

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



**Rehabilitación y Optimización Operativa
de la Batería Nro. 2 de Producción
de Petróleo-Corrientes**

**TITULACION POR EXAMEN
PROFESIONAL**

Para optar el Título Profesional de:

INGENIERO PETROQUIMICO

Mario Flores Camasca

**Lima-Perú
1996**

REHABILITACION Y OPTIMIZACION OPERATIVA DE LA BAT. 2 DE
PRODUCCION DE PETROLEO - CORRIENTES OPS.

INTRODUCCION

I. ANTECEDENTES.

II. CONDICIONES OPERATIVAS - BAT. 2

2.1 PRODUCCION

2.2 INFRAESTRUCTURA

2.3 PROBLEMAS OPERATIVOS

- Lineas de Flujo.
- Sistema de Tratamiento.
- Sistema de Recuperación.

III. REHABILITACION Y MEJORAS DEL SISTEMA OPERATIVO.

3.1 SISTEMAS DE FLUJO

- Lineas Troncales.
- Manifold de Producción.
- Cabezal del Pozo.

3.2 SISTEMA DE TRATAMIENTO

- Separadores
- Tanques de Lavado (Gun Barrel)

3.3 AREA INDUSTRIAL

- Patio Tanques.
- Area Separadores y Manifold.

3.4 SISTEMA DE RECUPERACION DE CRUDO

- Poza API
- Tanque Desnatador

IV. ANALISIS DE COSTOS

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

INTRODUCCION

El presente trabajo tiene la finalidad de presentar las actividades efectuadas en las instalaciones de la Bateria 2 del Yacimiento Corrientes, con el objetivo de mejorar el sistema de tratamiento del crudo y contribuir, en este caso específico, en minimizar en lo posible las incidencias que la contaminación conlleva al faltar a las normas establecidas en los DS-052-93-EM/SG “Reglamento de Seguridad para el almacenamiento de Hidrocarburos”, DS-046-93-EM “Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos” y DS-055-93-EM “Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos”, que regulan las actividades en la industria del petróleo.

Los trabajos de mejora que aquí se mencionan están supeditados a la disponibilidad de fondos, y en el supuesto que ésta lo limite no se podrá cumplir con las expectativas reales que se busca.

Sin embargo, considerando la importancia que significa obtener un crudo de buena calidad, está por otro lado el control del medio ambiente, tanto o mas importante, por lo que recomendamos para en lo futuro se tomen en cuenta las recomendaciones del caso y de esa manera podamos adecuarnos a las disposiciones de los DS arriba mencionados.

REHABILITACION Y OPTIMIZACION OPERATIVA DE LA BATERIA N°2 DE PRODUCCION DE PETROLEO - CORRIENTES

I. ANTECEDENTES.

La Batería 2 es el centro colector de los pozos que se encuentran en el área del yacimiento Corrientes. Este yacimiento, descubierto el año de 1,971 con el pozo 1X, se encuentra ubicado en la selva Norte de la Región de Loreto a 200Km. al Oeste de la ciudad de Iquitos.

Esta Batería entró en operación en el año de 1,977 y durante los 13 primeros años trabajó sin modificación alguna en el sistema.

Durante el período de 1990, algunas de sus instalaciones y equipos fueron modificados para atender sus necesidades operativas del momento.

Sin embargo, las condiciones operativas fueron cambiando debido básicamente a lo siguiente

- a) Perforación de 4 pozos de acuerdo al proyecto de Corrientes - Pavayacu.
- b) Trabajos de Reacondicionamiento de Pozos.
- c) Incremento en el Rate de Extracción de fluido de los Pozos.
- d) Incremento en el corte de agua de los Pozos.

Todo esto originó que algunas modificaciones que se habían hecho empezaran a fallar, como, mal trabajo de los Gun Barrel por fallas en los difusores y sifón, descarga de agua de los separadores trifásicos bastante emulsionados por mala ubicación de los

puntos de descargas y disminución en el tiempo de residencia al quedar subdimensionado la altura del tabique de separación agua-petróleo, lo que dió lugar a que los problemas de tratamiento químico del petróleo crudo nuevamente se presentaran, agudizándose éstos por las continuas fallas de los sistemas de instrumentación que no fueron renovados en su debida oportunidad.

Por otro lado, las nuevas disposiciones como los DS-046-93-EM, DS-052-93-EM y DS-055-93-EM que regulan las actividades de la industria del hidrocarburo, nos obligan a implementar parámetros de control y crear la infraestructura necesaria para adecuarnos a sus requerimientos y exigencias.

II. CONDICIONES OPERATIVAS DE BATERIA 2 .

2.1. PRODUCCION

La Bateria a Diciembre de 1,994 viene recepcionando un promedio de 80,200 BFPD, que es la producción de 18 Pozos y cuyo aporte individual y sistema de extracción se indican en cuadro adjunto. (Ver anexo I).

Las variaciones de producción de fluido total desde la última modificación en las instalaciones y equipos a la fecha son

Fecha	F.Total (BPD)	Crudo (BPD)	Agua (BPD)	Corte Agua %	Nº Pozos
		60°F			
Dic. 90	65871	13324	52547	79.77	18
Dic. 91	65682	11589	54093	82.36	18
Dic. 92	77250	11794	65456	84.73	19
Dic. 93	78192	11777	66415	84.94	19
Dic. 94	80187	10889	69298	86.42	18

El fluido total ha incrementado en 14316 BPD y su corte de agua en 6.65 %,.

Este incremento en la producción de Fluido Total, ha hecho que la capacidad de separación de los Separadores Trifásicos (03), que tienen una capacidad de tratamiento de 15MBFPD cada uno, quede subdimensionado, por lo que es necesario plantear nuevas alternativas a este problema

2.2. INFRAESTRUCTURA :

2.2.1. Manifold ó Multiple de Producción:

La producción de los Pozos es colectada a través de tuberías en los múltiples de producción, el cual nos permite controlar y desviar la producción hacia los separadores o tanques (de Lavado o Almacenamiento) en situaciones de emergencia.

2.2.2. Separadores :

Estos equipos son del tipo Trifásico, que tienen por finalidad separar los componentes del fluido producido (Gas - Petróleo y Agua).

La Batería consta de 03 Separadores de Totales de 15MBFPD de capacidad de tratamiento cada uno, con 50% de fase acuosa y 50% de Petróleo, 01 Separador de Prueba con capacidad de 5MBFPD y 01 Separador de gas vertical (Scrubber).

Las características generales de los Separadores arriba mencionados se muestran en anexo II.

2.2.3. Tanques de Lavado o “ Gun Barrel”:

Los Tanques de Lavado que trabajan con un colchón de agua de + ó - 50% de su volúmen, separan el remanente de agua libre y el agua que se encuentra dispersa en la fase crudo en forma de emulsión, eliminándolo posteriormente a través del Sifón en forma automática.

Actualmente esta Batería cuenta con 04 tanques de Lavado de 3MB de capacidad, sin embargo, por necesidades operativas se viene trabajando con 03 y la cuarta se está usando como Tanque. de fiscalización de la producción del yacimiento Chambira.

2.2.4. Tanques de prueba :

Se cuenta con 02 tanques de 03MB de capacidad para la prueba de producción de los pozos. Estas pruebas son usadas para corregir los factores del contómetro.

2.2.5. Tanques de almacenamiento

En estos tanques, que son 02 de 30MB de capacidad cada uno, se almacenan crudo proveniente de los “Gun Barrels”.

Este crudo, despues de un reposo de aproximadamente 8 horas tiene una salinidad promedia de 40 PTB, el cual es bombeado a la desaladora de Batería 1 para su tratamiento y posterior bombeo a Saramuro, para lo cual es necesario tenga una salinidad menor o igual a 10 PTB por 0.20% de BSW.

2.2.6. Bombas Principales

Son 02 Motobombas que se usan para bombear crudo de los tanques de almacenamiento a las Plantas Desaladoras de Batería 1 a través del oleoducto de 8" de diámetro.

2.2.7. Electrobombas de transferencia

Se tiene 05 electrobombas para los siguientes fines

- 02 electrocentrífugas para transferir crudo de los tanques de prueba a los tanques de almacenamiento.
- 01 electrocentrífuga para bombear agua salada a las plataformas para trabajos de servicio a los pozos.
- 02 electrocentrífugas para recuperar crudo de las pozas API hacia los gun barrel.

2.2.8. Poza API

Es una poza superficial donde se recepciona los fluidos, con trazas de crudo, que son eliminados de los separadores trifásicos, “gun barrels” y tanques de almacenamiento y posteriormente recuperados hacia los “gun barrels.”

2.2.9. Muros de Contención

Los muros de contención que circundan los 03 patios de tanques, no cumplen con las normas establecidas en los D.S. 052-93-EM "Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos" y DS-055-93-EM “Reglamento de las

actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos”, referente a que deben contener el 110 % del volumen de los tanques. (Ver anexo II).

2.3. PROBLEMAS OPERATIVOS

La Batería, debido al incremento que experimentó, tanto en la extracción como en el número de Pozos, su diseño original resultó insuficiente e inadecuado, ocasionando con el tiempo que la Batería presente un alto grado de contaminación en gran parte de sus áreas comprendidas entre los G.Barrels y Separadores. Estas situaciones que influyeron para tomar conciencia de la problemática de la Batería en sus diferentes áreas se mencionan a continuación:

Sistemas de flujo

2.3.1. Líneas de Flujo

- Líneas tendidas sobre la superficie expuestas a corrosión externa.
- Fugas continuas originadas por efectos de corrosión externa, constituyendo fuente permanente de contaminación ambiental.

2.3.2. Manifold de Producción

- Antigüedad de construcción y operación, no garantiza la presión de trabajo de los diferentes elementos de operación(Válvulas, Uniones, Empaques, Codos, Tees, etc.).

- Las continuas fugas en los elementos de operación, constituyen fuente permanente de contaminación ambiental.
- La forma de construcción original, dados los múltiples cambios en la operación, ha dejado de ser práctico, no permitiendo flexibilidad operativa, que permita rápida y eficientemente solucionar las diferentes contingencias presentadas, tales como, los derrames de crudo debido a roturas de empaquetaduras por contrapresión ó derrames causados por corrosión en los diferentes elementos de operación del manifold (uniones, codos, líneas de producción, etc.),orientando el sentido del flujo hacia areas seguras.
- Falta elementos de control, tales como: manómetros, termómetros, muestreadores adecuados.
- La carencia de loza de cemento no permite una buena limpieza y drenaje del área de trabajo.

Sistemas de Tratamiento

2.3.3. Separadores

- Equipos con mucha antigüedad de fabricación y operación, constituyéndose en equipos de operación riesgosa (material fatigado, corrosión interna, etc.)
- Modelos discontinuados, lo cual dificulta la adquisición de repuestos para su mantenimiento y/o reparación.
- Elementos de control incompletos o inadecuados (válvulas de alivio, manómetros, termómetros, controladores de nivel, alarmas, etc.), lo cual origina un funcionamiento deficiente.
- Línea de ingreso al separador restringido (de 6" a 4" de diámetro).

- Separadores trabajando por encima de su capacidad, lo que causa un tratamiento de crudo inestable, originador de un mayor arrastre de crudo en el agua eliminada.

