

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**“DISMINUCION OPTIMA DEL ARRASTRE
DE CRUDO CON EL AGUA DE
FORMACION – BATERIA CHAMBIRA”**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL
DE INGENIERO DE PETROLEO**

**JUAN CARLOS IGNACIO TANTARUNA OCSAS
PROMOCION 1985-2**

**LIMA-PERU
1999**

INDICE

- 1. INTRODUCCION**
- 2. ANTECEDENTES**
- 3. DESCRIPCION GENERAL DE LA OPERACION DE LA BATERIA**
 - 3.1. RECEPCION**
 - 3.2. SEPARACION PETROLEO - AGUA - GAS**
 - 3.3. FLUJO DE PETROLEO**
 - 3.4. FLUJO DE AGUA SALADA**
 - 3.5. FLUJO DE GAS**
 - 3.6. EQUIPOS AUXILIARES**
- 4. RECEPCION**
 - 4.1. TRATAMIENTO QUIMICO EN PLATAFORMAS DE PRODUCCION**
 - 4.2. DISTRIBUIDOR MULTIPLE DE PRODUCCION (MANIFOLD DE PRODUCCION)**
 - 4.2.1. OPERACION**
- 5. SEPARADORES**
 - 5.1. SEPARADOR DE PRUEBAS**
 - 5.1.1. OPERACION**
 - 5.2. SEPARADOR DE TOTALES**
 - 5.2.1. OPERACION**
 - 5.3. SEPARADOR VERTICAL (SCRUBBER)**
 - 5.3.1. OPERACION**
- 6. TANQUES**
 - 6.1. TANQUE DE LAVADO**
 - 6.1.1. OPERACION**

- 6.2. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO**
 - 6.2.1. OPERACION**
- 6.3. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA SALADA**
 - 6.3.1. OPERACION**
- 6.4. TANQUE SUMIDERO**
 - 6.4.1. OPERACION**
- 7. PLANTA DE SEPARACION DE CRUDO DE ARRASTRE DEL AGUA DE FORMACION**
 - 7.1. OPERACION**
- 8. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO CHAMBIRA - TROMPETEROS**
 - 8.1. ESTACION DE BOMBAS**
 - 8.1.1. OPERACION**
 - 8.2. OLEODUCTO**
 - 8.2.1. OPERACION**
- 9. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE AGUA SALADA CHAMBIRA - PUCAYACU**
 - 9.1. ESTACION DE BOMBAS**
 - 9.1.1. OPERACION**
 - 9.2. ACUEDUCTO**
 - 9.2.1. OPERACION**
- 10. MEDICION**
 - 10.1. MEDICION DE CRUDO**
 - 10.1.1. MEDICION DE FLUJO**
 - 10.1.2. MEDICION EN TANQUES**
 - 10.1.3. CALCULO DE VOLUMEN**
 - 10.1.4. REPORTE**
 - 10.2. MEDICION DE AGUA SALADA**

10.2.1. MEDICION DE FLUJO

10.2.2. MEDICION EN TANQUES

10.2.3. CALCULO DE VOLUMEN

10.2.4. REPORTE

10.3. MEDICION DE GAS

10.3.1. VALVULA DE CONTROL DE PRESION ("BACK PRESSURE")

10.3.2. QUEMADOR ("FLARE")

10.3.3. PLATOS DE ORIFICIO

10.3.4. REGISTRADOR

10.3.5. CALCULO

10.3.6. REPORTE

11. ANALISIS DE LABORATORIO

11.1. AGUA LIBRE

11.1.1. TOMA DE MUESTRA

11.1.2. EQUIPO

11.1.3. PROCEDIMIENTO

11.1.4. REPORTE

11.2. GRAVEDAD API

11.2.1. TOMA DE MUESTRA

11.2.2. EQUIPO

11.2.3. PROCEDIMIENTO

11.2.4. REPORTE

11.3. DETERMINACION DE BS&W

11.3.1. TOMA DE MUESTRA

11.3.2. EQUIPO

11.3.3. PROCEDIMIENTO

11.3.4. REPORTE

11.4. SALINIDAD EN EL CRUDO

11.4.1. TOMA DE MUESTRA

11.4.2. EQUIPO

11.4.3. PROCEDIMIENTO

11.4.4. REPORTE

11.5. CONTENIDO DE PETROLEO EN AGUA SALADA

11.5.1. TOMA DE MUESTRA

11.5.2. EQUIPO

11.5.3. PROCEDIMIENTO

11.5.4. REPORTE

12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

13. ANEXOS

1. PROGRAMA DE MONITOREO DE EFLUENTES LIQUIDOS

2. PLANO DE UBICACION DE LA BATERIA CHAMBIRA

**2A. SECCION TRANSVERSAL ESQUEMATICA DE LA CUENCA
MARAÑON**

2B. ESTRUCTURA CHAMBIRA EN LA CUENCA MARAÑON

2C. SECCION COLUMNAR DE LA CUENCA MARAÑON

**3. CABEZAL DE POZO CON ENTRADAS PARA INYECCION DE
QUIMICOS**

**4. FICHA TECNICA Y DIAGRAMA DEL DISTRIBUIDOR
MULTIPLE DE PRODUCCION (MANIFOLD DE PRODUCCION)**

**5. FICHA TECNICA Y DIAGRAMA DEL SEPARADOR DE
TOTALES**

6. FICHA TECNICA Y DIAGRAMA DEL SEPARADOR DE PRUEBAS

- 7. FICHA TECNICA Y DIAGRAMA DEL SEPARADOR VERTICAL (SCRUBBER)**
- 8. FICHA TECNICA Y DIAGRAMA DEL TANQUE DE LAVADO**
- 9. FICHA TECNICA Y DIAGRAMA DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO**
- 10. FICHA TECNICA DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA SALADA**
- 11. FICHA TECNICA Y DIAGRAMA DEL TANQUE SUMIDERO**
- 12. FICHA TECNICA Y DIAGRAMA DE LA PLANTA DE SEPARACION DE CRUDO DE ARRASTRE DEL AGUA DE FORMACION**
- 13. FICHA TECNICA Y DIAGRAMA DE LAS BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE CRUDO BATERIA CHAMBIRA – TROMPETEROS**
- 14. FICHA TECNICA Y DIAGRAMA DEL OLEODUCTO**
- 15. FICHA TECNICA Y DIAGRAMA DE LAS BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA SALADA BATERIA CHAMBIRA – RIO PUCAYACU**
- 16. FICHA TECNICA Y DIAGRAMA DEL ACUEDUCTO**
- 17. FORMATO "MEDIDA DE TANQUES DE CRUDO"**
- 18. DIAGRAMA DE LA CINTA DE MEDICION ("WINCHA")**
- 19. DIAGRAMA DEL TERMOMETRO DE INMERSION**
- 20. DIAGRAMA DE LA BOTELLA PARA MUESTREO ("LADRON")**
- 21. DIAGRAMA DEL QUEMADOR ("FLARE")**
- 22. DIAGRAMA DE LA CARTA DE REGISTRO DE PRESIONES ("CHART")**

- 23. DIAGRAMAS DE LA PROBETA PARA MEDICION DE GRAVEDAD API E HIDROMETRO**
- 24. DIAGRAMA DE TUBOS DE PRUEBA PARA DETERMINACION DE BS&W**
- 25. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE EQUIPOS INSTALADOS EN LA BATERIA CHAMBIRA**
- 26. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE INYECTORES ELECTRICOS EN PLATAFORMAS DE PRODUCCION**
- 27. DIAGRAMA DE PROCESOS DE LA BATERIA MODULAR CHAMBIRA: FUNCIONAMIENTO DE LOS SEPARADORES COMO TRIFASICOS**
- 27A. DIAGRAMA DE PROCESOS DE LA BATERIA MODULAR CHAMBIRA: FUNCIONAMIENTO DE LOS SEPARADORES COMO BIFASICOS**
- 28. MODIFICACIONES EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA SALADA 3M51S Y 3M52S**

1. INTRODUCCION

La construcción de la Bateria Chambira se encuentra enmarcado bajo los conceptos de la Ingeniería de Producción de Petróleo y los dispositivos legales vigentes relativos a la Producción de Petróleo, de Seguridad y Control Ambiental (Decretos Supremos N° 055-93-EM, N° 052-93-EM y N° 046-93-EM); asimismo se toma en consideración la experiencia acumulada de muchos años de operación de baterías de producción de petróleo, especialmente de las pertenecientes a Operaciones Selva.

Con estos criterios, se desarrolló el Manual de Operaciones de la Bateria Chambira, así mismo, con el análisis de situaciones de riesgo, presenta indicaciones de carácter preventivo, y da los lineamientos para actuar en caso de presentarse dichas situaciones de riesgo. En la medida que las acciones se tomen con rapidez y en forma apropiada se minimizará el riesgo de afectar la integridad de las instalaciones y el ecosistema del entorno.

Con la puesta en operación de la Bateria Chambira se observaron orden y limpieza en sus instalaciones, además niveles adecuados de salinidad en el crudo antes de ser fiscalizado oficialmente y disminución óptima del arrastre de crudo con el agua de formación con un máximo de 15 ppm de crudo según el D.S. N° 046-93-EM. Con estos resultados se iniciaron los estudios para habilitar de manera similar a la Bateria Yanayacu, ubicada en una restinga, accidente

geográfico de un aguajal (zona más segura que jamás se inunda), semejante a la de la Batería Chambira.

Con el propósito, de que el aporte de este trabajo permita observar un horizonte prometedor en la Industria del Petróleo, con el funcionamiento de baterías de producción que se van innovando para cumplir con las exigencias actuales de los dispositivos legales establecidos de protección del medio ambiente, que para nuestro caso significa la preservación de nuestra Selva Amazónica, considerada hoy en día, uno de los pulmones de nuestro planeta.

2. ANTECEDENTES

Las baterías de producción en Operaciones Selva, estuvieron diseñadas para tratar crudo con baja producción de agua, tal como se presentó en el inicio de las operaciones (en el año 1971), razón por la cual, se carecía de equipos adecuados para eliminar el agua libre antes de la entrada a los tanques de lavado. Además, el problema de la alta salinidad en el crudo de los tanques de sedimentación (± 200 PTB en la Batería 1 del campo Corrientes) no fue deficiencia en el tratamiento químico, sino a lo inadecuado de los equipos para soportar el continuo incremento de la producción de agua.

Se efectuaron mejoras que permitieron solucionar los problemas ocasionados por la alta producción de agua, éstas consistieron en modificaciones realizadas, en los separadores (de bifásicos a trifásicos, para eliminar la parte del agua que se produce y que se encuentra bajo la forma de agua libre, la cual se separa espontáneamente) y en los tanques de lavado (modificación en los sifones para mantener el nivel de agua aproximadamente en un 40% de la altura útil del tanque y eliminar el exceso de agua; modificación en los difusores: cambio de tubería de 4"φ con aberturas trapezoidales de 2 pulgadas cuadradas de área y dirigidos verticalmente hacia arriba a tubería de 8"φ con ranuras cuadrangulares laterales y dirigidos horizontalmente, para disminuir el arrastre de crudo por sus drenajes, y modificación en las líneas de

rebose: cambio de líneas de rebose horizontales a líneas de rebose verticales tipo cuello de ganso, para evitar la reemulsión del petróleo provocado por la turbulencia o agitación producida durante la transferencia), así como, ajustes en el tratamiento químico del crudo, obteniéndose con ello, mejorar notablemente la calidad del crudo tratado y reducir sustancialmente el costo del tratamiento.

Tradicionalmente se venía operando una batería de producción, mediante el uso de separadores bifásicos o trifásicos, tanques de lavado y poza API, para obtener la separación del crudo por gravitación, con resultados, como en el caso de la Batería 1 del campo Corrientes, de 40 ppm de contenido de aceite y grasa a la salida de la poza API.

Con esta experiencia en la operación, en este trabajo se muestra que, además de las mejoras consideradas en la construcción de la Batería Chambira mencionadas anteriormente, se incluyen como innovación tecnológica, el uso de un Separador Hidrociclónico, que garantiza una alta eficiencia en la recuperación de crudo que arrastra el agua de formación, que permiten, en su conjunto, un funcionamiento óptimo, adicionalmente, el buen tratamiento químico del crudo, que se aplica desde las plataformas de producción hasta los tanques de almacenamiento de petróleo, con todo esto, se logra obtener, primero, niveles de salinidad en el crudo de ± 13 PTB, después de cuatro horas de reposo (a las 05:00 am se realiza el cambio de tanque de almacenamiento de petróleo y a las 09:00 am se inicia el bombeo), antes de ser

transferido a las plantas desaladoras, ubicadas en la Batería 1 (localidad de Trompeteros), en donde, finalmente es fiscalizado, segundo, una gran recuperación de las trazas de petróleo (devueltas al tanque de lavado para su reproceso) mediante el proceso de centrifugado en el Separador Hidrociclonico, y tercero, una disminución óptima del arrastre de crudo con el agua de formación que es eliminada en el Río Pucayacu, con una concentración máxima de 15 ppm de crudo de acuerdo al D.S. N° 046-93-EM.

Finalmente, semestralmente se ejecuta un Programa de Monitoreo de Efluentes Líquidos por ingenieros de la UNAP (Universidad Nacional de la Amazonía Peruana) de la ciudad de Iquitos, a solicitud de la Empresa. Las muestras de agua salada son tomadas antes del ingreso por el acueducto en la Batería Chambira como cuerpo emisor y a 500 metros aguas abajo en el río Pucayacu como cuerpo receptor. Los resultados de este programa de monitoreo son analizados para evaluar el Impacto Ambiental en el Area Chambira (Ver Anexo 1).

3. DESCRIPCION GENERAL DE LA OPERACIÓN DE LA BATERIA

3.1. GENERALIDADES

La Bateria Chambira, ubicada a 35 Km al Sureste de la Bateria 1 de Trompeteros (Ver Anexo 2), se construyó con la finalidad de recibir el crudo producido en el yacimiento Chambira, efectuar su tratamiento y transferirlo a la Bateria 1 de Trompeteros, desde donde es enviado a la Estación de Bayóvar en la costa peruana a través del Oleoducto Nor - Peruano.

La Bateria ha sido diseñada para una capacidad de tratamiento de:

Producto	Capacidad	
Crudo	6.0	MBPD
Agua Salada	10.9	MBPD
Gas	1.0	MMPCD

La Bateria Chambira inició sus operaciones el 07 de febrero de 1995 recibiendo un crudo de 24°API a 60 °F (viscosidad 2.96 centipoises) proveniente del miembro Cetico de la formación Chonta del yacimiento Chambira de la cuenca Marañón (Ver Anexos 2A, 2B y 2C).

El campo de producción Chambira cuenta con dos plataformas de producción: 123X y 157X. En la plataforma 123X se encuentran los pozos 123XC y 129D, y en la plataforma 157X se encuentran los pozos 157XC y 161XCD.

Del fluido total extraído de este yacimiento, en la actualidad se tiene un promedio de 79% como producción de agua. Esta agua se presenta como agua libre y emulsión. El agua libre se elimina en los equipos instalados en la batería (separadores y tanques de lavado), y la emulsión mediante un eficiente tratamiento químico y reposo (tiempo de residencia).

La importancia de eliminar el agua del petróleo producido obedece a los efectos nocivos que ocasiona su presencia, tales como:

Es portadora de sales orgánicas promotoras de incrustaciones y corrosión en los equipos.

Disminuye el API del crudo y, por lo tanto, su valor comercial.

Incrementa los costos de procesamiento del petróleo crudo.

3.2. RECEPCION

Desde la plataforma de producción se envía a la Batería un fluido, mezcla de petróleo, gas y agua salada proveniente de los pozos, a los que se le añade productos químicos para facilitar su tratamiento posterior.

Dicho fluido es recibido en la Batería a través de un Distribuidor Múltiple de Producción o "Manifold de

Producción" mediante el cual se le envía hacia uno de los dos separadores trifásicos con los que cuenta la Batería.

Mediante el Distribuidor Múltiple de Producción se puede enviar el fluido proveniente exclusivamente de un pozo hacia uno de los separadores (Separador de Pruebas) o se le puede mezclar con el fluido de los otros pozos y enviarlos al otro separador (Separador de Totales).

3.3. SEPARACION PETROLEO - AGUA - GAS

La Batería cuenta con dos separadores trifásicos: el Separador de Pruebas (S-4) y el Separador de Totales (S-1).

El Separador de Pruebas se utiliza para procesar el fluido proveniente exclusivamente de un pozo y de ese modo controlar o evaluar la producción de dicho pozo, mientras que el Separador de Totales se utiliza para procesar en forma conjunta el fluido de varios pozos.

En los separadores trifásicos se produce la separación por diferencia de densidades del petróleo, agua salada y gas, saliendo del separador estos fluidos en forma independiente.

3.4. FLUJO DE PETROLEO

El petróleo que sale de los separadores aún contiene agua salada y gas que es necesario eliminar.

Para tal fin el petróleo es enviado al Tanque de Lavado (3M48S) o "Gun Barrel". El petróleo ingresa al tanque a través de un separador o desgasificador llamado "Bota de Gas" (separador líquido - gas instalado a la entrada del tanque de lavado) mediante el cual se separa el gas que aún contiene el petróleo.

El petróleo ingresa al tanque de lavado por su parte inferior donde se mantiene un volumen de agua salada. Por diferencia de densidades el petróleo se desplaza hacia arriba atravesando dicho volumen de agua salada, desprendiéndose en el trayecto de gran parte del agua que contenía. Al llegar a la parte superior, sale del tanque de lavado y es enviado a los tanques de almacenamiento de petróleo de la Batería.

El agua salada que se ha desprendido del petróleo es eliminado por la parte inferior del tanque de lavado a través de un sistema de vasos comunicantes y vertedero llamado Sifón el cual además mantiene constante el volumen de agua salada que debe permanecer en el tanque.

Actualmente la Batería cuenta con dos Tanques de Almacenamiento de Petróleo: el 3M47S y el 5M49S, sin embargo, el tanque 3M47S es un tanque de lavado acondicionado para ser usado también como tanque de almacenamiento de petróleo en función a los requerimientos de producción, tal como está pasando en este momento.

Los tanques de almacenamiento de petróleo operan en forma alternativa, mientras uno está recibiendo del tanque de lavado, el otro está abasteciendo a las bombas que transfieren el petróleo de la Batería Chambira a Trompeteros a través del Oleoducto. En los tanques de almacenamiento se drena agua salada antes de proceder a su bombeo.

3.5. FLUJO DE AGUA SALADA

El agua que sale de los separadores trifásicos es transferido, por la presión de los separadores, al tanque 3M51S.

El agua que sale del Tanque de Lavado (3M48S), se transfiere al Tanque Eliminator de Aire (T-20) de ahí es bombeado al tanque 3M51S y luego bombeado al Separador Hidrociclónico donde se separarán las trazas de petróleo que pudiera contener, debiendo quedar el agua con un máximo de 15 ppm de petróleo.

Del Separador Hidrociclónico, el agua salada es bombeada al tanque 3M52S y de ahí es eliminada en el río Pucayacu a través del Acueducto.

3.6. FLUJO DE GAS

El gas proveniente de los separadores trifásicos se transfiere hasta el Separador Vertical (S-3) ó "Scrubber" donde se logra separar las trazas de petróleo

y agua que aún contiene el gas. El gas seco es enviado al quemador "Flare" para su combustión y eliminación.

3.7. EQUIPOS AUXILIARES

La Batería cuenta con equipos auxiliares que son necesarios para su funcionamiento:

Casa de Fuerza, formada por tres Grupos Electrónicos, marca CATERPILLAR de 385 Kw de potencia cada uno, que proveen la energía necesaria para el funcionamiento de los equipos eléctricos: electrobombas, equipos de laboratorio, iluminación, etc. Se ha previsto que de los tres grupos operen dos y se mantenga uno de reserva ("stand by").

Sistema de Comunicaciones.

Equipos contra incendios dan la protección adecuada para cualquier situación de riesgo de incendio que se pueda presentar.

Planta de Tratamiento de Agua Potable y la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales.

Incinerador de desperdicios sólidos.

Facilidades para el campamento o área de vivienda.

4. RECEPCION

4.1. TRATAMIENTO QUIMICO EN PLATAFORMAS DE PRODUCCION

Los pozos de la Batería Chambira se encuentran ubicados en las dos Plataformas de Producción: la 123X y la 157X, y la producción de estos pozos provienen del reservorio Cetico de la formación Chonta.

Para obtener una mayor eficiencia en el tratamiento del petróleo, la inyección de químicos se está haciendo en el cabezal del pozo (Ver Anexo 3) al cual se le ha acondicionado tres conexiones para la inyección de productos desemulsificante, antiincrustante y anticorrosivo.

El producto desemulsificante, soluble en aceite pero no en agua, cuyo objetivo principal es atrapar las moléculas de agua contenidas en el petróleo (emulsión normal), en el trayecto desde el cabezal del pozo (por la línea de producción) hasta el tanque de almacenamiento, en donde sus características de PTB y BSW son 13 y 0.2% respectivamente.

El producto antiincrustante, soluble en agua, cuyo objetivo principal es evitar la precipitación de carbonatos (contenidos en el agua de formación) en la pared interior de la línea de producción y en las conexiones de los equipos instalados en la Batería.

El producto anticorrosivo inyectado por el espacio anular, soluble en agua, cuyo objetivo principal es evitar la corrosión formando una película protectora en la pared interior de la tubería de revestimiento de producción y la pared exterior de la tubería de producción, la pared interior de la tubería de producción, la pared interior de la línea de producción y las conexiones de los equipos instalados en la Batería.

El desemulsificante, el antiincrustante y el anticorrosivo aplicados a petróleo, agua y gas son compatibles cuando se encuentran en el trayecto cabezal del pozo y tanques de almacenamiento.

4.2. DISTRIBUIDOR MULTIPLE DE PRODUCCION (MANIFOLD DE PRODUCCION)

4.2.1. OPERACION

La producción de petróleo, agua y gas provenientes de los pozos es recibido en la Batería Chambira a través de un Distribuidor Múltiple de Producción (Ver Anexo 4).

La función principal del Distribuidor Múltiple de Producción es recibir y distribuir la producción de los pozos de petróleo que llegan a la Batería.

Cada línea de producción que llega a la Bateria está conectada a cada una de las entradas del Distribuidor Múltiple de Producción mediante una unión bridada. A su vez, cada una de las seis entradas está conectada con cada una de las tres salidas.

La comunicación del fluido del pozo con cada una de las tres salidas está controlada con válvulas de bloqueo (4"Ø x 150#).

En cada una de las tres salidas se tiene una conexión de 1/2" Ø con válvula de 1/2" Ø x 150# donde se ha instalado un manómetro.

A través de juego de válvulas, el flujo entrante al Distribuidor Múltiple de Producción puede derivarse a las salidas conectadas al Separador de Pruebas (S-4), al Separador de Totales (S-1) y al "By Pass" respectivamente.

5. SEPARADORES

5.1. SEPARADOR DE TOTALES

5.1.1. OPERACION

El Separador de Totales (S-1) (Ver Anexo 5) recibe la producción a través del Distribuidor Múltiple de Producción, de todos los pozos, a excepción del pozo que está en prueba. Este separador es del tipo trifásico, separa petróleo, agua y gas.

La producción ingresa al separador por la entrada de 6" Ø. Al ingresar el fluido al separador golpea en un difusor, este cambio brusco de dirección produce la mayor parte de separación líquido - gas.

El gas separado ocupa la parte superior del separador y atraviesa un eliminador de niebla para retener las últimas gotas de líquido antes de pasar, debido a la presión de operación del separador (30 psig), hacia los elementos de medición y luego al Separador Vertical (S-3) (Scrubber)

La salida del gas del separador de totales es controlado por la válvula "back pressure" que está calibrada para mantener una presión en el separador de 30 psig.

El petróleo y el agua tienen controladores de nivel accionados por gas asociado seco o aire, que envían una señal a las válvulas de control de nivel para que se abran y permitan la salida del petróleo y el agua por líneas independientes de 3"Ø.

Antes de la válvula de control de nivel hay un medidor de flujo a fin de contabilizar el petróleo y el agua que salen del separador. El petróleo va al Tanque de Lavado (3M48S) y el agua al Tanque de Almacenamiento de Agua Salada (3M51S).

El separador cuenta con dos elementos de seguridad para el caso que la presión se incremente por encima de la presión de diseño (125 psig). Uno de ellos es la Válvula de Seguridad (Relief Valve) y el otro es el Disco de Ruptura.

De acuerdo con el artículo 212 del D.S. N° 055-93-EM, la válvula de seguridad debe ser calibrada para que se abra a la presión de diseño (125 psig) y el disco de ruptura debe romperse cuando la presión del separador se incremente a un valor que fluctúe entre 1.25 y 1.50 veces la presión de diseño, es decir, el disco debe romperse a una presión mínima de 156.3 psig y máxima de 187.5 psig.

5.2. SEPARADOR DE PRUEBAS

5.2.1. OPERACION

El Separador de Pruebas (S-4) (Ver Anexo 6) recibe la producción del pozo que está en prueba a través del Distribuidor Múltiple de Producción. Este separador es del tipo trifásico.

La producción ingresa al separador por la entrada de 4"Ø y la forma como opera este separador es igual a la del Separador de Totales (S-1)

Se recomienda que la producción de un pozo se procese a través del separador de pruebas durante 24 horas con la finalidad de asegurar una mayor exactitud en los resultados de la evaluación.

Dicho período podrá ajustarse a la programación que se hace en función a la cantidad de pozos que alimentan la Batería y a su importancia relativa debido al volumen de producción de cada uno. La frecuencia con que se evalúa la producción de un pozo no deberá ser menor a tres veces por mes, tal como lo establece el artículo 234 del D.S. N° 055-93-EM.

Línea de Petróleo

Se ha instalado una línea de 4" de diámetro a la salida del petróleo del separador, después del medidor de flujo de petróleo, que se une a la línea de alivio y recirculación de las

bombas de crudo B10-A/B/C y que ingresa por la parte del techo a los tanques 3M47S o 5M49S, pasando por el medidor de flujo de petróleo del separador.

Esta línea permitirá efectuar la prueba de producción de petróleo de un pozo derivando directamente su producción a cualquiera de los tanques 3M47S o 5M49S, pasando por el medidor de flujo de petróleo del separador. Esto también permitirá efectuar la calibración de este instrumento de medición. De igual modo permite la calibración del medidor de flujo del Separador de Totales (S-1) al estar produciendo ambos separadores a diferentes tanques.

Línea de Agua

Se ha instalado una línea de 3" de diámetro a la salida del agua del separador, después del medidor de flujo de agua, que se une a la línea de 4"Ø indicado anteriormente.

Esta línea permitirá efectuar la prueba de producción de agua ya sea en forma separada o conjuntamente con el petróleo a fin de determinar el fluido líquido total producido por el pozo.

También como el caso anterior del petróleo, esta línea permitirá calibrar el medidor de flujo de agua, del separador de pruebas y el medidor del separador de totales.

Línea de Gas

Se ha instalado una línea de 2" de diámetro a la salida del gas del separador, después de pasar por el sistema de medición. Esta línea se une a la línea de gas de 4"Ø a la salida del Separador Vertical (S-3), después de la válvula "back pressure".

A esta línea de 2"Ø se le ha instalado una válvula "back pressure" igual a la anterior, con la finalidad de poder efectuar pruebas a pozos surgentes que requieran una presión menor a 30 psig en el Separador.

Esta menor presión en el Separador de Prueba (S-4) no afecta la presión del Separador de Totales (S-1), que continuará operando a 30 psig controlado con la "back pressure".

5.3. SEPARADOR VERTICAL (SCRUBBER)

5.3.1. OPERACION

El Separador Vertical (S-3) (Ver Anexo 7) tiene la función de separar las pequeñas cantidades de líquidos (crudo, hidrocarburos condensados, agua) que arrastra el gas proveniente del separador de totales y del separador de pruebas.

De ese modo asegura que al quemador llegue sólo gas. En este sentido, cumple también el papel de elemento de seguridad ante su eventual rebose de cualquiera de los separadores trifásicos, impidiendo que ingrese petróleo a la línea que lleva gas al quemador y evitando así que se produzca un incendio.

El gas que sale del separador de totales y del separador de pruebas ingresa al separador vertical, pasa por los elementos de retención que separan cualquier líquido que estuviera presente y luego es evacuado.

La salida del gas es controlada por la válvula "back pressure", la cual es una válvula automática que está calibrada para abrirse cuando la presión del gas excede los 30 psig. Antes de pasar el gas a la válvula atraviesa un plato de orificio instalado entre dos bridas que conjuntamente con el registrador de presión diferencial sirve para medir el flujo de gas producido en la Batería.

El líquido separado ocupa la parte inferior del separador vertical, donde se va acumulando hasta alcanzar el nivel para su evacuación al Tanque Sumidero (T-17). Para esta operación el separador vertical cuenta con un flotador conectado a un controlador neumático de

nivel que manda la señal para que actúe la válvula de control de nivel y permita la salida del líquido.

También se puede drenar manualmente el líquido del Separador Vertical (S-3) al tanque sumidero (T-17) abriendo la válvula de drenaje.

6. TANQUES

6.1. TANQUE DE LAVADO

6.1.1. OPERACION

El petróleo que sale del separador de totales y del separador de pruebas aún contiene gas y agua en emulsión. Por lo que antes de ingresar al tanque de lavado (Ver Anexo 8) debe pasar por la "Bota de Gas" (separador líquido - gas instalado a la entrada del tanque de lavado), donde por la turbulencia causada por un cambio de diámetro y dirección en el flujo de petróleo se libera gran parte del gas contenido. En la medida que se reduzca la presencia de gas en el petróleo se minimiza la agitación dentro del tanque de lavado.

De la "Bota de Gas" el petróleo ingresa al tanque de lavado por su parte inferior a través de un difusor, constituido por tuberías horizontales dispuestos en cruz a unos centímetros del fondo del tanque, por donde fluye el petróleo a través de pequeños orificios dispuestos en gran número a lo largo de dichos tubos. La función del difusor es dividir el petróleo en un gran número de gotas pequeñas y de tamaño uniforme para obtener una mayor superficie de contacto entre el petróleo y el agua de lavado con lo que se mejora

sustancialmente el proceso de separación del agua que contiene el petróleo. Cabe mencionar que la correcta selección y dosificación del desemulsificante que se inyecta al petróleo antes de ingresar a la Batería también facilita el proceso de lavado.

Dentro del tanque de lavado el agua ocupa aproximadamente el 40% de la altura útil del tanque y mantiene este nivel por medio del Sifón (sistema de vasos comunicantes y vertedero), a través del cual se elimina el exceso de agua. El agua eliminada se transfiere al Tanque Eliminator de Aire (T-20) y de allí al tanque 3M51S. El nivel de agua es observado y controlado a través de dos visores convenientemente ubicados.

Por la diferencia de densidades con el agua, el petróleo ocupa la parte superior del tanque y sale de él por la parte alta e ingresa a cualquiera de los Tanques de Almacenamiento de Petróleo, 3M47S ó 5M49S.

6.2. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO

6.2.1. OPERACION

Los Tanques de Almacenamiento de Petróleo 3M47S y 5M49S (Ver Anexo 9), se alternan para recibir el petróleo del Tanque de Lavado 3M48S. El tanque 3M47S ha sido construido como

tanque de lavado pero actualmente se está usando como tanque de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento durante su operación tienen tres etapas bien definidas:

Recepción

Cuando el tanque está recibiendo el petróleo del tanque de lavado. En esta etapa hay que tener cuidado que el tanque no sobrepase su altura normal de recepción de 17' (5.18 m), ya que podría producirse rebose por la escotilla de medición.

Reposo

Cuando el tanque ha terminado de recibir petróleo y éste se encuentre sin movimiento dentro del tanque. Durante esta etapa la poca agua que el producto pueda contener se deposita en el fondo del tanque. Periódicamente se drena el agua acumulada.

Bombeo

Cuando se transfiere el petróleo del tanque a la Batería 1 de Trompeteros, por medio de electrobombas y a través del oleoducto, no debe bombearse cuando el nivel del tanque es de 6 pies (1.83 m) o menos (altura mínima de operación del tanque). Durante esta etapa el nivel debe ser verificado continuamente por el operador al margen del control que pueden ofrecer la alarma de bajo nivel y el interruptor de bajo nivel para la bomba.

6.3. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA SALADA

6.3.1. OPERACION

Tanque Eliminador de Aire

Como su nombre lo indica (Ver Anexo 10), este tanque tiene por finalidad eliminar las posibles burbujas de aire que contenga el agua que proviene del tanque de lavado. El ingreso de aire al agua se produce en el Sifón (el vertedero, que forma parte del Sifón, al ser un dispositivo abierto pone en contacto el agua con el aire del medio ambiente), a la salida del tanque de lavado, y su presencia debe ser eliminada antes que ingrese con el agua a las Bombas de Transferencia de Agua Salada (del tanque eliminador de aire al tanque de almacenamiento de agua salada) B11-A/B/C, para evitar que se dañen.

El agua se transfiere por gravedad del tanque de lavado al tanque eliminador de aire y de éste se envía al Tanque de Almacenamiento de Agua Salada 3M51S, mediante las electrobombas B11-A/B/C. Estas bombas operan con una presión de descarga de 25 psig.

Tanque de Almacenamiento de Agua Salada 3M51S

Este tanque (Ver Anexo 10) recibe el agua separada en el separador de totales y en el separador de pruebas. La transferencia del agua

entre los separadores y el tanque 3M51S se produce por la presión interna de los separadores (30 psig).

El tanque 3M51S, también recibe el agua del tanque eliminador de aire a través de las electrobombas B11-A/B/C.

El tanque 3M51S alimenta al Separador Hidrociclónico que separa el aceite que aún contiene el agua.

Tanque de Almacenamiento de Agua Salada 3M52S

Este tanque (Ver Anexo 10) recibe el agua del Separador Hidrociclónico con un contenido de crudo menor a 15 ppm. El crudo separado se transfiere al tanque sumidero.

El tanque 3M52S tiene la finalidad de recibir el agua tratada y alimentar a las electrobombas B3-A/B/C que eliminan el agua en el río Pucayacu a través del Acueducto.

Los tanques 3M51S y 3M52S tienen en la parte superior, a 17' (5.18m) de altura, una tubería de 2" Ø que sirve para eliminar al Tanque Sumidero (T-17) la nata de crudo que eventualmente podría tener el agua, especialmente en el tanque 3M51S. Es por ello que es necesario que ambos tanques de agua reciban hasta el nivel de dicha tubería.

6.4. TANQUE SUMIDERO

6.4.1. OPERACION

El Tanque Sumidero T-17 (Ver Anexo 11) tiene por finalidad recibir al crudo o agua que se drena del Distribuidor Múltiple de Producción, separadores, tanques, líneas de rebose, etc. Así como el petróleo que se separa en el Separador Hidrociclónico.

El Tanque Sumidero tiene una electrobomba que transfiere el petróleo y agua al tanque de lavado a fin de reprocesar este fluido y separar el agua del petróleo. La operación de la electrobomba es automática; su arranque y parada están controlados por un sistema de flotadores conectados a un interruptor.

En caso de fallar o necesitar servicio la bomba B12-A se tiene en el almacén de la Batería una bomba igual de reemplazo lista para ser instalada.

7. PLANTA DE SEPARACION DE CRUDO DE ARRASTRE DEL AGUA DE FORMACION

7.1. OPERACION

La Planta cuenta con dos electrobombas de refuerzo o incremento de presión ("booster"), de las cuales una opera y la otra se mantiene de reserva ("stand by"). Estas bombas transfieren el agua de formación con trazas de crudo que contiene el tanque 3M51S, a un Separador Hidrociclónico.

Inicialmente, dada la poca producción de agua salada en la Batería, la Planta tendrá que operar en forma intermitente.

Separador Hidrociclónico

El Separador está compuesto de un conjunto de hidrociclones VORTOIL instalados dentro de un recipiente de acero (Ver Anexo 12).

El principio de funcionamiento de los hidrociclones VORTOIL, consiste en crear fuerzas centrífugas, en el agua de formación con trazas de crudo, mediante su ingreso tangencial al recipiente cónico. Estas fuerzas de separación son mucho mayores que las fuerzas de separación por gravedad (por diferencia de densidades entre el agua y el crudo). Por lo que, en recipientes pequeños pueden separarse grandes volúmenes de mezcla de estos fluidos.

El Separador Hidrociclónico tiene por finalidad separar el petróleo del agua por fuerza centrífuga y reducir las trazas de petróleo que contiene el agua a un valor promedio de 10 ppm, con un máximo de 15 ppm.

Arranque de la Planta

1. Verificar que el tanque 3M51S esté listo para transferir a la Planta.
2. Abrir la válvula de salida del tanque 3M51S, la válvula de entrada a la bomba B13-A/B que va a operar y la válvula del tanque 3M52S que va a recibir el agua separada.
3. Eliminar el aire de la línea de ingreso Separador Hidrociclónico dejando que pase agua por gravedad.
4. Abrir ligeramente la válvula de "by-pass" de la salida de agua del Separador Hidrociclónico.
5. Arrancar la bomba B13 - A/B y regular la válvula de salida de la bomba hasta conseguir una presión de 60 psig a la entrada del Separador Hidrociclónico.
6. Cerrar la válvula de "by - pass" y regular la válvula "back pressure" de salida de agua del Separador Hidrociclónico hasta conseguir una presión de 35 psig.
7. Abrir lentamente la válvula de salida de petróleo del Separador Hidrociclónico hasta tener una presión de 20 psig. Si durante la operación se incrementa la presión a más de 20 psig produciéndose inestabilidad en la aguja indicadora del manómetro, se debe abrir la válvula de la línea de recirculación de petróleo y cerrar la válvula de salida. Continuar operando la Planta por unos tres minutos aproximadamente y luego

restablecer las condiciones normales de operación abriendo la válvula de salida y cerrando la del "by-pass". La presión de salida debe regularse nuevamente a 20 psig.

8. Después de unos 5 minutos de operación sacar una muestra de agua a la entrada y salida del Separador Hidrociclónico. Si el agua de salida tuviera más de 15 ppm de contenido de petróleo, abrir la válvula de recirculación para hacer ingresar el agua nuevamente al Separador Hidrociclónico. Si el contenido de petróleo es menor o igual a 15 ppm continuar con la operación normal.

Parada de la Planta

1. Cerrar la válvula de salida de petróleo del separador Hidrociclónico.
2. Parar la bomba B13-A/B.
3. Cerrar la válvula de ingreso a la bomba B13-A/B.
4. Cerrar la válvula de salida del tanque 3M51S.
5. Cerrar la válvula de ingreso del tanque 3M52S.

8. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO CHAMBIRA - TROMPETEROS

8.1. ESTACION DE BOMBAS

8.1.1. OPERACION

La transferencia del petróleo de la Batería Chambira a la Batería 1 de Trompeteros (Ver Anexo 13), tiene lugar cuando cualquiera de los Tanques de Almacenamiento de Petróleo 3M47S o 5M49S, han finalizado su recepción y se ha efectuado el drenaje de agua.

