20 electroválvulas a comandar. Diez actuadores tienen señal de tipo potenciométrico para su posicionamiento, y los otros diez señal de abierto o cerrado.

Sistema de telemedición y telecomando

El sistema estará formado por los siguientes componentes como mínimo:

Unidad central donde se leerán los parámetros medidos por los instrumentos y se realizará el comando de las electroválvulas de cada tanque.

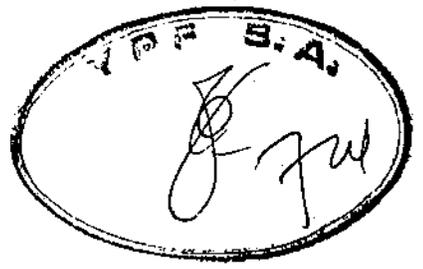
Unidades remotas, para minimizar el cableado entre los instrumentos y la unidad central.

Programa para el funcionamiento del sistema.

Materiales e instalación para el correcto funcionamiento.

Total: u\$s 600.000

Plazo:	1er año	Inversión mínima	u\$s 250.000
	2do año	Inversión mínima	u\$s 350.000





Tratamiento de Deslastre

Para cumplir con los convenios internacionales y la legislación vigente, se requiere la instalación de sistemas adecuados para el tratamiento de los deslastres que realizan los petroleros de trafico local y aquellos de exportación que por razones de mal tiempo, durante su travesía, hayan tomado lastre.

Material

Equipo de tratamiento de efluentes (sistema de flotación por aire disuelto) incluyendo:

Coagulación/floculación mecánica del agua cruda con dosificación de coagulante mineral.

Clarificación del agua floculada en un sistema de flotación con saturación de aire, sobre corriente de agua clarificada en recirculación.

Evacuación y tratamiento de lodos separados.

Total u\$s 400.000

Plazo:	1er año Inversión mínima	u\$s 300.000
	2do año Inversión mínima	u\$s 100.000

Breakaway Couplings Mangueras Flotantes

Durante el primer año se procederá a la instalación de un sistema de válvulas automáticas para la desconexión y clausura automática de las mangueras flotantes de carga y lastre.

Total u\$s 500.000

Plazo:	1er año Inversión mínima	u\$s 500.000
--------	--------------------------	--------------

Handwritten signatures and stamps at the bottom of the page. On the right, there is a large circular stamp with the word 'ESCRIBANA' and a signature inside. To the left of this stamp, there are several other handwritten signatures and initials, including one that appears to be '75'.



Cambio Pipeline Submarino

Al no poder realizarse una verificación del estado de la tubería submarina, por no contar la misma con las instalaciones adecuadas a ese fin, se asume que el cambio se realiza el séptimo año de la transferencia de la Unidad de Negocios.

Materiales

Pipeline Submarino

Línea de carga: longitud 3.000/3.500 m diámetro 30" espesor 1/2" Especificación API 5LX42

Línea de Lastre: longitud 3.000/3.500 m diámetro 14" espesor 1/2" Especificación API 5LX42

Ambas líneas deberán tener su recubrimiento anticorrosivo y el revestimiento de hormigón armado.

Total u\$s 6.000.000

Plazo: 7° año Inversión mínima u\$s 6.000.000

Handwritten signatures and initials, including a large signature on the left and several smaller ones in the center and right.



ANEXO E

CONTRATOS DE REPARACION

I.- Ordenes de compra en ejecución por Trabajos a cargo de YPF

- O/C N° 31-03948-0000 Contratista: NATE S.A.

Reparación integral del SPM de Caleta Córdova. Cambio completo de las mangueras submarinas y flotantes.

- O/C N° 31-03963-0000 Contratista: NATE S.A.

Reparación integral del SPM de Caleta Olivia. Cambio completo de las mangueras submarinas y flotantes.

- O/C N° 31-03981-0000 Contratista: NATE S.A.

Sistema para la prevención de derrames de petróleo en los SPM de Caleta Córdova y Caleta Olivia.

[Handwritten signatures and initials]