2.3.4. Tanques de lavado (Gun Barrel)

- El tanque 12 requiere mantenimiento general, cambio de ubicación del sifón y un nuevo diseño para el difusor, y el tanque. 16 requiere un nuevo rediseño del difusor; originando todo ello un funcionamiento deficiente de los mismos, lo que trae como consecuencia un crudo de baja calidad (BSW mayor que 0.60%).
- Los buzones colectores se encuentran obstruidos por carbonatos causando derrames y contaminando el area de trabajo.
- Los ductos (tubos metálicos) que conectan los buzones colectores con el canal de drenaje principal se encuentran obstruidos y corroídos, originando derrames en el area.
- El patio de Tanques carece de canales de drenaje pluvial y tampoco existe sistema de control para derrames (conexión hacia el canal de drenaje principal).
- No tiene muro de contención, el anterior ha sido erosionado por las lluvias.

2.3.5. Tanques de Reposo

- No existen canales de drenaje pluvial, ni válvulas para control de derrames (derivación a poza API).
- El área no tiene el suficiente desnivel para permitir un buen drenaje, lo que origina la presencia permanente de grandes charcos, los cuales por filtración pueden debilitar las bases de los tanques.

- Pasarelas de acceso de cemento insuficientes, porque existen solamente las que van hacia la escalera y válvulas de descarga de uno de los tanques e inadecuados porque algunas de éstas están sobre áreas anegadas de agua.

2.3.6. Motobombas de Transferencia de Crudo (de Tanques de reposo a Desaladoras)

- Motobombas con mucha antigüedad de operación, hacen que su funcionamiento sea poco confiable.
- No presenta canaletas de drenaje que permita captar y dirigir los derrames hacia una pequeña poza API para su control.

2.3.7. Electrobombas de Transferencia

- No cuentan con sistemas de control y seguridad de operación (manómetros, parada automática por alta y baja presión).
- El área de trabajo no cuenta con canales de cemento circundantes que permitan limpieza del área y recuperación de derrames eventuales.

Sistema de Recuperación

2.3.8. Poza API

- Diseño de poza inadecuado, origina que la recuperación de crudo no sea totalmente eficiente. Su forma de construcción (un solo cuerpo) no brinda las facilidades para el mantenimiento del mismo.
- No se dispone de eléctrobomba adicional(stand by).

- Presenta abundante sedimento y borra, la cual perjudica el tratamiento químico del crudo, debido a que cuando se realiza el trabajo de recuperación, este sedimento y borra es arrastrado hacia el tanque de lavado que es donde se hace la recuperación.

III. REHABILITACION Y MEJORAS DEL SISTEMA OPERATIVO.

Para solucionar los problemas con que cuenta la Batería es necesario realizar lo siguiente

- a) Modificar los diseños de algunos equipos (separadores, “Gun Barrel”, pozas API, manifold de producción.)
- b) Instalar otros equipos (Tanques Desnatadores y FWKO)
- c) Rehabilitar la Infraestructura civil (Muro de Contención, canales de drenaje, etc.).

La ejecución de estas modificaciones e inclusión de algunos equipos y materiales necesarios, posibilitará dar cumplimiento a las disposiciones sobre protección ambiental e incidirán en un mejor tratamiento del crudo.

3.1 Sistemas de flujo.

3.1.1 Líneas Troncales

Con la finalidad de evitar las continuas fugas por efectos de corrosión externa en las líneas de producción, se diseñó el tendido sobre marcos "H" de líneas troncales de 8" de diámetro y líneas para prueba de pozos de 4" (Ver gráfico IV).

En la tabla I se presentan los cálculos de caída de presión por el transporte de los fluidos de producción a través de las líneas troncales, donde se observan la conveniencia del uso de éstas líneas de 8”.

Mejoras a Obtener:

(Gráficos V , VI y anexo III)

- Evitará la producción diferida por reparación de líneas.
- Se minimizará y controlará la contaminación ambiental.
- Disminuirá la contrapresión en cabeza de los Pozos.
- Posibilitará la aplicación del rompedor de emulsión, a un bajo costo, ya que aplicar en cada línea de producción implicaba mayor número de bombas de inyección de química y se mejorará la eficiencia del desemulsificante.(Ver gráfico VII, VIII y IX).
- Incrementará la vida útil de los ESP(Bombas Electro-Sumergibles), debido a la menor frecuencia de paradas de dichos equipos por reparación de líneas.

3.1.2 Manifold de Producción

Con la finalidad de efectuar un mejor control de los pozos en producción, se construyeron nuevos manifold de tipo horizontal en plataformas específicas debido a su importancia productiva y estratégica.

Por otro lado, se rediseñó un nuevo manifold en Batería, de tal manera que se adapte al nuevo sistema de producción de los pozos (líneas troncales).(Ver gráfico X).

Mejoras a Obtener :

- Permitirá una mayor flexibilidad operativa.
- Permitirá la eliminación de fuente de contaminación ambiental por fugas en las conexiones (Válvulas, uniones, codos, tees).
- Posibilitará mantener el área de trabajo más limpio y seguro.

3.1.3 Sistema de recirculación en cabezales del pozo.

Con la finalidad de implementar un sistema de inyección de Inhibidores de corrosión hacia el fondo del pozo, para proteger la tubería de producción de subsuelo, se diseñó un modelo de sistema de recirculación.(Ver gráfico XI).

Mejoras a Obtener :

- Se uniformizará el sistema de recirculación de todos los pozos.
- Garantizará la protección contra la corrosión, de todo el sistema de Subsuelo.

3.2 Sistema de Tratamiento

3.2.1 Separadores

El trabajo de estos equipos, debido a los altos caudales de tratamiento, hacen que trabajen por encima de su capacidad de operación, quedando subdimensionados.

Para mejorar el sistema de tratamiento e incrementar el tiempo de residencia del crudo, se instalará un separador nuevo y de mayor capacidad que las existentes , ya que su capacidad de tratamiento actual es de 45,000 BFPD. y lo que se espera tratar posteriormente es alrededor de 85,000 BFPD., para lo cual también será

necesario realizar unas pequeñas modificaciones en los separadores existentes tales como:

- a) Reubicación de las descargas de agua, ya que la cercanía de éstas a la línea de ingreso al separador hace que la eliminación del agua sea bastante emulsionada.
- b) Tabique de separación agua/petróleo tenga como máximo una altura equivalente al 70% del diámetro del separador a fin de que el crudo emulsionado y lo menos posible de agua pase a los tanques de lavado.(Ver gráfico XII).

Mejoras a obtener :

- Un separador nuevo permitirá mejorar la seguridad de operación, permitiendo además un tratamiento más eficiente de los fluidos.
- El completar la instrumentación dará más seguridad y confiabilidad al funcionamiento de los equipos y su modernización hará fácil su mantenimiento o reparación.
- Las modificaciones permitirán un menor arrastre de crudo a través del agua eliminada y mejorarán el tratamiento del crudo.

3.2.2 Tanques de lavado (Gun Barrel)

Actualmente por el alto caudal con que vienen trabajando estos tanques, la separación del agua y crudo es **deficiente**. Para obtener una buena separación de los líquidos (Petróleo-Agua), se recomienda que la **velocidad de ascenso** de los líquidos que ingresan al tanque debe ser como máximo de **1 ft/min**, condición ésta que no se cumple al momento, por que solamente se cuenta con 4 tanques de 3MB con una velocidad de ascenso de 2.75 ft/min. para una producción total de 85,000BFPD. Para mejorar esta deficiencia se sugiere reacondicionar los 2 tanques de prueba de 3 MB c/u con que se cuenta y adicionarlo al sistema como tanques de lavado para conseguir una velocidad de ascenso de aproximadamente 1.25 ft/min. cercano a lo recomendado (Según diagrama adjunto de Diseño de tanques de Lavado - gráfico I). Bajo estas condiciones operativas, las gotas de agua que se encuentran emulsionados en la fase crudo, podrán separarse en forma efectiva al atravesar el colchón de agua.

Por otro lado, es recomendable modificar el diseño del difusor y recalcular la altura de los Sifones de cada Tanque. Este recálculo de la altura de los sifones se hace necesario, debido a que, actualmente se vienen realizando trabajos de

reacondicionamiento con la finalidad de incrementar la producción de Petróleo, trabajos que conllevarán a aperturar nuevas Arenas Productivas (Vivian, Chonta, Lupuna ,etc.), las mismas que poseen características diferentes, difieren en la concentración de sales, lo que hace que también varíe la gravedad específica del colchón de agua de los tanques de lavado, la cual influye en el cálculo de la altura del sifón.

Mejoras a obtener :

- Con la implementación de 2 tanques de 3MB, que actualmente se viene usando como Tanques de Prueba, se estaría cerca a la velocidad de ascenso recomendado para los líquidos que es como máximo de 1 ft/min. (Ver gráfico II).
- La modificación del Diseño de los Difusores, facilitará cumplir con la velocidad de ascenso del fluido a 1 ft/min y permitirá una distribución más uniforme de los fluidos dentro del tanque, teniendo en cuenta básicamente que los orificios del tubo difusor, estén orientados en forma correcta (lateralmente).
- El recálculo de la altura de los sifones, permitirá mantener el nivel del colchón de agua a una altura constante eliminando el exceso de agua en forma automática.(Ver anexo IV y gráficos III, XIII y XIV).

3.3. Area Industrial:

El área industrial de la Batería (patio de tanques, separadores y manifold), presentan un alto grado de contaminación de crudo y agua de formación, debido básicamente a la carencia de sistemas de drenajes adecuados y al deficiente funcionamiento de la Poza API. Todo esto ha generado que se ejecuten trabajos en

áreas específicas, para así cumplir con las normas sobre protección ambiental como el DS-052-93-EM " Reglamento de seguridad para el almacenamiento de Hidrocarburos" lo exige.

3.3.1. Patio de Tanques:

Comprende todo el perímetro circundante a los tanques y está claramente definida por los **Muros de Contención**, la misma que debe tener una capacidad de 1.10 veces el volumen de los tanques. Además, es muy importante que cuente con sistemas de control de derrame, para ser usado en casos que se produzca una emergencia ya sea por colapsamiento de cualquiera de los tanques o en caso de producirse un derrame de petróleo por problemas de corrosión.

Mejoras a Obtener:

- El sistema de drenaje pluvial, con válvulas de derivación, permitirá el control y recuperación de derrames producidos a causa de algún percance.
- La adecuación de la altura del Muro de Contención, a la altura correcta (1.10 veces el volumen de los tanques), evitará la contaminación del área circundante.
- El levantamiento del nivel del terreno, permitirá un drenaje adecuado de los líquidos del patio de tanques, manteniendo así una zona seca y segura.
- La habilitación de pasarelas de cemento, permitirá un desplazamiento rápido y seguro del personal operador.
- El cambio de los ductos de los buzones, para drenar el agua de formación, evitará derrames en el área y por consiguiente la contaminación de dicha área.

3.3.2. Area Separadores y Manifold:

Es el área donde se encuentran los múltiples de producción, así como los sistemas de control de descarga de los fluidos (agua, petróleo y gas), la cual, debe ser bastante cómoda y segura para facilitar las labores rutinarias del operador.