Se debe comunicar a Trompeteros que se van a iniciar los preparativos para efectuar la transferencia de petróleo, indicando:

Hora en que se iniciaría el bombeo.

Volumen a transferir.

Previamente al inicio de la transferencia se deberá:

1. Comunicar al responsable de la casa de fuerza que se van a arrancar las bombas.
2. Medir el tanque para determinar el nivel de petróleo y agua.
3. Medir las temperaturas del tope, centro y fondo con el termómetro portátil.

4. Tomar la muestra corrida con el "ladrón" (dispositivo con el que se toman muestras en el tanque de almacenamiento).

5. Registrar la lectura del medidor de flujo.

El paso siguiente es la apertura de las válvulas del tanque y de las dos bombas que van a utilizarse (B10 - A/B/C).

En el tanque debe abrirse la válvula de salida (verificar que las demás estén cerradas).

En las bombas deben operarse las válvulas para lograr las condiciones que se resumen en la siguiente tabla:

Válvulas en líneas de:	Condición
Bombas en operación	
Succión de 8"Ø	Abierta
Descarga de 6"Ø	Abierta
Alivio de 3"Ø	Abierta
Recirculación de 4"Ø	Cerradas
Bombas de reserva ("Stand by")	
Todas	Cerradas

La línea de alivio contiene la válvula de alivio que se abre y permite recircular el crudo al tanque cuando se incrementa la presión de descarga, generalmente esto sucede cuando se produce una obstrucción o bloqueo en la línea de descarga de las bombas o en el Oleoducto.

Finalmente, antes de arrancar con el bombeo debe confirmarse con el operador de la Batería 1 de Trompeteros y con el responsable de la casa de fuerza de la Batería Chambira si se puede dar inicio a la transferencia de crudo. Solo cuando se tenga las confirmaciones correspondientes, se dará inicio al bombeo.

El arranque de las bombas no debe efectuarse en forma simultánea, primero debe arrancarse una de ellas y luego de unos minutos cuando se estabilice su operación, arrancar la otra bomba.

Durante la transferencia debe mantenerse comunicación continua con la Batería 1.

Cuando el tanque llegue al nivel de 6 pies (1.82 m), se debe:

1. Parar las bombas.
2. Cerrar las válvulas que se abrieron al iniciarse el bombeo.

3. Comunicar a la Batería 1 que ha finalizado la transferencia.
4. Registrar la lectura del medidor de flujo.
5. Dejar reposar el tanque por unos 15 minutos.
6. Medir la temperatura de fondo.
7. Medir el nivel de petróleo del tanque.

8.2. OLEODUCTO

8.2.1. OPERACION

El Oleoducto (Ver Anexo 14), a través del cual se efectúa la transferencia de crudo de la Batería Chambira a la Batería 1 de Trompeteros, es una tubería de acero de 6" de diámetro que se inicia en la Trampa de Lanzamiento del raspatabos de la Batería Chambira y termina en la Trampa de Recepción del raspatabos en la Batería 1.

El Oleoducto se ha tendido en una trocha de 50 m de ancho y tiene una longitud de 35 Km aproximadamente, la tubería de acero está protegida de la corrosión con un revestimiento exterior de resina epóxica y con protección catódica tipo corriente impresa.

Por el lado de la Batería Chambira, el Oleoducto está conectado a los Tanques de Almacenamiento de Petróleo 3M47S y 5M49S, y por el lado de la Batería 1, a los tanques 30M4S y 30M5S (que se designaron para recibir el crudo de la

Batería Chambira) y a las plantas desaladoras, de donde el crudo es derivado a los Tanques de Almacenamiento 50M45S y 125M17S (con un contenido de sal menor que 10 libras por cada 1000 barriles de crudo) para su posterior transferencia a Saramuro.

El Oleoducto, principalmente en las partes más bajas suele acumular agua salada y borra, que aceleran el proceso de corrosión, lo que hace necesario pasar periódicamente un raspatubos que sirve para mantener el interior del Oleoducto limpio.

Para pasar el raspatubos, primero debe ubicársele correctamente en la Trampa de Lanzamiento. Para efectuar esta maniobra se debe proceder de la siguiente manera:

1. Abrir la válvula de 6"Ø de pase directo.
2. Cerrar la válvula de 2"Ø de ingreso de crudo a la trampa y la de 6"Ø de salida de crudo de la trampa.
3. Abrir la válvula de purga de 1"Ø de la trampa.
4. Abrir la tapa de la trampa y colocar en su interior el raspatubos cuidando de ponerlo en la posición correcta.
5. Cerrar la tapa de la trampa y la válvula de purga.

6. Hecha las coordinaciones y seguidos los pasos que se dan en 6.2.1. OPERACION proceder a arrancar la bomba B10-A/B/C. El crudo pasará directamente del Tanque de Almacenamiento 3M47S o 5M49S al Oleoducto.
7. Cuando las condiciones del bombeo se hayan estabilizado, abrir la válvula de 6"Ø de la salida de la trampa y la de 2"Ø de ingreso a la trampa.
8. Cerrar la válvula de 6"Ø de pase directo para hacer que el petróleo pase por la trampa y arrastre el raspatabos.
9. El indicador de paso de esfera ZS-1 indica cuando el raspatabos ha salido de la trampa iniciando su desplazamiento por el interior del Oleoducto.
10. Restituir las condiciones normales de bombeo, abriendo primero la válvula de 6"Ø de pase directo y cerrando después la válvula de 2"Ø de ingreso a la trampa y la de 6"Ø de salida de la trampa.
11. Abrir la válvula de purga de 1"Ø para desalojar el crudo contenido en el interior de la trampa (cuidar en abrir la válvula lentamente pues la trampa está presurizada).
12. Terminada la purga, cerrar la válvula con lo que concluye el lanzamiento del raspatabos.

Paralelamente a las acciones tomadas en la Bateria Chambira para lanzar el raspatabos, en la Bateria 1 de Trompeteros se debe preparar la trampa de recepción para recibir el raspatabos.

Para este efecto, se deben efectuar las siguientes acciones:

1. Verificar que el indicador de paso de esfera ZS-2 se encuentre en la posición correcta, la tapa de la trampa esté correctamente cerrada y la válvula de purga de 1"Ø esté cerrada.
2. Abrir la válvula de 6"Ø de ingreso a la trampa y la de 2"Ø de salida de la trampa.
3. Cerrar la válvula de 6"Ø de pase directo. En este momento la trampa está lista para recibir al raspatubos.
4. La llegada del raspatubos a la trampa de recepción de la Batería 1 se verifica con el indicador de paso de esfera ZS-2.
5. Cuando se tiene la certeza que el raspatubos se encuentra en la trampa, abrir la válvula de 6"Ø de pase directo.
6. Cerrar la válvula de 6"Ø de ingreso a la trampa y la de 2"Ø de salida de la trampa.
7. Abrir la válvula de purga de 1"Ø para desalojar el crudo del interior de la trampa (abrir la válvula lentamente pues la trampa está presurizada).
8. Terminada la purga se abre la tapa de la trampa y se retira el raspatubos para su inspección.
9. Se cierra la tapa de la trampa y la válvula de purga, dando por terminada la operación.

9. SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE AGUA SALADA CHAMBIRA- PUCAYACU

9.1. ESTACION DE BOMBAS

9.1.1. OPERACION

Las bombas B3-A/B/C (Ver Anexo 15) se emplean para eliminar el agua tratada (con menos de 15 ppm de aceite) en el río Pucayacu a través del Acueducto.

Cuando el agua en el tanque 3M52S alcanza el nivel de 17' (5.18 m), que permite se rebose la nata de aceite, se inicia la transferencia desde la Batería Chambira al río Pucayacu. Previamente al arranque de las bombas se efectúan las siguientes acciones:

1. Tomar una muestra (succión de las bombas) del tanque 3M52S y efectuar el análisis de contenido de petróleo (contenido de aceite y grasas en agua). Si contiene 15 ppm o menos, continuar con el procedimiento para eliminar el agua salada al río Pucayacu. Si tiene más de 15 ppm, recircular por la Planta de Tratamiento de Agua salada.
2. Registrar la lectura del medidor de flujo FM-09.
3. Abrir la válvula de salida del tanque 3M52S.

4. Abrir las válvulas de succión de 6"Ø de dos de las bombas B3-A/B/C que se van a utilizar en paralelo.
5. Abrir las válvulas de 4"Ø descarga y cerrar las válvulas de 4"Ø de la línea de recirculación. Las válvulas de la bomba de reserva ("stand by") deben estar todas cerradas.
6. Arrancar una bomba y cuando su funcionamiento se haya estabilizado arrancar la otra bomba.
7. Parar el bombeo cuando el tanque 3M52S reduzca su nivel hasta 5' (1.52m), cerrar la válvula de salida del tanque y registrar la lectura del medidor de flujo.
8. Cerrar las válvulas de succión y descarga de las bombas, con la cual queda concluida la transferencia.

9.2. ACUEDUCTO

9.2.1. OPERACION

A través del Acueducto (Ver Anexo 16) se elimina el agua salada tratada de la Batería Chambira en el río Pucayacu.

En el kilómetro 7.725 del Acueducto, en el cruce con el río Hormiga existe una derivación para eliminar el agua salada en dicho río. Esta opción podrá usarse cuando por rotura del Acueducto o alguna obstrucción, no sea posible descargar el agua salada en el río Pucayacu.

El Acueducto recibe el agua salada de las bombas B3-A/B/C que succionan del tanque 3M52S. El flujo de agua eliminada es medido con el medidor de flujo FM-09.

10. MEDICION

10.1. MEDICION DE CRUDO

Desde el ingreso del petróleo, con agua salada y gas, a la Batería Chambira hasta su transferencia a la Batería 1 de Trompeteros a través del Oleoducto, se efectúan mediciones y controles para verificar las condiciones de operación de los equipos de la Batería Chambira. Así, se miden flujo, nivel de líquido en tanques, temperatura y se toman muestras para análisis de producto.

10.1.1. MEDICION DE FLUJO

Los puntos de medición de flujo del crudo son los siguientes:

En el Separador de Totales

A la salida del separador mediante el medidor de flujo FM-01. Se registra cada hora en el Cuaderno de Guardia, el volumen acumulado que indica el medidor. Por diferencia de valores entre la última lectura y la anterior se establece la cantidad de petróleo que ha salido del Separador de Totales durante el período transcurrido entre las dos lecturas (una hora).

En el Separador de Pruebas

A la salida del separador mediante el medidor de flujo FM-03. Se registra cada hora en el Cuaderno de Guardia, el volumen acumulado que indica el medidor. Por diferencia de valores entre la última lectura y la anterior se establece la cantidad de petróleo que ha salido del Separador de Prueba durante el período transcurrido entre las dos lecturas (una hora).

En el Oleoducto

Al inicio del Oleoducto mediante el medidor de flujo FM-07. Se registra el volumen de petróleo transferido a la Batería 1 de Trompeteros. Previamente al inicio se pone el medidor de flujo en "0". Este medidor también registra el bombeo acumulado por lo que es conveniente tomar estas lecturas al inicio y finalización del bombeo. Por diferencia de valores entre las lecturas se establece el volumen de petróleo que ha sido transferido.

10.1.2. MEDICION EN TANQUES

El petróleo es medido en los tanques de almacenamiento de petróleo, los que son considerados tanques de fiscalización y por tanto sus valores medidos deben registrarse en el formato "MEDIDA DE TANQUES DE CRUDO" (Ver Anexo 17)

Medición de nivel

Para efectuar la medición de nivel de petróleo en el tanque, se deben seguir los pasos:

1. Untar la parte inferior de la cinta ("wincha") de medición (Ver Anexo 18) con la pasta para detectar el "corte de agua". En los tanques de almacenamiento de petróleo, el "corte" no deberá ser mayor de 3" por contener petróleo prácticamente sin agua.
2. Bajar la cinta ("wincha") lentamente por la escotilla de medición hasta que toque el fondo del tanque y esperar un minuto aproximadamente para que se marque el "corte de agua".
3. Sacar la cinta ("wincha") hasta ubicar la marca del nivel de petróleo y registrar la medida.
4. Continuar retirando la cinta ("wincha") hasta encontrar el "corte de agua" y registrar la medida.

Medición de temperatura

Para efectuar la medición de temperatura del tanque se debe tener en cuenta lo siguiente:

Usar termómetro de inmersión (Ver Anexo 19). Mantener el termómetro por lo menos 5 minutos en el punto de medición antes de registrar la temperatura.

Para el tanque 3M47S, con capacidad menor de 3,000 barriles, será suficiente con una sola temperatura tomada en el punto medio del nivel del líquido (temperatura de centro).

Para el tanque 5M49S, de 5,000 barriles, cuando el nivel es mayor de 15 pies, se tomarán las tres temperaturas que se indican y se tomará como temperatura representativa el promedio aritmético de las tres:

Temperaturas	Punto de Medición
De Tope	3' por debajo del nivel de líquido
De Centro	Punto medio del nivel de líquido
De Fondo	3' por encima del fondo del tanque

Cuando el nivel del tanque 5M49S está entre 10 y 15 pies se tomarán 2 temperaturas de tope y de fondo (siguiendo el mismo procedimiento indicado en el punto anterior). Cuando el nivel del tanque 5M49S es menor de 10 pies, solo será necesario tomar la temperatura de centro.

Toma de muestra para análisis

1. Con la botella para muestreo "ladrón" (Ver Anexo 20), se procede a tomar una muestra corrida.

2. Se introduce el "ladrón", con la tapa puesta, hasta el fondo del tanque.

3. Se tira de la cuerda para destapar el "ladrón" y se saca rápidamente. El volumen de la muestra debe ser aproximadamente un 80% de la capacidad del "ladrón". El "ladrón" no debe salir completamente lleno, pues si así fuera, no se sabría en que nivel del tanque se llenó y no sería una muestra representativa.

10.1.3. CALCULO DE VOLUMEN

Con las medidas del nivel de petróleo y del nivel de agua se ingresa a la Tabla de Cubicación del tanque y se obtiene el volumen correspondiente.

Esta Tabla contiene la relación entre el nivel medido y el volumen contenido (usualmente expresado en barriles). La Tabla se elabora específicamente para cada tanque después de su construcción o después de cambios o reparaciones que afecten su capacidad de almacenamiento. Cuando corresponda a tanques de fiscalización debe haber sido aprobada por la Dirección General de Hidrocarburos antes de su uso.

Primero se halla el volumen total (petróleo + agua libre) con la medida del nivel de petróleo y luego se halla el volumen de agua libre con la medida de su nivel de agua. Se resta el volumen total menos el volumen de agua libre y se obtiene el volumen de petróleo contenido.

Este volumen, con un contenido de BS&W, está dado a las condiciones de temperatura del tanque.

10.1.4. REPORTE

Para efectos de la fiscalización del petróleo producido, los volúmenes que se reportan constituyen datos oficiales que la Empresa informa a la Dirección General de Hidrocarburos.

El volumen a reportar debe ser el correspondiente a condiciones llamadas normales ("standard"), es decir volumen neto a 60 °F. Por lo que el valor obtenido en las Tablas de Cubicación debe ser corregido a esas condiciones del siguiente modo:

1. Obtener en el laboratorio la gravedad API y el BS&W de la muestra de petróleo tomada. Ver toma de muestra para análisis, punto 10.1.2.

2. Determinar la gravedad API a 60 °F en la tabla correspondiente a partir de la gravedad API de la muestra.

3. Determinar el factor de corrección de volumen en las Tablas "Corrección de volumen por Temperatura", a partir de la gravedad API a 60 °F y la temperatura promedio (tope, centro y fondo).

4. Calcular el volumen corregido usando el factor de corrección determinado.

5. Calcular el volumen neto a 60 °F restando al volumen corregido el volumen que corresponde al porcentaje de BS&W de la muestra.

10.2. MEDICION DE AGUA SALADA

10.2.1. MEDICION DE FLUJO

Los puntos de medición de flujo de agua salada son los siguientes:

En el Separador de Totales

A la salida del separador mediante el medidor de flujo FM-02. Se registra cada hora en el Cuaderno de Guardia, el volumen acumulado que indica el medidor. Por diferencia de valores entre la última lectura y la anterior se establece la cantidad de agua salada que ha salido del separador de totales durante el período transcurrido entre las dos lecturas (1hora).

En el Separador de Pruebas

A la salida del separador mediante el medidor de flujo FM-04. Se registra cada hora en el Cuaderno de Guardia, el volumen acumulado que indica el medidor. Por diferencia de valores entre la última lectura y la anterior se establece la cantidad de agua salada que ha salido del

separador de pruebas durante el período transcurrido entre las dos lecturas (una hora).

En el Tanque de Lavado

A la salida del Sifón del tanque de lavado, mediante el medidor de flujo FM-06. Se registra cada hora en el Cuaderno de Guardia, el volumen acumulado que indica el medidor. Por diferencia de valores entre la última lectura y la anterior se establece la cantidad de agua salada que ha salido del tanque de lavado durante el período transcurrido entre las dos lecturas (una hora).

En el Acueducto

Al inicio del Acueducto mediante el medidor de flujo FM-09. Se registra el volumen acumulado que indica el medidor antes y después de la eliminación de agua salada en el Río Pucayacu. Por diferencia de valores entre las dos lecturas se establece el volumen de agua salada que ha sido transferido.

10.2.2. MEDICION EN TANQUES

En condiciones normales de operación, no se van a medir los Tanques de Almacenamiento de Agua Salada 3M51S y 3M52S, y el Tanque Eliminador de Aire (T-20), ya que estos tanques simultáneamente están recibiendo y transfiriendo.

El tanque T-20 recibe del tanque de lavado y simultáneamente transfiere al tanque 3M51S.

El tanque 3M51S recibe del tanque eliminador de aire y transfiere al mismo tiempo a la Planta de Separación de Crudo de Arrastre del Agua de Formación (después del desnatado de crudo a los 17' (5.18m) de altura).

El tanque 3M52S recibe de la Planta de Separación de Crudo de Arrastre del Agua de Formación y transfiere al Acueducto simultáneamente (en los períodos en que se efectúa el bombeo de agua salada).

10.2.3. CALCULO DE VOLUMEN

Con la medida del nivel de agua salada se ingresa a la Tabla de Cubicación del tanque y se obtiene el volumen correspondiente.

10.2.4. REPORTE

Para efectos del reporte de agua salada total producido diariamente en la Bateria Chambira, se deben sumar los volúmenes de agua registrados en base a las lecturas tomadas en los medidores de flujo FM-02 del separador de totales, FM-04 del separador de pruebas y FM-06 de la salida del Sifón del tanque de lavado. El volumen de agua salada vertido al Río Pucayacu y

registrado en el medidor de flujo FM-09 debe ser informado a la Dirección General de Hidrocarburos de acuerdo con los dispositivos legales vigentes.

10.3. MEDICION DE GAS

10.3.1. VALVULA DE CONTROL DE PRESION ("BACK PRESSURE")

La función de la válvula "back pressure" (válvula de control de presión) PCV-01 es la de mantener una presión de 30 psig en el separador de totales, separador vertical, separador de pruebas y en las líneas de gas. Esta presión en el sistema permite la evacuación del petróleo, agua y gas de los separadores.

La válvula "back pressure" tiene un tornillo que sirve para regular la presión. En el caso de la Bateria Chambira está regulada para mantener en el sistema una presión de 30 psig, dejando salir el exceso de gas para mantener constante esta presión.

10.3.2. QUEMADOR ("FLARE")

El Quemador ("Flare") (Ver Anexo 21), es el punto final donde se quema el gas producido en la Bateria Chambira eliminándose a la atmósfera.

El quemador tiene un elemento principal de seguridad, el "flame arrester" (dispositivo para detener la llama), que impide al fuego pasar a la línea de gas.

El encendido del quemador es eléctrico y se efectúa desde un mando a distancia del punto de ignición.

La capacidad del quemador es de 1.0 MM PCD.

10.3.3. PLATOS DE ORIFICIO

Los platos de orificio, como su nombre lo indica, son platos con un orificio al centro y un mango para facilitar su instalación.

Estos platos se instalan entre dos bridas especiales y forman parte del sistema de medición de flujo de gas.

El diámetro del orificio del plato estará en función del volumen de gas que se va a medir. Por ello, se cuenta con un juego de platos con diferentes diámetros de orificio.

La identificación y características del conjunto plato de orificio y bridas para cada uno de los separadores es el siguiente:

Separador	Identificación	Características
De Totales	FE-01	2"Ø,300# marca DANIEL EN FAB SYSTEMS, INC
Vertical	FE-02	4"Ø,300# marca DANIEL EN FAB SYSTEMS, INC
De Prueba	FE-03	2"Ø,300# marca DANIEL EN FAB SYSTEMS, INC

10.3.4. REGISTRADOR

Es un instrumento, conectado a las bridas del plato de orificio que registra la presión diferencial del gas que pasa por el plato de orificio y la presión estática, antes que el gas pase por el plato de orificio. Estas presiones se registran en un papel circular ("Chart") de 12" de diámetro (Ver Anexo 22).

Para el separador de totales, el separador vertical y el separador de pruebas el registrador es marca BARTON, modelo 202E, con un elemento de presión ("Bourdon") de rango 0-50 psig y un elemento de presión diferencial con rango de 0-100 pulgadas de agua.

Los registradores cuentan con un sistema de relojería que permite que el "chart" de una vuelta completa en 24 horas y sobre él se registra gráficamente la presión estática y la presión diferencial, mediante dos plumas, una con tinta azul y la otra con tinta roja.

Cada 24 horas se cambia el "chart" y se da cuerda al reloj del registrador.

10.3.5. CALCULO

Para el cálculo del volumen de gas separado en el separador de totales, en el separador de pruebas y en el separador vertical se leen directamente del "chart" del registrador los siguientes datos:

h_w - Presión diferencial (pulgadas de agua).

P_m = Presión estática manométrica (psig).

Con estos datos se aplica la fórmula:

$$Q = C \sqrt{h_w \times p}$$

donde:

Q : Volumen de gas en pies cúbicos/hora (a condiciones normales).

C : Constante que depende del diámetro de la línea de gas y del diámetro del plato de orificio.

h_w : Presión diferencial (pulgadas de agua).

P : Presión estática absoluta, psia ($P_m+14.7$).

10.3.6. REPORTE

Para efectos de reporte el valor de "Q" debe multiplicarse por 24 horas a fin de tener la producción diaria de gas.

Para el caso del separador de pruebas el valor constituye la producción de gas del pozo en prueba. Este valor relacionado con la producción de petróleo del mismo pozo, constituye un dato muy importante desde el punto de vista de reservorios, ya que con esta información se determina el "GOR" (relación gas- petróleo).

En el caso del separador vertical el valor representa la producción total de gas de la Batería.

En el caso del separador de totales el valor constituye la producción de gas de todos los pozos que se encuentran produciendo a este separador.

11. ANALISIS DE LABORATORIO

11.1. AGUA LIBRE

11.1.1. TOMA DE MUESTRA

La muestra debe tomarse en la línea de producción antes de su ingreso al Distribuidor Múltiple de Producción. La muestra debe tomarse en un recipiente limpio y de una capacidad de 1,000 ml aproximadamente.

Una vez tomada la muestra trasvasar a una probeta graduada de 1.000 ml.

11.1.2. EQUIPO

Probeta graduada de 1.000 ml.

Varilla de agitación.

Desemulsificante.

11.1.3. PROCEDIMIENTO

1. Si no se inyecta desemulsificante en la cabeza del pozo, agregar 2 gotas de desemulsificante a la muestra y agitar con la varilla.

2. Dejar la muestra en reposo durante 30 minutos.

3. Leer la parte visible del agua y el volumen total de la muestra.

11.1.4. REPORTE

El porcentaje de agua libre estará dado por el cociente entre el volumen de agua y el volumen total multiplicado por 100.

Durante la prueba del pozo, efectuar un mínimo de 3 pruebas de agua libre y reportar el promedio.

11.2. GRAVEDAD API

11.2.1. TOMA DE MUESTRA

Si se va a determinar la gravedad API del pozo en prueba, usar la misma muestra tomada para determinar el agua libre, retirar con cuidado unos 300 ml de petróleo (sin agua) y ponerlo en una probeta para la medición de Gravedad API.

Si se va a determinar la gravedad API del crudo contenido en un tanque, tomar la muestra como se indica en el punto 10.1.2.

11.2.2. EQUIPO

- . Hidrómetro (Ver Anexo N° 23).
- . Termómetro.
- . Probeta para medición de Gravedad API (Ver Anexo 23).

11.2.3. PROCEDIMIENTO

1. Sumergir el hidrómetro dejándolo que flote libremente sin rozar las paredes de la probeta.

2. Estando en reposo el hidrómetro, leer la gravedad API en la escala graduada.

3. Tomar la temperatura de la muestra inmediatamente después de determinar la gravedad API.

11.2.4. REPORTE

La gravedad API está referida a la temperatura a la cual se efectuó la medición. Para efectos del reporte es necesario corregirla a la temperatura de 60 °F utilizando la Tabla "5A" (API).

11.3. DETERMINACION DE BS&W

11.3.1. TOMA DE MUESTRA

Si se va a determinar el BS&W del pozo en prueba, usar la misma muestra tomada para determinar el agua libre, retirar con cuidado unos 300 ml de petróleo.

Si se va a determinar el BS&W del crudo contenido en un tanque, tomar la muestra como se indica en el punto 10.1.2.

11.3.2. EQUIPO

- . Centrífuga.
- . Tubos de Prueba (Ver Anexo 24).
- . Calentador tipo Baño de Agua (provisto de termómetro y termostato).

11.3.3. PROCEDIMIENTO

1. Determinar la velocidad de rotación de la centrífuga para lo cual se montan en la centrífuga dos tubos de prueba en posiciones opuestas y se mide el diámetro de giro (distancia entre los extremos de los tubos de prueba cuando estos toman su posición horizontal por efecto de la rotación en la centrífuga) en pulgadas. Con dicho valor se ingresa a la tabla que se muestra a continuación y se obtiene el rango de velocidad de rotación dentro del cual debe operarse la centrífuga.

Diámetro de giro	Velocidad de Rotación (rpm)
-------------------------	------------------------------------

12"	1710 - 2030
13"	1650 - 1950
14"	1590 - 1880
15"	1530 - 1810
16"	1480 - 1760
17"	1440 - 1700
18"	1400 - 1660
19"	1360 - 1610

20"	1330 - 1670
21"	1300 - 1570
22"	1270 - 1500
23"	1240 - 1460
24"	1210 - 1430

2. Verter 50 ml de la muestra y añadir 50 ml de solvente Tolueno en dos tubos de muestra.

3. Tapando con el pulgar la boca del tubo, agitar vigorosamente cada uno de ellos para diluir bien la muestra de crudo en el solvente.

4. Sumergir por 10 minutos los tubos en el Calentador de Baño de Agua (calentada entre 120 °F y 140 °F). Los tubos deben sumergirse por lo menos hasta su marca superior (100 ml).

5. Colocar los tubos en la centrífuga en posición opuesta entre ellos.

6. Dar marcha a la centrífuga por 10 minutos, verificando que la velocidad de rotación esté dentro del rango determinado en 1.

7. Anotar los resultados obtenidos del agua y sedimento, expresándolo en una sola cifra decimal.

8. Retirar los tubos de la centrífuga, agitarlos vigorosamente, colocarlos nuevamente en la centrífuga cambiando su posición (lado opuesto) y luego dar marcha a la centrífuga por 10 minutos manteniendo la misma velocidad de rotación.

9. Las lecturas de BS&W deben ser iguales en cada tubo tanto para la primera como la segunda prueba. Si las lecturas no son iguales,

repetir el procedimiento hasta obtener 2 lecturas iguales.

11.3.4. REPORTE

Como resultado final se reportará la suma de los volúmenes combinados de agua y sedimento (BS&W) de los dos tubos. La lectura de los tubos separadamente no deben diferir entre si en más de 0.02 ml.

11.4. SALINIDAD EN EL CRUDO

11.4.1. TOMA DE MUESTRA

Si se va a determinar la salinidad del crudo del pozo en prueba, usar la misma muestra tomada para determinar la gravedad API.

Si se va a determinar la salinidad del crudo contenido en un tanque, tomar la muestra como se indica en el punto 10.1.2.

11.4.2. EQUIPO

Salinómetro.

Probeta de 100 ml.

Solvente (preparación de 2 litros).

11.4.3. PROCEDIMIENTO

1. Preparar una mezcla de solvente con los siguientes componentes y en las cantidades

indicadas:

1260 ml de butanol.

740 ml de metanol.

5 ml de agua tridestilada.

2. Preparar la muestra vertiendo en una probeta los siguientes componentes, en el orden y cantidades que se indican:

1ro. 10 ml de Petróleo.

2do. 50 ml de Solvente.

3ro. 40 ml de Xileno.

3. Tapar la probeta y agitar vigorosamente.

4. Vaciar en el vaso de 100 ml.

5. Preparar el salinómetro limpiando cuidadosamente las placas y teniendo la precaución de no tocarlas.

6. Calibrar el salinómetro.

a) En posición "LOW".

Verificar voltaje (125 V, sino ajustar).

Posición de la aguja en 1 y 0 sino ajustar.

b) En posición "HIGH".

Ajustar posición inicial de la aguja a 0.02 (una división después del 0).

Verificar voltaje (125 V, sino ajustar).

c) Volver a verificar la posición "LOW".

7. Sumergir las placas en el vaso de la muestra y leer la intensidad de corriente ("amperaje").

11.4.4. REPORTE

La lectura de la intensidad de corriente debe convertirse a "libras por mil barriles" para lo cual se busca en la tabla la equivalencia correspondiente.

11.5. CONTENIDO DE PETROLEO EN AGUA SALADA

11.5.1. TOMA DE MUESTRA

Se obtiene una muestra a la salida de la Planta de Tratamiento de Agua Salada.

11.5.2. EQUIPO

Embudo separador.

Balón de destilación.

Balón de Recepción.

Papel indicador de PH.

Papel de filtro.

11.5.3. PROCEDIMIENTO

1. Marcar la botella en el menisco del agua y adicionar 5 ml de HCl (1:1), tomar el PH con el papel indicador, debe indicar 2.0 o menos. Adicionar HCl si es necesario.

2. Colocar la muestra en un embudo separador.

3. Pesar el frasco de ebullición previamente secado a 103 °C y almacenado en un desecador.

4. Adicionar 30 ml de Fluorocarbón 113 lavando las paredes, transferir el solvente dentro del embudo separador. Extraer por agitación vigorosa durante 2 minutos.

5. Separar la capa de solvente en el frasco a través de un embudo con papel filtro humedecido con solvente.

6. Repetir el paso "4" dos veces más con porciones adicionales de solvente fresco.

7. Lavar el extremo (pico) del embudo y el papel de filtro con 10 a 20 ml de solvente y recibir los lavados en el frasco.

8. Conectar el frasco de ebullición a cabeza del destilador. Evaporar el solvente (a una temperatura de 50 °C o 122 °F).

9. Recuperar el solvente para utilizarlo nuevamente en un siguiente análisis.

10. Cuando se llegue a 50 °C el frasco aparece seco, remover la cabeza del destilador.

11. Desalojar los vapores del frasco usando vacío. Retirar el frasco del calor y limpiar el exterior para remover humedad.

12. Enfriar el frasco de ebullición por 30 minutos.

11.5.4. REPORTE

El contenido de aceite y grasa (petróleo) contenido en el agua salada se determina de la siguiente manera:

Contenido de aceite y grasa - $(A - B)/V$ (mg/lt)

A - Peso del frasco conteniendo residuos de aceite mas grasas (en mg).

B - Peso del frasco limpio y solo (en mg).

V - Volumen de muestra (en lt).

12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Se recomienda efectuar el mantenimiento preventivo de los equipos instalados en la Bateria Chambira (Ver Anexo 25) para que asegure una eficiente operación de los mismos y que permita la obtención de buenos resultados de BSW, salinidad y, contenido de aceite y grasa en el agua salada que se elimina en el río Pucayacu.

2. Se recomienda efectuar el mantenimiento preventivo de los inyectores eléctricos instalados en las plataformas de producción del Area Chambira para que asegure la continuidad de la dosificación de los productos químicos aplicados en el cabezal del pozo (Ver Anexo 26) y que permita obtener un buen efecto desemulsificante y antiincrustante desde el cabezal del pozo hasta los tanques de almacenamiento y un buen efecto anticorrosivo en el espacio anular del pozo, el interior de la tubería de producción, el interior de la línea de producción hasta los tanques de almacenamiento.

3. Con relación al producto desemulsificante en el Area Chambira, se efectuaron pruebas de aplicación del producto tanto en el área industrial como desde las plataformas independientemente. A continuación los resultados:

Area Industrial	30 qts/día
Plataformas (123X y 157X)	20 qts/día

Por eso, el tratamiento químico del crudo se aplica desde las plataformas de producción hasta los tanques de almacenamiento de petróleo (sistema químico continuo) porque es más efectivo, es decir, con 20 qts /día se puede mantener la interfase agua - petróleo en el tanque de lavado y porque significa un ahorro en el consumo del producto desemulsificante de 10 qts /día.

4. La Batería Chambira está diseñada para tratar crudo con alta producción de agua salada, es decir, se puede eliminar el agua libre antes del ingreso al tanque de lavado.

5. En la Batería Chambira se obtiene, primero, niveles de salinidad en el crudo \pm 13 PTB, después de cuatro horas de reposo (a las 05:00 am se realiza el cambio de tanque de almacenamiento de petróleo y a las 09:00 am se realiza el bombeo), antes de ser transferido a las plantas desaladoras, ubicadas en la Batería 1 de Trompeteros, en donde, finalmente es fiscalizado, segundo, una gran recuperación de las trazas de petróleo (devueltas al tanque de lavado para su réproceso) mediante el proceso de centrifugado en la Planta de Separación de Crudo de Arrastre del Agua de Formación, y tercero, una disminución óptima del arrastre de crudo con

el agua de formación, que es eliminada en el río Pucayacu con una concentración máxima de 15 ppm de crudo de acuerdo al D.S. N° 046-93-EM.

6. En tanto que en las demás baterías de producción de Operaciones Selva se usan canales de drenaje para conducir el agua salada con trazas de crudo, provenientes de los tanques de lavado y tanques de almacenamiento principalmente, a una poza API; en la Batería Chambira los equipos que los sustituyen son dos tanques de almacenamiento de agua salada, un Separador Hidrociclónico, una estación de bombas de transferencia de agua salada y un acueducto de fibra de vidrio de 16 km de longitud. El Tanque de Almacenamiento de Agua Salada 3M51S cumple con las funciones de una poza API.

7. Los análisis de contenido de aceite y grasa del agua salada producida en la Batería Chambira dieron como resultado los siguientes intervalos de concentración:

24 - 35 ppm a la entrada del Separador Hidrociclónico

9 12 ppm a la salida del Separador Hidrociclónico

La norma legal precisa que el ente emisor debe eliminar agua salada con una concentración máxima de 15 ppm (D.S. No 046-93-EM).

8. El río Pucayacu, como ente receptor y lugar donde se diluye el agua salada proveniente de la Bateria Chambira, tiene un caudal de 20 m³/seg en épocas de vaciante (fuente: Dirección General de Aguas - Ministerio de Agricultura).

El volumen de agua salada emitida por la Bateria Chambira al río Pucayacu inicialmente fue de 1100 bls/día ó 0,002 m³/seg y actualmente de 4400 bls/día ó 0,008 m³/seg. Este volumen representa una concentración de 0,01 % inicialmente y actualmente 0,04 %. Según la norma legal, las concentraciones obtenidas están por debajo del valor permisible (D.S. No 046-96-EM).

9. Se recomienda habilitar a la Bateria Yanayacu con equipos similares a los instalados en la Bateria Chambira (2 tanques de almacenamiento de 3 mil barriles de capacidad, una planta de separación de crudo de arrastre del agua de formación, una estación de bombas de transferencia de agua salada (3 electrobombas de 75 hp) y un acueducto de fibra de vidrio de 14 km de longitud a instalarse paralelo al oleoducto) para eliminar el agua salada y trazas de aceite en el río Marañón. Esta batería se encuentra ubicada en una restinga de una zona de aguajal (similar a la Bateria Chambira) que ha sido dañada por el agua salada y trazas de petróleo por muchos años.

Además el caudal del Río Marañón, en épocas de vaciante, es de 2000 m³/seg (Fuente Dirección General de Aguas - Ministerio de Agricultura). El volumen de agua salada que produce esta batería y se emitiría en el Río Marañón sería de 11000 bls/día ó 0,02 m³/seg, este caudal que se diluiría en el río representa una concentración del 0,001 %, que según la norma legal está por debajo del nivel permisible (D.S. N° 046-93-EM).

Con relación a los niveles de contenido de aceite y grasa análogamente a la Batería Chambira, se esperarían concentraciones permisibles de acuerdo a la norma legal (15 ppm de máxima concentración de crudo según D.S. N° 046-93-EM).

10. Los separadores trifásicos instalados en la Batería Chambira, pueden trabajar como separadores bifásicos (Ver Anexos 27 y 27A), es decir, el fluido que llega a la batería, mezcla de petróleo, gas y agua salada proveniente de los pozos, es procesado de la siguiente manera :

- El gas proveniente de los separadores trifásicos se transfiere hasta el Separador Vertical (S-3) o Scrubber donde se logra separar las trazas de petróleo y agua que aún contiene el gas. El gas seco es enviado al quemador "flare" para su combustión y eliminación.

- El conjunto petróleo y agua libre que sale de los separadores bifásicos aún contiene gas que es necesario eliminar. Para tal fin, el conjunto es enviado al Tanque de Lavado (3M48S) ó Gun Barrel.

Dicho conjunto ingresa al tanque de lavado a través de un separador o desgasificador llamado "Bota de Gas" (separador líquido - gas instalado a la entrada del tanque de lavado) mediante el cual se separa el gas que aún contienen el petróleo.

Este conjunto ingresa al tanque de lavado por su parte inferior donde se mantiene un volumen de agua. Por diferencia de densidades el petróleo se desplaza hacia arriba atravesando dicho volumen de agua, desprendiéndose en el trayecto de gran parte de agua que contenía. Al llegar a la parte superior sale del tanque de lavado y es enviado a los tanques de almacenamiento de petróleo de la Batería.

- El agua (referido a volúmenes de agua desprendido del petróleo y de agua libre) es eliminada por la parte inferior del tanque de lavado a través de un sistema de vasos comunicantes y vertedero llamado Sifón, el cual, además, mantiene constante el volumen de agua que debe permanecer en el tanque.

El agua que sale del tanque de lavado se transfiere por gravedad al tanque eliminador de aire, de ahí es bombeado al Tanque de Almacenamiento de Agua Salada

(3M51S), en donde, se efectúa el desnatado de crudo a los 16 pies de altura y luego el agua es bombeada al Separador Hidrociclónico donde se separa las trazas de petróleo que pudiera contener, debiendo quedar el agua con una concentración máxima de 15 ppm de crudo.