Mejoras a Obtener:

- El recubrimiento con loza de cemento de todo el perímetro (separadores y manifold), permitirá mantener todo el área limpio y seguro.
- Trazando una pendiente adecuada para toda el área a enlozar, permitirá orientar, en un posible derrame de petróleo, hacia el canal principal evitando que éste sea un agente de contaminación del medio ambiente.

3.4. Sistema de Recuperación de Crudo:

Este sistema permite recuperar el crudo, que debido a las mismas condiciones operativas de la batería, es arrastrado juntamente con el agua de drenaje de los separadores, tanques de lavado, tanques de reposo y almacenamiento, evitando que esta sea eliminada directamente hacia las quebradas cercanas a la Batería.

La experiencia de campo nos ha enseñado que el contenido de aceite en el agua efluente de un separador trifásico, va de 200 - 2000 ppm, por lo que es sumamente necesario los sistemas de recuperación de crudo tipo pozas API, celdas de flotación, etc.

3.4.1 Poza API :

Este sistema de recuperación tipo poza API, con que cuenta la Batería, es muy importante por la función que cumple, cual es, el de atrapar todo o casi todo el crudo que es arrastrado de los drenajes de los separadores, tanques de lavado y almacenamiento, procurando tener en la descarga de esta poza un agua con un mínimo porcentaje de aceite (menos de 20ppm de Oil in Water).

Mejoras a Obtener:

- Un nuevo diseño de la poza API con dos cuerpos, permitirá un trabajo mas eficiente y dará flexibilidad para labores de mantenimiento.(Ver anexo V).
- La eficiencia esperada de la poza API, generará mayor confiabilidad en el sistema de recuperación de crudo y eliminación del agua de formación hacia el río Corrientes, con las concentraciones permisibles de aceite (menos de 20ppm).

3.4.2. Tanque Desnatador:

Se diseñó y construyó dos tanques desnatadores gemelos, que recepcionará únicamente el agua de formación emulsionada que drenen los separadores trifásicos y que actuarán como un sistema de recuperación primaria antes de ingresar a la poza API. (Ver Anexop VI).

Mejoras a Obtener:

Permitirá incrementar la recuperación de un mayor volumen de aceite al final del proceso (tanque Desnatador mas poza API).

EQUIPOS Y SISTEMAS DE SEGURIDAD

Los equipos y sistemas de seguridad con que cuenta la Bateria para dar cumplimiento a lo indicado en el DS-055 y RM 664-78, se mencionan a continuación y algunas que faltan tales como cilindros con arena, canales de recepción de drenajes, drenajes pluviales, sistemas de control de derrames, etc., se subsanarán con los trabajos de rehabilitación y optimización de la Bateria.

Area Manifold y Separadores

- Extintores de polvo químico seco (PQS) de 30 y 150 lbs.
- Letreros de Seguridad.
- Separadores provistos de válvulas de seguridad.
- Quemador de gas ubicado a más de 50 mts. de las instalaciones.

Area de Tanques (de Lavado y Almacenamiento)

- Protección por un sistema contra incendio (CI) a base de agua y espuma.
- Extintores de polvo químico seco (PQS) de 30 y 150 lbs.
- Tanque de agua de 2MB de capacidad, para el sistema de CI tipo hidrante.
- Area Tanques de Almacenamiento cuenta con muros de contención de tierra más no así la de los "G.Barrel" que han sido erosionados por las lluvias existentes en la zona.
- Letreros de Seguridad instalados en lugares visibles.

- Tanques provistos de respiraderos con la finalidad de mantener interiormente la presión límite aceptable durante las operaciones de recepción y descarga de crudo.
- Tanques con sistema de protección catódica,
- Tanques de Almacenamiento conectados a tierra con línea para corriente estática.

Area de Electrobombas y Motobombas de Transferencia

- Sistema de CI a base de agua (Hidrante).
- Extintores de polvo químico seco (QS) de 30 lbs.
- Letreros de Seguridad.
- Sistema de iluminación a prueba de explosión.

Area poza API

- Extintores de polvo químico seco (QS) de 30 lbs.
- Letreros de Seguridad.

Area Oficinas

- Extintores de polvo químico seco (QS) de 30 lbs.
- Extintores de agua presurizada de 2 ½ galones de capacidad.
- Botiquín de primeros auxilios.
- Teléfono y radio para comunicaciones de cualquier ocurrencia y/o emergencias.

4. ANALISIS DE COSTOS

El costo de inversión total es MUS\$ 600 y su distribuyen como sigue:

<input type="checkbox"/> Construcción manifold de reemplazo	60
<input type="checkbox"/> Construcción tanque desnatador	20
<input type="checkbox"/> Construcción canales pluvial e industrial	25
<input type="checkbox"/> Rehabilitación muros de contención	20
<input type="checkbox"/> Rehabilitación pasarelas y construcción loza área separador	25
<input type="checkbox"/> Limpieza y relleno áreas manchadas	17
<input type="checkbox"/> Modificación Poza API y LIMPIEZA	60
<input type="checkbox"/> Adquisición de instrumentación para separador	15
<input type="checkbox"/> Adquisición de 2 medidores de gas	6
<input type="checkbox"/> Adquisición de 1 separador	15
<input type="checkbox"/> Trabajos modificación separadores y tanque de lavado	15
SUBTOTAL (MUS\$)	278
<input type="checkbox"/> Construcción 5 manifold (plataformas 114, 137, 44, 12) Materiales y mano de obra	60
<input type="checkbox"/> Construcción línea 8" de plataformas 44, 137, 114, 12 a Batería 2	50
<input type="checkbox"/> Costo de tubería de 8" (5,500 m.)	180
<input type="checkbox"/> Construcción marcos "H"	32
SUBTOTAL (MUS\$)	322
TOTAL (MUS\$)	600

Las ganancias o ingresos como se menciona en el cuadro adjunto se deben a los siguientes rubros:

- Evitar se aplique las multas por infracción al DS-052-93-EM, según se establece en la Resolución Ministerial N° 286-94-EM/SG y al DS-046-93-EM, sobre protección ambiental en las actividades de hidrocarburos.
- Consideramos se aplique una multa total de 250 UIT, incluyendo incidencias se tiene:
 $2000/2.26 \times 250 = \text{MUS\$ } 221.24$
- Consideramos como egresos 15 % de la inversión como gasto de mantenimiento y/o operación más la depreciación lineal en 10 años se tiene:
 $90 + 600 / 10 = \text{MUS\$ } 150$
- Consideramos adicionalmente una producción diferida de crudo estimada en 230 BPD por paradas debido a reparaciones de línea y por problemas de instrumentación y control de separadores y tanques:
 $365 \times 230 \times 14.00 = \text{MUS\$ } 1175.3$
Su valor presente es: $1175.3 \times (1 - 1/1.2) = \text{MUS\$ } 195.88$, ya que el crudo se mantiene como reserva.
- Así mismo se considera como ingreso el ahorro al evitar gastos en reparación de líneas de flujo que es de: MUS\$ 300.00

Las ganancias o ingresos totales son:

$$221.24 + 195.88 + 300 = \text{MUS\$ } 717.12$$

De acuerdo al cuadro adjunto el PAY OUT es de 1.69 años ó 1 año 8 meses.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. La puesta en servicio de las líneas troncales de 8" de diámetro que interconectan los manifolds de las plataformas 114, 137 y 44, ha permitido reducir, en promedio, en 30 psi. la contrapresión en los pozos de las plataformas mencionadas.
2. La producción de las plataformas 114, 137 y 44 podrán ser transferidos a través de las líneas troncales de 8" hacia batería 2, sin ninguna restricción. Se ha calculado una caída de presión de 51 psi, para el transporte de 27,310 BFPD (77.38 % corte de agua), de los pozos comprendidos en plataformas 137 y 44 (ver Tabla I) y de 13.6 psi para transporte de 21,250 BFPD (89.07 % corte de agua) de los pozos comprendidos en plataforma 114.(Ver tabla II).
3. La puesta en servicio de las líneas troncales posibilitará reducir en 50% el número de bombas de inyección de química. En las dos líneas que se han puesto en servicio, el ahorro es 21,000 dólares por los 6 inyectores que se han dejado de usar
4. La inyección de desemulsificante en las troncales ha permitido reducir la dosificación en un 28 % (12 QTS/D) sin afectar el tratamiento, ya que se mantiene los parámetros de PTB y BSW dentro de los rangos aceptables (PTB < 40 y BSW = 0.22 %); toda vez que inyectar en batería (antes de los separadores) requería una dosificación mayor (42 QTS/D). (Ver gráfico VII).
5. El inyectar el desemulsificante en las líneas troncales en una menor dosificación significará un ahorro anual de aproximadamente 10,000 dólares.

6. El tendido de las líneas de producción sobre marcos “H” y la ejecución de manifolds en las diferentes plataformas permitirá un incremento en la vida útil de las bombas electrosumergibles debido a la menor frecuencia de paradas de dichos equipos por reparación de líneas.
7. La uniformización en el sistema de recirculación para la inyección de inhibidores de corrosión e incrustación al fondo del pozo permitirá estandarizar y cuantificar de una manera rápida los materiales necesarios para la implementación en un número determinado de pozos.
8. La inclusión en el sistema de un separador permitirá incrementar el tiempo de retención en un 42 % , el cual incidirá en una mejora del tratamiento del crudo al pasar menos porcentaje de agua en el crudo hacia el tanque de lavado.
9. El incrementar el tiempo de residencia en los separadores, permitirá un menor arrastre de crudo a través del agua eliminada y mejorará la eficiencia en el tratamiento del crudo
10. La velocidad de ascenso de los líquidos que ingresan a los tanques de lavado (antes de las modificaciones) es 2.75 pies/min., esperando disminuir y llegar a 1.25 pies/min. (cercano a lo máximo recomendado de 1 pie/min.) una vez realizado las modificaciones el cual permitirá una mejor separación del agua.
11. Al incrementar el área de descarga de los difusores (+/- 7 veces) disminuirá en éste porcentaje la descarga en los tanques de lavado y facilitará por lo tanto en el cumplimiento de la velocidad de ascenso recomendado que es de 1 pie/min. como máximo.

12. La altura del sifón debe estar a 2 pies del rebose del crudo para así proveerle al agua un tiempo de retención por encima de 100 min. que es lo normal para crudos entre 16 y 25° API.
13. La implementación de sistemas de drenaje (pluvial y de agua salada) permitirá controlar y orientar los fluidos que por una serie de razones se eliminan o derraman hacia un colector, evitando de ésta manera se contamine el medio ambiente circundante o aledaño
14. Se ha eliminado en un 100 % todas las áreas contaminadas de la zona industrial, removiendo, cambiando y rellenando con tierra limpia.
15. El recubrimiento con loza de cemento el área de separadores, manifold y habilitación de pasarelas de cemento en lugares específicos, permitirá y brindará al personal operador un área de trabajo limpio y seguro
16. La adecuación de los muros de contención a 1.10 veces el volumen de los tanques, evitará la contaminación del medio ambiente en situaciones de siniestro por colapsamiento de tanques
17. La ejecución de la nueva poza API con las características técnicas recomendadas permitirá incrementar la eficiencia de trabajo y proporcionará mayor flexibilidad en las labores de reparación y mantenimiento de la poza
18. La eficiencia que se espera de la poza generará confiabilidad en el sistema de recuperación de crudo y permitirá la eliminación del agua con concentraciones de aceite menores a 20 ppm que son las permisibles.
19. La implementación de, los tanques desnatadores, quienes tratarán únicamente el agua emulsionada proveniente de los separadores, permitirá aprovechar la

temperatura (+/- 135 °F) del fluido (dada la cercanía de ubicación de ésta de los separadores que es de 7 m.) para así facilitar la separación o recuperación de la nata de crudo que discurre a través del fluido.

20. El uso de los tanques desnatadores incrementará la confiabilidad en el cumplimiento de los parámetros de concentración de aceite que se eliminará conjuntamente con el agua hacia el río Corrientes (menos de 20 ppm).
21. El hecho de inyectar el desemulsificante por troncales significaría un ahorro de 10,000 dólares al año, ya que la inyección por día disminuye de 42/4 de galón a 30/4 de galón.
22. El tiempo de recuperación de la inversión en éste proyecto (PAY OUT) es de 1 año 8 meses, siendo un proyecto altamente rentable.

RECOMENDACIONES

1. Implementar en el más breve plazo, dado los resultados que se vieron, la aplicación del desemulsificante en las líneas troncales de las plataformas 137, 114 y 44. Considerar así mismo la troncal de la plataforma 12 una vez se ejecute ésta (se estima inicie la construcción la primera semana de noviembre de 1995).
2. Priorizar las acciones para la ejecución de las mejores propuestas, las cuales posibilitarán disminuir en un 40% el tiempo de tratamiento del crudo a través de la desaladora.

3. Se recomienda adquirir uno o dos separadores más de 15 MBFPD de capacidad de tratamiento cada uno con la finalidad de incrementar el tiempo de retención a cantidades de uso común comprendidos entre 3 y 30 min. para que así el agua libre tenga tiempo de coalescer en gotas y sedimento, ya que actualmente el tiempo de retención es menos de 45 segundos.
4. Para un tanque de lavado estandar de 24 pies de altura y 22 pies de altura de fluido se sugiere que el nivel de agua no debe estar debajo de los 8 pies ni encima de los 16 pies, salvo ciertas consideraciones así lo exijan como por ejemplo si se requiere agua de mejor calidad o si es un flujo de agua muy elevado.
5. Acondicionar los dos tanques de 3MB, de prueba y recepción de crudo de Chambira, para ser usados como tanques de lavado (Gun barrel) y así permitir bajar la velocidad de ascenso del fluido de 2.75 pies/min,+ a 1.25 pies/min. cercano a lo máximo recomendado de 1 pie/min; esto permitirá entrapar en su colchón de agua la mayor cantidad de gotas de agua que se encuentran en suspensión en el crudo.
6. El hecho de inyectar el desemulsificante por troncales significaría un ahorro de 1000 dólares al año ya que la inyección por día disminuye de 42/4 de galón a 30/4 de galón.

TITULO : REHABILITACION Y OPTIMIZACION OPERATIVA DE LA BATERIA N°2 DE PRODUCCION DE PETROLEO - CORRIENTES

INVERSION TOTAL : MUS\$ 600.0

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Inversión	600.0											
Ingresos		717.1	717.1	717.1	717.1	717.1	717.1	717.1	717.1	717.1	717.1	
Costos		150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	
a) Gastos Mantto./Operación		90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	
b) Depreciación		60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	
Utilidad Bruta		567.1	567.1	567.1	567.1	567.1	567.1	567.1	567.1	567.1	567.1	
Impuestos (30 %)		170.1	170.1	170.1	170.1	170.1	170.1	170.1	170.1	170.1	170.1	
Utilidad Neta		397.0	397.0	397.0	397.0	397.0	397.0	397.0	397.0	397.0	397.0	
Depreciación		60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	
Flujo	(600.0)	457.0	457.0	457.0	457.0	457.0	457.0	457.0	457.0	457.0	457.0	0.7590 = TIR
VAN	(600.0)	380.8	317.4	264.5	220.4	183.7	153.0	127.5	106.3	88.6	73.8	1,315.9 = VAN

VALOR ACTUAL NETO (VAN AL 20%)

MUS\$ 1,315.9

INDICE DE VALOR ACTUAL (IVA)

2.19

TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) :

75.90 %

PAY OUT :

1.69 Años

NOTA:

- Precio del crudo (Promedio): US\$ 14.00 / Bl.

- Gastos de mantenimiento y/o operación: 15 % anual.

- Depreciación: Lineal.

- Considera como ingreso el ahorro en gastos de reparación de líneas de flujo: MUS\$ 300.0 / año.

asimismo, el valor presente de la producción diferida por paradas debido a reparaciones de línea y por problemas de instrumentación y control de separadores y tanques: 230 BOPD.

Finalmente, al evitar se aplique las multas por infracción al D.S. - 052-93 EM según se establece en la resolución ministerial No. 286-94-EM/SG y que es de 250 UIT.

TABLA I

PROGRAMA GENERAL DE CAIDA DE PRESION EN TUBERIAS PLATAFORMAS 44 Y 137				
PROPIEDADES				
Liquido		Hidrocarburo		agua salada
Gravedad API @ 60°F		25		
SPGR. @ 60°F		0.904		1.026
SPGR. @ T°F		0.874		1.011
viscosidad cst @ 100°F		50.000		
viscosidad cst @ T°F		25.487		
viscosidad cp @ T°F		22.288		0.592
CONDICIONES GENERALES				
Temp. bombeo (°F)		130		
*Agua (bls/dia)		21132		
*Hidrocarburo (bls/dia)		6178		
*Total (bls/dia)		27310		
*Corte de agua		77.38%		
Gravedad promedio @ T		0.980		
Visco. promedio cp @ T		5.500		
DATOS TUBERIA:				
*Dia. nominal (pulg.)		8		
*Tipo/Grado		SCH40		
*Dia. interno (pulg.)		7.981		
*Long. Tuberia L.T. (m.):		2700		
*Long.eq.accesorios (5%L.T.):		135		
*Long. TOTAL (m.):		2835		
RESULTADOS PROGRAMA GENERAL DP:				
Dia. Nominal pulg.(sch40)	Reynolds	Velocidad (ft/seg.)	Delta P (psi/100ft)	Delta P Total (psi)
8	56163	5.11	0.55	51.0
1	427297	295.72	15249.19	1418355.1
2	216853	76.16	457.08	42513.8
3	146100	34.57	61.53	5723.5
4	111335	20.08	15.79	1468.6
6	73905	8.85	2.09	194.5
8	56163	5.11	0.55	51.0
10	44734	3.24	0.18	17.0
12	37353	2.26	0.08	7.1

TABLA II

PROGRAMA GENERAL DE CAIDA DE PRESION EN TUBERIAS PLATAFORMA 114				
PROPIEDADES				
Liquido		Hidrocarburo		agua salada
Gravedad API @ 60°F		25		
SPGR. @ 60°F		0.904		1.026
SPGR. @ T°F		0.874		1.011
viscosidad cst @ 100°F		50.000		
viscosidad cst @ T°F		25.487		
viscosidad cp @ T°F		22.288		0.592
CONDICIONES GENERALES				
Temp. bombeo (°F)		130		
*Agua (bls/día)		18927		
*Hidrocarburo (bls/día)		2323		
*Total (bls/día)		21250		
*Corte de agua		89.07%		
Gravedad promedio @ T		0.996		
Visco. promedio cp @ T		2.964		
DATOS TUBERIA:				
*Dia. nominal (pulg.)		8		
*Tipo/Grado		SCH40		
*Dia. interno (pulg.)		7.981		
*Long. Tubería L.T. (m.):		1250		
*Long.eq.accesorios (5%L.T.):		62.5		
*Long. TOTAL (m.):		1312.5		
RESULTADOS PROGRAMA GENERAL DP:				
Dia. Nominal pulg.(sch40)	Reynolds	Velocidad (ft/seg.)	Delta P (psi/100ft)	Delta P Total (psi)
8	82416	3.98	0.32	13.6
1	627036	230.1	9312.46	401004.0
2	318220	59.26	275.39	11858.4
3	214394	26.9	36.59	1575.5
4	163378	15.62	9.29	400.0
6	108452	6.88	1.21	52.2
8	82416	3.98	0.32	13.6
10	65645	2.52	0.10	4.5
12	54813	1.76	0.04	1.9

ANEXO I

PRODUCCION Y SISTEMA DE EXTRACCION DE POZOS

DE BATERIA 2 - CORRIENTES

DICIEMBRE - 94

<u>POZO</u>	<u>OIL</u>	<u>AGUA</u>	<u>F.TOTAL</u>	<u>CORTE</u>	<u>SIST. EXTRACCION</u>
12XCD	528	3772	4300	87.72%	BES
15XCD	711	4669	5380	86.78%	BES
16XCD	428	3142	3570	88.01%	BES
28XCD	600	870	1470	59.18%	BES
45D	328	3232	3560	90.79%	BES
46D	1270	6130	7400	82.84%	BES
81D	537	5863	6400	91.61%	BES
89D	516	6829	7345	92.97%	BES
98D	493	6547	7040	93.00%	BES
107D	405	1975	2380	82.98%	BES
112D	934	1766	2700	65.41%	BES
113D	795	3255	4050	80.37%	BES
114D	918	5307	6225	85.25%	BES
115D	435	2775	3210	86.45%	BES
116D	888	5502	6390	86.10%	BES
117D	233	3167	3400	93.15%	BES
118D	526	1274	1800	70.78%	BES
137D	747	3223	3970	81.18%	BES
TOTAL :	11,292	69,298			

ANEXO II

CARACTERISTICAS DE SEPARADORES DE BATERIA 2

1. SEPARADOR SP - 01

Marca	METROL
Tipo	Separador gas-crudo-agua
Modelo	42GOW-0115HC
Serie	27414
Año de fabricación	1974
Temperatura máxima de diseño	200 °F
Presión máxima	125 PSI
Material de planchas	ASTM A 285 GRC
Espesor de pared	1/4"
Capacidad (crudo)	2500 BPD
Capacidad (agua)	2500 BPD
Capacidad (gas)	6.6 MMSCFD

2. SEPARADOR SP - 02

Marca	METROL
Tipo	Separador gas-crudo-agua
Modelo	60GOW-0120HC
Serie	8727
Año de fabricación	1974
Temperatura máxima de diseño	200 °F
Presión máxima	125 PSI
Material de planchas	ASTM A 5156 GR70
Tamaño	O.D. Cabeza: 60" Cuerpo: 20 pies-00"
Espesor de pared	5/16"

Capacidad (crudo)	7500 BPD
Capacidad (agua)	7500 BPD
Capacidad (gas)	15.00 MMSCFD

3. SEPARADOR SP - 03

Marca	METROL
Tipo	Separador gas-crudo-agua
Modelo	60GOW-0120HC
Serie	8728
Año de fabricación	1974
Temperatura máxima de diseño	200 °F
Presión máxima	125 PSI
Material de planchas	ASTM A 5156 GR70
Tamaño	O.D. Cabeza: 60" Cuerpo: 20 pies-00"
Espesor de pared	5/16"
Capacidad (crudo)	7500 BPD
Capacidad (agua)	7500 BPD
Capacidad (gas)	15.00 MMSCFD