De la unidad de tratamiento, el agua salada es bombeada al Tanque de Almacenamiento de Agua Salada (3M52S) y de ahí es eliminada en el Río Pucayacu a través del acueducto.

11. Se recomienda efectuar modificaciones en los Tanques de Almacenamiento de Agua Salada 3M51S y 3M52S de la Batería Chambira (Ver Anexo 28):

Instalar un Sifón al tanque 3M51S y conectarlo al tanque 3M52S (el sifón a instalarse es aquél que debe retirarse del Tanque de Almacenamiento de Petróleo 3M47S, que es un tanque de lavado, y que por razones operativas funciona como tanque de almacenamiento de petróleo).

- Instalar un difusor de 6"Ø en el tanque 3M51S (ubicado a 12 pies de altura del fondo del tanque, con ranuras cuadrangulares laterales y dirigidos horizontalmente).

Los objetivos que se esperan lograr con estas modificaciones son (considerando que la Planta de Separación de Crudo de Arrastre del Agua de Formación está fuera de servicio)

- Toda el agua con arrastre de crudo es recepcionada en el tanque 3M51S, el difusor instalado en el interior contribuirá en disminuir el arrastre de crudo, mejorando la separación de trazas de crudo y de agua.

El agua en el fondo del tanque 3M51S, más limpia, pasará por el Sifón e ingresará al tanque 3M52S, hasta que se llene y luego se bombeará al río Pucayacu.

- El tanque 3M51S estará lleno y mantendrá un colchón de agua muy alto y la poca capa de crudo se recuperará por rebose a los 17 pies de altura por un tubo de 2"Ø.

Estas modificaciones no interfieren con la operación de la batería, ya sea, que los separadores operen como bifásicos o trifásicos.

13. ANEXOS

ANEXO 1

PROGRAMA DE MONITOREO – PETROPERU LOTE 8

MONITOREO DE EFLUENTES LIQUIDOS

AGUA PRODUCIDA

CUERPO EMISOR: BATERIA 8

PROPIEDAD (UNIDADES)	1994			1995											
	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	MAR'2	ABR	ABR'2	MAY	MAY'2	JUN	JUL	AGO	SET
CAUDAL (m ³ /min)	0.18	0.16	0.16	0.19	0.17	0.12	0.12	0.12	0.13	0.14	0.14	2.10	0.22	0.15	0.16
TEMPERATURA (°C)	76.00	60.00	74.40	74.00	73.00	47.00	26.00	28.10	26.90	28.90	27.50	27.00	27.90	29.00	31.00
pH (Und. Std.)	4.90	5.72	5.72	5.92	6.20	5.50	4.95	5.05	5.60	6.60	6.50	6.20	6.95	5.50	6.90
CONDUCTIVIDAD (umh)	375000	350000	675000	402000	450000	170000	65800	170300	168000	120800	12000	35200	175000	165000	170000
SOLIDOS DISUELTOS (mg/lt)	18800	165000	312000	210000	222000	70000	34	85150	84000	30400	60000	17550	86000	82000	85000
CLORUROS (mg/lt)	113600	110000	155845	151000	170000	62200	21	71500	70500	90000	86500	58600	72200	71000	74500
ACEITES Y GRASAS (mg/lt)	180.00	68.00	48.00	190.00	160.00	18.00	6.00	4.00	2.00	8.00	8.00	6.00	16.00	19.00	16.00
PLOMO (mg/lt)		0.9440			0.9500					0.5100	0.5100			0.0360	
CADMIO (mg/lt)		0.0030			3.0000					0.0020	0.0010			0.0000	
BARIO (mg/lt)		7.9000			75.0000					0.0000	0.0000			0.0000	
MERCURIO (mg/lt)		0.0000			0.0000					0.0000	0.0000			0.0000	
CROMO (mg/lt)		0.3100			0.3100					0.0010	0.0010			0.0000	

ANEXO 1

PROGRAMA DE MONITOREO – PETROPERU LOTE 8

MONITOREO DE EFLUENTES LIQUIDOS

AGUA PRODUCIDA

CUERPO RECEPTOR: RIO PUCAYACU

500 m AGUAS ABAJO QDA. PUCAYACU

PROPIEDAD (UNIDADES)	1994			1995											
	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	MAR'2	ABR	ABR'2	MAY	MAY'2	JUN	JUL	AGO	SET
CAUDAL (m ³ /min)			8500	2100	3200	6000	8800	5600	8600	8800	7000	8800	2100	2100	1302
TEMPERATURA (°C)			28.00	26.00	29.00	26.00	25.60	26.30	25.30	28.30	25.00	24.20	24.60	27.50	26.00
pH (Und. Std.)			6.80	5.25	5.90	5.20	4.79	5.50	5.20	5.50	5.50	4.90	6.20	7.20	6.90
CONDUCTIVIDAD (umh)			360.00	2300.00	3000.00	20.00	15.40	160.00	25.80	90.00	13.36	13.80	12.50	615.00	325.00
SOLIDOS DISUELTOS (mg/l)			180.00	1150.00	1500.00	11.00	7.70	80.00	12.90	45.00	6.75	6.90	6.40	306.00	162.00
CLORUROS (mg/l)			120.00	745.50	1207.00	5.00	4.50	40.00	5.68	34.80	5.40	6.10	4.97	370.00	358.00
OXIGENO DISUELTO (mg/l)			6.90	5.00	4.90	7.20	7.90	7.20	7.25	7.10	6.35	6.10	7.50	5.80	7.40
ACEITES Y GRASAS (mg/l)			4.00	3.50	40.00	0.00	0.00	2.00	0.00	1.00	1.00	1.20	0.00	15.00	11.00
PLOMO (mg/l)										0.0360	0.0080			0.0120	
CADMIO (mg/l)										0.0040	0.0080			0.0002	
BARIO (mg/l)										0.0010	0.0000			0.0003	
MERCURIO (mg/l)										0.0000	0.0000			0.0001	
CROMO (mg/l)										0.0000	0.0010			0.0002	

ANEXO 2

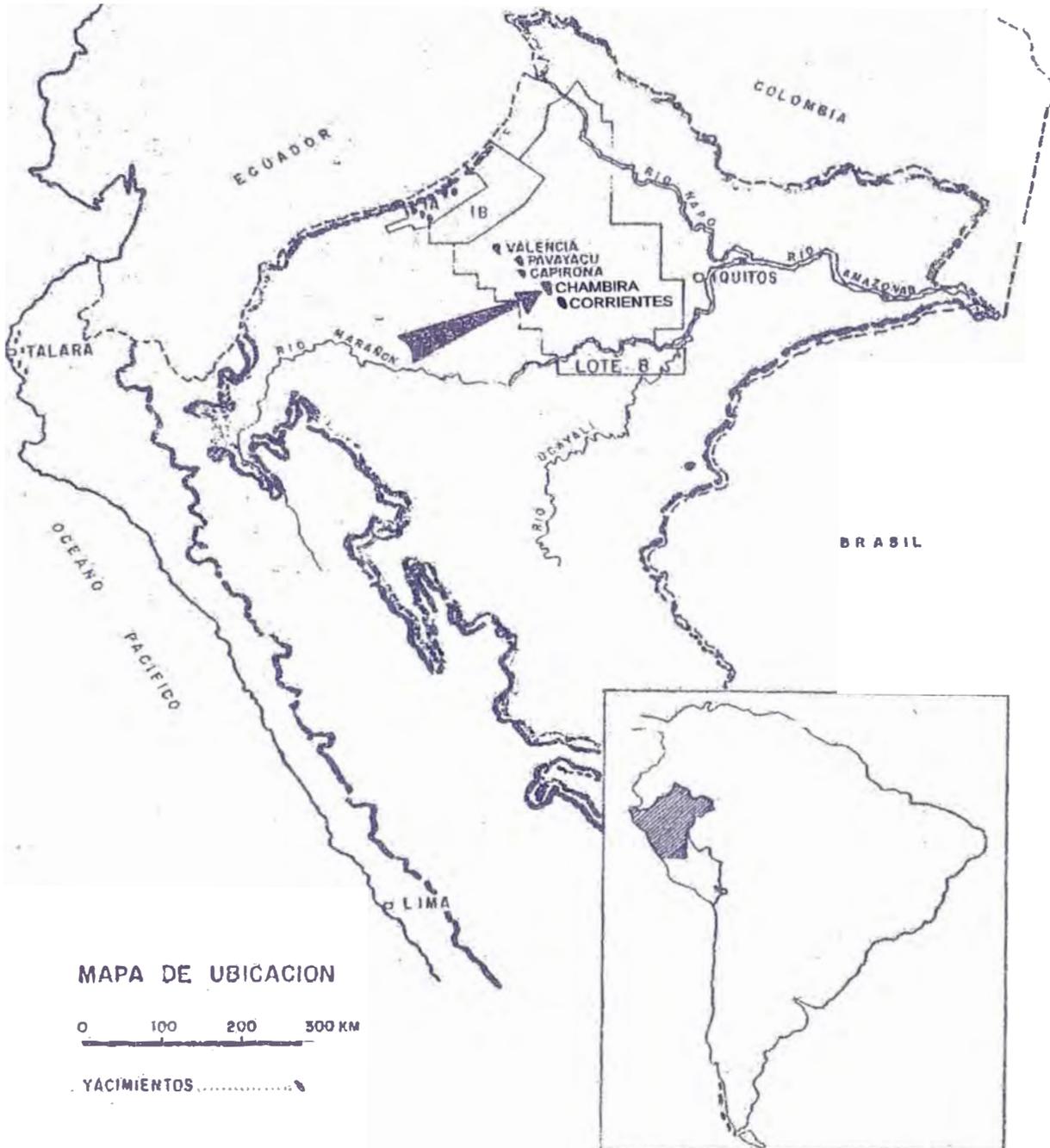
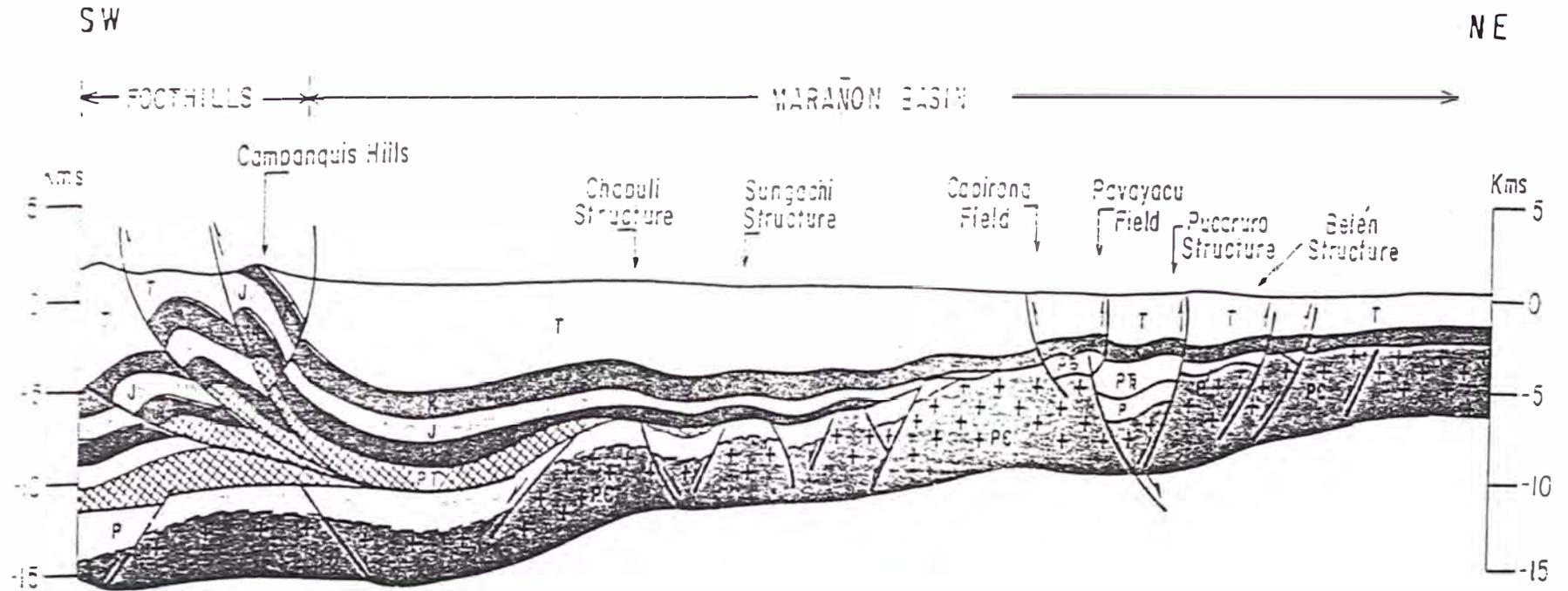


FIG. 43A

SCHEMATIC CROSS SECTION MARAÑON BASIN



- T TERTIARY
- CRETACEOUS
- UPPER JURASSIC
- TRIASSIC-JURASSIC
- P-R PERMIAN-TRIASSIC
- P PALEOZOIC
- PRE-CAMBRIAN



HORIZONTAL SCALE

INDEX MAP

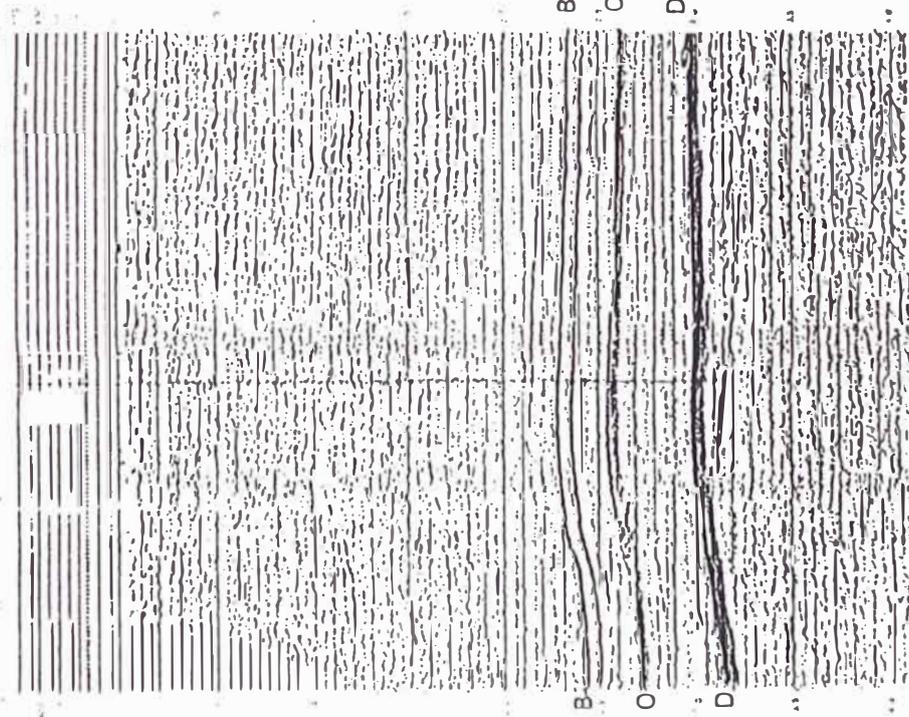


FIG. 43

MARañÓN BASIN

EAST CHAMBIRA STRUCTURE

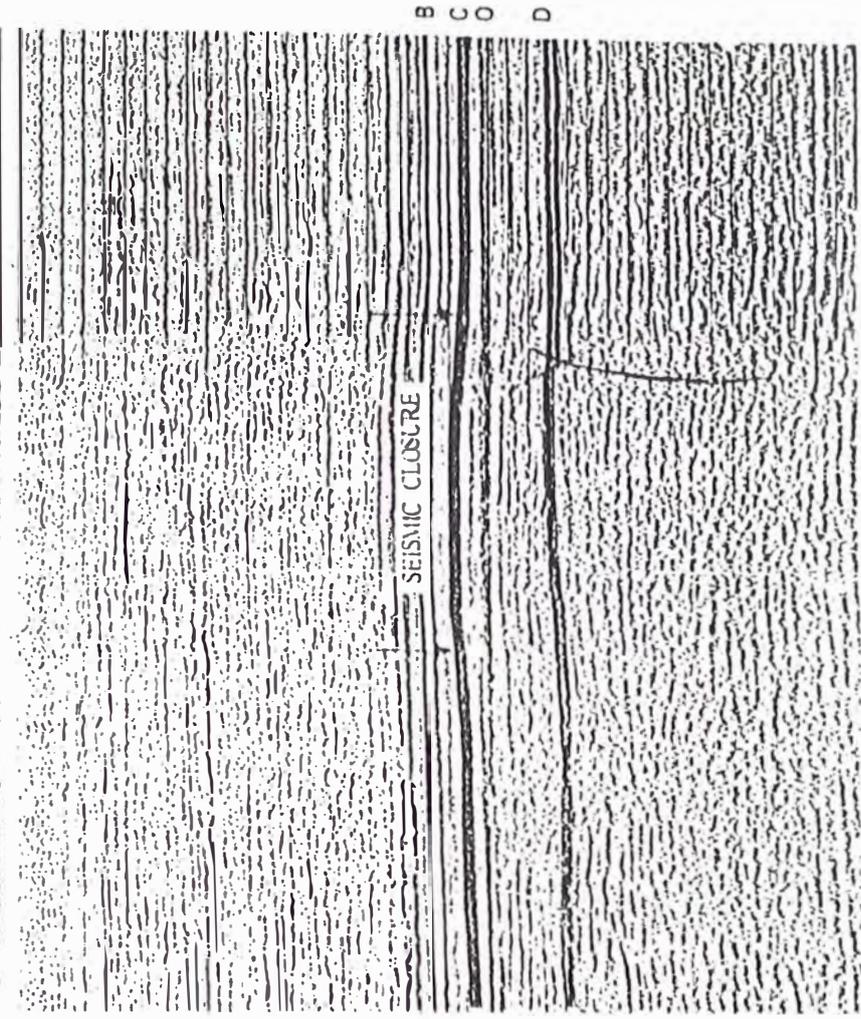
W CHAMBIRA 23-X WELL E
LINE LB-534



CORRIENTES STRUCTURE

133 MM Bbls. RECOVERABLE LINE PK-1

SW NE
GROUND ELEVATION 510 FEET
2050 2040 2030 2020 2010 2000 1990



- B BASE POCO (Eocene)
- C TOP OF AN LUCRETACEOUS
- O TOP OF SANTA ISENOMIANI
- D BASE DE GRABATAY (CRETACEOUS)



ANEXO 2C

FIG. 42
COLUMNAR SECTION MARAÑON BASIN

	AGE	LITHOLOGICAL UNIT	SYMBOLS	THI (Mts)	SEISMIC REFLECTOR	LITHOLOGY	
C	PLEISTOC.	CORRIENTES		1300 100		- Sand/Sandstone, fine to coarse grain, conglomeratic	
	PLOCENE	MARAÑON		120		- Marl/limstone, beige, sandy. Sandstone, white, fine to coarse grain. Mudstone, Siltstone, red.	
1100							
TERTIARY	MIOCENE	PEBAS		100 600		- Shale/Claystone gray greenish gray, fossiliferous.	
	OLIGOCENE	CHAMBIRA		1600		- Mudstone claystone, red to purple red, interbedded with red Siltstone.	
				700		- Abundant anhidrite	
	EOCENE	POZO		80 200	A	- Shale, dark gray	
	PALEOCENE	YAHUARANGO		900			- Sandstone, light gray, fine grain. Siltstone, light gray. Mudstone, brick red.
				400			
CRETACEOUS	MAASTRICHT.	VIVIAN		10	*	- Sandstone, white, mudstone/claystone red and gray shale.	
	CAMPANIAN			150	C	- Shale, dark gray. Sandstone, white quartzose.	
				20	*		
				140	*		
	SANTONIAN	C O N T A	P O N A		600	*	- Shale, gray, glauconitic
						*	- Sandstone, gray
						*	- Siltstone, gray, muddy
						*	
	CONIACIAN		LUPUNA		160	O	- Limestone, gray, micritic, fossiliferous
			CEFICO UPP.				
CEFICO LW							
TURONIAN	AGUA CALIENTE		60	*	- Sandstone, light gray, quartzose, low gray shale beds		
CENOZOIC	ALBIAN	HAYA		130	*	- Shale, dark gray, sandstone, occasionally limestone	
				40			
APTIAN	CUSHABATAY		430	*	- Sandstone, light gray, quartzose, fine to coarse grain, with low interbeds of tuffaceous material		
			90				
JURASSIC	LATE	SARAYAQUILLO		1500	D	- Sandstone and Siltstone, red, with low conglomerate and tuffaceous beds.	
	EARLY			200			
PERMIAN/TRASS	LATE	PUCARA		1000	*	- Limestone, Shale dark gray to black, Sandstone and chert.	
	EARLY	MITU		50	*		
				900		- Sandstone and conglomerate red Tuff.	
	LATE	COPACABANA TARMA		50	*		
1300				- Limestone, gray, few shale beds, fossiliferous			
CARB		AMBO		200	*	- Sandstone, green to greenish gray.	
				400		- Sandstone, gray fine to coarse grain.	
ORDOVICIAN		CABANILLAS		150	*	- Shale, dark gray, interbedded with Sandstone gray	
				200			
		CONTAYA		1000		- Shale, light gray, with interbeds of Siltstone and Quartzite.	
				300		- Granite and gneiss.	

* RESERVOIR
■ SOURCE

ANEXO 3

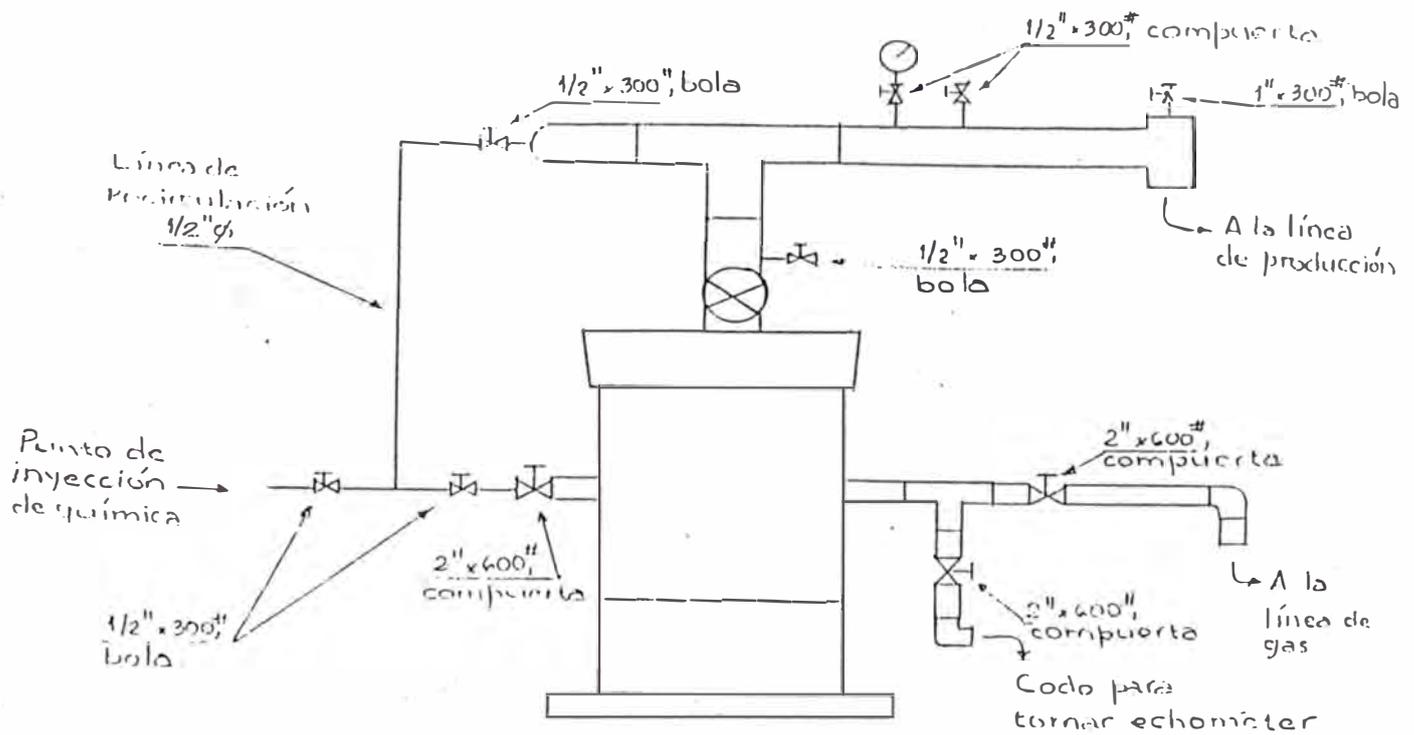


Diagrama de instalación típica de cabezal BEC

Materiales :

- (04) válvulas de bola $1/2" \phi \times 300^{##}$
- (01) válvula de bola $1" \phi \times 300^{##}$
- (02) válvulas de compuerta $1/2" \phi \times 300^{##}$
- (03) válvulas de compuerta $2" \phi \times 600^{##}$

J. Tantaruna O.
04-07-95

ANEXO 4

DISTRIBUIDOR MULTIPLE DE PRODUCCION (MANIFOLD DE PRODUCCION)

FICHA TECNICA

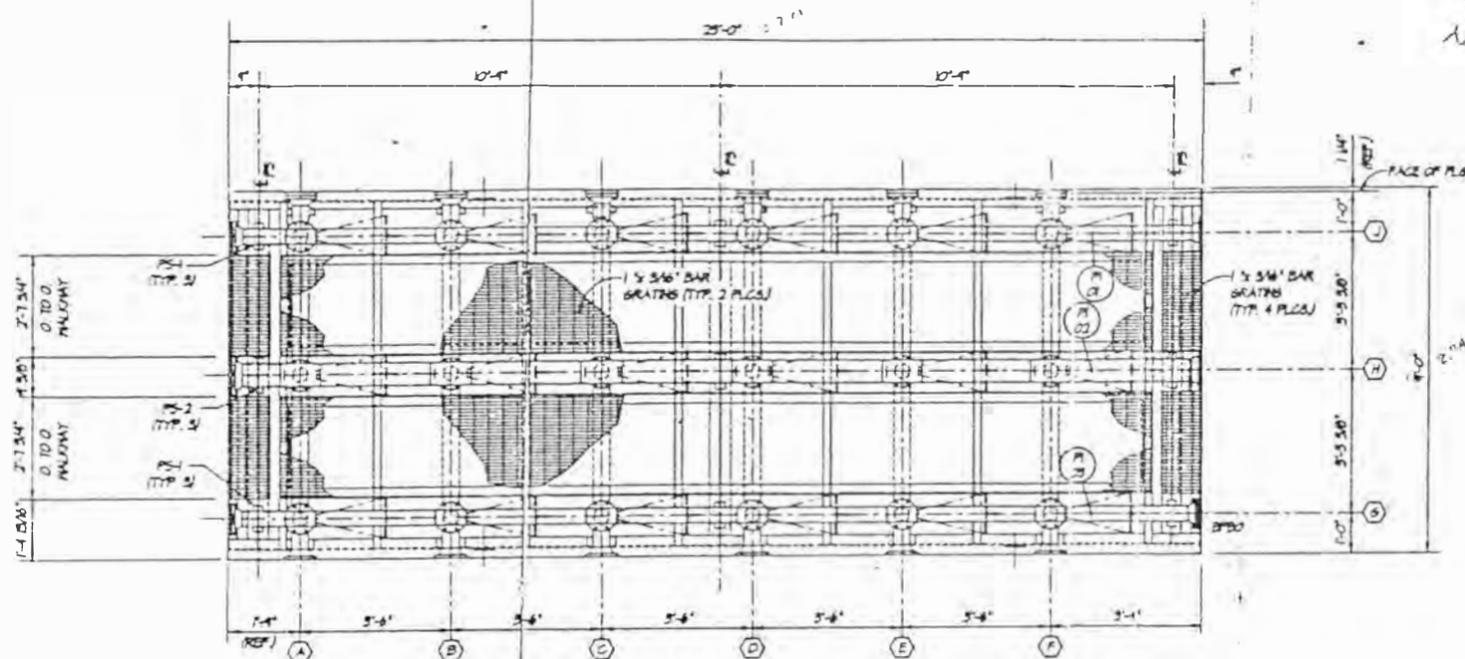
Equipo	Distribuidor Múltiple de Producción Manifold
Código de Identificación	M-1
Marca	DANIEL EN FAB SYSTEMS, INC
Dimensiones (aprox.)	Largo - 23' Ancho - 9' Altura - 5'6"
Presión de Diseño	150 Psig
Presión de Operación	30 Psig
Temperatura de Diseño	140 °F
Temperatura de Operación	140 °F
Número de Entradas	6 de 4" Ø (A, B, C, D, E y F)
Número de Salidas	2 de 4" Ø (G y J) 1 de 6" Ø (H)
Válvulas	. Bloqueo: 18 de compuerta de 4"Øx150# . Para manómetro: 3 de compuerta de 1/2"Øx150# (PI-01, PI-02 y PI-03). . Drenaje: 6 de compuerta de 3/4"Øx800#

DIAGRAMA

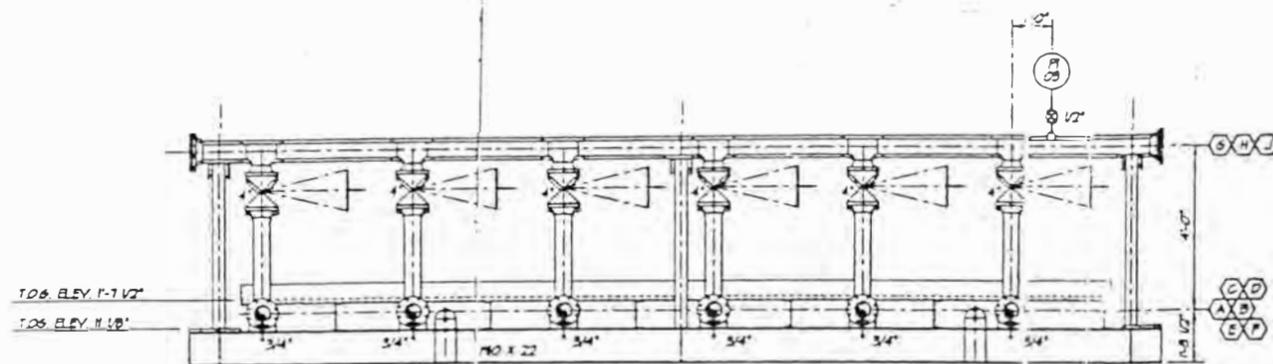
MANIFOLD - M1

404603
A11.41

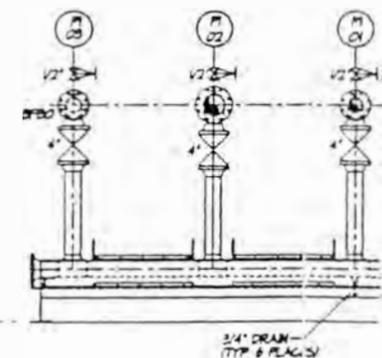
DWG.
NORTH



PLAN VIEW



ELEVATION VIEW



END ELEVATION
PIPE SPTS. REMOVED FOR CLARITY

LEGEND			
LR	SIZE	RATING	SERVICE
(A)	4"	150# R.F.	INLET
(B)	4"	150# R.F.	INLET
(C)	4"	150# R.F.	INLET
(D)	4"	150# R.F.	INLET
(E)	4"	150# R.F.	INLET
(F)	4"	150# R.F.	INLET
(G)	4"	150# R.F.	OUTLET MANIFOLD
(H)	6"	150# R.F.	OUTLET MANIFOLD
(I)	4"	150# R.F.	OUTLET MANIFOLD

DESIGN AND OPERATING DATA

PIPE CODE	ANSI B 31.4
API RATING	50#
DESIGN PRESSURE	50 PSIG
DESIGN TEMPERATURE	140 F
OPERATING PRESSURE	50 PSIG
OPERATING TEMPERATURE	140 F

NOTES:

1) THE MANIFOLD WILL BE HYDROSTATICALLY TESTED USING CLEAR CITY WATER TO 1.25 TIMES THE MAXIMUM ALLOWABLE DESIGN PRESSURE OR 250 PSIG FOR 1 HOUR WITH A CERTIFIED PRESSURE RECORDER.

2) PAINT PER SPEC. ~~AS SHOWN~~

3) ALL ELEVATIONS ARE FROM BOTTOM OF SKID.

4) ESTIMATED SHIPPING WEIGHT: ~~22,200 LBS.~~
 SKID & MANIFOLDS: 5000 LBS. = 2,273
 PIPING: 5000 LBS. = 2,364
 TOTAL UNIT WEIGHT: 10,000 LBS. = 4,637 LBS.

5) SHIPPING NOTE:
 MAXIMUM HEIGHT NOT TO EXCEED 1000 LBS. PER UNIT / SUB-ASSEMBLY.

"ISSUED FOR FAB"

NO.	DESCRIPTION	DATE	BY	CHKD.	APP'D.
1	ISSUED FOR CONSTRUCTION	10/10/92	R. S. W.		

THIS DRAWING, IN WHOLE AND IN PART, IS THE PROPERTY OF DANIEL INDUSTRIES, INC. AND IS CONSIDERED CONFIDENTIAL. IT MUST NOT BE USED EXCEPT IN CONNECTION WITH THE WORK. IT MAY NOT BE REPRODUCED OR COPIED WITHOUT WRITTEN CONSENT OF DANIEL INDUSTRIES, INC. UNLESS SOBERLY OTHERWISE. ALL DIMENSIONS ARE IN FEET AND INCHES. DO NOT SCALE THIS DRAWING. UNLESS OTHERWISE SPECIFIED ON THIS DRAWING, TOLERANCES ARE AS PER OUR STANDARD MANUFACTURING PRACTICES.	DATE: 10/10/92 DRAWN BY: R. S. W. CHECKED BY: J. S. W. APPROVED BY: J. S. W.	TITLE: GENERAL ARRANGEMENT PRODUCTION MANIFOLD CHANDRA PROJECT TAG: M1	AUG 17 1994 DANIEL INDUSTRIES, INC. HOUSTON, TEXAS
--	---	---	--

ANEXO 5

SEPARADOR DE TOTALES

FICHA TECNICA

Equipo

Código de Identificación

Marca

Tipo

Dimensiones

Condiciones de Diseño

Presión

Temperatura

Capacidad Nominal Total

Flujo de Gas

Crudo

Agua

Condiciones de Operación

Presión

Temperatura

Separador de Totales

S-1

DANIEL EN FAB SYSTEMS, INC

Trifásico (Petróleo-Agua-Gas)

78"x1/2"x26'-0"

125 psig

140 °F

6900 BPD

1.0 MM PCD

2300 BPD

14600 BPD

30 psig

140 °F

Accesorio

Número Local

Marca

Modelo

Controlador Neumático de Nivel de petróleo

LC-01

KIMRAY

PF

Accesorio

Código de Identificación

Marca

Modelo

Controlador Neumático de Nivel de Agua

LC-02

KIMRAY

PF

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Modelo

**Válvula de Control de Nivel de
Petróleo**

LCV-01
KIMRAY
PF

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Modelo

**Válvula de Control de Nivel de
Agua**

LCV-02
KIMRAY
PF

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Modelo
Diámetro
Presión

Medidor de Flujo de Petróleo

FM-01
BARTON
383
3" Ø
150 # RF

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Modelo
Tipo
Diámetro
Presión

Medidor de Flujo de Agua

FM-02
SPARLING
FM 655-03-311-00
Magnético
3"Ø
150# RF

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Tipo

Válvula de Seguridad

PSV-01
HYDROSEAL
65FL140N-00

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Tipo/Serie

Disco de Ruptura

RD-01
LAMOT
STD (LL)/6470201

DIAGRAMA

LEGEND			
LET	SIZE	RATING	SERVICE
A	6"	150# R.P.	INLET
B	4"	150# R.P.	INLET
C	4"	150# R.P.	TO SA
D	4"	50# R.P.	GAS OUTLET
E	4"	50# R.P.	GAS OUTLET
F	3"	150# R.P.	WATER OUTLET
G	3"	150# R.P.	OIL OUTLET
H	2"	150# R.P.	VESSEL DRAIN

DESIGN AND OPERATING CONDITIONS:

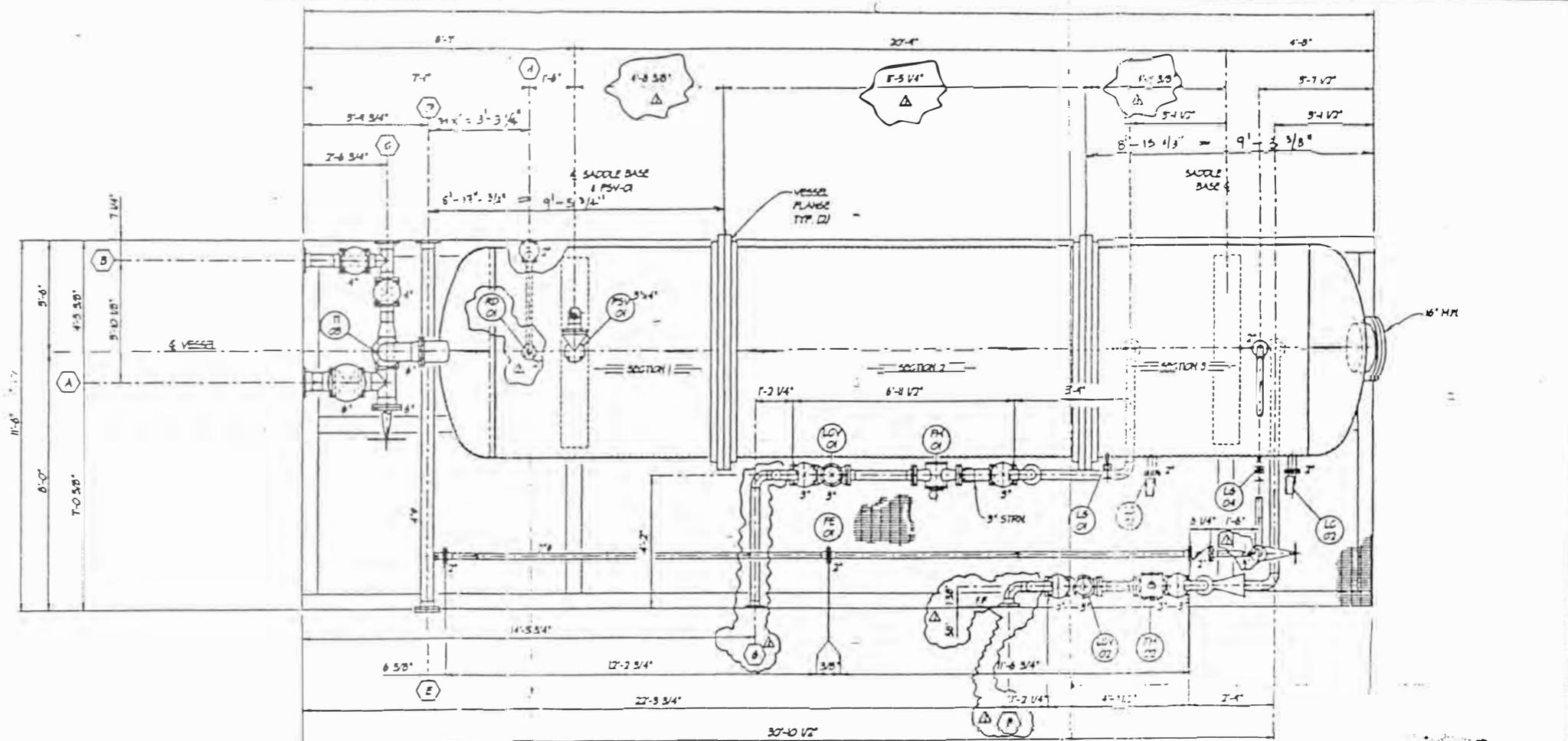
DESIGN PRESSURE	125 P.S.I.B.
DESIGN TEMPERATURE	140° F.
OPERATING PRESSURE	50 P.S.I.B.
OPERATING TEMPERATURE	140° F.
NOMINAL CAPACITY TOTAL	16,400 B.P.D.
GAS FLOWRATE	10 MM S.C.F.D.
CRUDE	2,300 B.P.D.
WATER	4,600 B.P.D.