4. SEPARADOR SP - 04

Marca	METROL
Tipo	Separador gas-crudo-agua
Modelo	60GOW-0120HC
Serie	8782
Año de fabricación	1974
Temperatura máxima de diseño	200 °F
Presión máxima	125 PSI
Material de planchas	ASTM A 5156 GR70

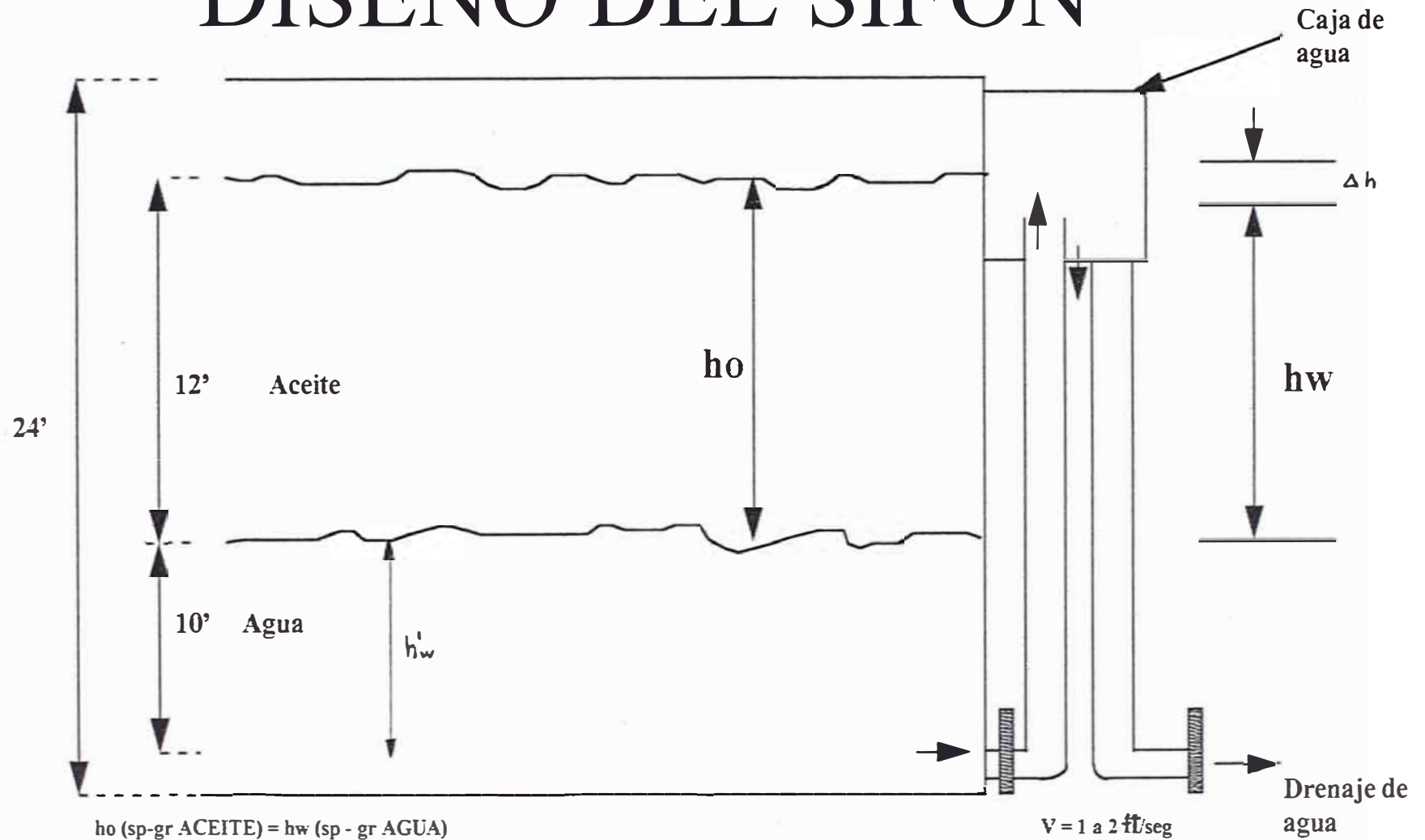
Tamaño	O.D. Cabeza: 60" Cuerpo: 20 pies-00"
Espesor de pared	5/16"
Capacidad (crudo)	7500 BPD
Capacidad (agua)	7500 BPD
Capacidad (gas)	15.00 MMSCFD

5. SEPARADOR VERTICAL (SCRUBBER)

Marca	TRICO
Tipo	Separador Vertical crudo-gas
Modelo	36SEP-0110VC
Serie	7825
Año de fabricación	1977
Temperatura máxima de diseño	280 °F
Presión máxima	125 PSI
Material de planchas	ASTM A 235 GRC
Tamaño	O.D. Cabeza: 30" Cuerpo: 11 pies-06"
Espesor de pared	1/4"
Capacidad (crudo)	NR
Capacidad (gas)	NR

ANEXO IV

DISEÑO DEL SIFÓN



$$h_o (\text{sp-gr ACEITE}) = h_w (\text{sp-gr AGUA})$$

sp gr GRAVEDADES ESPECIFICAS A LA

$$h_o = 55\% (22') = 12'$$

$$h'_w = 45\% (22') = 10'$$

$$\text{sp.gr } o = 0.882$$

$$\text{sp.gr } w = 1.08$$

$$h_w = 9.8$$

$$\Rightarrow \Delta h = 12' - 9.8 = 2.2' = 2'$$

TEMPERATURA DE OPERACION.

ANEXO V

DISEÑO DE POZA API

(Gráfico XV)

Para el diseño de un separador convencional aceite-agua es necesario tener presente las siguientes consideraciones:

- a. La velocidad horizontal (V_H) a través del separador deberá ser menor o igual a 3 pies/min. o igual 15 veces la velocidad de ascenso de las partículas de aceite(V_t)
- b. La profundidad (d) del agua en el separador no deberá ser menor que 3 pies para minimizar la turbulencia causada por flujos altos

$$3 \leq d \leq 8$$

- c. La razón de la profundidad (d) del separador al ancho (B) de la misma debe estar comprendido entre 0.3 a 0.5.
- d. El ancho (B) del separador considerar entre 6 y 20 pies

$$6 \leq B \leq 20$$

- e. Considerar un mínimo de 2 canales de separadores, para así posibilitar trabajos de reparación y limpieza.
- f. La razón entre la longitud y el ancho (L/B) debe ser como mínimo 5, para proveer un flujo de distribución más uniforme y para minimizar los efectos de turbulencia a la entrada y salida del separador.

CALCULOS DE DISEÑO

Para nuestro caso el agua contaminada con crudo que va hacia la poza tiene las siguientes características:

- a. El rate de flujo (Q_m) lo consideramos como un 95% del caudal total que se espera (85,000 BFPD) esto es: 2,355 GPM.
- b. Temperatura del fluido: 110°F.
- c. Gravedad específica del agua (S_w): 1.016 (Ver gráfico XVI).
- d. Viscosidad absoluta (dinámica) : $\mu = 0.0068$ (Ver gráfico XVII).
- e. Gravedad específica de la fracción aceite (S_o) : 0.92

1. La velocidad de ascenso o vertical de la partícula aceite es calculado con la siguiente ecuación

$$V_t = 0.0241 \frac{S_w - S_o}{\mu}$$

$$V_t = 0.34 \text{ pies/min.}$$

2. La velocidad horizontal (V_H) máximo permisible se encuentra usando la siguiente ecuación:

$$V_H = 15 V_t \leq 3$$

$$V_H = 5$$

$$5 > 3$$

Tomaremos una velocidad horizontal de 3 pies/min. porque éste valor es lo máximo recomendado.

3. El área de la sección transversal se calcula con la siguiente ecuación:

$$A_c = Q_m / V_H \{ Q_m = 2355/7.48 = 314.84 \text{ pies}^3/\text{min.} \}$$

$$A_c = 105 \text{ pie}^2$$

4. La determinación del número de canales separadores que se requiere es calculado con la siguiente ecuación:

$$n = A_c / 160$$

$$n = 0.66$$

$$n = 1$$

5. El ancho (B) y profundidad (d) del canal son calculados usando la ecuación:

$$d = A_c / B n$$

Asumimos un canal de 15 pies de ancho (B)

$$d = 105 / 15 \times 1$$

$$d = 7$$

Cumple para la condición: $3 \leq d \leq 8$, así mismo el ancho (B) satisface lo

siguiente:

$6 \leq B \leq 20$. Por lo tanto el canal del diseño tendrá un ancho (B) de 15 pies y una profundidad (d) de 7 pies, esto como dimensiones aceptables pudiendo variarse según la conveniencia.

6. La longitud del separador es calculado con la siguiente ecuación

$$L = F (V_H / V_t) d$$

Con $V_H / V_t = 3 / 0.341 = 8.8$ nos vamos al gráfico XVIII :

$$F = 1.48$$

$$L = 1.48 \times 8.8 \times 7 = 91 \text{ pies}$$

Comparamos con $L / B \geq 5$, $91/15 = 6$, si satisface, por lo tanto la longitud

(L) del separador debe ser 91 pies.

ANEXO VI

TANQUE DESNATADOR

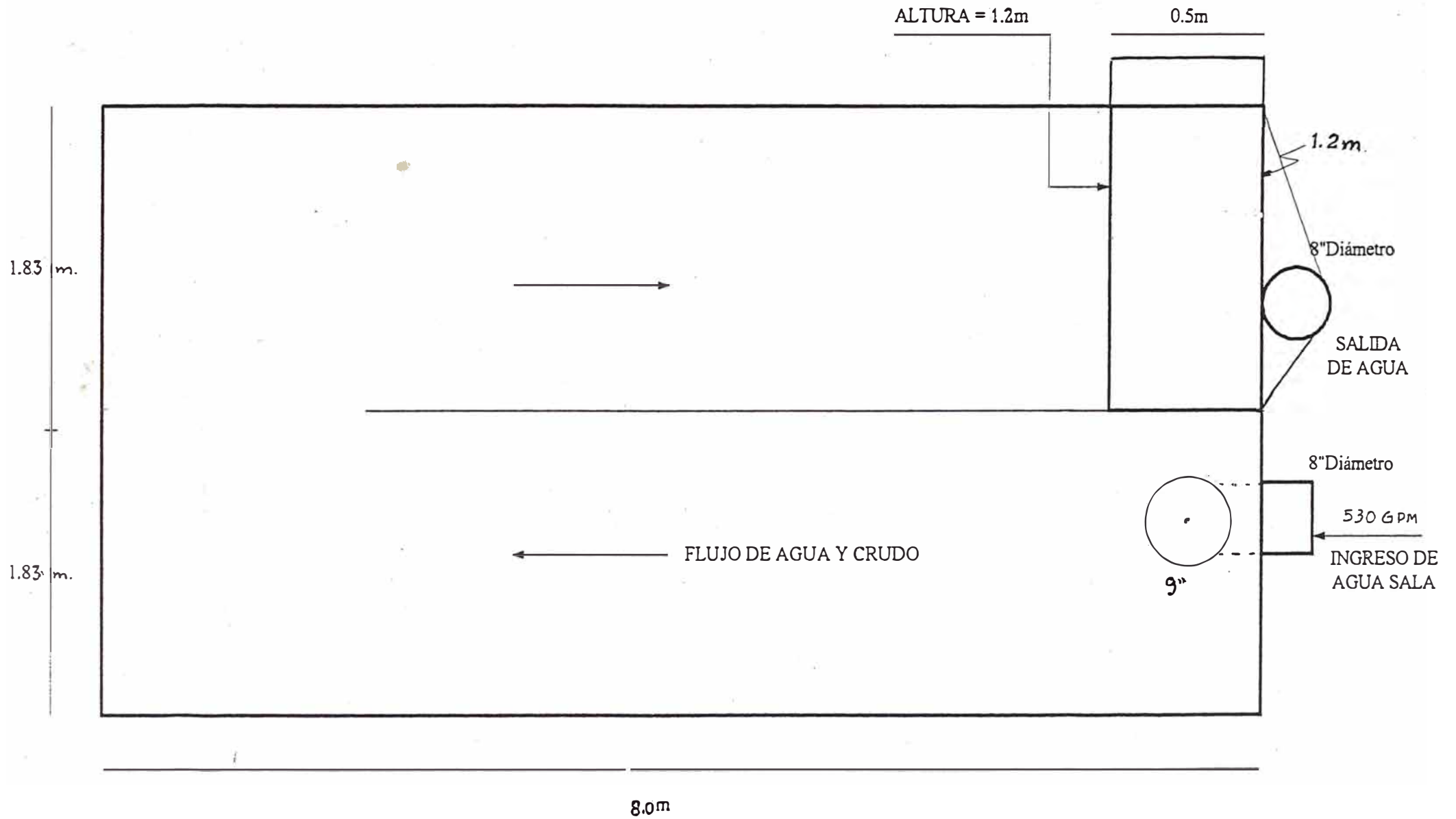


GRAFICO I

DISEÑO DE TANQUES DE LAVADO

VELOCIDAD DE ASCENSO VS. REGIMEN DE ENTRADA DE FLUIDO

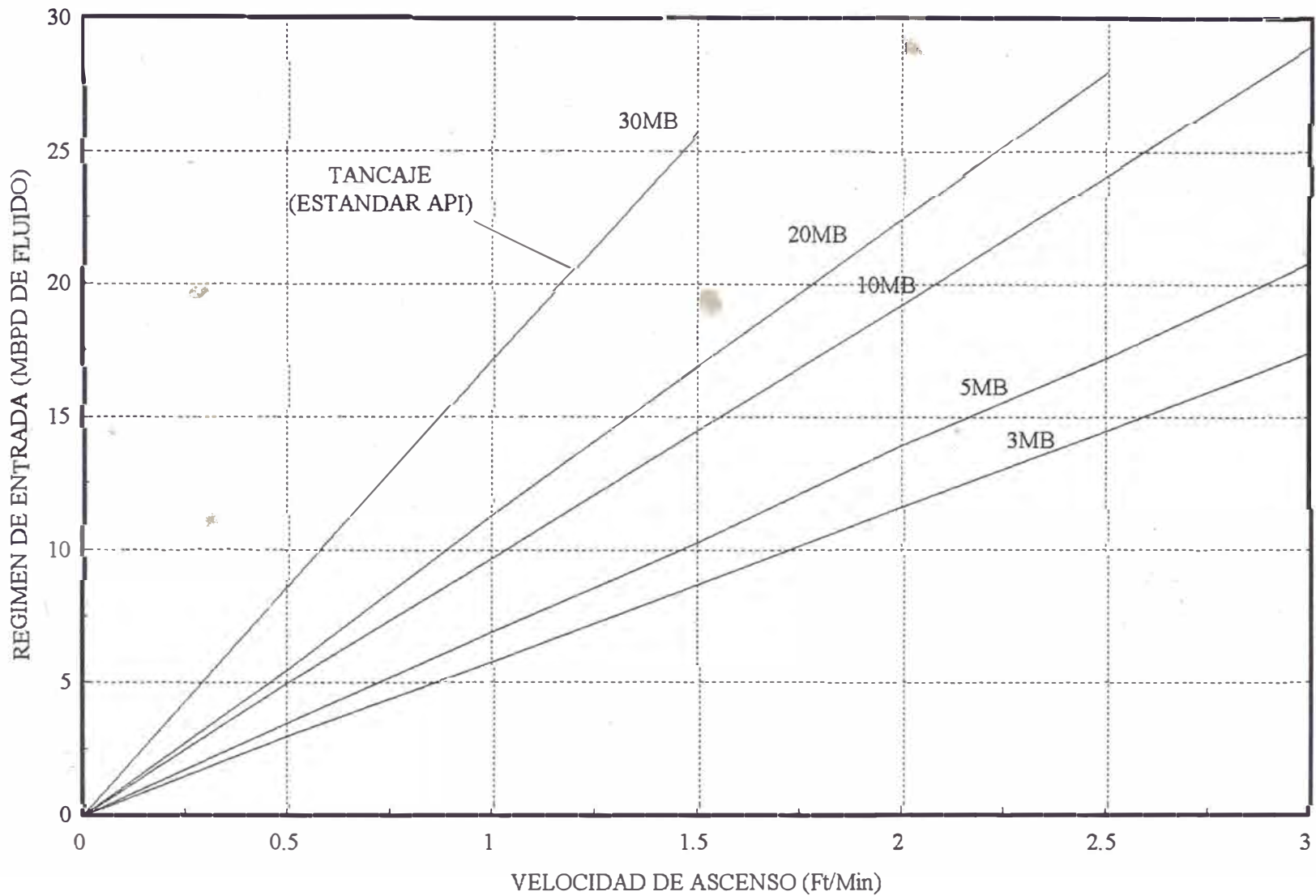


GRAFICO II

DISEÑO DE TANQUES DE LAVADO