NOTES:

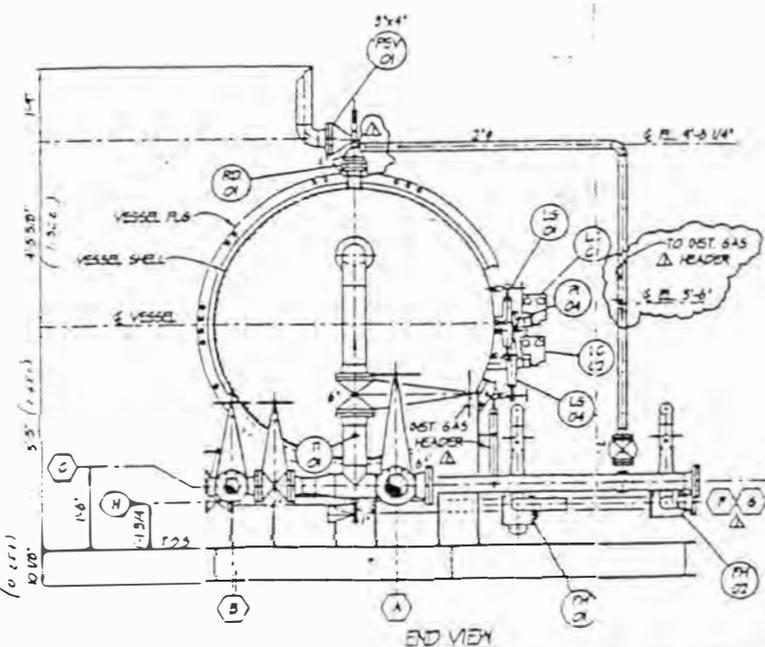
- ELEVATIONS ARE FROM TOP OF STEEL UNLESS NOTED OTHERWISE
- UNIT WILL BE HYDROSTATICALLY TESTED USING CLEAR CITY WATER TO 1.5 TIMES THE MAXIMUM ALLOWABLE DESIGN PRESSURE OR 150 P.S.I.B. FOR 1 HOUR WITH A CERTIFIED CALIBRATED PRESSURE RECORDER
- PAINT PER SPEC. A-54026
- EST. HEIGHT.

VESSEL (SECTION 1)	6,200 LBS. (EMPTY)
VESSEL (SECTION 2)	6,200 LBS. (EMPTY)
VESSEL (SECTION 3)	1,300 LBS. (EMPTY)
PIPINS	4,300 LBS. (EMPTY)
SKID	6,800 LBS.
TOTAL UNIT	22,800 LBS. (EMPTY) 52 (6) LBS. (NET)

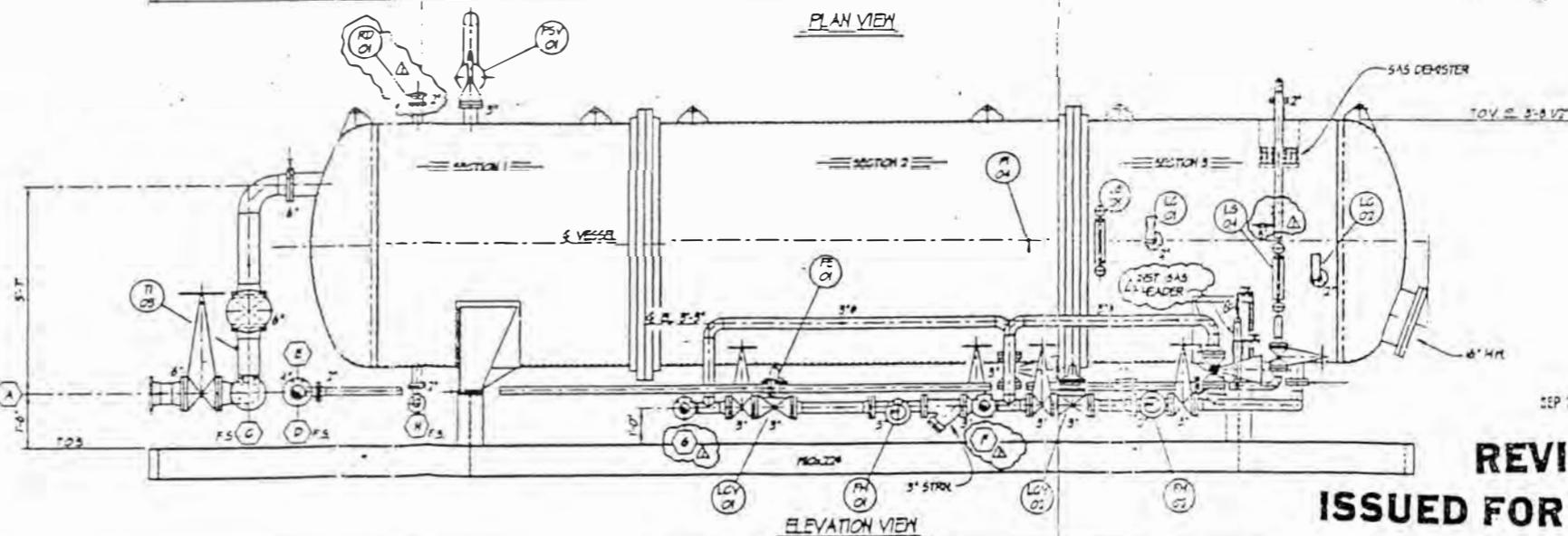
SPECIAL NOTE
 MAXIMUM HEIGHT NOT TO EXCEED 1,000 LBS. PER UNIT/SUB-ASSEMBLY



PLAN VIEW



END VIEW



ELEVATION VIEW

SEP 21 1994
REVISED
ISSUED FOR FAB

NO.	DESCRIPTION	DATE	BY	CHECKED	REVISIONS
1	ISSUED AS NOTED PER DIST COMMENTS	10/1/93	RS	RS	
2	ISSUED FOR CONSTRUCTION		RS	RS	

THIS DRAWING, IN DESIGN AND DETAIL, IS THE PROPERTY OF DANIEL INDUSTRIES, INC. AND IS TO BE USED ONLY IN CONNECTION WITH THE PROJECT SPECIFIED HEREIN. IT IS NOT TO BE REPRODUCED, COPIED, OR TRANSMITTED IN ANY FORM OR BY ANY MEANS, ELECTRONIC OR MECHANICAL, INCLUDING PHOTOCOPYING, RECORDING, OR BY ANY INFORMATION STORAGE AND RETRIEVAL SYSTEM, WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF DANIEL INDUSTRIES, INC. UNLESS NOTED OTHERWISE, ALL DIMENSIONS ARE IN FEET AND INCHES. DO NOT SCALE THIS DRAWING. UNLESS OTHERWISE SPECIFIED ON THIS DRAWING, TOLERANCES ARE AS PER OUR STANDARD MANUFACTURING PRACTICES.	DRAWN BY: RS CHECKED BY: RS DATE: 10/1/93	TITLE: GENERAL ARRANGEMENT 3 PHASE HORIZONTAL SEPARATOR SKID CHAMBERA PROJECT	PROJECT NO.: 54096 SHEET NO.: 02 OF 02	SCALE: 1/2"=1'-0" PROJECT: D-54096-02-3
---	--	--	---	--

ANEXO 6

SEPARADOR DE PRUEBAS

FICHA TECNICA

Equipo

Código de Identificación	S-4
Marca	DANIEL EN FAB SYSTEMS, INC
Tipo	Trifásico (Petróleo-Agua-Gas)
Dimensiones	54"x3/8"x10'-0"
Condiciones de Diseño	
Presión	125 psig
Temperatura	140 °F
Capacidad Nominal Total	4000 BPD
Flujo de Gas	0.3 MM PCD
Crudo	550 BPD
Agua	3450 BPD
Condiciones de Operación	
Presión	30 psig
Temperatura	140 °F

Separador de Pruebas

Accesorio

Número Local
Marca
Modelo

Controlador Neumático de Nivel de Petróleo

LC-03
KIMRAY
PF

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Modelo

Controlador Neumático de Nivel de Agua

LC-04
KIMRAY
PF

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Modelo

**Válvula de Control de Nivel de
Petróleo**

LCV-03
KIMRAY
PF

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Modelo

**Válvula de Control de Nivel de
Agua**

LCV-04
KIMRAY
PF

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Modelo
Diámetro
Presión

Medidor de Flujo de Petróleo

FM-03
BARTON
383
3" Ø
150# RF

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Modelo
Diámetro
Presión

Medidor de Flujo de Agua

FM-04
SPARLING
FM 655-03-311-00
2"Ø
150# RF

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Tipo

Válvula de Seguridad

PSV-03
HYDROSEAL
31SL1CV-00

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Tipo/Serie

Disco de Ruptura

MD-02
LAMOT
STD (LL)/6470202

DIAGRAMA

LEGEND			
WK	SIZE	RATING	SERVICE
(A)	4"	150# R.F.	INLET
(B)	4"	150# R.F.	SAS OUTLET
(C)	2"	150# R.F.	WATER OUTLET
(D)	3"	150# R.F.	OIL OUTLET
(E)	2"	150# R.F.	VESSEL DRAIN

DESIGN AND OPERATING CONDITIONS:

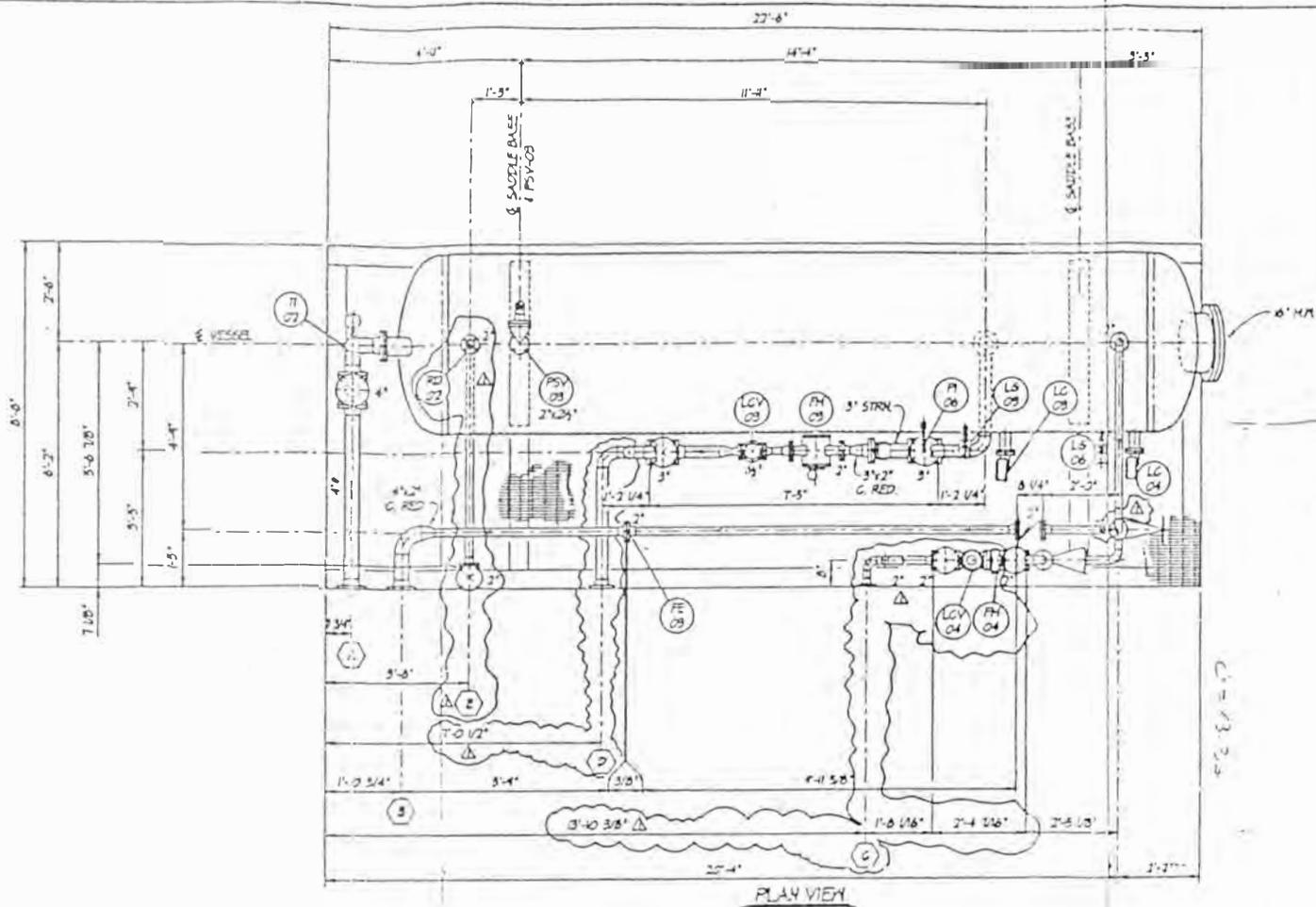
DESIGN PRESSURE ——— 125 P.S.I.B.
 DESIGN TEMPERATURE ——— 140° F.
 OPERATING PRESSURE ——— 30 P.S.I.B.
 OPERATING TEMPERATURE ——— 140° F.
 NOMINAL CAPACITY TOTAL ——— 4000 B.P.D.
 GAS FLOWRATE ——— 0.3 MM SCFD.
 CRUDE ——— 550 B.P.D.
 WATER ——— 3450 B.P.D.

NOTES:

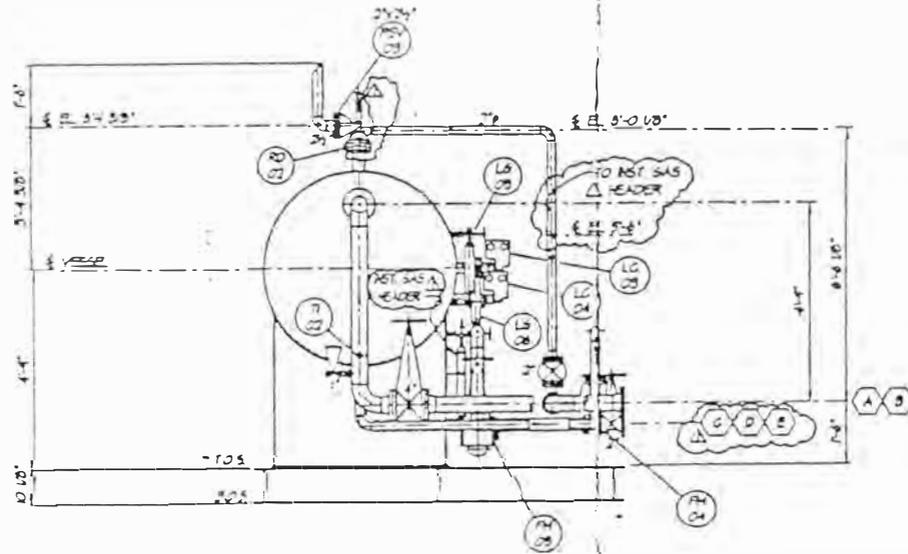
- ELEVATIONS ARE FROM TOP OF STEEL UNLESS NOTED OTHERWISE.
- UNIT WILL BE HYDROSTATICALLY TESTED USING CLEAR CITY WATER TO 1.5 TIMES THE MAINTENANCE ALLOWABLE DESIGN PRESSURE OR 150 P.S.I.B. FOR 10 HOURS WITH A CERTIFIED, CALIBRATED PRESSURE RECORDER.
- PAINT PER SPEC. 31-60252.
- EST. HEIGHT:

VESSEL	3,300 LBS. (EMPTY)
PIPING	2,300 LBS. (EMPTY)
SKID	3,300 LBS.
TOTAL UNIT	8,900 LBS. (EMPTY) 22,300 LBS. (NET)

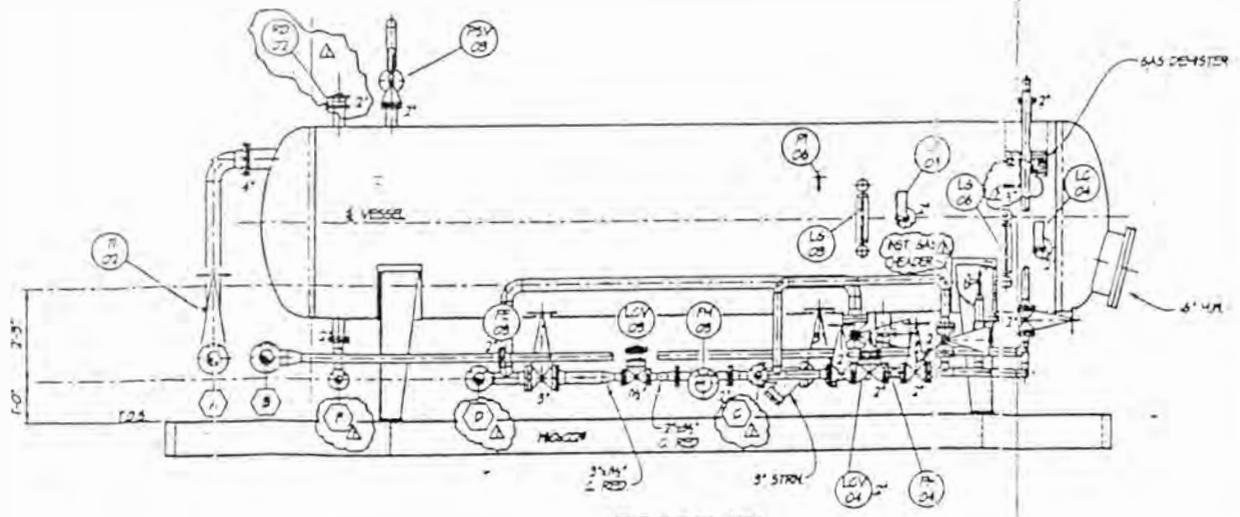
SHIPPING INFO:
 MAXIMUM HEIGHT SET TO 15 FEET 1000 LBS PER UNIT/58 ASSEMBLY



PLAN VIEW



END VIEW



ELEVATION VIEW

SEP 21 1984
REVISED
ISSUED FOR FAB

THIS DRAWING, IN DESIGN AND DETAIL, IS THE PROPERTY OF DANIEL, MANN, JOHNSON & MANN, INC. AND IS CONFIDENTIAL. IT MUST NOT BE USED EXCEPT IN CONNECTION WITH OUR WORK. IT MAY NOT BE REPRODUCED OR COPIED IN ANY MANNER OR BY ANY MEANS, ELECTRONIC OR MECHANICAL, INCLUDING PHOTOCOPYING, RECORDING, OR BY ANY INFORMATION STORAGE AND RETRIEVAL SYSTEM, WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF DANIEL, MANN, JOHNSON & MANN, INC. UNLESS NOTED OTHERWISE. ALL DIMENSIONS ARE IN FEET AND INCHES. DO NOT SCALE THIS DRAWING. UNLESS OTHERWISE SPECIFIED ON THIS DRAWING, TOLERANCES ARE AS PER OUR STANDARD MANUFACTURING PRACTICES.		DATE: 11/71 CHECKED BY: RRO PROJECT NUMBER: 5-4044 DRAWING NUMBER: 0-54046-03-3	TITLE: GENERAL ARRANGEMENT 3 PHASE HORIZONTAL SEPARATOR SKID GHANERIA PROJECT (S-1)	DANIEL MANN, JOHNSON & MANN, INC. 127-148 STREET, N.E. OKLAHOMA CITY, OKLAHOMA 73102
1. REVIEWED AS NOTED FROM LIST COMMENTS 2. LISTING ISSUED FOR CONSTRUCTION	11/71 RS RRO/RS	SHEET NO: 34096 OF 44 PROJECT: COUSA-COEST	DATE: 07-11-84 DRAWING NO: 0-54046-03-3	SCALE: 1/4" = 1'-0"

ANEXO 7

SEPARADOR VERTICAL (SCRUBBER)

FICHA TECNICA

Equipo	Separador Vertical
Código de Identificación	S-3
Marca	DANIEL EN FAB SYSTEMS, INC
Tipo	Bifásico (Gas - Líquido)
Dimensiones	20"x3/8"x7'-0"
Condiciones de Diseño	
Presión	125 psig
Temperatura	140 °F
Capacidad Nominal	
Flujo de Gas	1.0 MM PCD
Condiciones de Operación	
Presión	30 psig
Temperatura	140 °F
Accesorio	Controlador Neumático de Nivel
Código de Identificación	LC-05
Marca	KIMRAY
Modelo	PF
Accesorio	Válvula de Control de Nivel
Código de Identificación	LCV-05
Marca	KIMRAY
Serie	1942520094
Accesorio	Válvula de Control de Gas
Código de Identificación	PCV-05
Marca	KIMRAY
Modelo	218PF
Serie	1942490136

Diámetro 2" Ø
Presión 150#

Accesorio

Código de Identificación
Marca
Tipo

Válvula de Seguridad

PSV-02
HYDROSEAL
8AFL1FTN-00

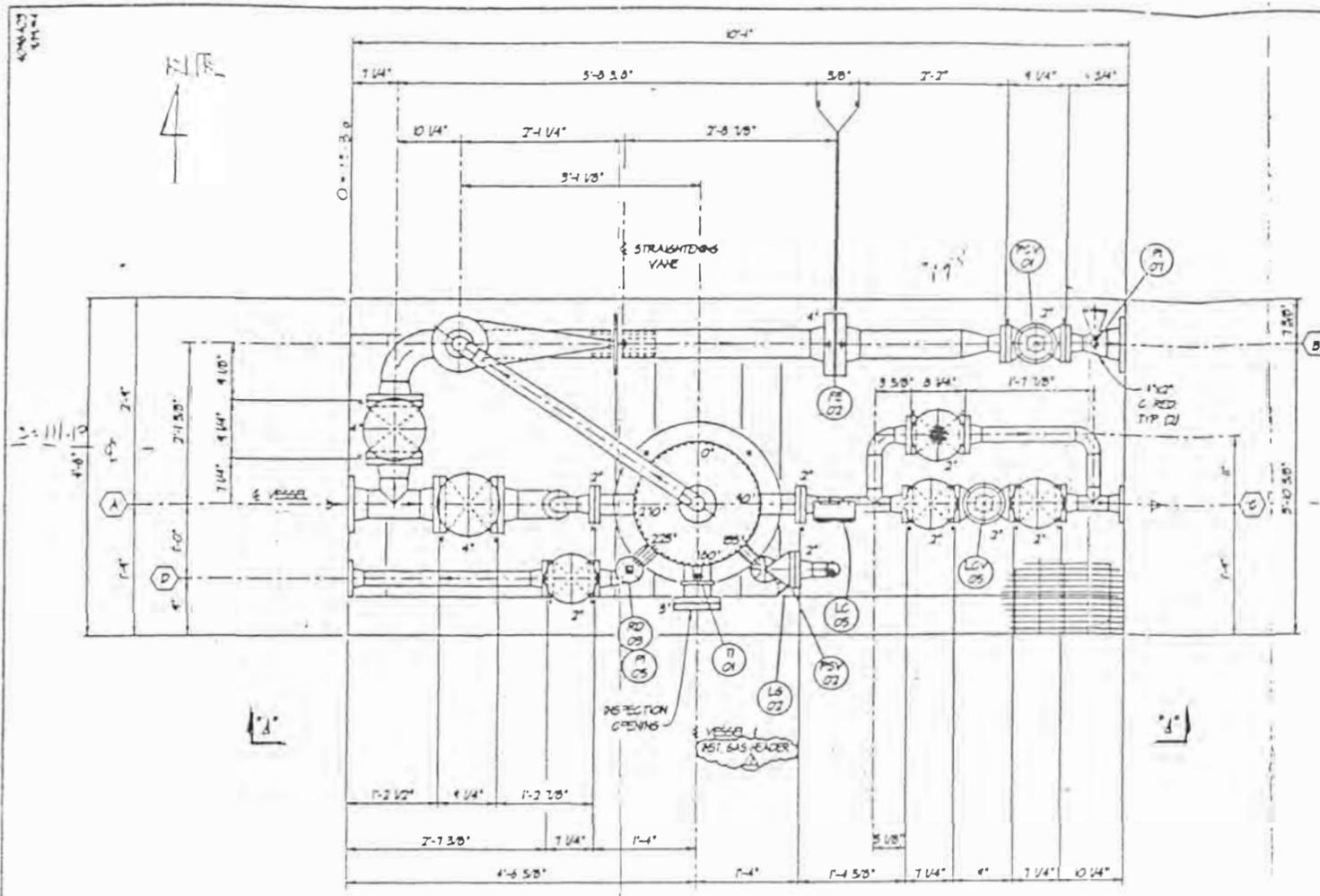
Accesorio

Código de Identificación
Marca
Modelo

Disco de Ruptura

RD-03
LAMOT
STD (LL)/6470201

DIAGRAMA



PLAN VIEW

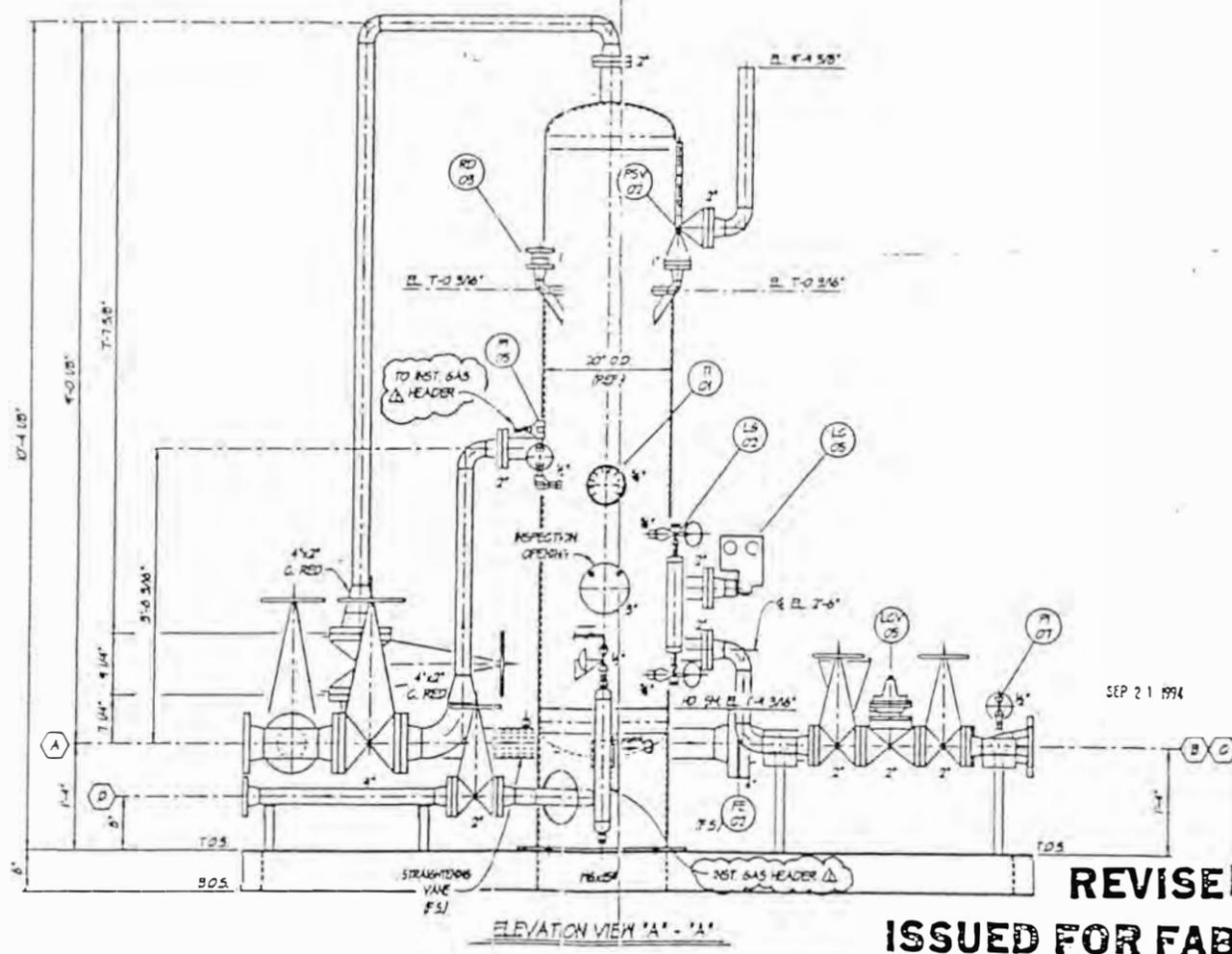
DESIGN AND OPERATING CONDITIONS:

DESIGN PRESSURE	125 PSIG.
DESIGN TEMPERATURE	140° F.
OPERATING PRESSURE	30 PSIG.
OPERATING TEMPERATURE	140° F.
GAS FLOWRATE	10 MM SCFD.

- NOTES:**
- 1) ALL ELEVATIONS ARE FROM TOP OF STEEL UNLESS NOTED OTHERWISE.
 - 2) UNIT WILL BE HYDROSTATICALLY TESTED USING CLEAR CITY WATER TO 1.5 TIMES THE MAXIMUM ALLOWABLE DESIGN PRESSURE OR 125 PSIG. FOR 10 HOUR WITH A CERTIFIED, CALIBRATED PRESSURE RECORDER.
 - 3) PAINT PER SPEC. A-54026.
 - 4) ESTIMATED WEIGHT: VESSEL — 1300 LBS. (EMPTY)
 PIPING — 1600 LBS. (EMPTY)
 SKID — 1400 LBS.
 TOTAL UNIT — 4300 LBS. (EMPTY) 3200 LBS. (NET)

WARNING NOTE:
 MAXIMUM HEIGHT NOT TO EXCEED 1000 LBS. PER UNIT / SUB-ASSEMBLY.

LEGEND			
WK	SIZE	RATING	SERVICE
(A)	4"	150# R.F.	GAS INLET FROM SEPARATORS
(B)	4"	150# R.F.	GAS OUTLET TO FLARE
(C)	2"	150# R.F.	LIQUID OUTLET TO CL. DRY. HDR.
(D)	2"	150# R.F.	VESSEL DRAIN TO CL. DRY. HDR.



ELEVATION VIEW 'A' - 'A'

SEP 21 1994

**REVISED
 ISSUED FOR FAB**

NO.	DESCRIPTION	DATE	BY	CHKD.
1	ISSUED FOR CONSTRUCTION			

THIS DRAWING IN DESIGN AND DETAIL IS THE PROPERTY OF DANIEL SYSTEMS, INC. AND IS CONSIDERED CONFIDENTIAL. IT MUST NOT BE USED EXCEPT IN CONNECTION WITH OUR WORK. IT MUST NOT BE REPRODUCED OR COPIED WITHOUT WRITTEN CONSENT OF DANIEL SYSTEMS, INC. UNLESS NOTED OTHERWISE. ALL DIMENSIONS ARE IN FEET AND INCHES. DO NOT SCALE THIS DRAWING UNLESS OTHERWISE SPECIFIED ON THIS DRAWING. TOLERANCES ARE AS PER OUR STANDARD MANUFACTURING PRACTICES.

DATE: 1/27/94	REV: 1/27/94	TITLE: GENERAL ARRANGEMENT
DESIGNED BY: J.S. MART	CHECKED BY: J.S. MART	2 PHASE VERTICAL GAS SCRUBBER SKID
PROJECT NO: 2-34096-043	DATE: 01-27-94	CHAMBERA PROJECT
SCALE: 1/4" = 1'-0"	PROJECT NO: 2-34096-043	DANIEL SYSTEMS, INC.
PROJECT: COUSA - COEST	DATE: 01-27-94	HOUSTON, TEXAS

ANEXO 8

TANQUE DE LAVADO

FICHA TECNICA

Equipo

Código de Identificación

Tipo

Dimensiones

Altura

Diámetro

Capacidad Nominal

Ingreso

Salida

Tanque de Lavado

3M 48 S

Cilíndrico, vertical, soldado

5.48 m

10.50 m

3 MB

6"Ø, Válvula compuerta 6"Øx150#

6"Ø

Accesorio

Descripción

Sifón

Tubería de 6" Ø

Accesorio

Descripción

Desgasificador

Separador llamado "Bota de Gas" de 12"Ø y 24"Ø

Accesorio

Descripción

Marca

Diámetro

Modelo

Serie

Calibración

Máxima

Mínima

Venteo

Válvula de presión - vacío

VAREC

6"

211043

F11269

3.0 Oz/pulg²

0.5 Oz/pulg²

Accesorio

Descripción

VisorDe vidrio con base de protección
de 12"x 3/4"**Accesorio**

Código de Identificación

Marca

Modelo

Tipo

Diámetro

Presión

Medidor de Flujo de Agua

FM-06

SPARLING

FM 655-03-311-00

Magnético

3" Ø

150# RF

LUGAR

BATEÑA CHAMBIRA

TANQUE

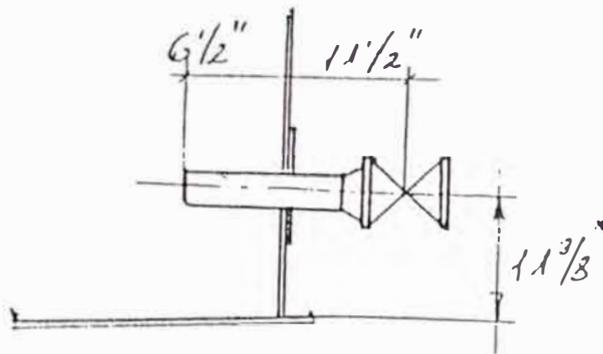
3M - 85

REDIDO POR: ULIO V. LOPEZ
 LIENTE: US - WEST

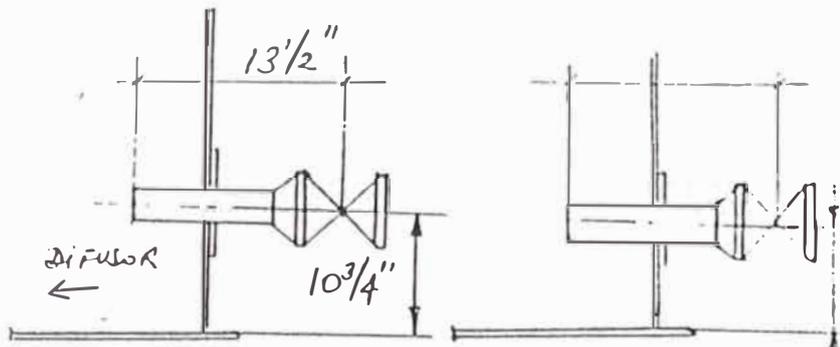
FECHA: E-19
 ALTURA TOTAL: 2.76"

PRODUCTO: CRUDO-AGUA SAL.
 No. de ANILLOS:

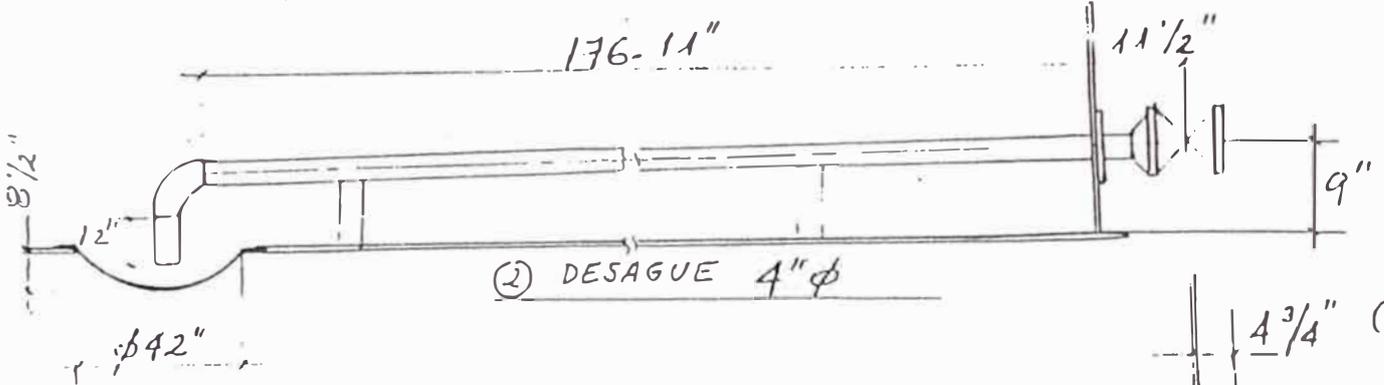
ANILLOS	108.8'	03.	0.20	3	0.188'
IRCUNFERENCIA EXTERIOR	0. "	8 3			45.0'
LTURA DE ANILLO		11	1		10
No. PLANCHAS POR ANILLO	.2.2"	0.1	0.		0. "
ESPESOR DE PLANCHA					
TIPO DE UNION	SOLDADO A TOPE				
NGULO DEL TECHO	2' "			1	24
TIPO DE TECHO	UICU				24
No. DE COLUMNAS	"				6"
No. DE VIGAS	6. "				"
ALVULA VENTILACION/VACIO	"				"
IXER	NO				"
OBSERVACIONES:					