TANCAJE VS. REGIMEN DE ENTRADA DE FLUIDO

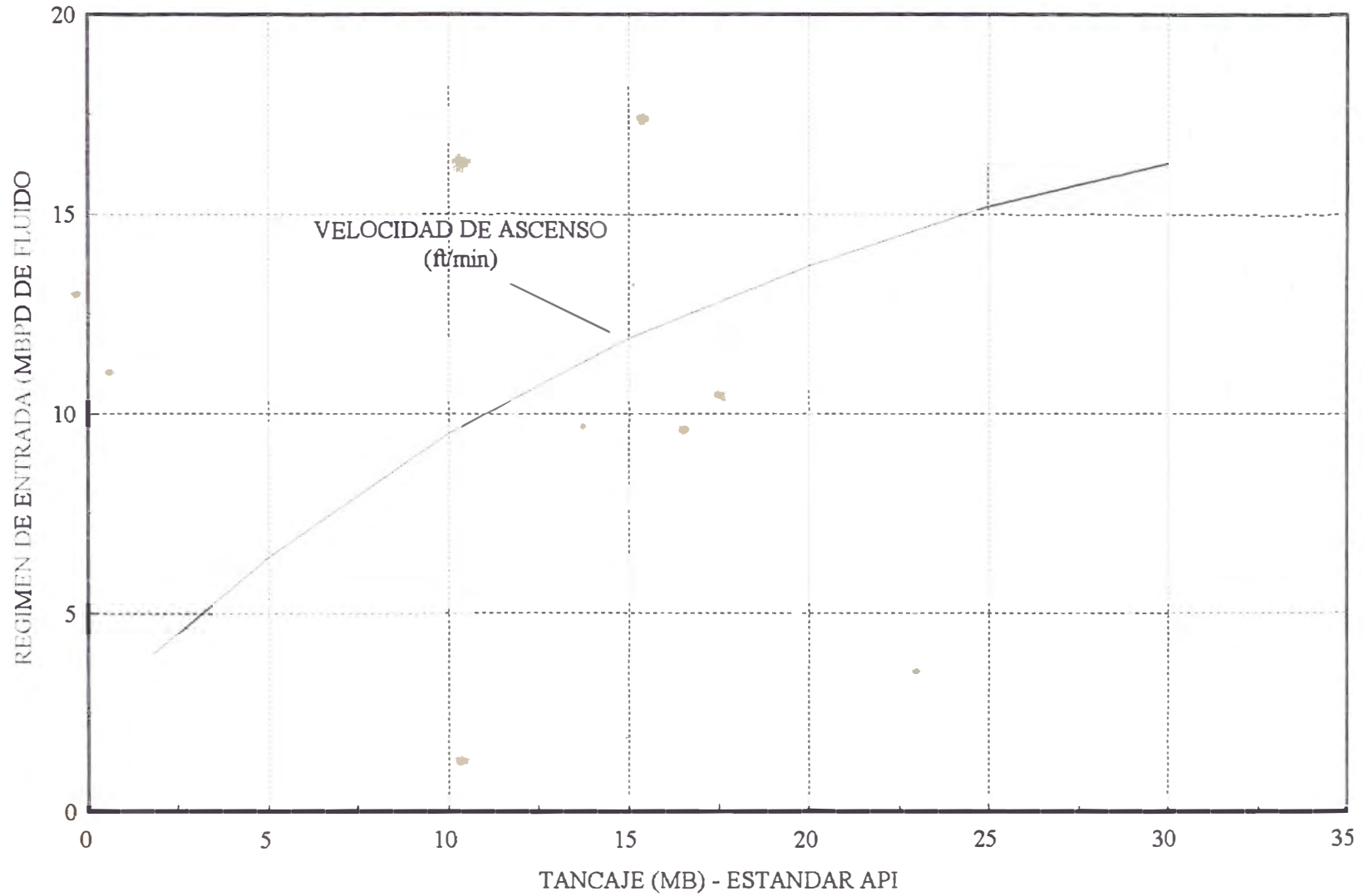


GRAFICO III

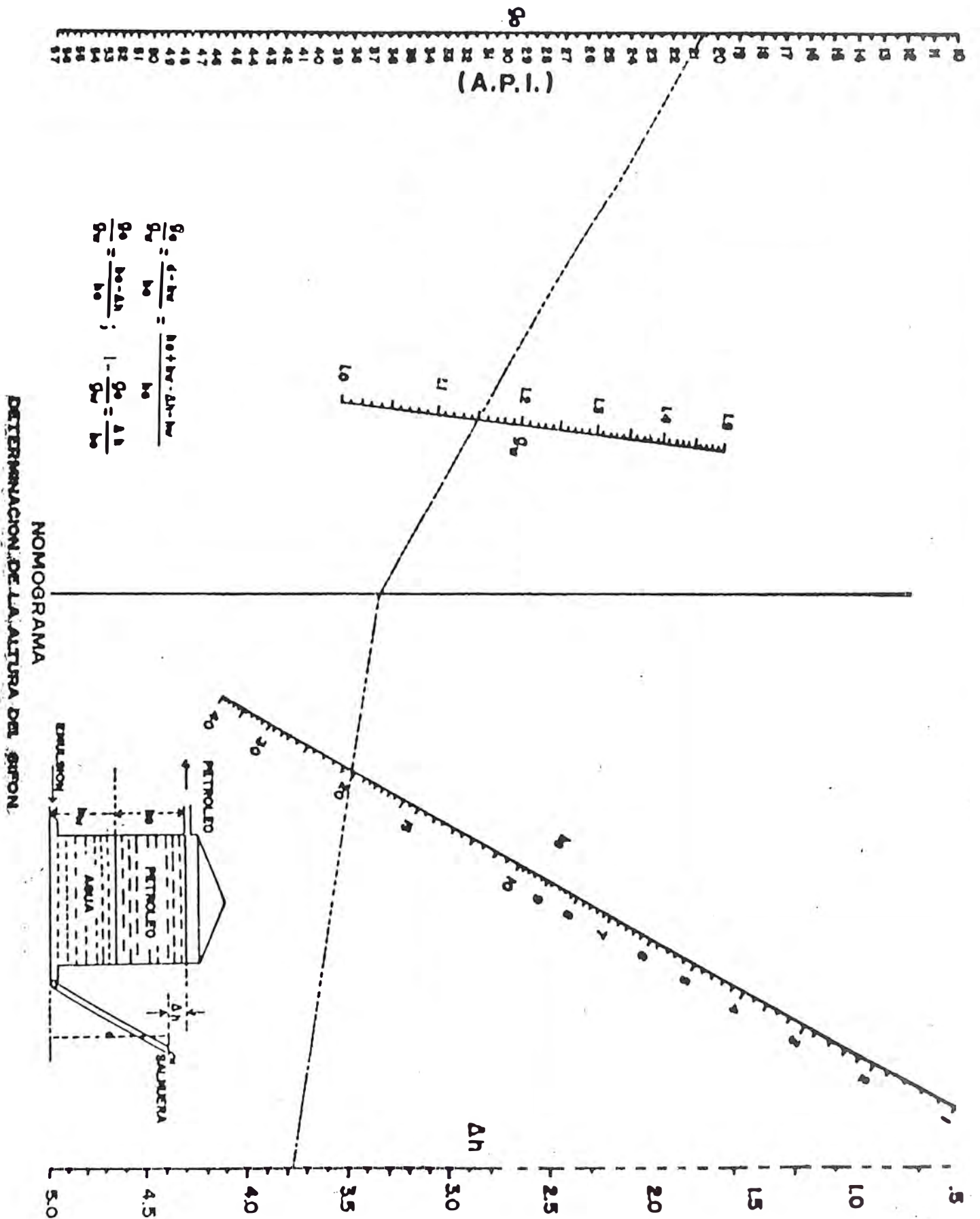


GRAFICO IV
DIAGRAMA DE FLUJO

LINEAS TRONCALES A BATERIA 2

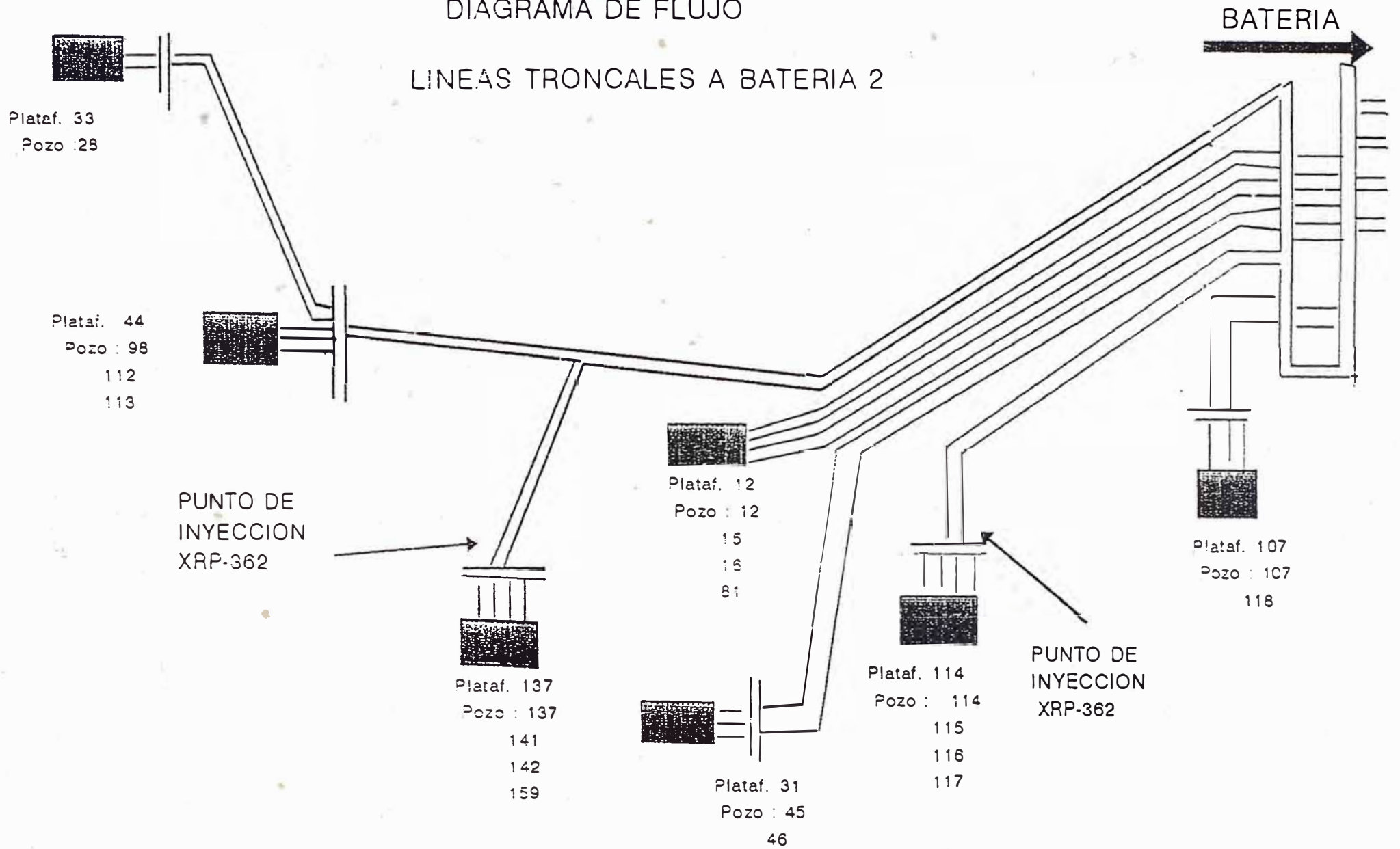
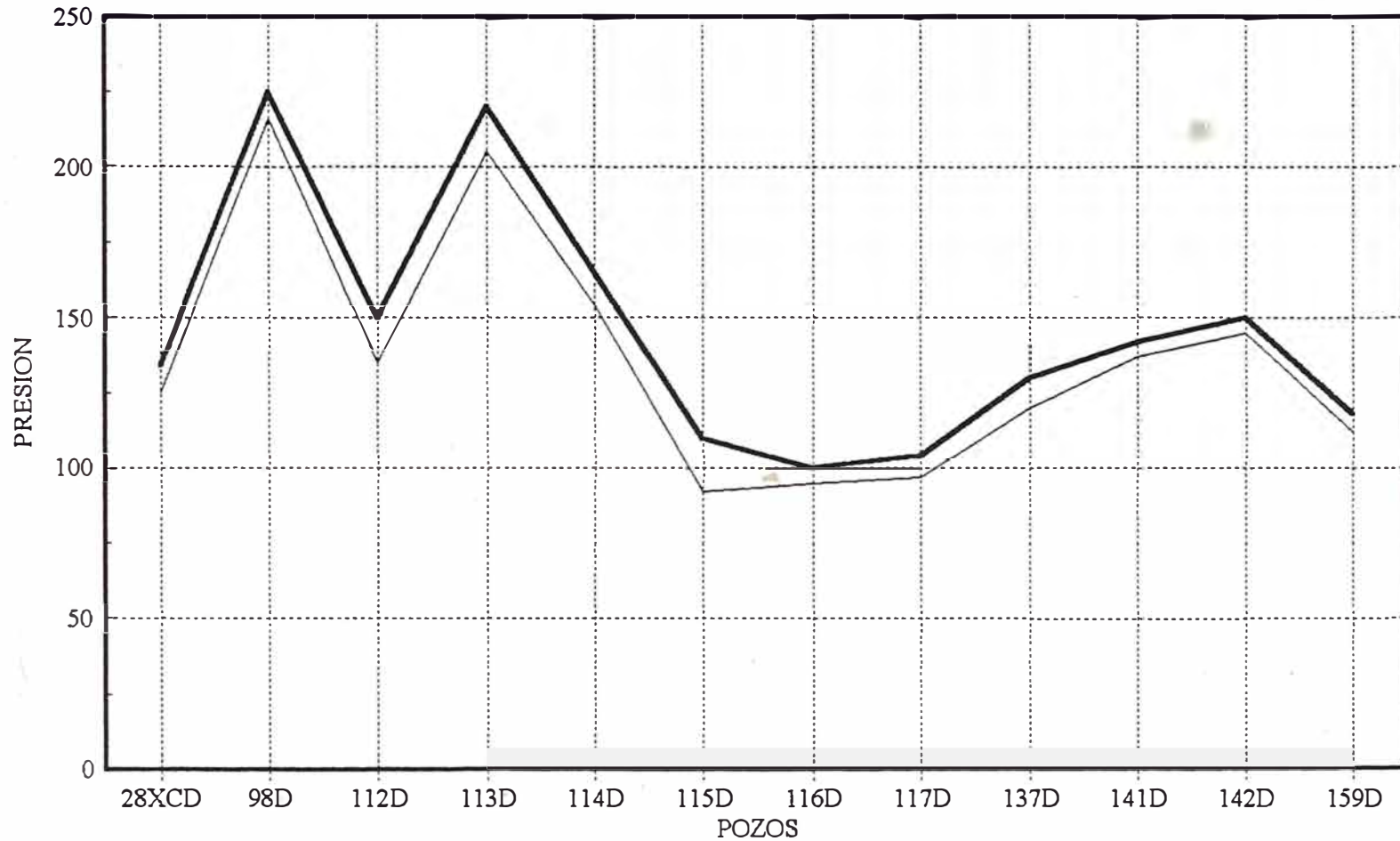