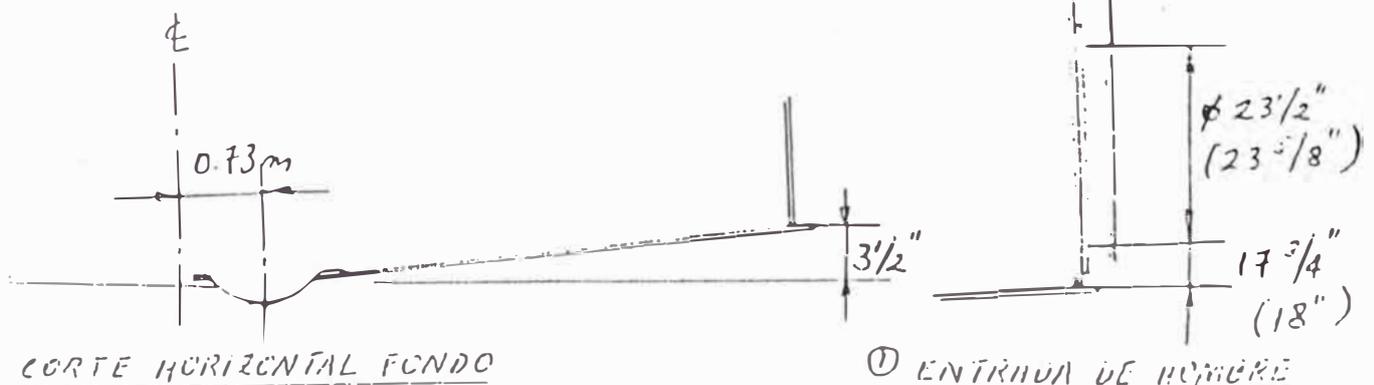
③ DESCARGA 4" φ (SIFÓN)



⑥ CARGA 6" φ

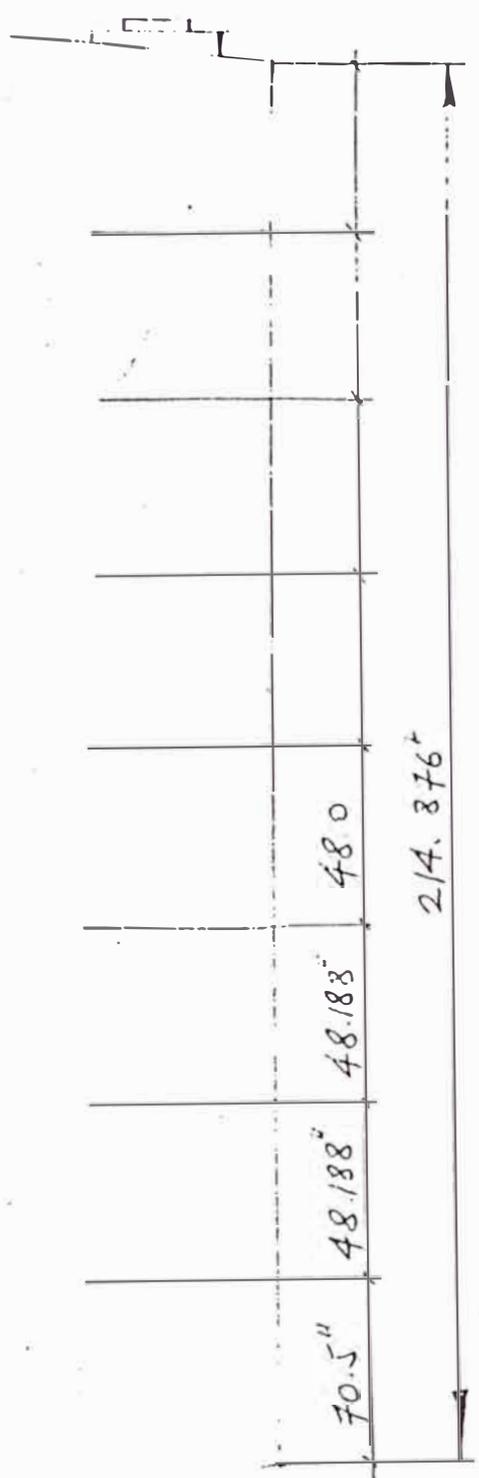


② DESAGUE 4" φ

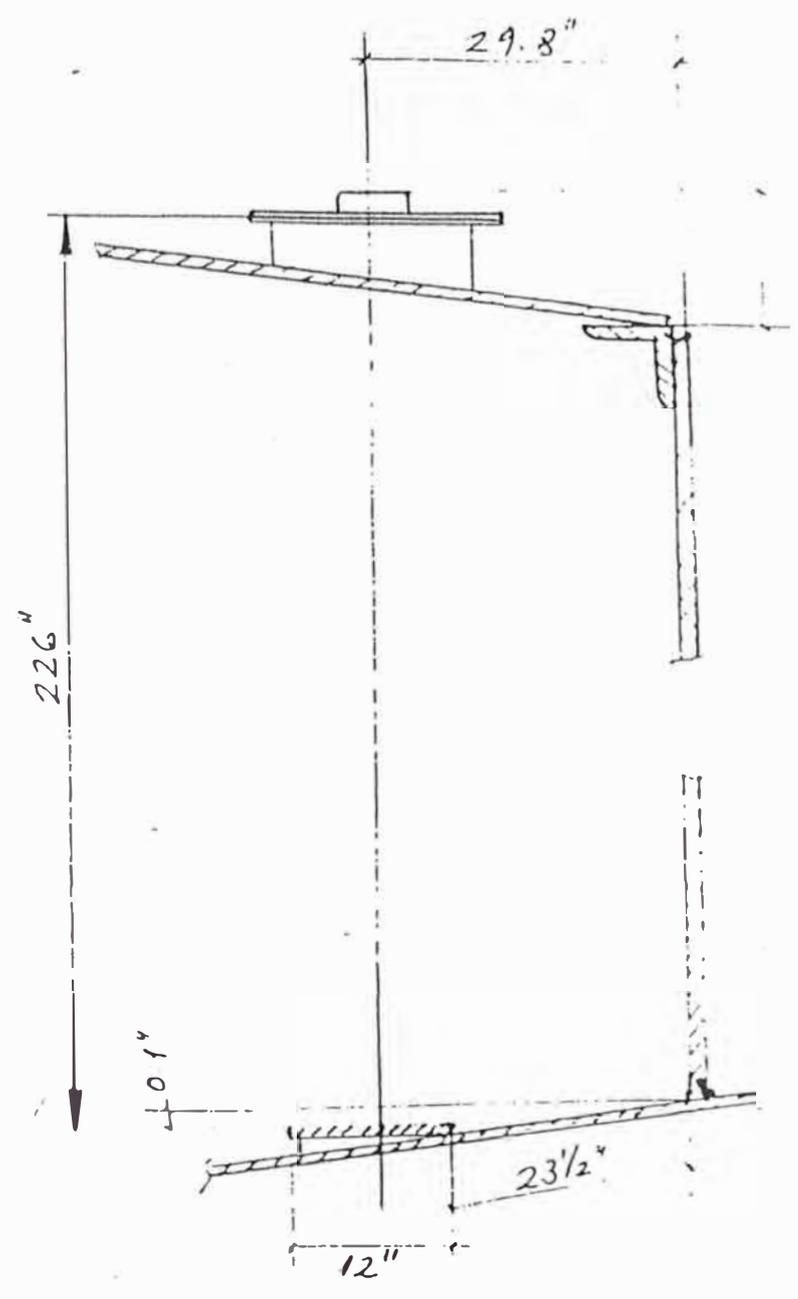


CORTE HORIZONTAL FONDO

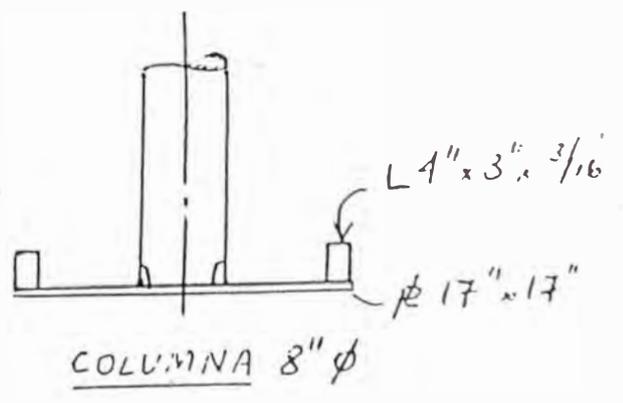
① ENTRADA DE HOMBRE



CORTE VERTICAL



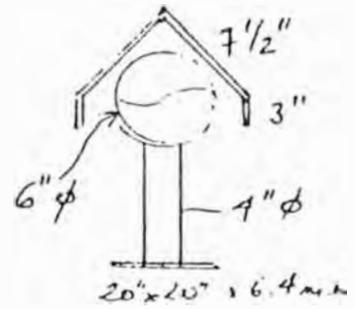
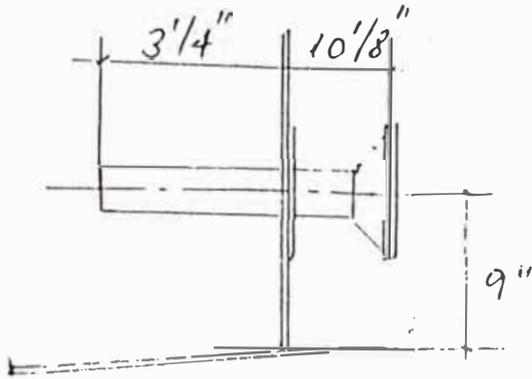
DETALLE TAPA Y PE MEDICION



COLUMNA 8" ϕ

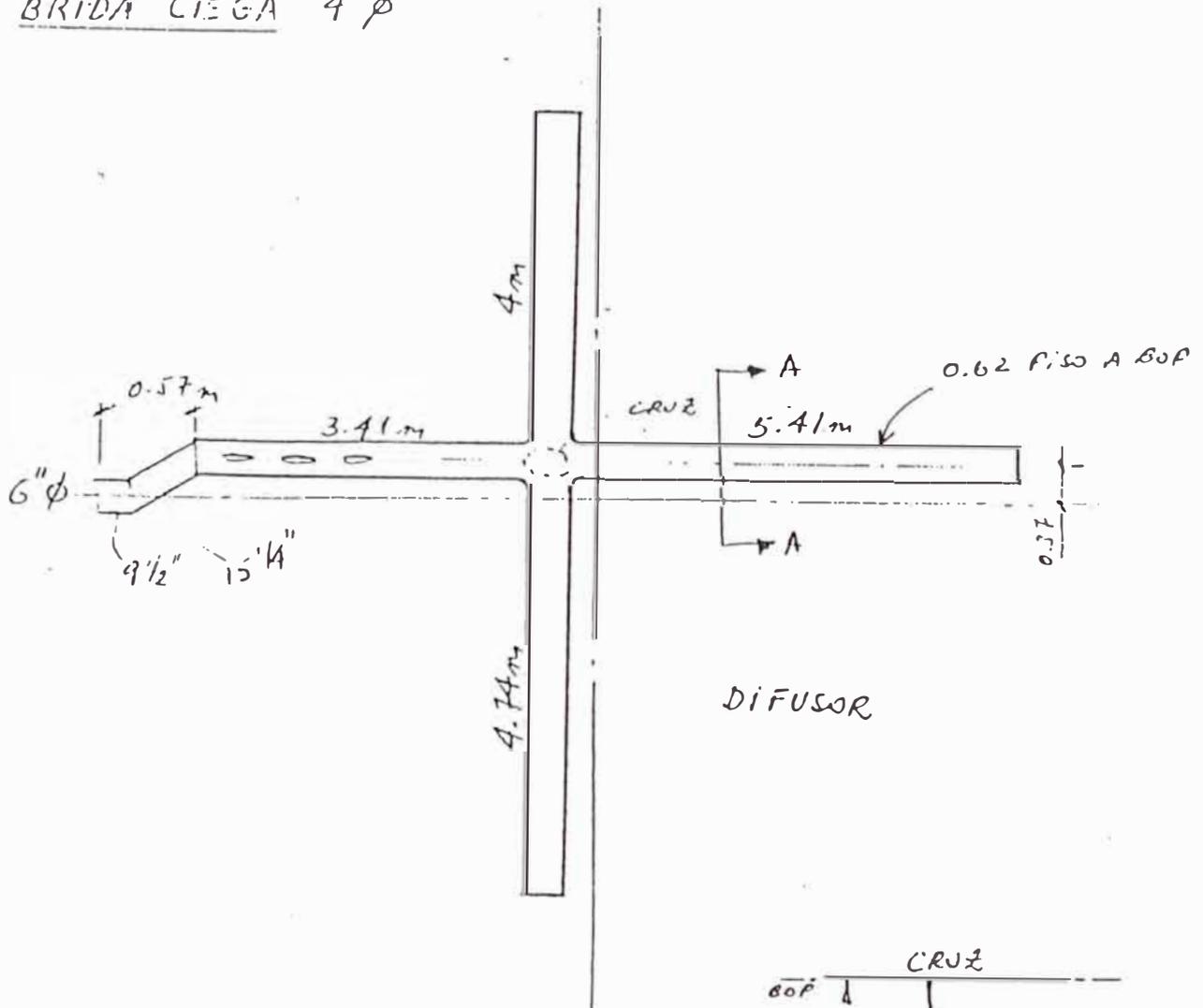
MEDIDA DE TANQUES PARA TABLAS DE CUBICACION (Anexo)

LUGAR BATERIA CHAMBIRA		TANQUE 3M-4B5
MEDIDO POR: JBT	FECHA: 8/1/95	PRODUCTO UNDO-AGUA SMC

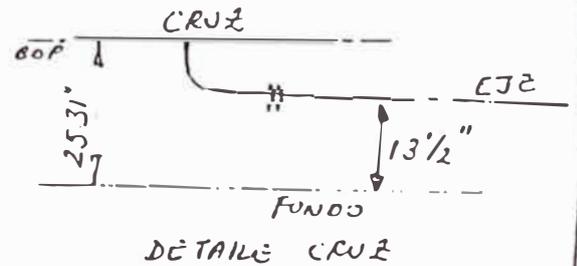


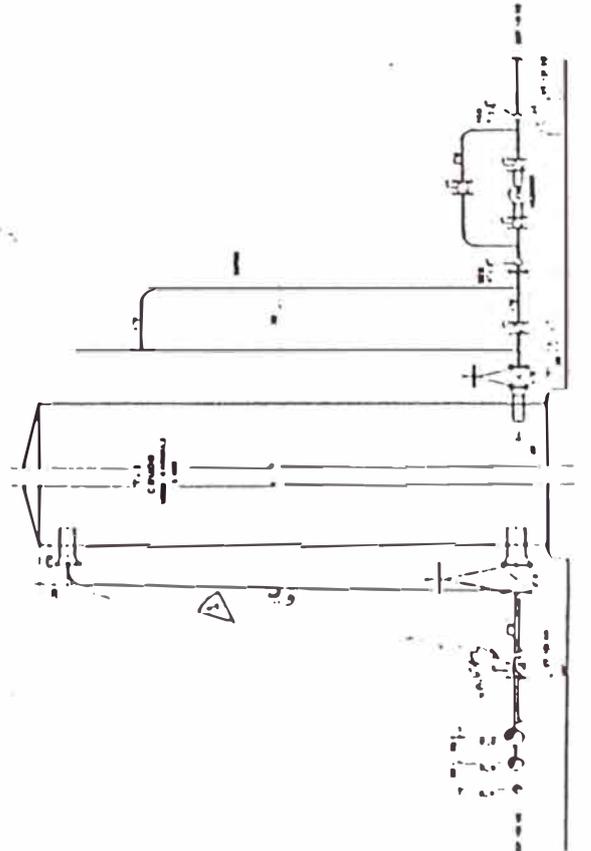
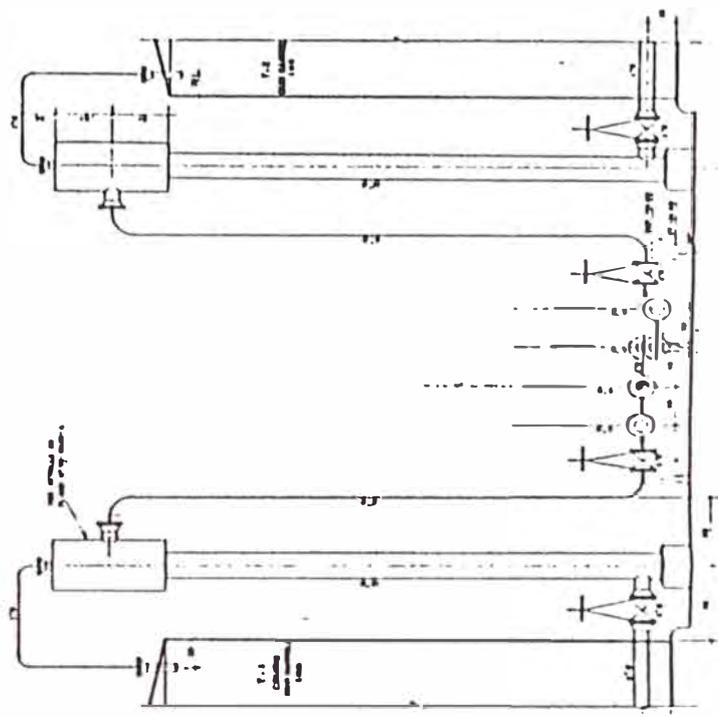
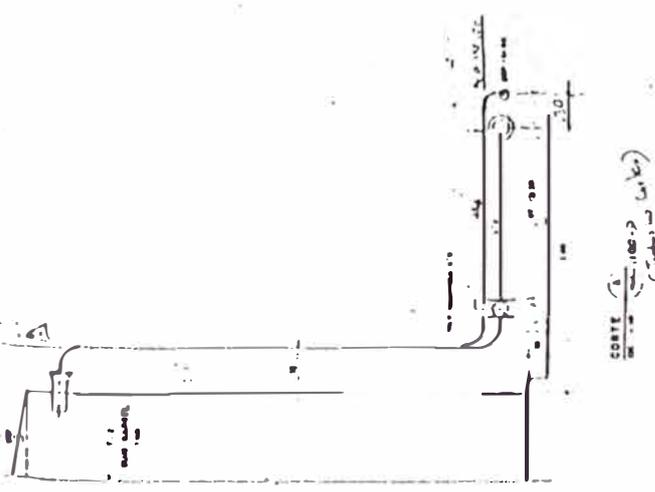
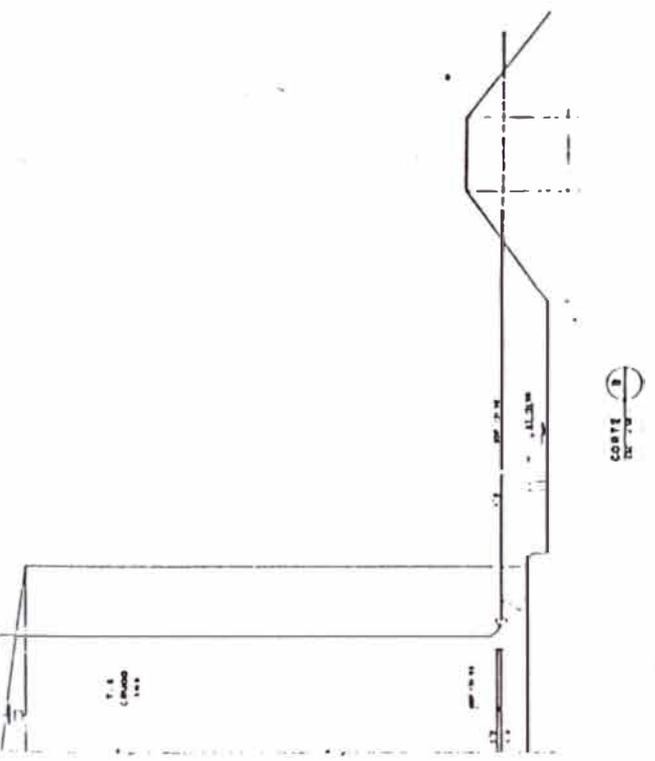
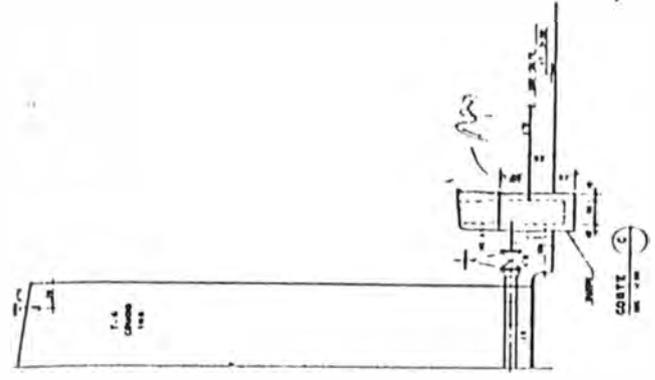
DIFUSOR. CORTE A-A

⑤ BRIDA CIEGA 4"φ



DIFUSOR





ANEXO 9

TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO

FICHA TECNICA

Equipo

Tanque de Almacenamiento de Petróleo

Código de Identificación

3M 47 S

Tipo

Cilíndrico, vertical, soldado

Dimensiones

Altura

5.48 m

Diámetro

10.50 m

Capacidad Nominal

3 MB

Ingreso

6"Ø, Válvula compuerta 6"Øx150#

Salida

6"Ø, Válvula compuerta 6"Øx 150#

Accesorio

Venteo

Descripción

Válvula de presión - vacío

Marca

VAREC

Diámetro

6"

Modelo

211043

Serie

F11268

Calibración

Máxima

3.0 Oz/pulg²

Mínima

0.5 Oz/pulg²

Accesorio

Muestreador

Descripción

Tres: Alto, medio y bajo

Accesorio

Indicador de Nivel

Tipo

Regla

Marca

VAREC

Serie

6700

Accesorio

Código de Identificación
 Descripción

Alarma

LAL-05
 Bajo nivel

FICHA TECNICA**Equipo**

Código de Identificación
 Tipo
 Dimensiones

Tanque de Almacenamiento de Petróleo

5M 49 S
 Cilíndrico, vertical, soldado

Altura

5.48 m

Diámetro

13.75 m

Capacidad Nominal

5 MB

Ingreso

6"Ø, Válvula compuerta 6"Øx150#

Salida

6"Ø, Válvula compuerta 6"Øx 150#

Accesorio

Descripción

Venteo

Válvula de presión - vacío

Marca

VAREC

Diámetro

6"

Modelo

211043

Serie

F11267

Calibración

Máxima

3.0 Oz/pulg²

Mínima

0.5 Oz/pulg²

Accesorio

Descripción

Muestreador

Tres: Alto, medio y bajo

Accesorio

Tipo

Indicador de Nivel

Regla

Marca

VAREC

Serie

6700

Accesorio

Código de Identificación

Descripción

Alarma

LAL-01

Bajo nivel

EDIDA DE TANQUES PARA TABLAS DE CUBICACION

LUGAR

BATEGA CHAMBIRA

TANQUE

3M475

HECHO POR: JULIO GAVANCHO T.

FECHA: 8-ENE-1995

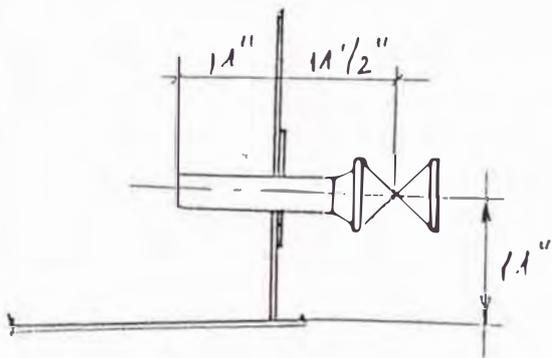
PRODUCTO: CWO0-AGUA SAC

CLIENTE: COVISA - COEST

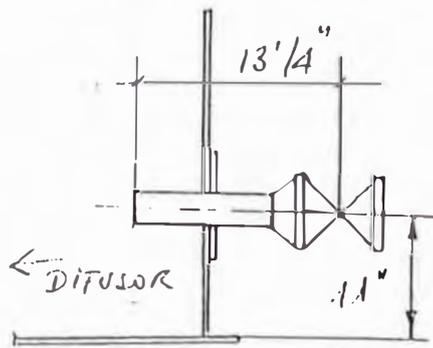
ALTURA TOTAL: 214.75"

No. de ANILLOS: 4

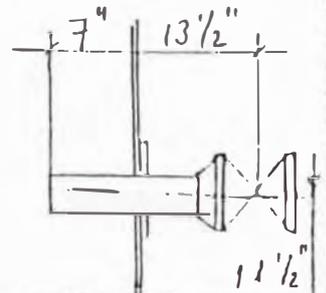
ANILLOS	1	2	3	4
CIRCUNFERENCIA EXTERIOR (PIES)	108.177"	108.188"	108.198"	108.172 PIES
ALTURA DE ANILLO	70 1/2"	48.0"	48.0"	48.25"
No. PLANCHAS POR ANILLO	14	11	11	11
ESPESSOR DE PLANCHA	0.252"	0.197"	0.197"	0.197"
TIPO DE UNION	SOLDADO A TOPE			
ANGULO DEL TECHO	2 1/2" x 2 1/2" x 1/4"		ENTRADA DE HOMBRE TECHO 1 φ 24"	
TIPO DE TECHO	CÓNICO		ENTRADAS DE HOMBRE PARED 2 φ 24"	
No. DE COLUMNAS	1 φ 8"		CONEXIONES DE CARGA 6" φ	
No. DE VIGAS RABIALES	18 L5" x 6.7#		CONEXIONES DE DESCARGA 4" φ	
VALVULA VENTILACION/VACIO	φ 6"		CONEXIONES ESPUMA	
MIXER	NO		CONEXION DE DESAGUE 4" φ	
OBSERVACIONES:				



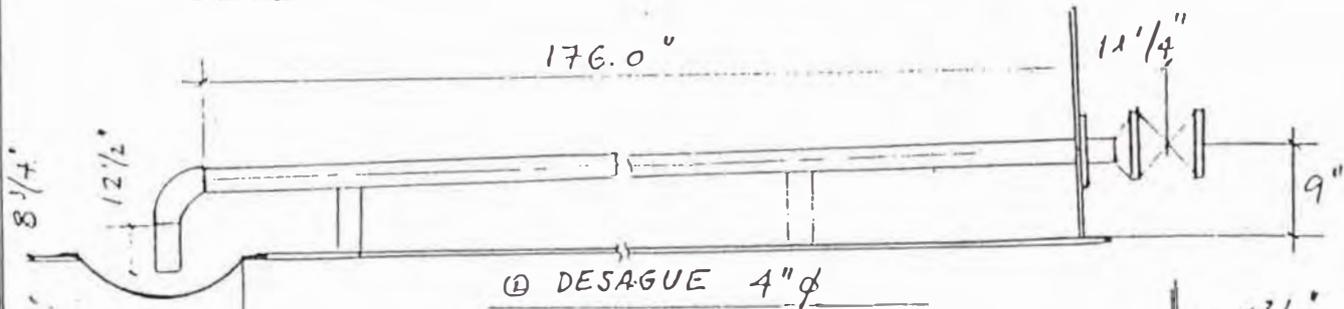
① DESCARGA 4" φ (SIFÓN)



④ CARGA 6" φ

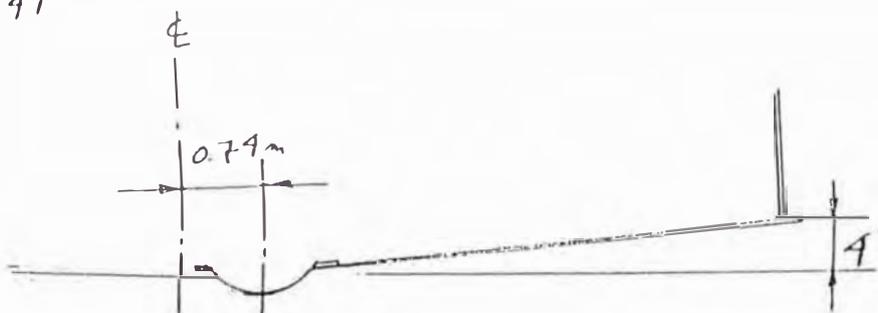


⑤ INGRESO REBOSE 6" φ

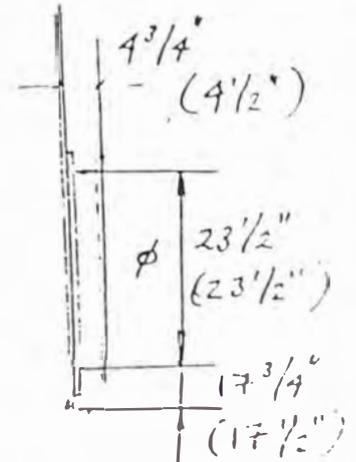


② DESAGUE 4" φ

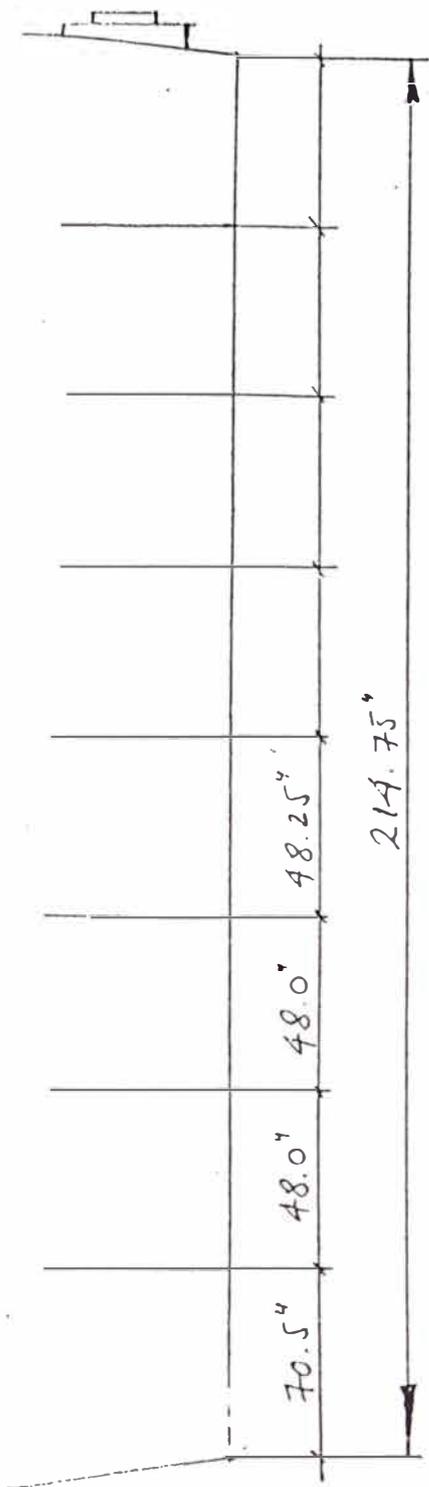
φ 41"
φ 41"



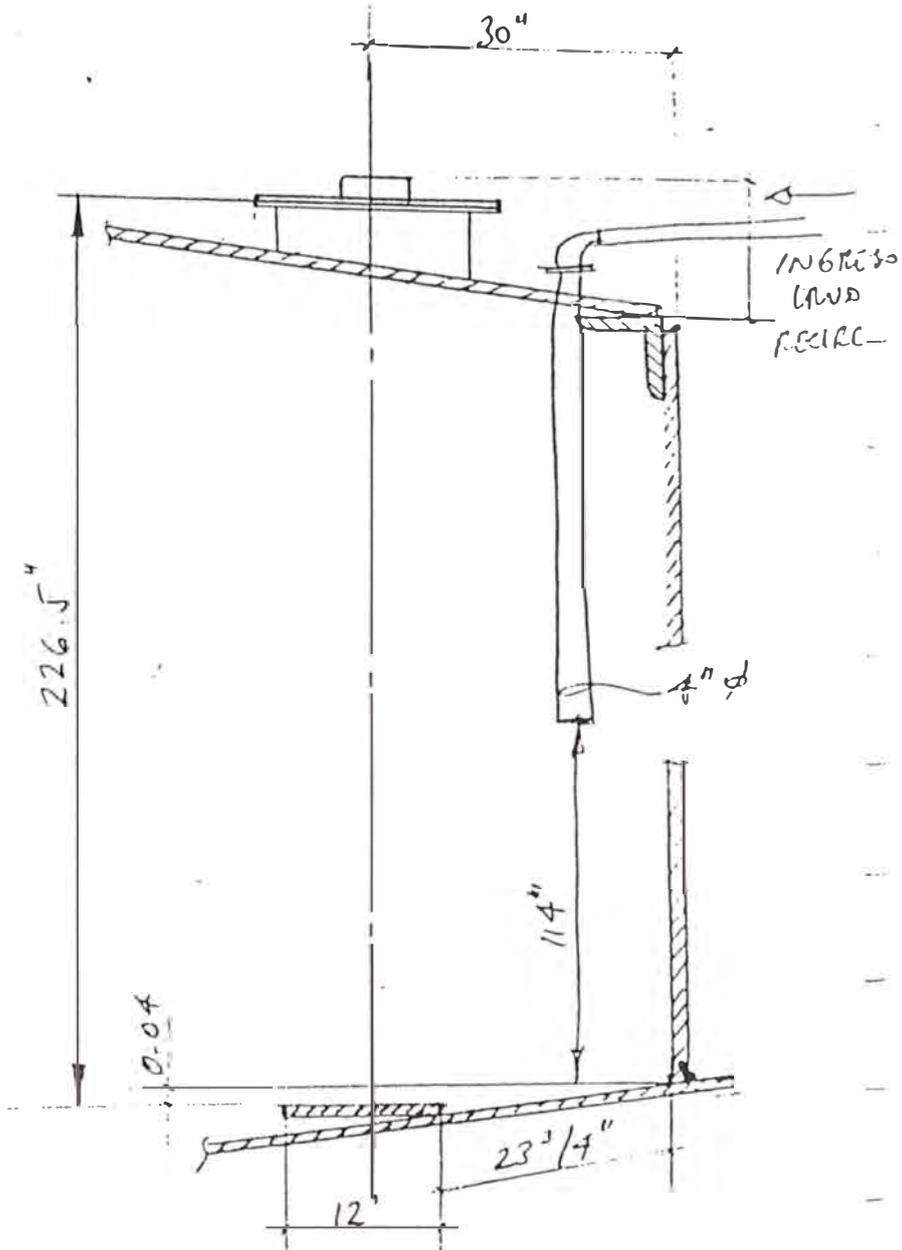
CORTE HORIZONTAL FONDO



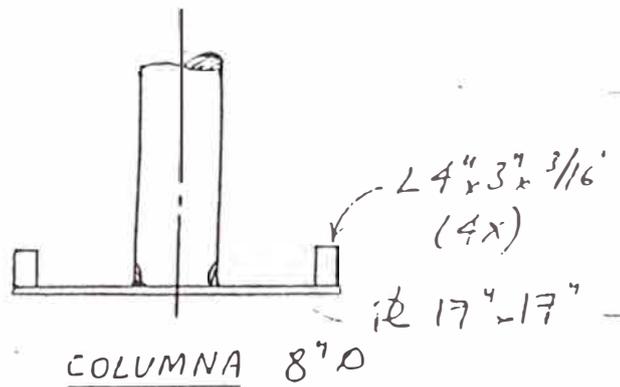
① ENTRADA DE HOMBRE
⑥



CORTE VERTICAL



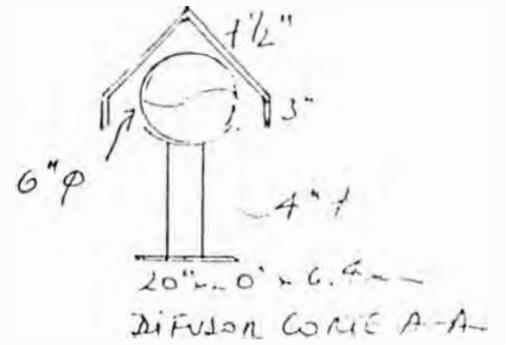
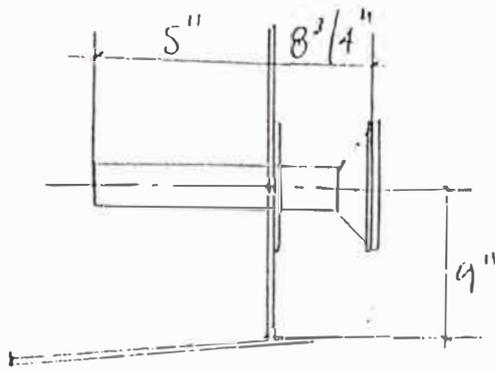
DETALLE TAPA Y PL MEDICIÓN



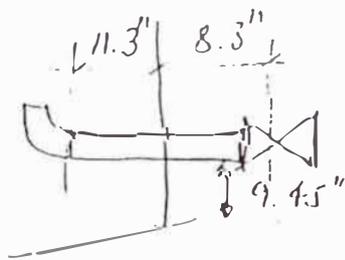
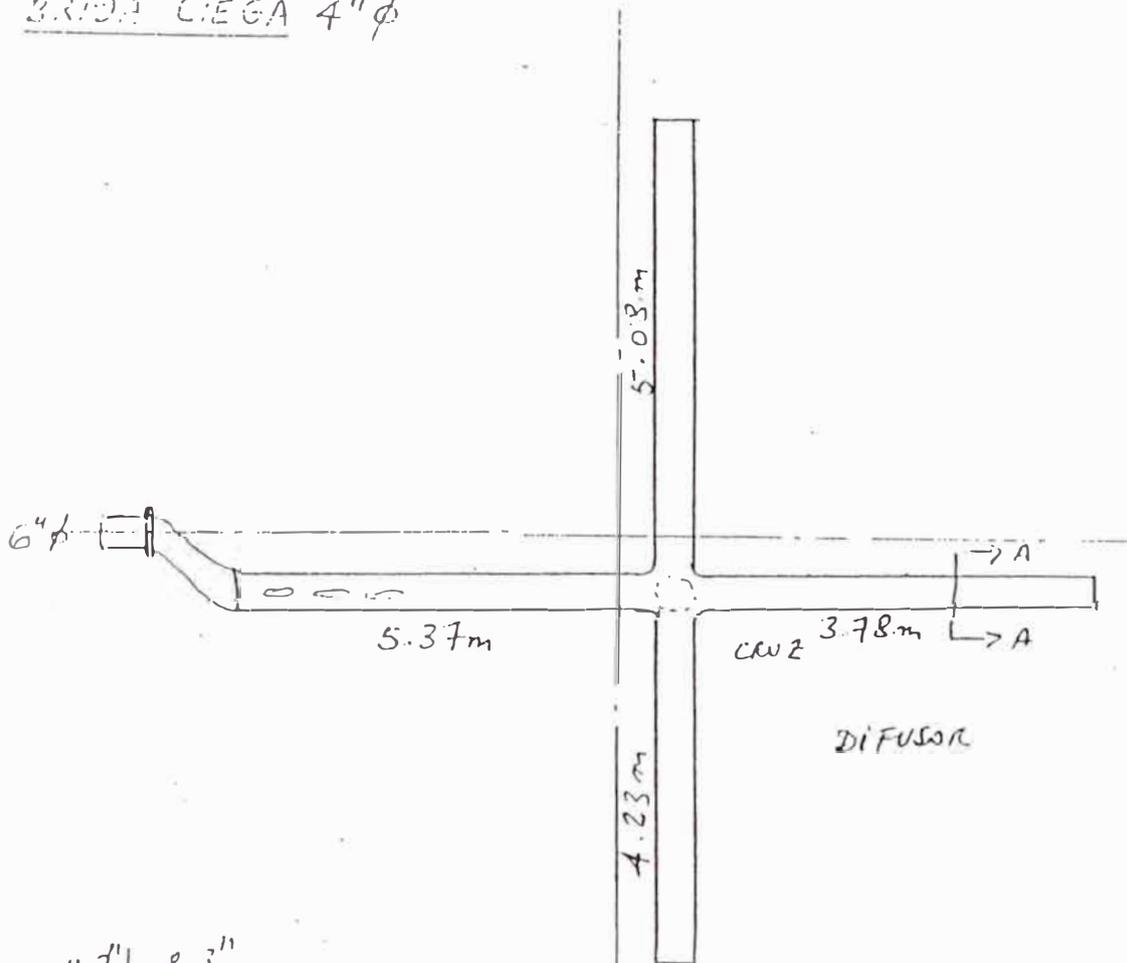
COLUMNA 8" Ø

MEDIDA DE TANQUES PARA TABLAS DE CUBICACION (Anexo)

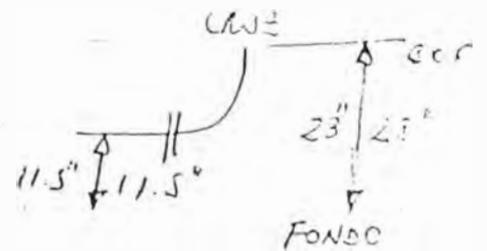
LUGAR	BATEMA CHAMBIRA	TANQUE	3M 47.5'
MEDIDO POR	JGI	FECHA	8-ENE-95
		PRODUCTO	UNDO-AGUA-SAL



⑤ BRIDA CIEGA 4" φ



DESCARGA UNDO 8" φ



DE TANQUES PARA TABLAS DE CUBICACION

LUGAR

BATEMBA CAAMBI

TANQUE

5M 49S

POR: USM - CST
 LI NTE LOS

1.8 5
 0'

FECHA: -ENE-15
 ALTURA TOTAL: 15

PRODUCTO: CRUDO
 No. de ANILLOS: 3

REFERENCIA EXTERIOR RADE ANILLO

1.8 5
 0'

3
 15

1.54
 8 41.839

PLANCHAS POR ANILLO

ESPESOR DE PLANCHA

0.252

TIPO DE UNION

SOLDADO A TOPE

TIPO DEL TECHO

CONICO

TIPO DE TECHO

No. DE COLUMNAS

1 8

No. DE VIGAS

ABIA

8.2

ALVULA VENTILACION/VACIO

6

OTRAS SERVICIOS

Nº

ENTRADA DE HOMBRE TECHO

ENTRADAS DE HOMBRE PARED

CONEXIONES DE CARGA

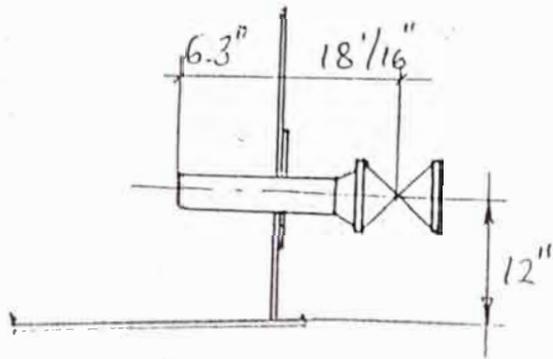
CONEXIONES DE DESCARGA

CONEXIONES ESPUMA

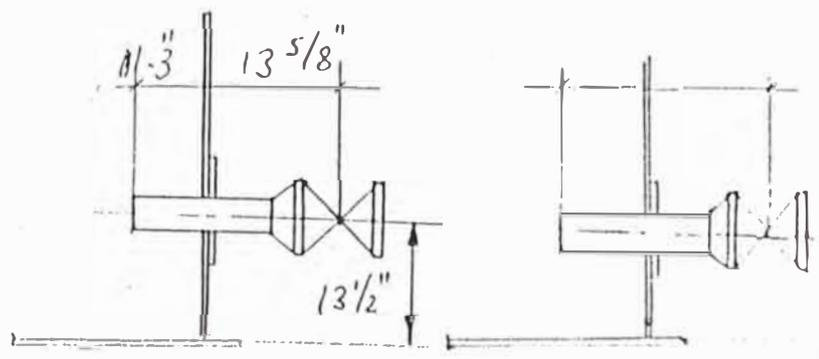
CONEXION DE DESAGUE

6'

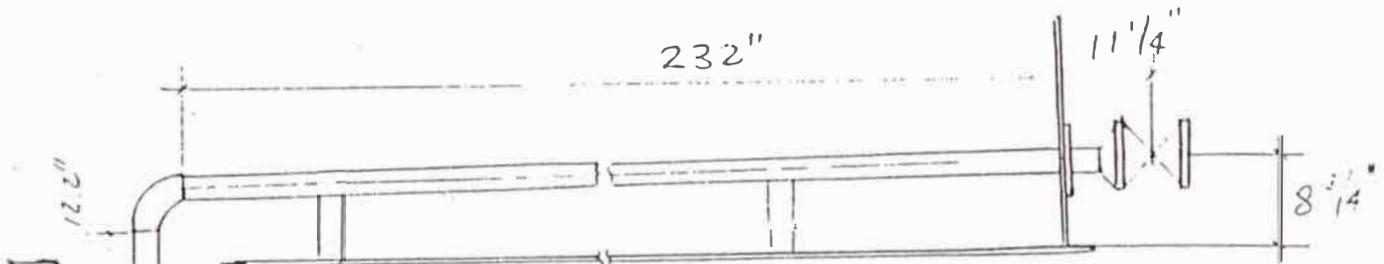
MEDIDAS INTERIORES TOMADAS POR CUNJA (BASEM)



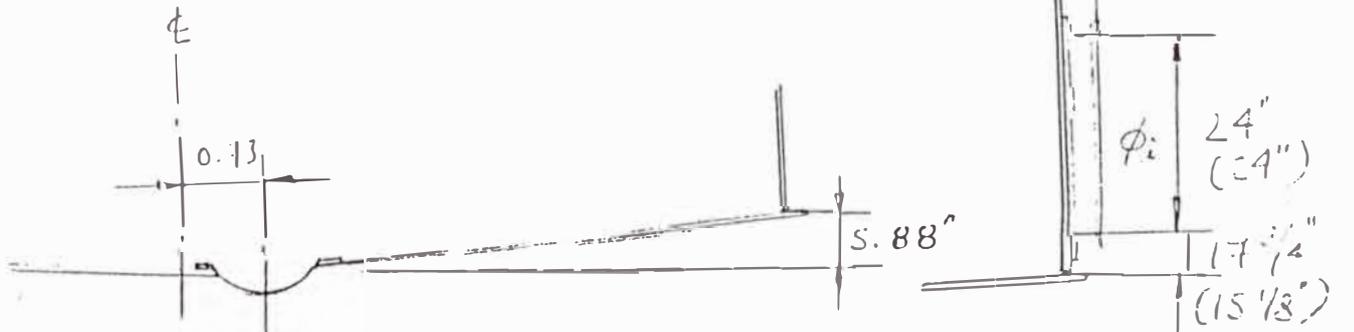
④ CARGA 6" φ



⑤ DESCARGA 8" φ

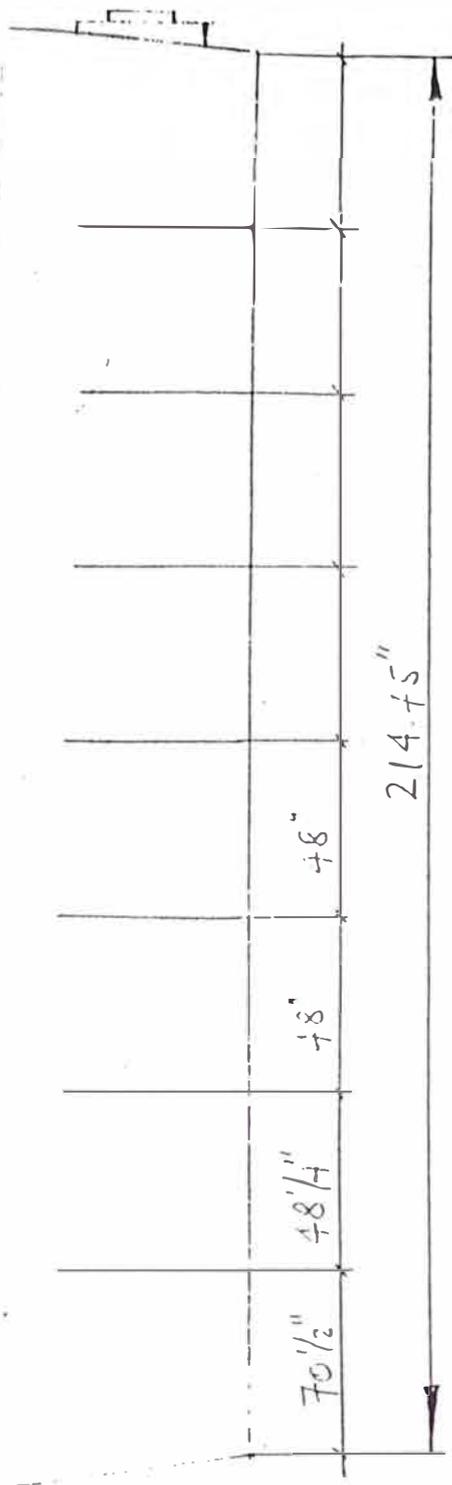


② DESAGUE 4" φ

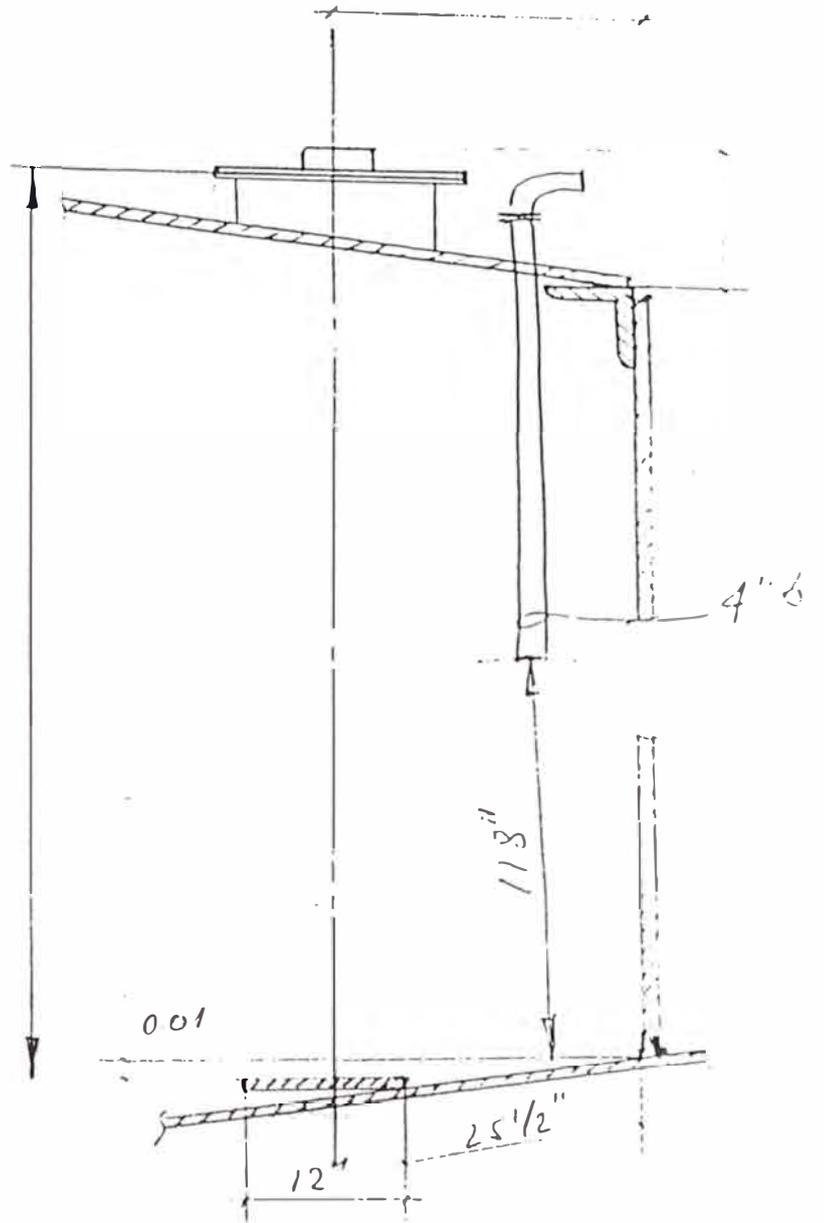


CORTE HORIZONTAL FONDO

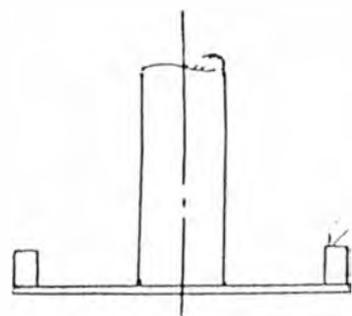
① ENTRADA DE HOMBRE



CORTE VERTICAL



DETALLE TAPA Y PL MEDICION

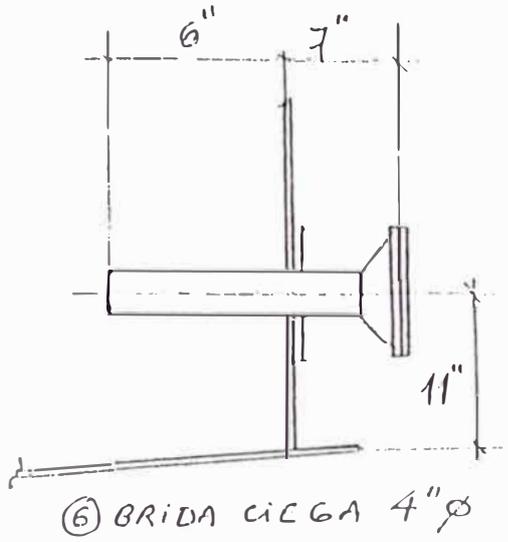


COLUMNA 8" ϕ

$4'' \times 3'' \times 3/16''$

MEDIDA DE TANQUES PARA TABLAS DE CUBICACION (Anexo)

LUGAR BATERÍA CHAMBIKA		TANQUE SM 495
MEDIDO POR JGT	FECHA 8/1/95	PRODUCTO CRUDO



ANEXO 10

TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA SALADA

FICHA TECNICA

Equipo	Tanque de Almacenamiento de Agua Salada
Código de Identificación	3M 51 S
Tipo	Cilíndrico, vertical, soldado
Dimensiones	
Altura	5.48 m
Diámetro	10.50 m
Capacidad Nominal	3 MB
Ingreso	8" Ø
Salida	8" Ø

Accesorio	Venteo
Descripción	Libre

Accesorio	Control de Nivel
Código de Identificación	LC-07
Marca	KIMRAY

Accesorio	Válvula de Control de Nivel
Código de Identificación	LCV-07
Marca	KIMRAY

FICHA TECNICA

Equipo	Tanque de Almacenamiento de Agua Salada
Código de Identificación	3M 52 S
Tipo	Cilíndrico, vertical, soldado

Dimensiones
Altura 5.48 m
Diámetro 10.50 m
Capacidad Nominal 3 MB
Ingreso 8" Ø
Salida 8" Ø

Accesorio

Venteo

Descripción

Libre

Accesorio

Interruptor

Código de Identificación

LSH-07

Descripción

Interruptor por alto nivel

Accesorio

Alarma

Código de Identificación

LAH-07

Descripción

Alto nivel

Accesorio

Interruptor

Código de Identificación

LSL-08

Descripción

Interruptor por bajo nivel

Accesorio

Alarma

Código de Identificación

LAL-08

Descripción

Bajo nivel

FICHA TECNICA

Equipo

Tanque de Almacenamiento de Agua Salada

Código de Identificación

T-20

Tipo

Cilíndrico, horizontal, soldado

Dimensiones

Altura

3600 mm

Diámetro

1525 mm

Capacidad Nominal

40 B

Ingreso 6" Ø
Salida 6" Ø

Accesorio

Venteo

Descripción

Libre

Equipo Adicional

**Bomba de Transferencia de Tanque
Eliminador de Aire (T-20) a
Tanque 3M51S**

Código de Identificación

B11-A/B/C

Tipo

Bomba centrífuga horizontal

Marca

GOULDS

Modelo

NM 3196

Serie

772D659.1./2./3

Dimensiones

2'x3'-6"

Diámetro de impulsor

4 1/4" Ø

Presión de diseño (máxima)

180 psig a 100 °F

Altura dinámica

50'

Caudal

135 gpm

Velocidad

3600 rpm

Equipo Adicional

Motor eléctrico

Clase

Inducción

Marca

US. ELECTRICAL MOTORS

Potencia

5.0 hp

Velocidad

3480 rpm

"Frame"

184 T

Tipo

LC TE

Tensión

230/460 voltios

Intensidad

13.4/6.7 amperios

Frecuencia

60 Hz

Cantidad de fases

3

S.F.

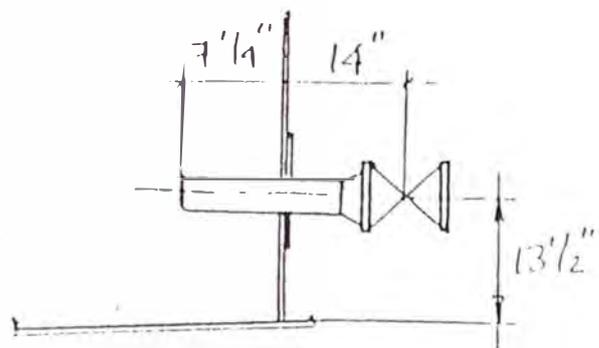
1.15

Aislamiento

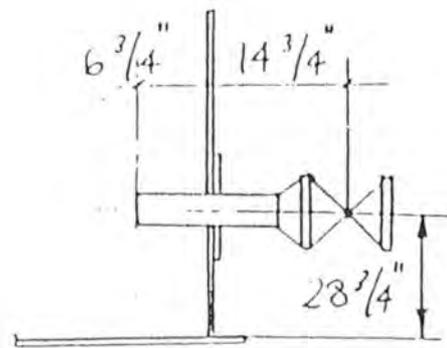
Clase F

MEDIDA DE TANQUES PARA TABLAS DE CUBICACION

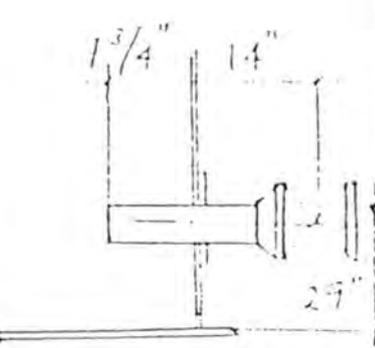
LUGAR BATERA CHAMBIRA		TANQUE 3M515'	
MEDIDO POR JULIO GAVANCHO I.		FECHA 9-ENE-1995	
CLIENTE COUSA - COEST		PRODUCTO AGUA SALADA	
ANILLOS		ALTURA TOTAL	
CIRCUNFERENCIA EXTERIOR (PIES)		1	2
ALTURA DE ANILLO		3	4
No PLANCHAS POR ANILLO		108.203	108.21
ESPESOR DE PLANCHA		108.17	108.19
TIPO DE UNION		59 3/4"	60"
ANGULO DEL TECHO		48"	48"
TIPO DE TECHO		11	11
No DE COLUMNAS		0.252"	0.197"
No DE VIGAS		0.197"	0.197"
VALVULA VENTILACION/VACIO		SOLDADO A TOPE	
MIXER		2 1/2" x 2 1/2" x 1/4"	
OBSERVACIONES		ENTRADA DE HOMBRE TECHO 1 φ 24"	
		ENTRADAS DE HOMBRE PARED 2 φ 24"	
		CONEXIONES DE CARGA 2 x 8" φ	
		CONEXIONES DE DESCARGA 2 φ 8" φ	
		CONEXIONES ESPUMA	
		CONEXION DE DESAGUE 1 φ 4"	



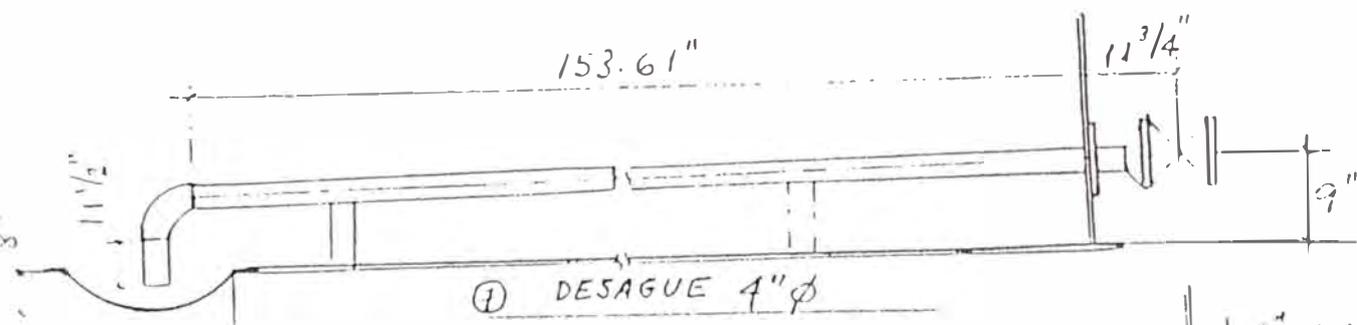
② DESCARGA N° 8" φ



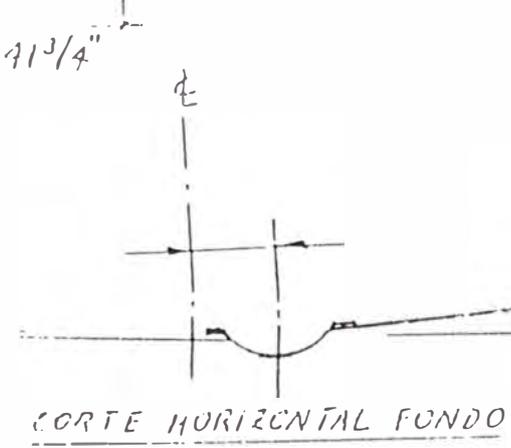
④ CARGA 8" φ



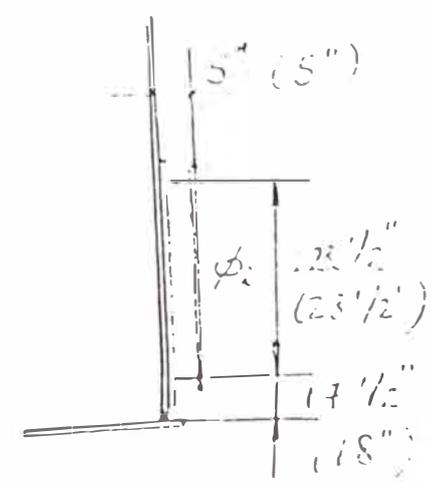
⑤ CARGA N° 8" φ



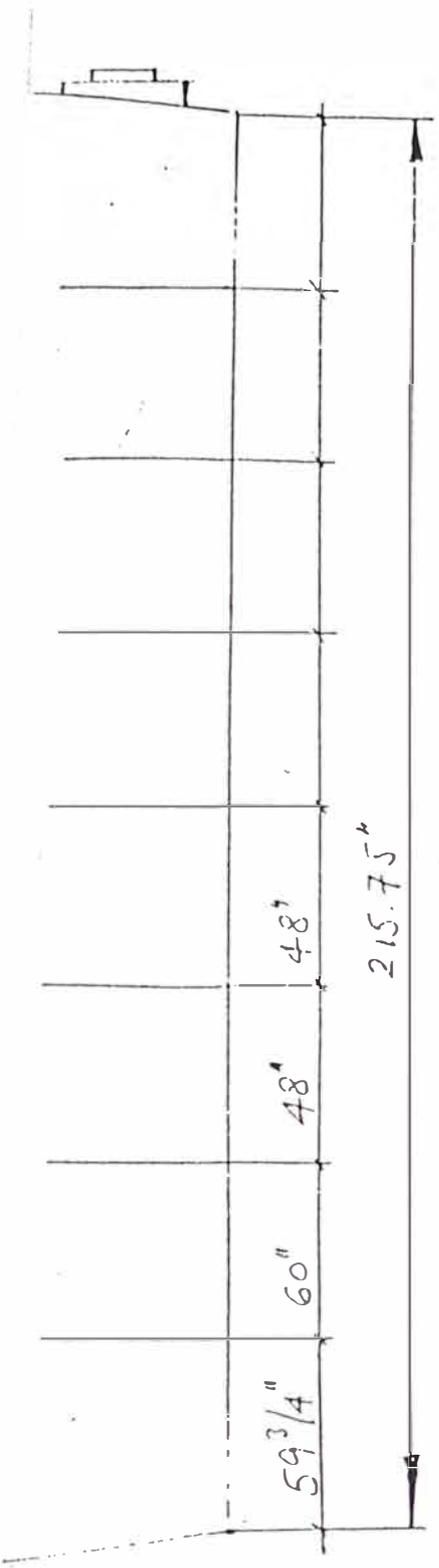
① DESAGUE 4" φ



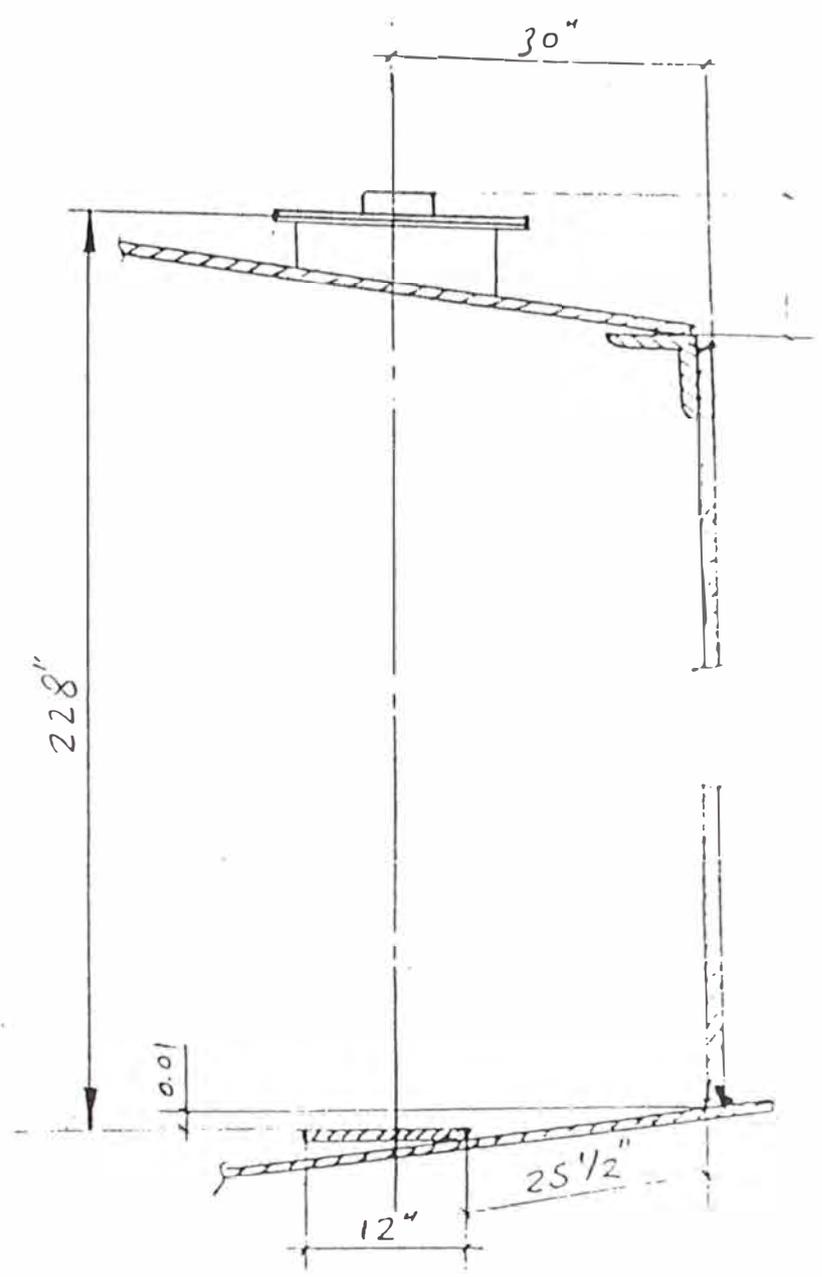
CORTE HORIZONTAL FONDO



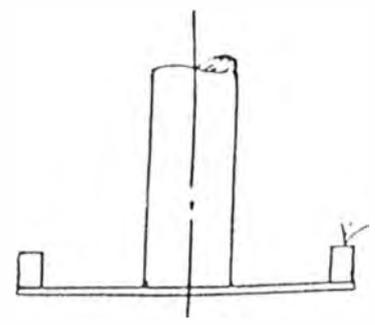
① ENTRADA DE HOMBRE
③



CORTE VERTICAL



DETALLE TAPA Y H. MEDICIÓN

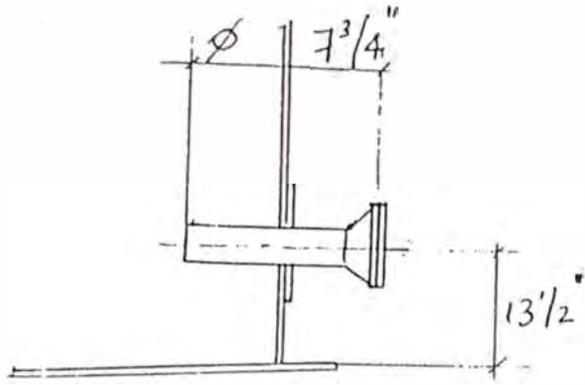


COLUMNA $8" \phi$

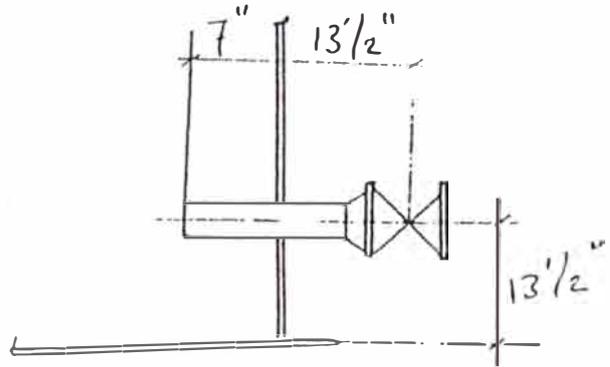
$L \frac{1}{4} \times \frac{1}{4} \times \frac{3}{4}$

MEDIDA DE TANQUES PARA TABLAS DE CUBICACION (Anexo)

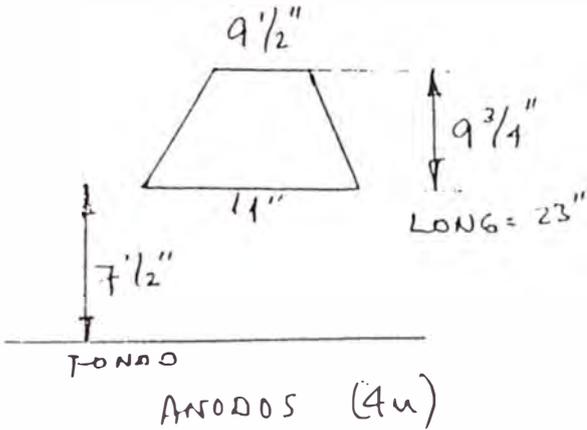
LUGAR BAT. CHAMBIRA		TANQUE 3M515
MEDIDO POR JGT	FECHA 9/1/95	PRODUCTO AGUA SALADA



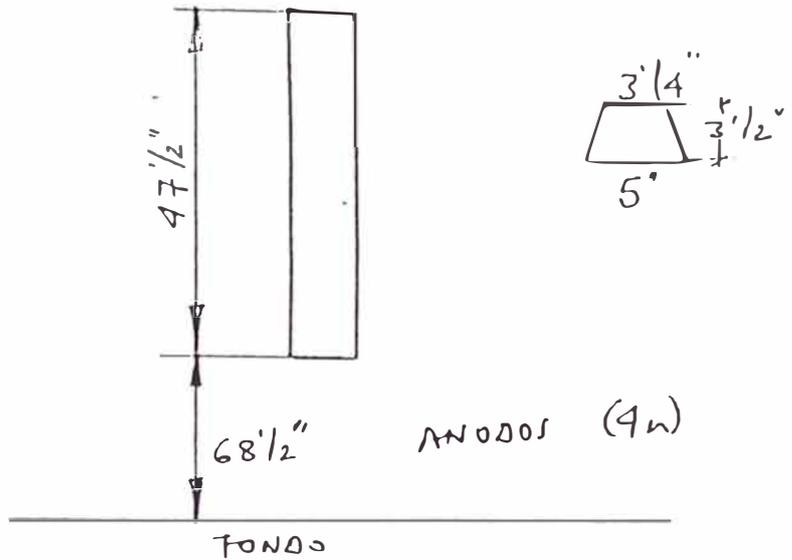
⑧ BRIDA CIEGA 6" ϕ



⑥ DESCARGA N8 8" ϕ



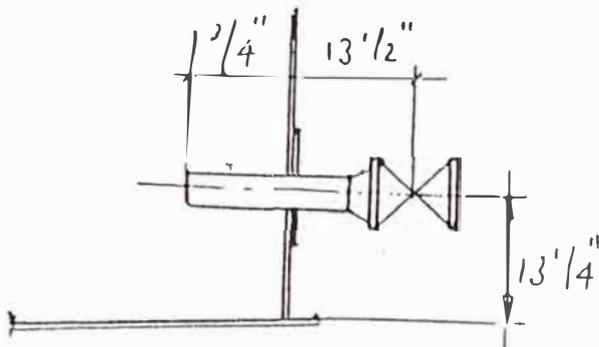
ANODOS (4u)



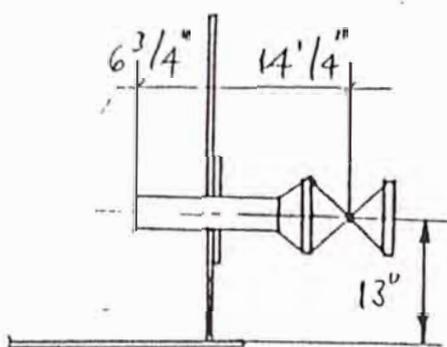
ANODOS (4u)

IDA DE TANQUES PARA TABLAS DE CUBICACION

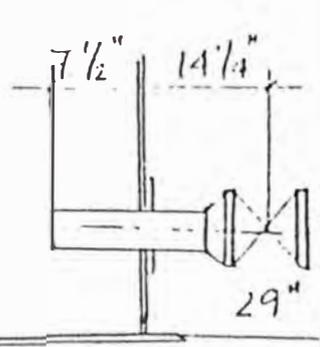
LUGAR BATERIA CHAMBIRA		TANQUE 3M52S	
MEDIDO POR: JULIO GAYANCHO T.		FECHA: 9-ENE-1995	
CLIENTE: COUSA - COEST		PRODUCTO: AGUA SALADA	
ANILLOS		ALTURA TOTAL: 215.5"	
CIRCUNFERENCIA EXTERIOR (PIES)		No. de ANILLOS: 4	
1 108.208		2 108.219	
3 108.198		4 108.208	
ALTURA DE ANILLO		108.219	
59 3/4"		59 3/4"	
No PLANCHAS POR ANILLO		48.0"	
11		48.0"	
ESPESOR DE PLANCHA		11	
0.252"		11	
TIPO DE UNION		0.197"	
SOLDADO A TOPE		0.197"	
ANGULO DEL TECHO		ENTRADA DE HOMBRE TECHO	
2 1/2" x 2 1/2" x 1/4"		1 Ø 24"	
TIPO DE TÈCHO		ENTRADAS DE HOMBRE PARED	
CONICO		2 Ø 24"	
No DE COLUMNAS		CONEXIONES DE CARGA	
1 Ø 8"		2 x 8" Ø	
No DE VIGAS		CONEXIONES DE DESCARGA	
RADIALES		2 x 8" Ø	
18 L 5"		CONEXIONES ESPUMA	
VALVULA VENTILACION/VACIO		CONEXION DE DESAGUE	
NO		1 Ø 4"	
MI XER			
NO			
OBSERVACIONES:			



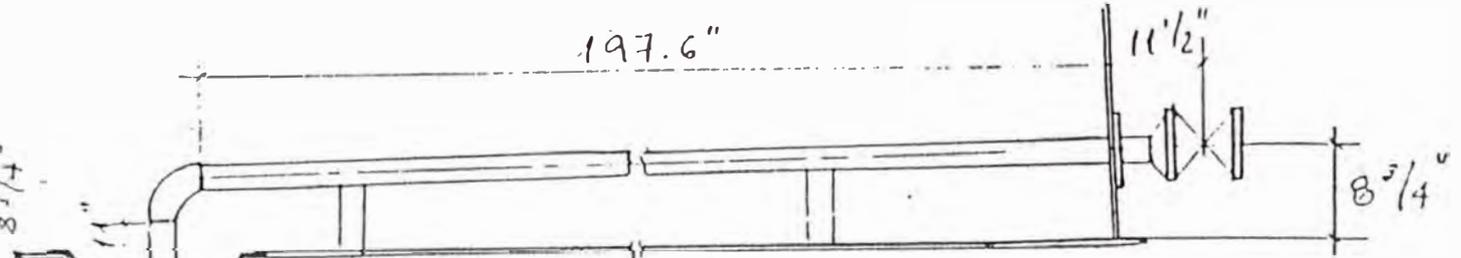
⑥ DESCARGA 8" Ø



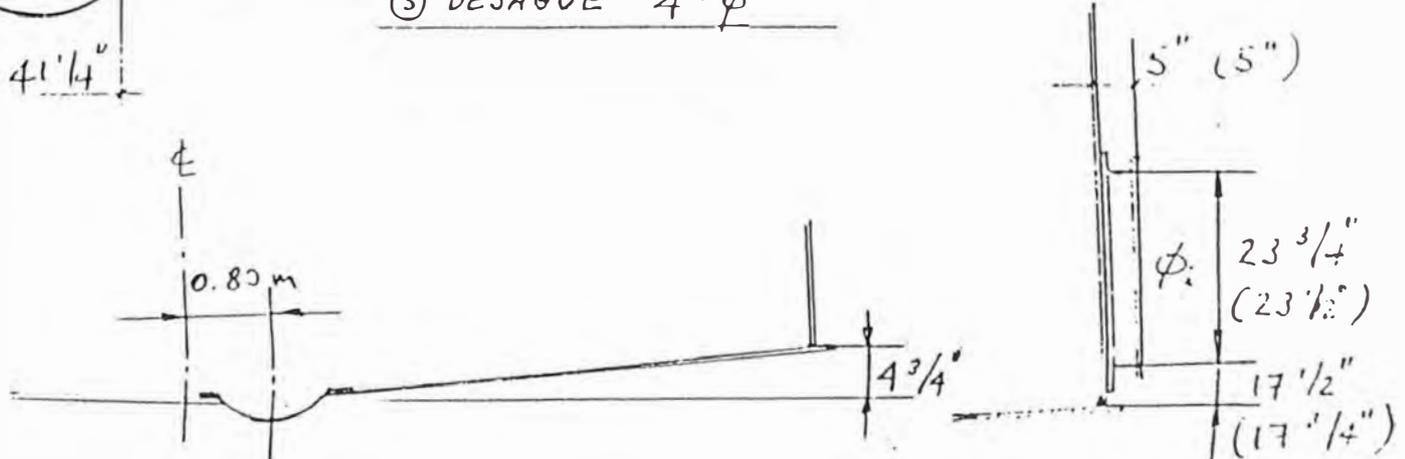
⑥ DESCARGA 8" Ø



⑦ RECIRCULACION 8" Ø

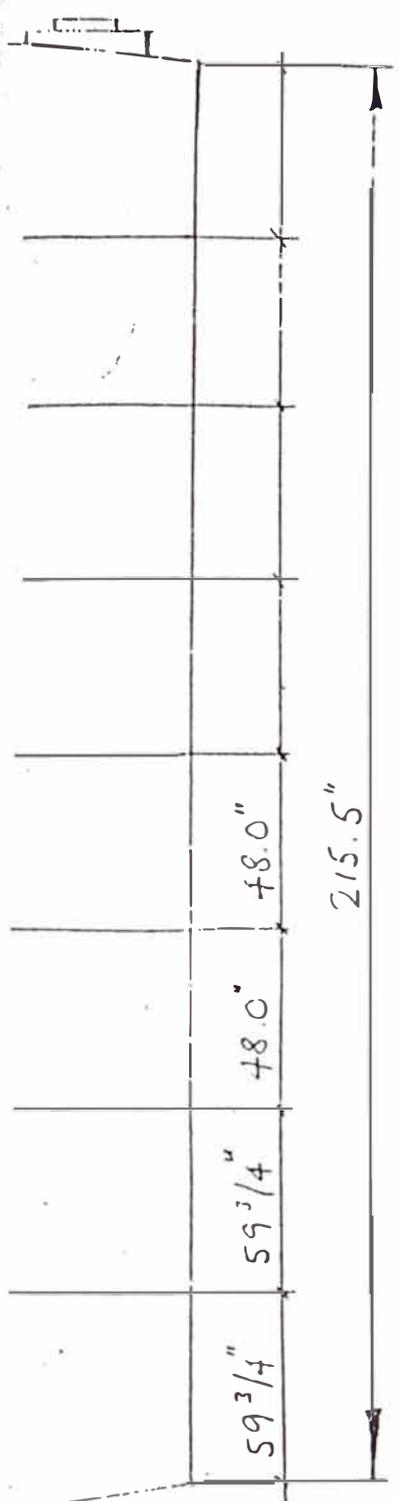


⑤ DESAGUE 4" Ø

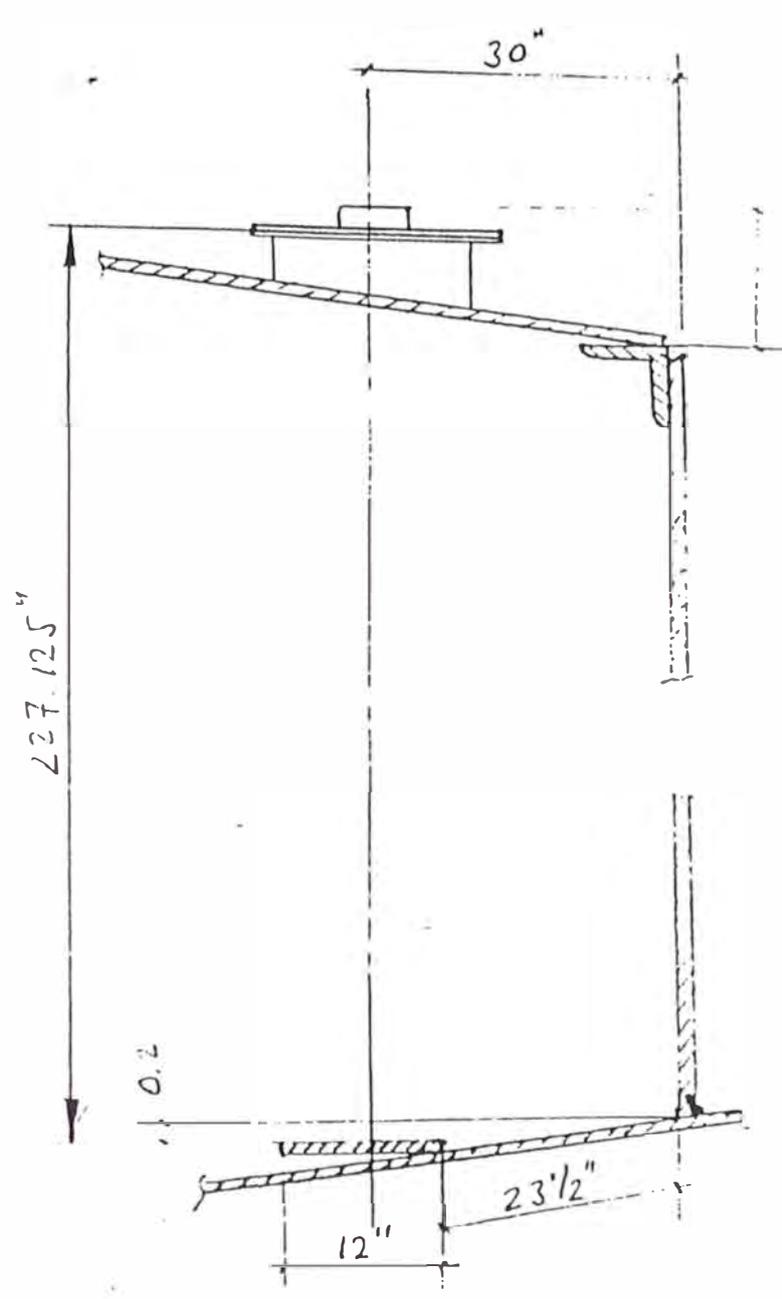


CORTE HORIZONTAL FONDO

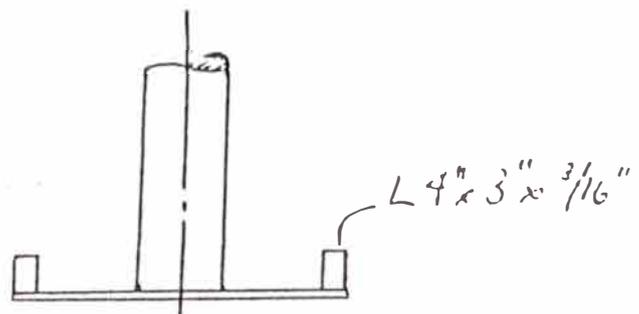
① ENTRADA DE HOMBRE
③



SECCION VERTICAL



DETALLE TAPA Y PL. MEDICION



COLUMNA 8" φ

MEDIDA DE TANQUES PARA TABLAS DE CUBICACION (Anexo)

LUGAR BAT. CAAMBIRA		TANQUE 3M52.5
MEDIDO POR: JGT	FECHA: 9/1/95	PRODUCTO: AGUA SALADA

④ BRIDA CIEGA 6" φ

⑤ RECEPCIÓN 8" φ

ANODOS (4u)

ANODOS (4u)

SECCION

ANEXO 11

TANQUE SUMIDERO

FICHA TECNICA

Equipo

Código de Identificación

Tipo

Dimensiones

Altura

Diámetro

Capacidad Nominal

Ingreso

Salida

Tanque Sumidero

T-17

Cilíndrico, horizontal, soldado

3600 mm

1525 mm

40 B

Dos líneas de 4"Ø

Una línea de 2"Ø

2"Ø con ampliación a línea de 4"Ø

Accesorio

Descripción

Venteo

Libre

Equipo Adicional

Código de Identificación

Tipo

Marca

Modelo

Serie

Dimensiones

Diámetro de impulsor

Altura dinámica

Caudal

Velocidad

Bomba de Transferencia de Tanque Sumidero a Tanque de Lavado (3M48S)

B12-A

Bomba centrífuga vertical

GOULDS

NM 3171

215 C240-1/-2

1.5'x3' - 6"

5"Ø

100'

135 gpm

3600 rpm

Equipo Adicional

Clase
Marca
Serie
Potencia
Velocidad
"Frame"
Tipo
Tensión
Intensidad
Frecuencia
Cantidad de fases
S.F.
Aislamiento
"Enclosure"
Eje y soporte inferior
Eje y soporte superior
Identificación

Motor eléctrico Vertical

Inducción
US. ELECTRICAL MOTORS
LAB357547
7.5 hp
3600 rpm
213 TC
LCF CODE G
230/460 voltios
20.8/10.4 amperios
60 Hz
3
1.0
Clase F
TF
6309-J/C3
6206-J/C3
G83646/x07x1510287 F

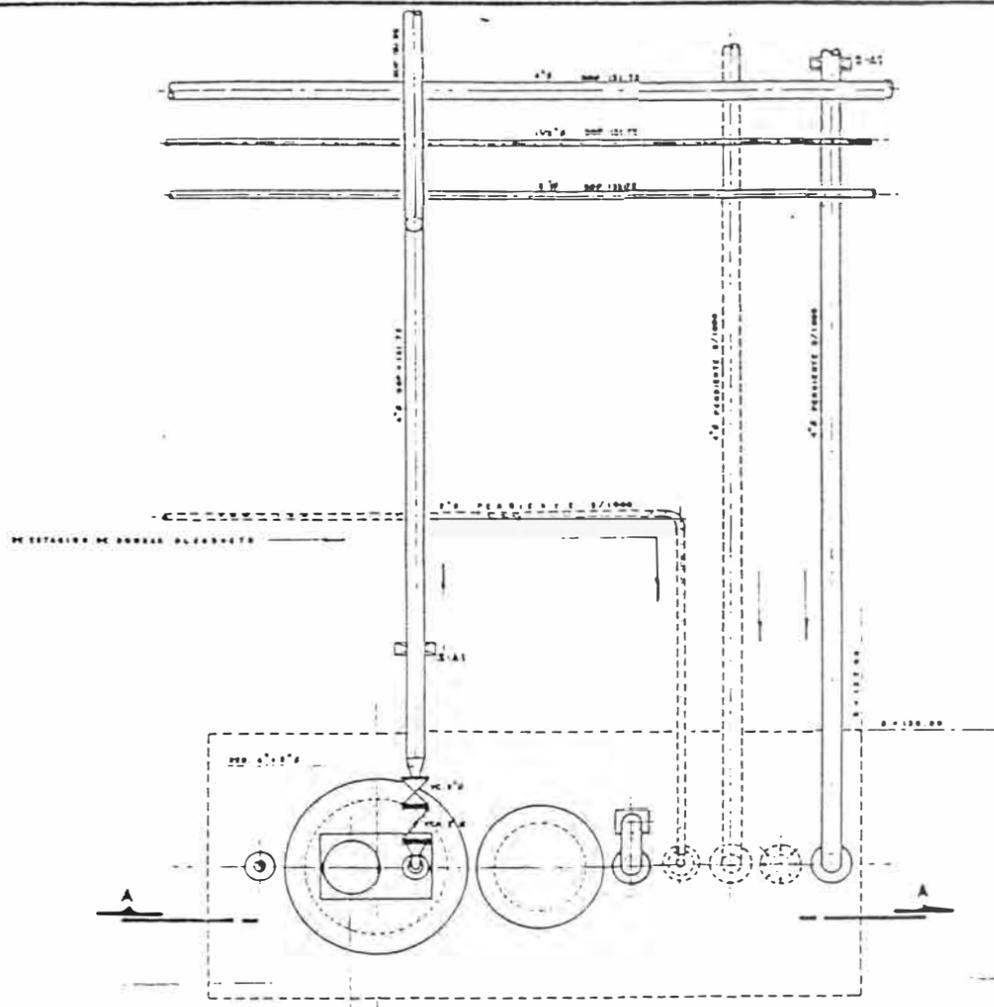
Accesorio

Código de Identificación
Descripción

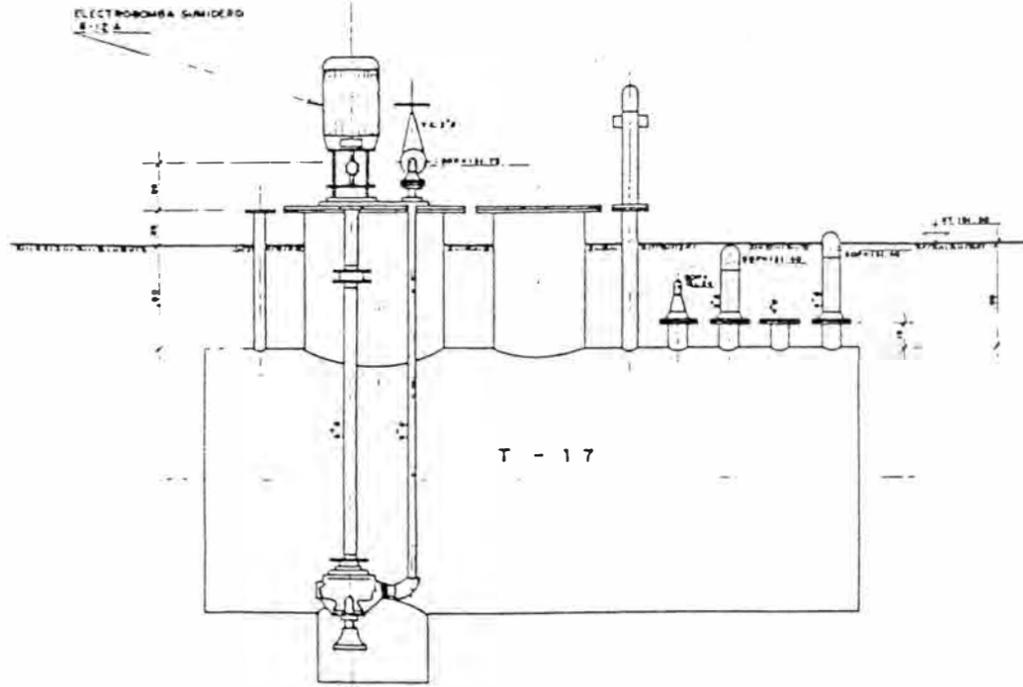
Interruptor

LSHL-01
Interruptor por alto/bajo nivel para
arranque de B12-A

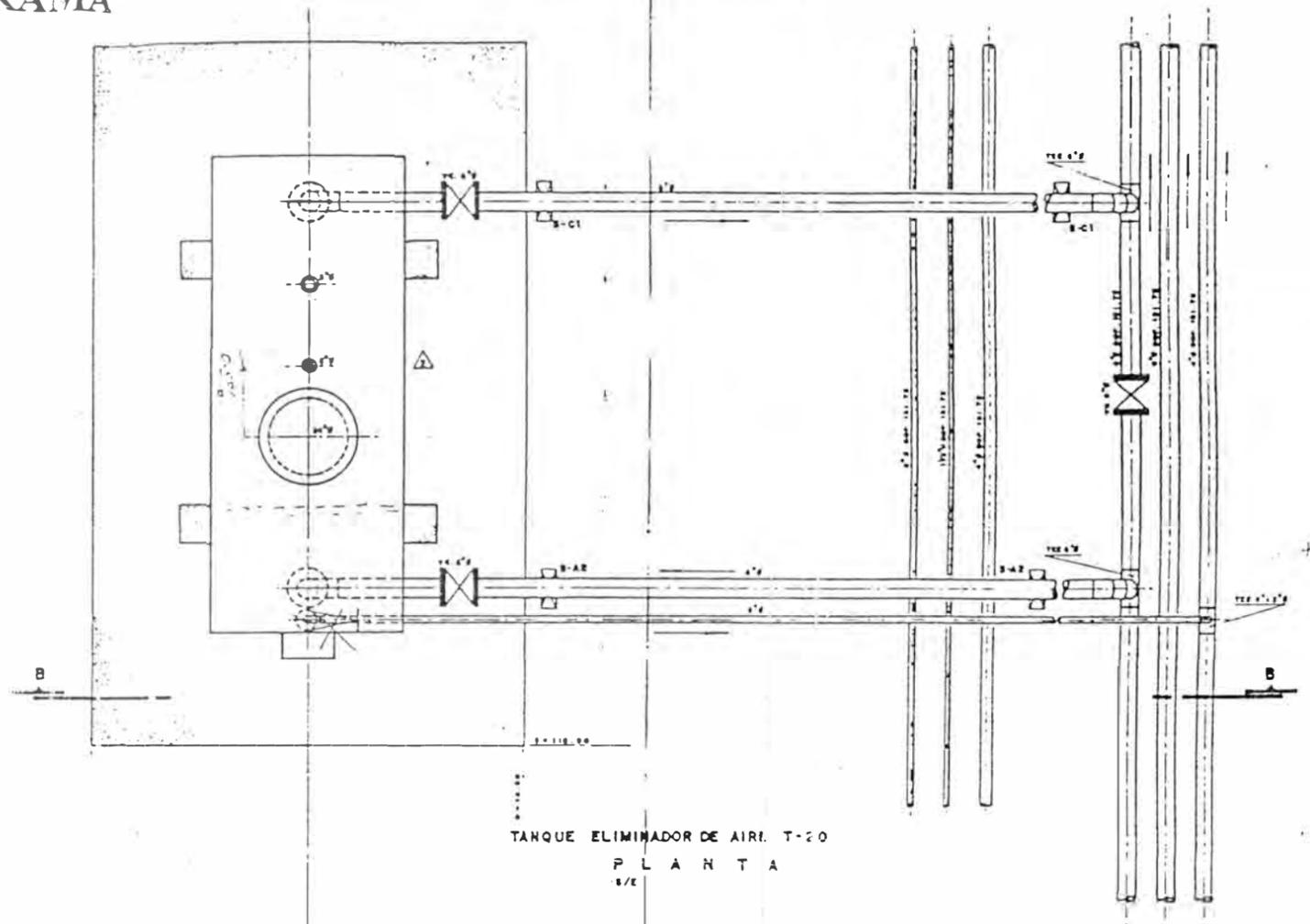
DIAGRAMA



TANQUE SUMIDERO T-17
PLANTA
1/20



CORTE A



TANQUE ELIMINADOR DE AIRE T-20
PLANTA
1/20



CORTE B

TITULO	PLANO N°	DESCRIPCION	FECHA DE	PROY	REVISOR	APROB
REFERENCIAS						

PETROLES DEL PERU
 CONTRATO N° 057/PER/AB/007-CAF/700
 OPERACIONES BELLA NORTE
 BATERIA MODULAR CHAMBIRA
 DISTRIBUCION TUBERIAS EN TANQUES
 ELIMINADOR DE AIRE Y SUMIDERO
 ARCHIVO ESCALA N° 94-148-D
 INDICADA

ANEXO 12

PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA SALADA

FICHA TECNICA

Equipo	Separador Hidrociclónico
Código de Identificación	S-3
Marca	VORTOIL
Modelo	600-LO-ICR-150
Diámetro	24"Ø
Condiciones de Diseño	
Presión	150 psig
Temperatura	140 °F
Condiciones de Operación	
Presión al ingreso	60 psig
Presión a la salida de agua	35 psig
de petróleo	20 psig
Equipo Adicional	Bomba de Transferencia de Tanque 3M51S a Separador Hidrociclónico
Código de Identificación	B13-A/B
Tipo	Bomba centrífuga horizontal
Marca	FYBROC DIVISION Co.
Modelo	1500
Serie	897012/897275
Dimensiones	3x4x13
Presión de diseño	175 psig
Designación	ANSI A40
Equipo Adicional	Motor eléctrico
Clase	Inducción
Marca	BALDOR
Serie	6940/794 C

Cat	M 4104 T
Especificación	100101W374
Potencia	30.0 hp
Velocidad	1700 rpm
"Enclosure"	TE
Tensión	230 / 460 voltios
Intensidad	76 / 38 amperios
Frecuencia	60 Hz
Cantidad de fases	3
S.F.	1.15
Aislamiento	Clase F
Identificación	G50049/x05x097 R194F

ANEXO 13

ESTACION DE BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE CRUDO BATERIA CHAMBIRA - TROMPETEROS

FICHA TECNICA

Equipo Adicional	Bomba de Transferencia de Crudo Bateria Chambira - Trompeteros
Código de Identificación	B10-A/B/C
Tipo	Tornillo: bomba rotativa de desplazamiento positivo
Marca	IMO
Modelo	8 L
Serie	122682-1/-2/-3
Clase	EAH8LHDT-400 P
Condiciones de Operación	
Caudal	225 bph (operando una bomba) 440 bph (operando dos bombas)
Presión de succión	5 psig
Presión de descarga	160 psig (operando una bomba) 450 psig (operando dos bombas)

Equipo Adicional	Motor eléctrico
Clase	Inducción
Marca	SIEMENS
Serie	LAB357547
Potencia	150 hp
Velocidad	885 rpm
"Frame"	447 TC
Tipo	RGZZSD
Tensión	460 voltios
Intensidad	186 amperios
Frecuencia	60 Hz
Cantidad de fases	3
S.F.	1.0
Aislamiento	Clase B

Temperatura	40 °C ambiente
Trabajo	Continuo
SH END BRG	90BCO3JPP3
OPP END BRG	80BCO3JPP3
ORD N	2111680001 - 2

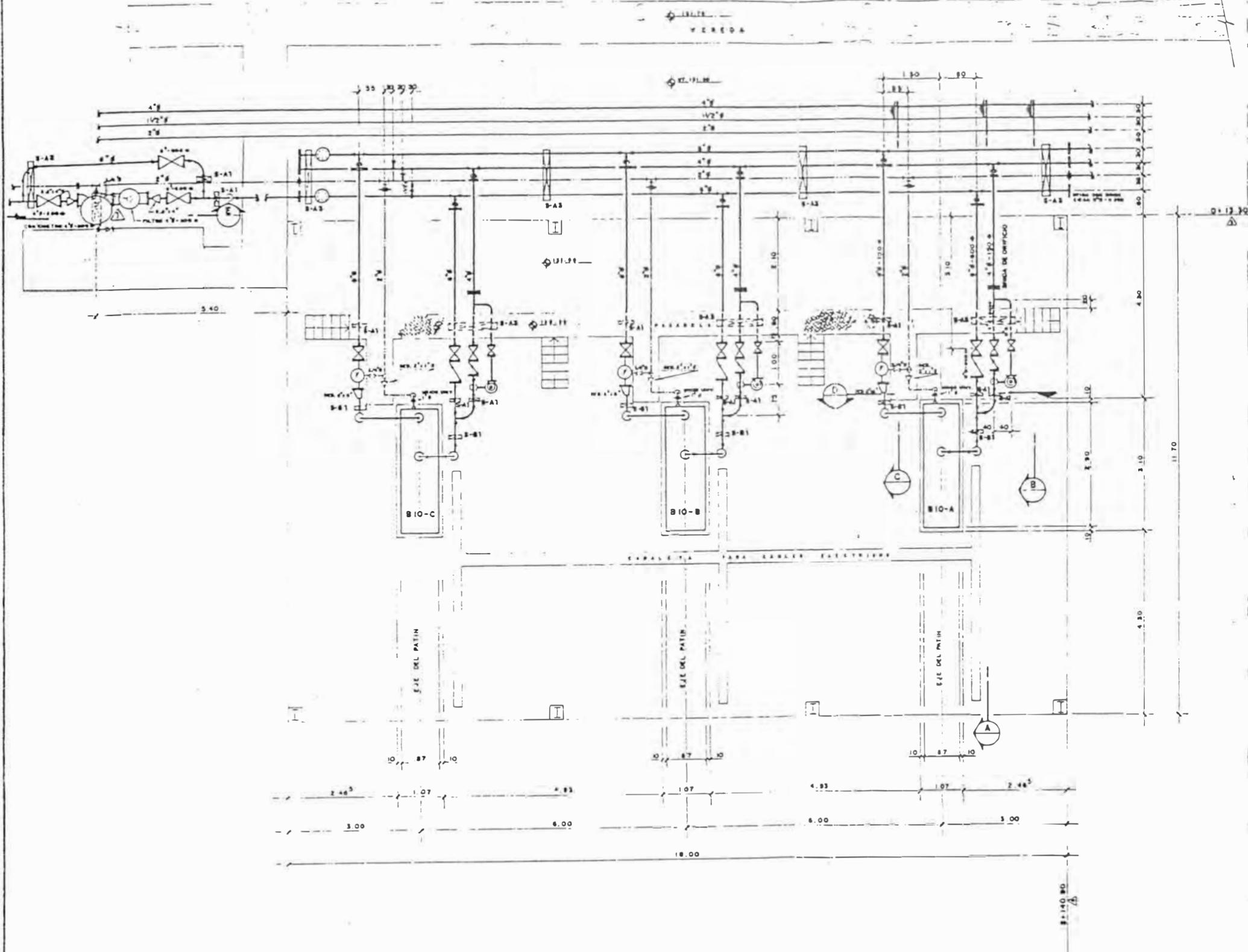
Accesorio

Código de Identificación
Marca
Diámetro
Presión

Medidor de Flujo

FM-07
DANIEL EN FAB SYSTEMS, INC
4"Ø
600 psig RF

DIAGRAMA



TITULO	PLANO N°	N°	DESCRIPCION	FECHA	DISE	PROY	REVISION	APROBADO
REFERENCIAS								

NOTAS

PETROLEOS DEL PERU
CONTRATO N° OSP/PER/042/007-CAP/B10

OPERACIONES SELVA NORTE

BATERIA MODULAR CHAMBIRA
ESTACION BOMBAS DE CRUDO.

41 CHB 210 ARCHIVO ESCALA 1/50 N° 94-1103-D

ANEXO 14

OLEODUCTO

FICHA TECNICA

Equipo

Longitud

Diámetro

Material

Oleoducto

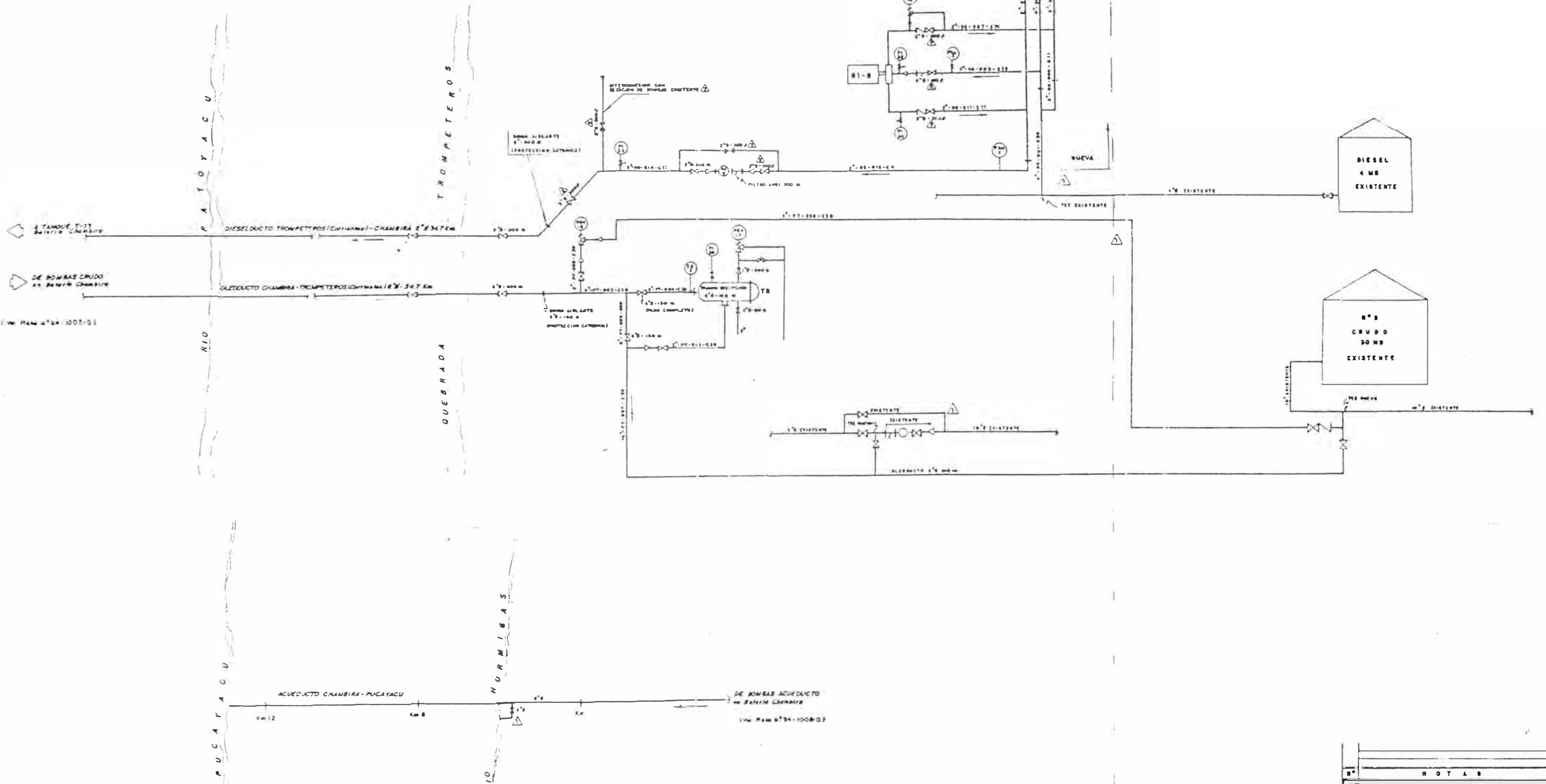
35 Km (aprox.)

6"Ø

Tubería de acero

DIAGRAMA

OLEODUCTO Y DIESELDUCTO



ACUEDUCTO

TÍTULO	PLANO N°	FECHA	REVISIÓN	REVISOR	APROBADO
DIAGRAMA DE FLUJO LINEAS	00000000	JULIO 74	1		
DIAGRAMA DE FLUJO SISTEMA	00000000	JULIO 74	1		

NOTAS

PETROLEOS DEL PERU
CONTRATO N° 089/PER/CE/007-CA/74

OPERACIONES SELVA NORTE

OLEODUCTO-DIESELDUCTO-ACUEDUCTO CHAMBIRA
DIAGRAMA DE FLUJO

ARCHIVO: ESCALA: 1/2" = 1' N° 94-1009-D

ANEXO 15

ESTACION DE BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA SALADA BATERIA CHAMBIRA - RIO PUCAYACU

FICHA TECNICA

Equipo Adicional

Bomba de Transferencia de Agua Salada Bateria Chambira - Río Pucayacu

Código de Identificación	B3-A/B/C
Diámetro de impulsor	9.25"Ø
Marca	GOULDS
Modelo	3196 MTX
Serie	772 D 657 .1/.2/.3
Material	Acero inoxidable 316
Velocidad	3000 rpm
Caudal	365 gpm
Presión de diseño (máxima)	275 psi A 100 °F
Altura dinámica	330'
Condiciones de Operación	
Caudal	280 bph (operando una bomba) 520 bph (operando dos bombas)
Presión de succión	7 psig
Presión de descarga	60 psig (operando una bomba) 150 psig (operando dos bombas)

Equipo Adicional

Motor eléctrico

Clase	Inducción
Marca	US. ELECTRICAL MOTORS
Potencia	75 hp
Velocidad	3550 rpm
"Frame"	365 TS
Tipo	CT
Tensión	230 / 460 voltios
Intensidad	175 / 87.5 amperios
Frecuencia	60 Hz

Cantidad de fases	3
S.F.	1.15
Aislamiento	Clase F
"Enclosure"	TE
Eje y cojinetes	6212 2ZJC3
I.D.	F218-50x 03 x 013 R054M

Accesorio

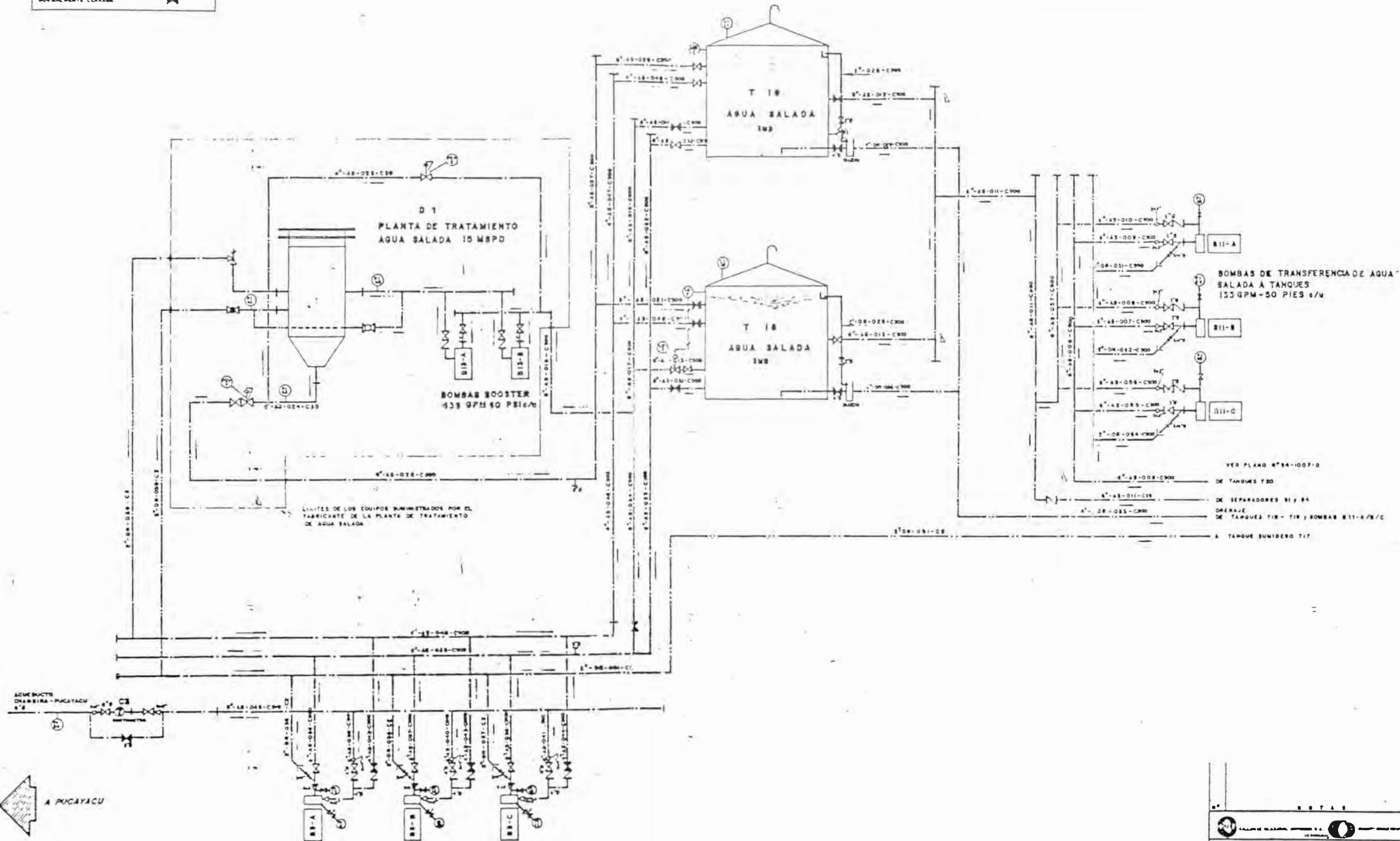
Código de Identificación
Marca
Diámetro
Modelo

Medidor de Flujo

FM-09
SPARLING
6"Ø
FM 655

DIAGRAMA

LEYENDA	
—	COMUNICACION
—	AGUA SALADA
—	PREVALE
—	NORMALMENTE CERRADA



BOMBAS ACUEDUCTO
366 GPM - 100 PSI @ 1/2

NOTAS

PETROLEOS DEL PERU
 CONTRATO 089/PER/012/007-CAJ/BIS
 OPERACIONES SELM NORTE

BATERIA MODULAR CHAMBIIRA
 DIAGRAMA DE FLUJO-SISTEMA AGUA SALADA
 41 CH-000 ARCHIVO ESCALA 1/2 N°94-1008-D REV. 2

REVISIONES	FECHA	CAUSA	ELABORADO	REVISADO	APROBADO

REFERENCIAS

ANEXO 16

ACUEDUCTO

FICHA TECNICA

Equipo

Longitud

Diámetro

Material

Acueducto

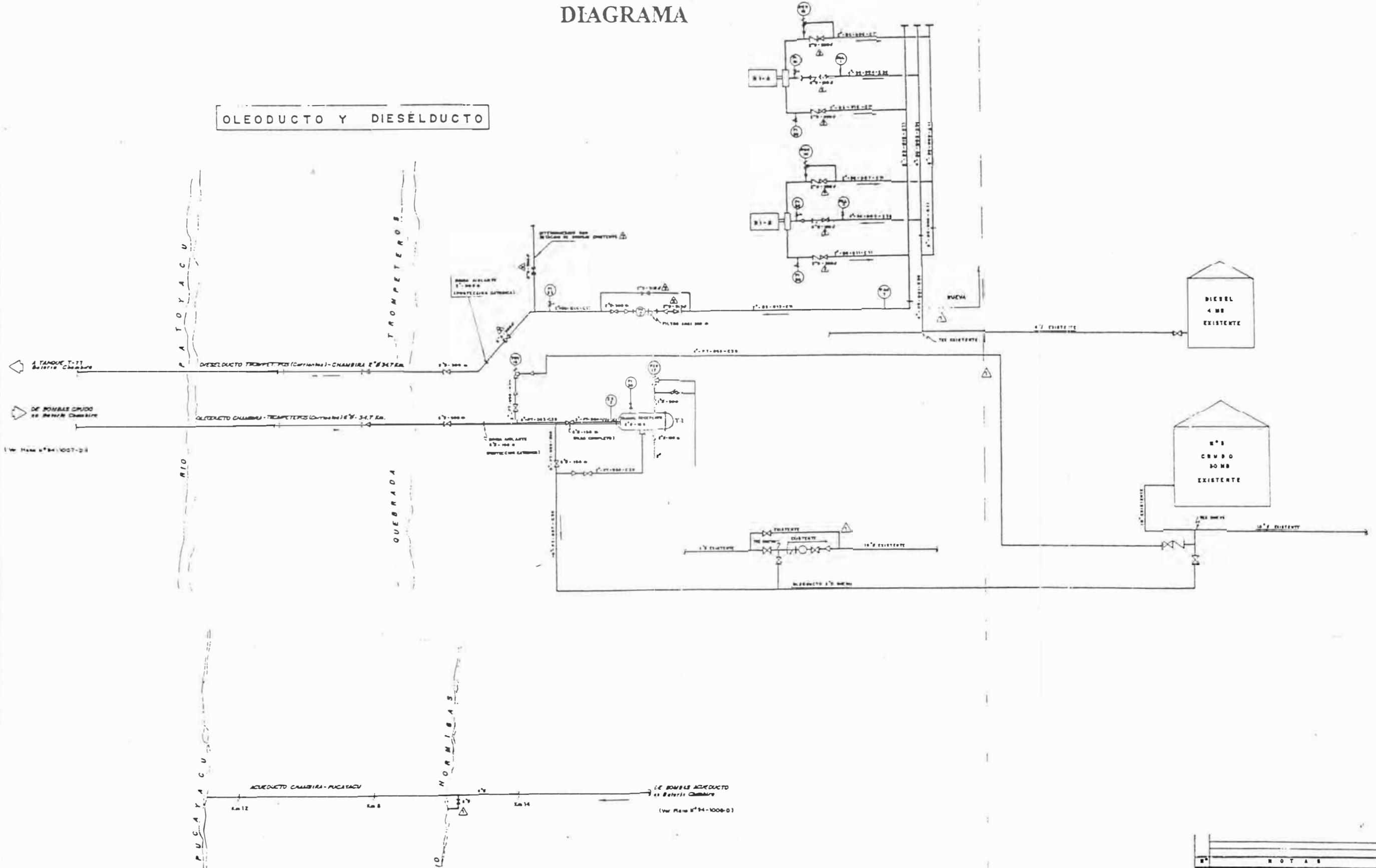
14 Km (aprox.)

8"Ø

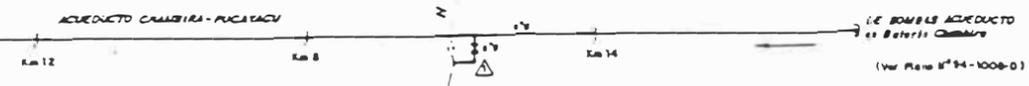
Tubería de fibra de vidrio

DIAGRAMA

OLEODUCTO Y DIESELDUCTO



ACUEDUCTO



DE	FECHA	FEJ.	K.C.A.	L.C.R.
DE ORDEN GENERAL DE LINEAS E INTERCONEXIONES	JULIO 74			
DE MODIFICACION DE LINEAS EXISTENTES	JULIO 74			
DE MODIFICACION DE LINEAS EXISTENTES	JULIO 74			
DE MODIFICACION DE LINEAS EXISTENTES	JULIO 74			
DE MODIFICACION DE LINEAS EXISTENTES	JULIO 74			
DE MODIFICACION DE LINEAS EXISTENTES	JULIO 74			
DE MODIFICACION DE LINEAS EXISTENTES	JULIO 74			
DE MODIFICACION DE LINEAS EXISTENTES	JULIO 74			
DE MODIFICACION DE LINEAS EXISTENTES	JULIO 74			
DE MODIFICACION DE LINEAS EXISTENTES	JULIO 74			

NOTAS

PETROLEOS DEL PERU
 CONTRATO N° 08/P/PERU/72 / 007-CAP/810

OPERACIONES SELVA NORTE

OLEODUCTO-DIESELDUCTO-ACUEDUCTO
 CHAMBIRA

DIAGRAMA DE FLUJO

33 05N 1000 ARCHIVO ESCALA 1/1 N° 94-1009-D

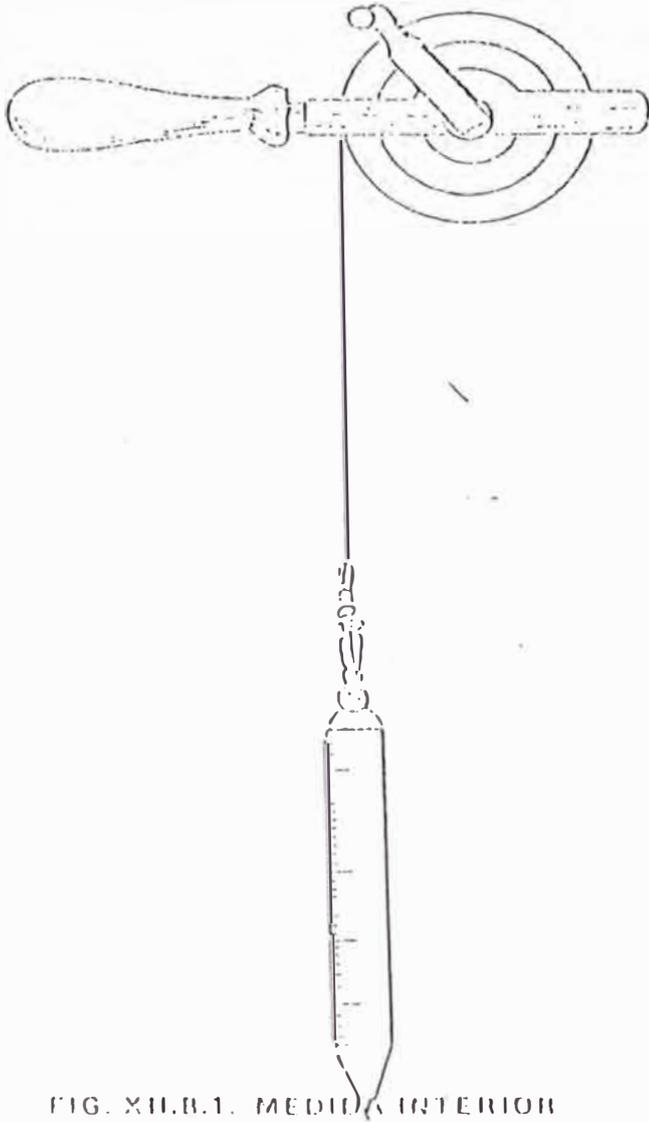
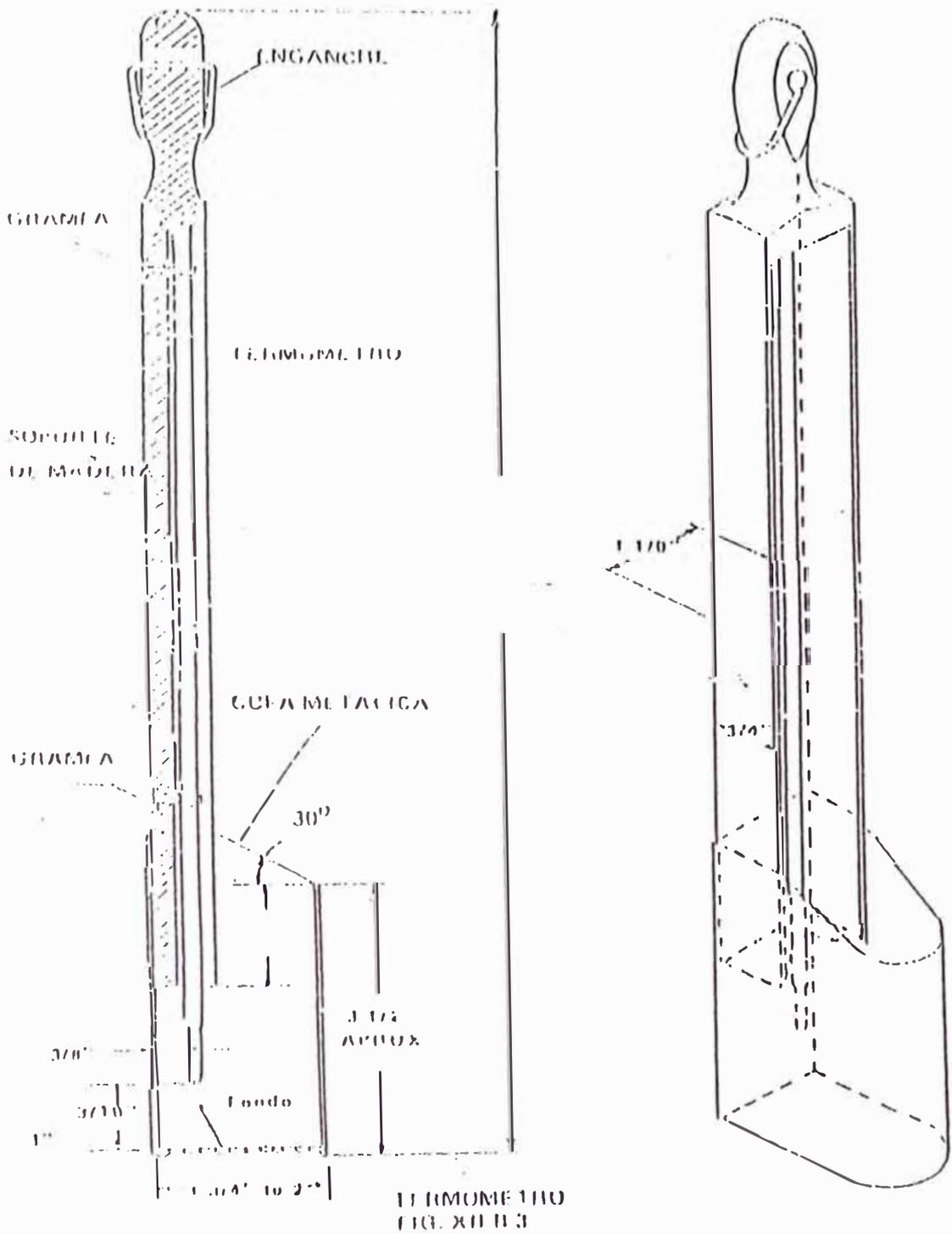


FIG. XII.B.1. MEDICA INTERIOR



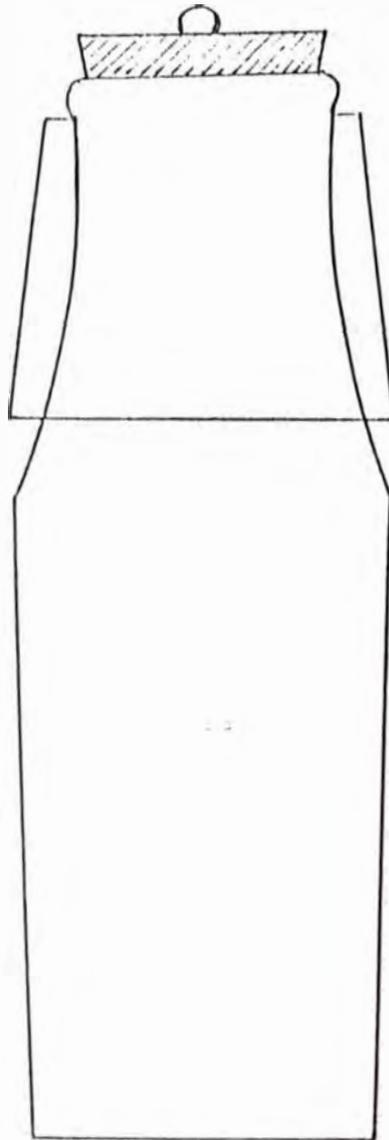
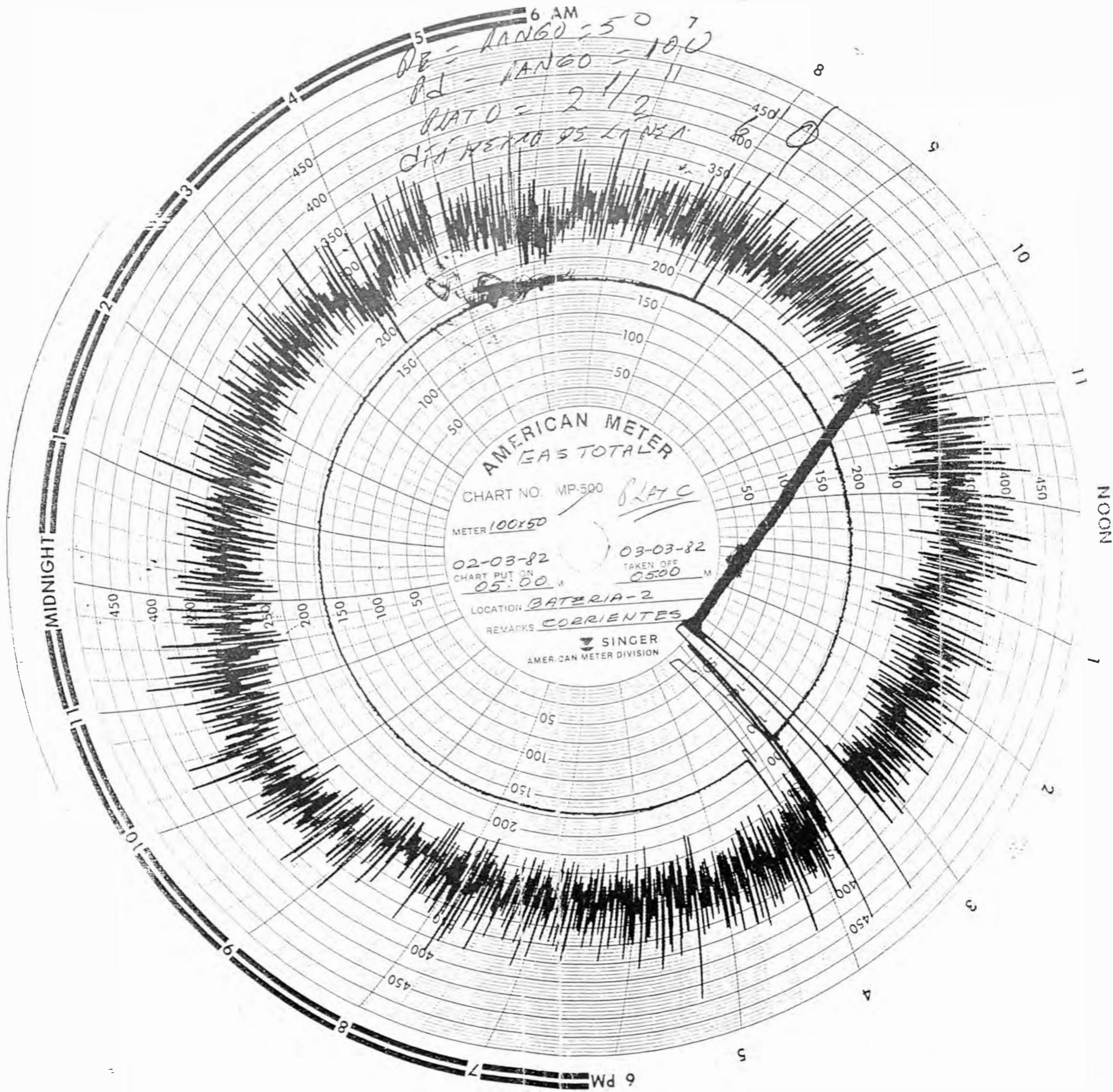
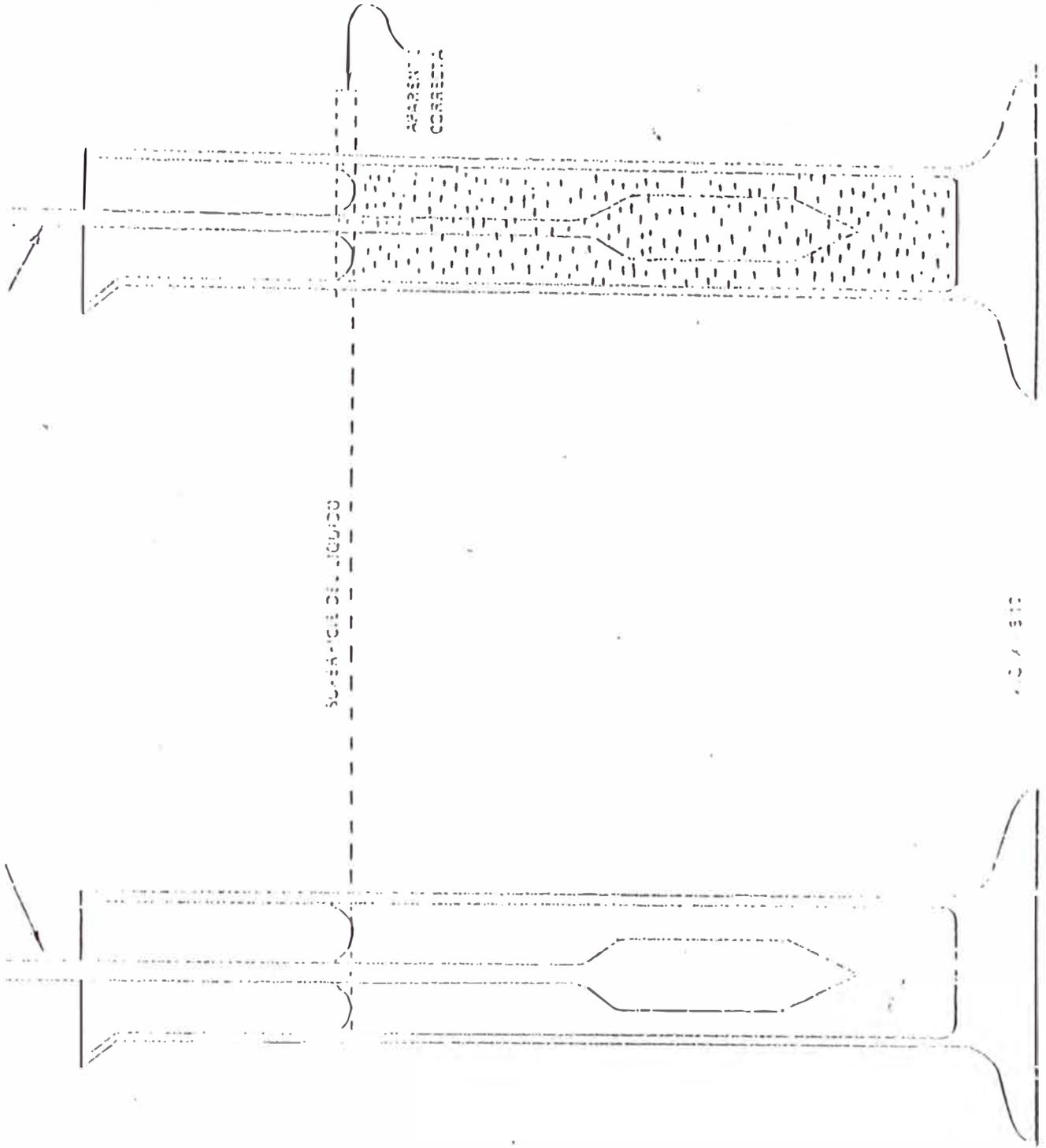


Fig. Botella para muestreo ("Ladrón")



DIAGRAMA



ANEXO 24

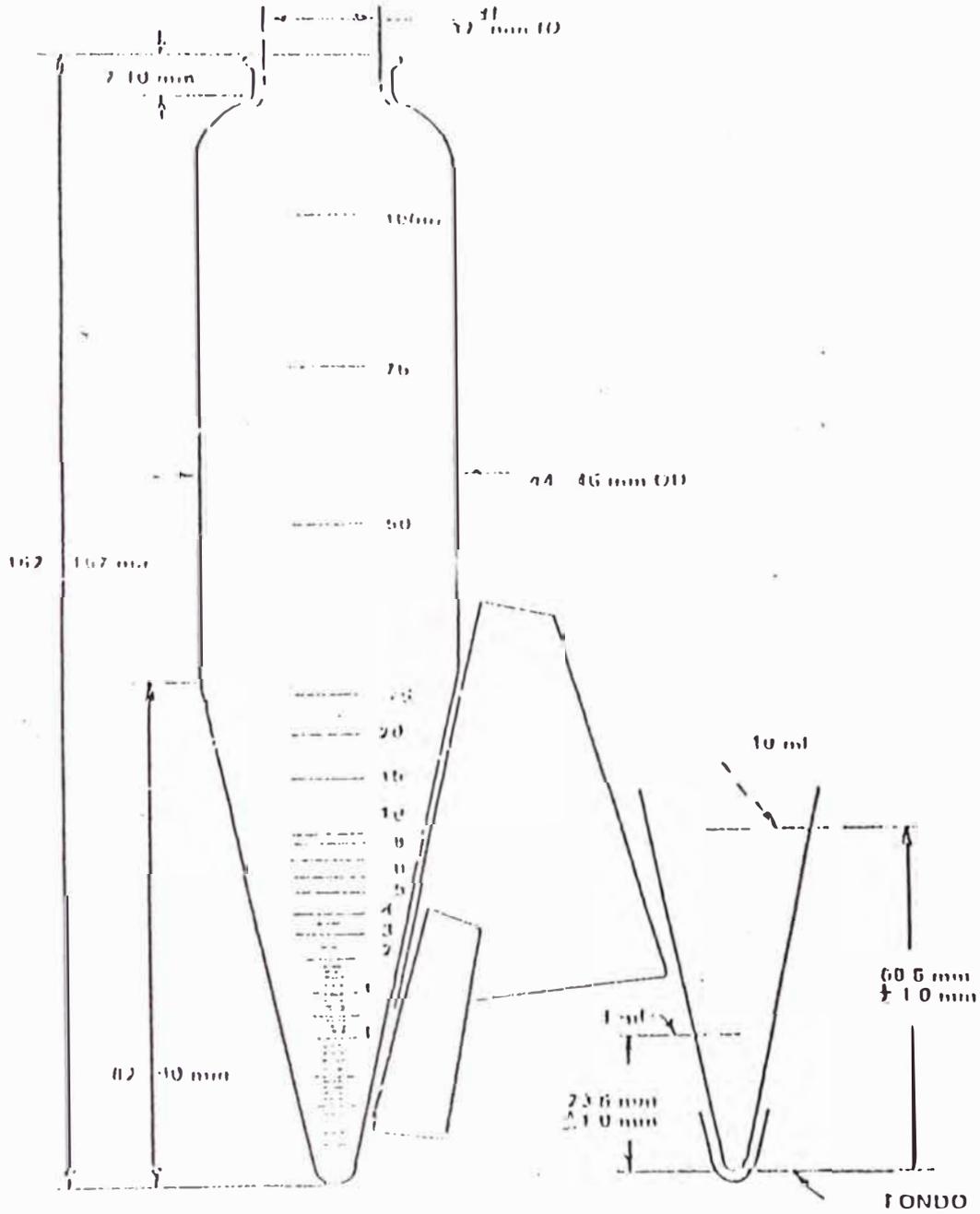


FIG. XA B 12. TUBOS DE VIDRIO

ANEXO 25

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE EQUIPOS EN LA BATERIA – CHAMBIRA

DISTRIBUIDOR MULTIPLE DE PRODUCCION (MANIFOLD DE PRODUCCION)

- ◆ Engrase de las válvulas cada dos meses.
- ◆ Pintado total del Distribuidor Múltiple de Producción cada dos años.
- ◆ Limpieza de las pasarelas cada vez que se requiera.
- ◆ Mantener pintado los números de los pozos que llegan al Distribuidor Múltiple de Producción.

SEPARADOR DE TOTALES

- ◆ Inspección y limpieza interior del separador cada dos años.
- ◆ Pintado externo cada dos años.
- ◆ Inspección y calibración anual de los instrumentos de control y seguridad, de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes.
- ◆ Engrase de válvulas.

SEPARADOR DE PRUEBAS

- ◆ Las indicaciones sobre mantenimiento son las mismas que para el Separador de Totales.

SEPARADOR VERTICAL (SCRUBBER)

- ◆ Inspección y limpieza del interior del separador cada dos años.
- ◆ Pintado interno cada dos años.
- ◆ Inspección y calibración anual de los instrumentos de control y seguridad, de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes.
- ◆ Engrase de válvulas cada mes.

TANQUE DE LAVADO (GUN BARREL)

- ◆ Limpieza e inspección interior del tanque cada dos años.
- ◆ Limpieza e inspección del sifón cada año.
- ◆ Limpieza y calibración de la válvula de presión vacío cada año.
- ◆ Engrase de válvulas cada mes.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO (3M47S Y 5M49S)

- ◆ Limpieza e inspección interior del tanque cada tres años.
- ◆ Pintado exterior cada tres años.
- ◆ Limpieza y calibración de la válvula de presión - vacío cada año.
- ◆ Engrase de válvulas cada mes.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA SALADA (3M51S Y 3M52S)

- ◆ Limpieza e inspección interior del tanque cada dos años.
- ◆ Pintado interior cada dos años.
- ◆ Pintado exterior cada tres años.
- ◆ Engrase de válvulas cada mes.

TANQUE SUMIDERO (T - 17)

- ◆ Limpieza e inspección interior cada dos años.
- ◆ Limpieza y calibración del control automático de arranque y parada de la bomba B12 A (cuando lo requiera)
- ◆ Engrase de válvulas cada mes.

PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA SALADA

- ◆ Limpieza de los hidrociclones (para la frecuencia de limpieza consultar al manual de fabricante en el Anexo).
- ◆ Engrase de válvulas cada mes.
- ◆ Limpieza y calibración de los instrumentos cada seis meses.
- ◆ Para las bombas refuerzo o incremento de presión ("Booster") consultar con el manual de fabricante en el Anexo.

SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO CHAMBIRA - TROMPETEROS

- ◆ Estación de bombas.
- ◆ Inspección de goteos de bombas, líneas de succión y descarga en forma permanente.
- ◆ Lubricación de la unidad de bombas (ver recomendaciones del fabricante en el Anexo).
- ◆ Engrase de las válvulas cada mes.
- ◆ Calibración de manómetros cuando lo requieran.
- ◆ Limpiar los filtros cada tres meses (reemplazar si lo fuera necesario)

OLEODUCTO

- ◆ Engrase manual de las válvulas de las bombas de lanzamiento y recepción de raspatubos.
- ◆ Pasar el raspatubos periódicamente (la frecuencia se establecerá de acuerdo con la inspección del raspatubos después de las primeras pasadas.
- ◆ Efectuar una inspección del Oleoducto por lo menos una vez cada año.

SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE AGUA SALADA CHAMBIRA - PUCAYACU

- Estación de bombas
- Las mismas recomendaciones que para las bombas de transferencia de crudo CHAMBIRA - TROMPETEROS.
- ACUEDUCTO
 - ◆ Efectuar por lo menos una inspección anual del Acueducto.
 - ◆ Engrase de válvulas cada mes.

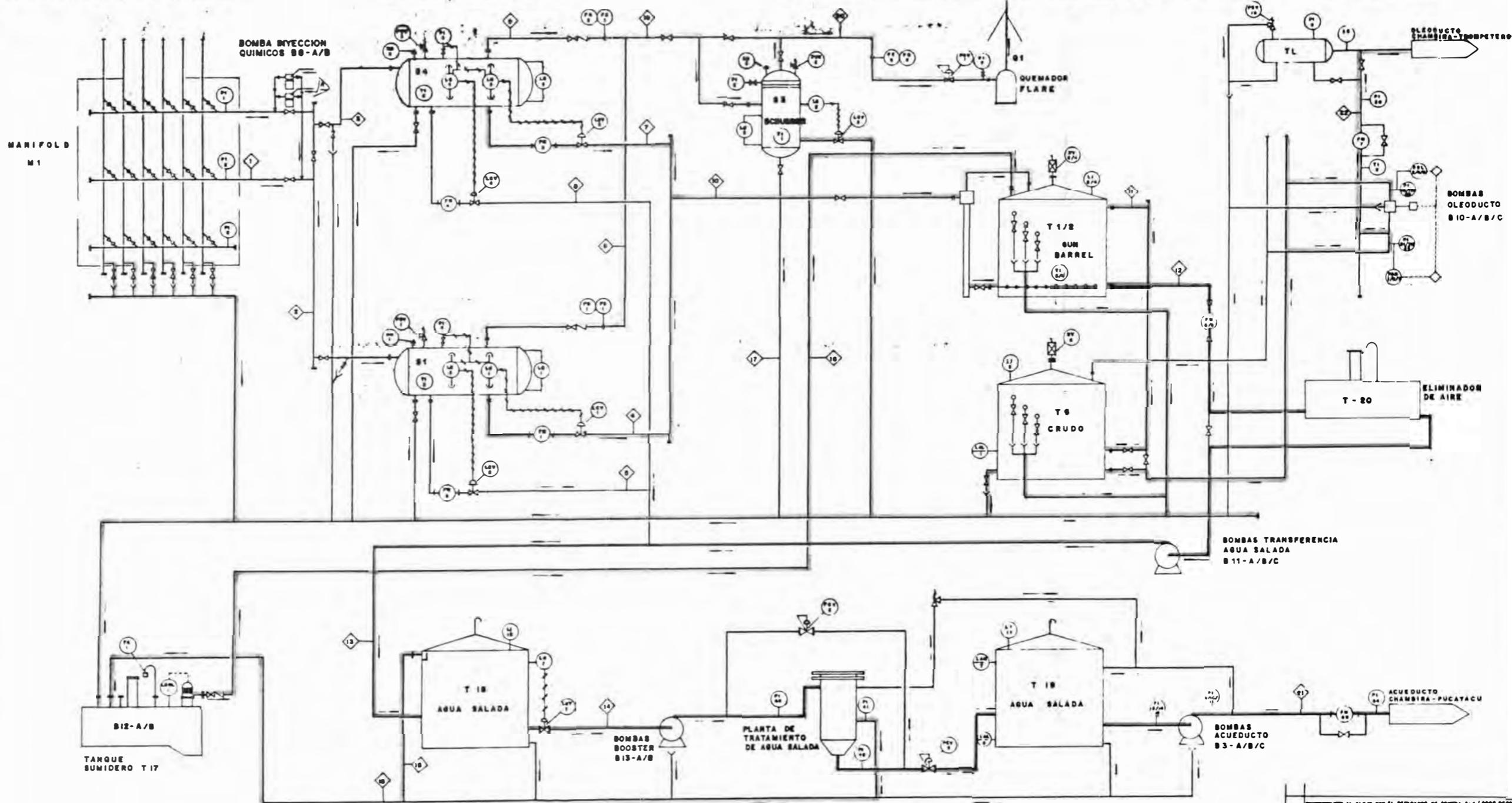
ANEXO 26

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE INYECTORES ELECTRICOS EN PLATAFORMAS DE PRODUCCION

- ◆ Inspección, limpieza y calibración del inyector eléctrico cada mes.
- ◆ Cambio de aceite SAE 40 cada seis meses (o cuando se contaminen).
- ◆ Inspección y cambio de piezas rotativas y no rotativas del inyector eléctrico cada año.

ANEXO 27A

COMPONENTE NR.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25			
FLUIDO	CR+AG+GAS	CR+AG+GAS	CR+AG+GAS	CR+AG	AGUA	GAS	CR+AG	AGUA	GAS	CR+AG	CRUDO	AGUA	AGUA	AGUA	CRUDO	CRUDO	6000/AGUA	CRUDO	GAS	GAS	AGUA	CRUDO	CR+AG+GAS	CR+AG	AGUA	GAS		
DEBITO (m³/hr)	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087	0.721	1.087	1.087	1.087	1.087	0.978	1.087	1.087	1.087	0.978	0.978	0.1	0.978	0.748	0.748	1.10184	0.889	1.087	1.087	1.087	0.721		
TIPO DE FLUIDO	3.411	3.411	3.411	0.0000	1.2030	0.0122	3.411	3.411	3.411	3.411	10.948	10.948	1.2858	1.2858	1.2858	10.948	10.948	0.1	10.948	0.117	0.117	14601.4	2290.4	1.087	1.087	0.0122		
FLUJO (SPR)	18801.0	18801.0	NOTA 2	0.0000	10231.0	0.0000	18801.0	18801.0	18801.0	18801.0	2290.0	2290.0	4332.4	14754.4	14757.0	7.4	182.0	0.1	182.0	0.0000	0.0000	14601.4	2290.4	4000	1878.30	2421.02	0.0000	
PRESION (PSIG)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
TEMPERATURA (°F)	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
RESERVA	TOTALES	TOTALES	PRUEBA	B1 A B2	B1 A T10	0.0000	PRUEBA /	PRUEBA /	PRUEBA /	PRUEBA /	B1/B2-00	B2 A T8	B2 A T10	B2-00 A T10	T10 A B	T10 A T17	B A T17	B2 A T17	B2 A T17	0.0000	AL QUEMADOR	AL QUEMADOR	OLEODUCTO	OLEODUCTO	TOTALES	B4 A B2	B4 A T10	B4 A B2



CONSIDERAR AL FLUJO POR EL DEBARRIDO DE PUNTO 2-4 (1000 DPM) Y
 FLUJOS SIMULTANEOS EN EL PASADIZO DE TOTALES 0-1 (1000 DPM)
 MANEJO ESPERADO TOMANDO EN CUENTA QUE EL FLUJO TOTAL
 10,000 B/D PARA EL PASADIZO 0-1 DE TOTALES
 N O T A S

PETROLEOS DEL PERU
 CONTRATO N° 087/PER/012/007-CAF/B10
 OPERACIONES SELVA NORTE

BATERIA MODULAR CHAMBIRA
DIAGRAMA DE PROCESOS

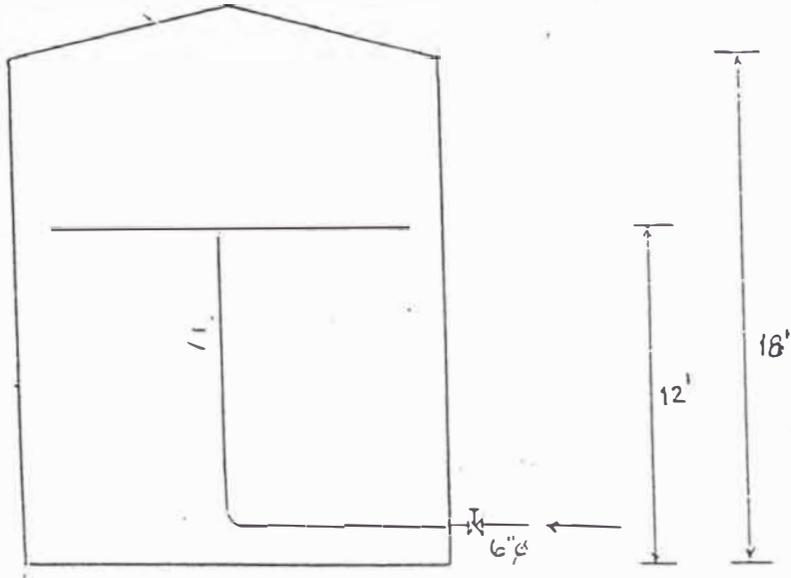
ARCHIVO ESCALA: 2/3 N° 94-1006-D

TITULO	PLANO N°	FECHA	AUTOR	REVISOR

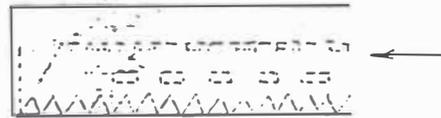
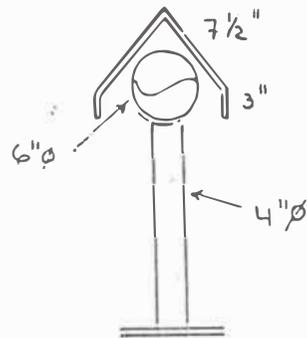
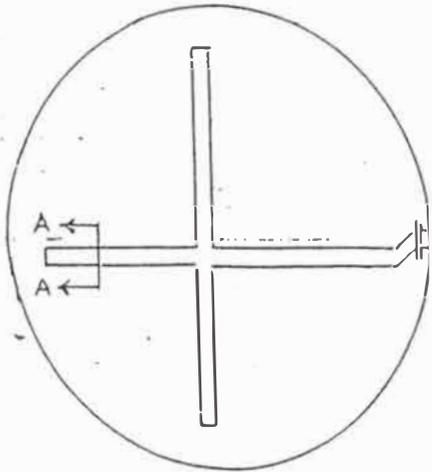
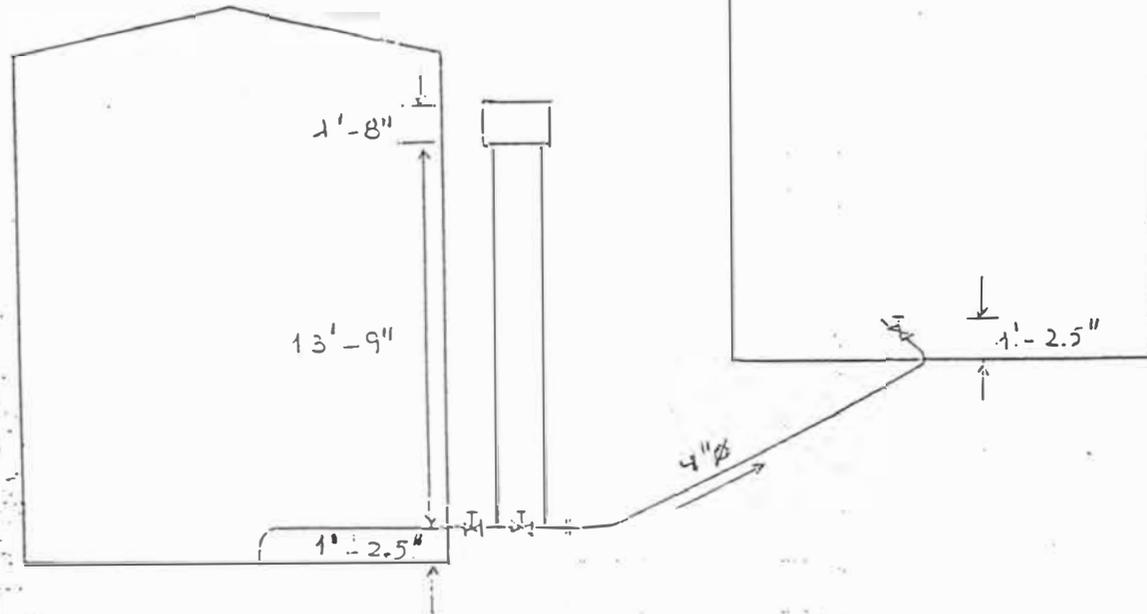
Diagrama de instalación de difusor y "bota de agua salada" (sifón)
en el tanque 3M515

TK 3M52.S

TK 3M515



TK 3M515



Difusor:

Ranuras - 2" x 1"

Espaciamiento - 2"

Hileras ranuradas - 2 a los costados y 1 al centro hacia arriba

Difusor TK 3M515

Difusor corte A-A