GRAFICO V
PRESION DE LOS POZOS
ANTES Y DESPUES DE OPERACION LINEAS TRONCALES

JUNIO-95

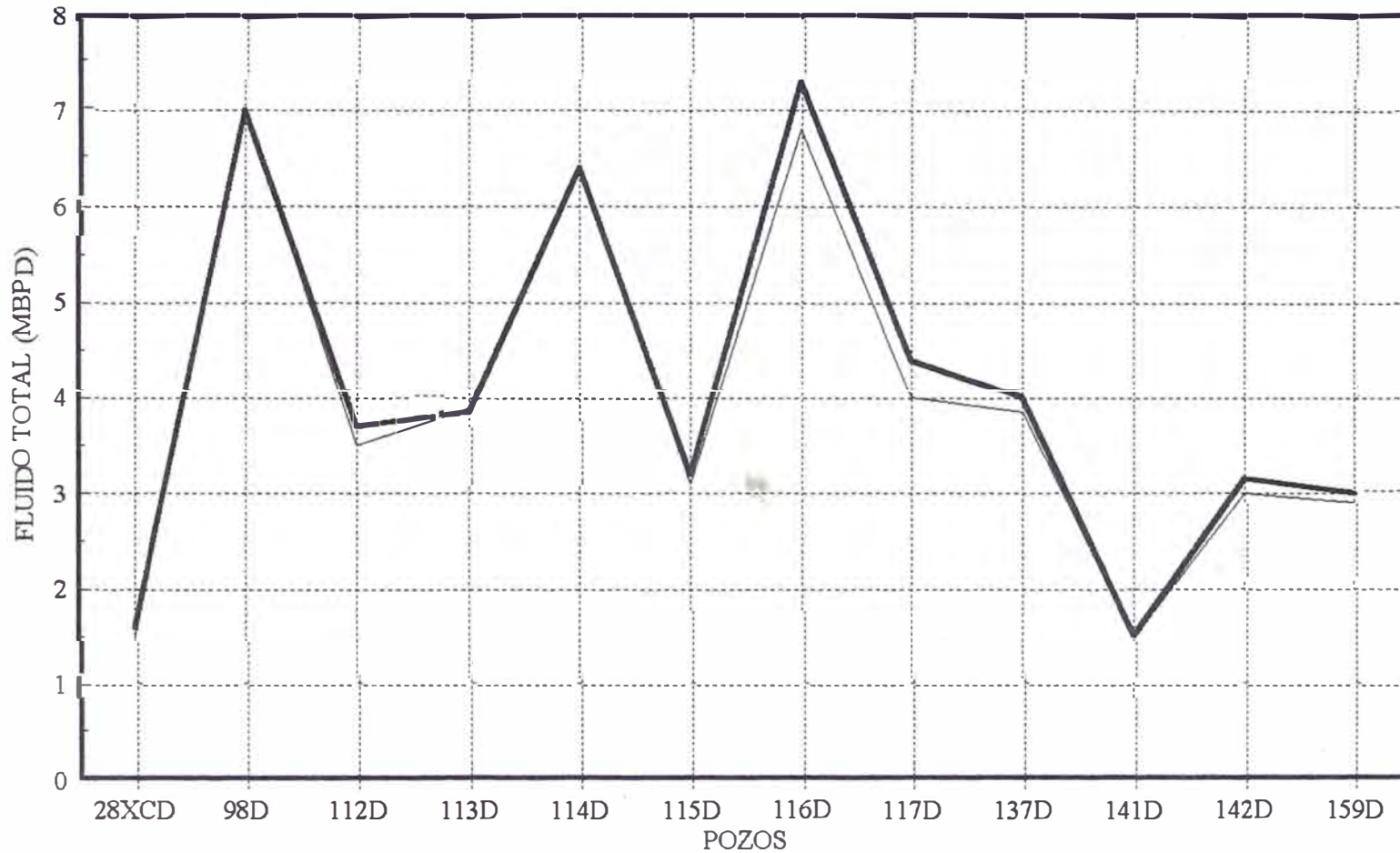


— PSI(ANTES) — PSI (DESPUES)

GRAFICO VI

FLUIDO TOTAL DE LOS POZOS ANTES Y DESPUES DE OPERACION LINEAS TRONCALES

JUNIO-95



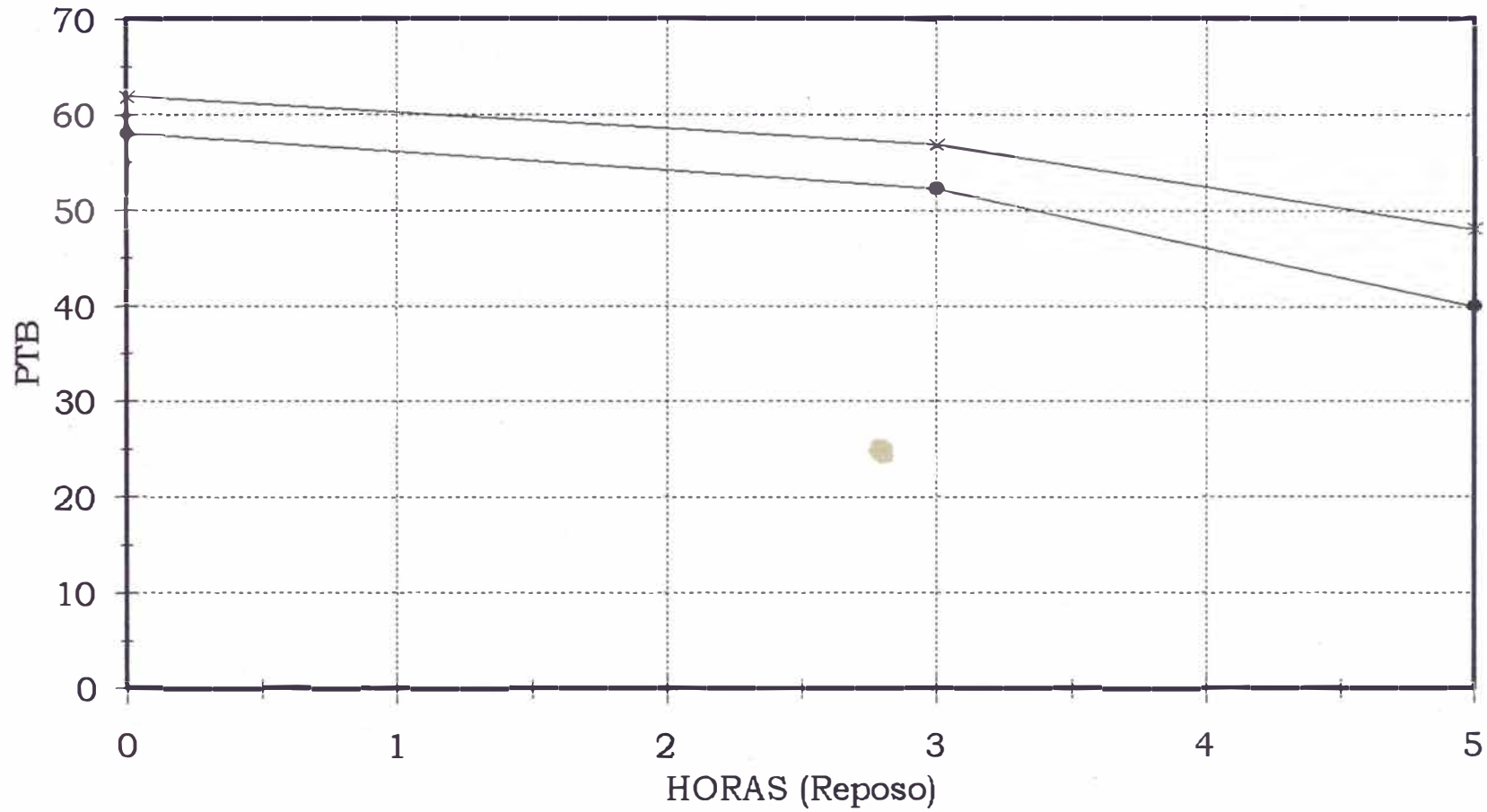
— PSI(ANTES) — PSI (DESPUES)

GRAFICO VII

VARIACION SALINIDAD EN EL TIEMPO SEGUN PUNTO DE INYECCION

Inyección en Batería
(Dosificación 42 Qts/D.)

JUNIO 95



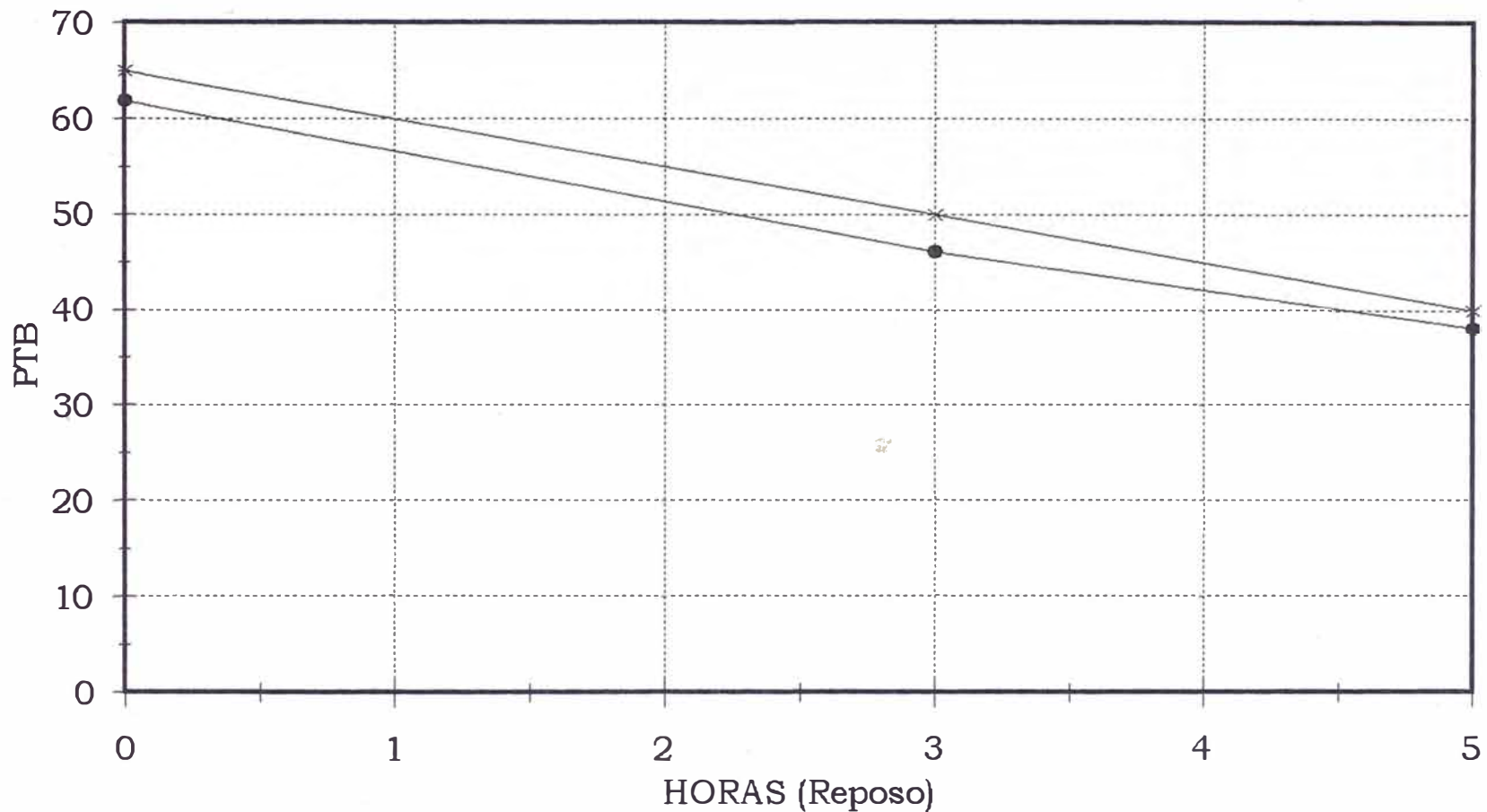
—x— 2 Pies —●— 9 Pies

GRAFICO VIII

VARIACION SALINIDAD EN EL TIEMPO SEGUN PUNTO DE INYECCION

Inyección en Líneas Troncales

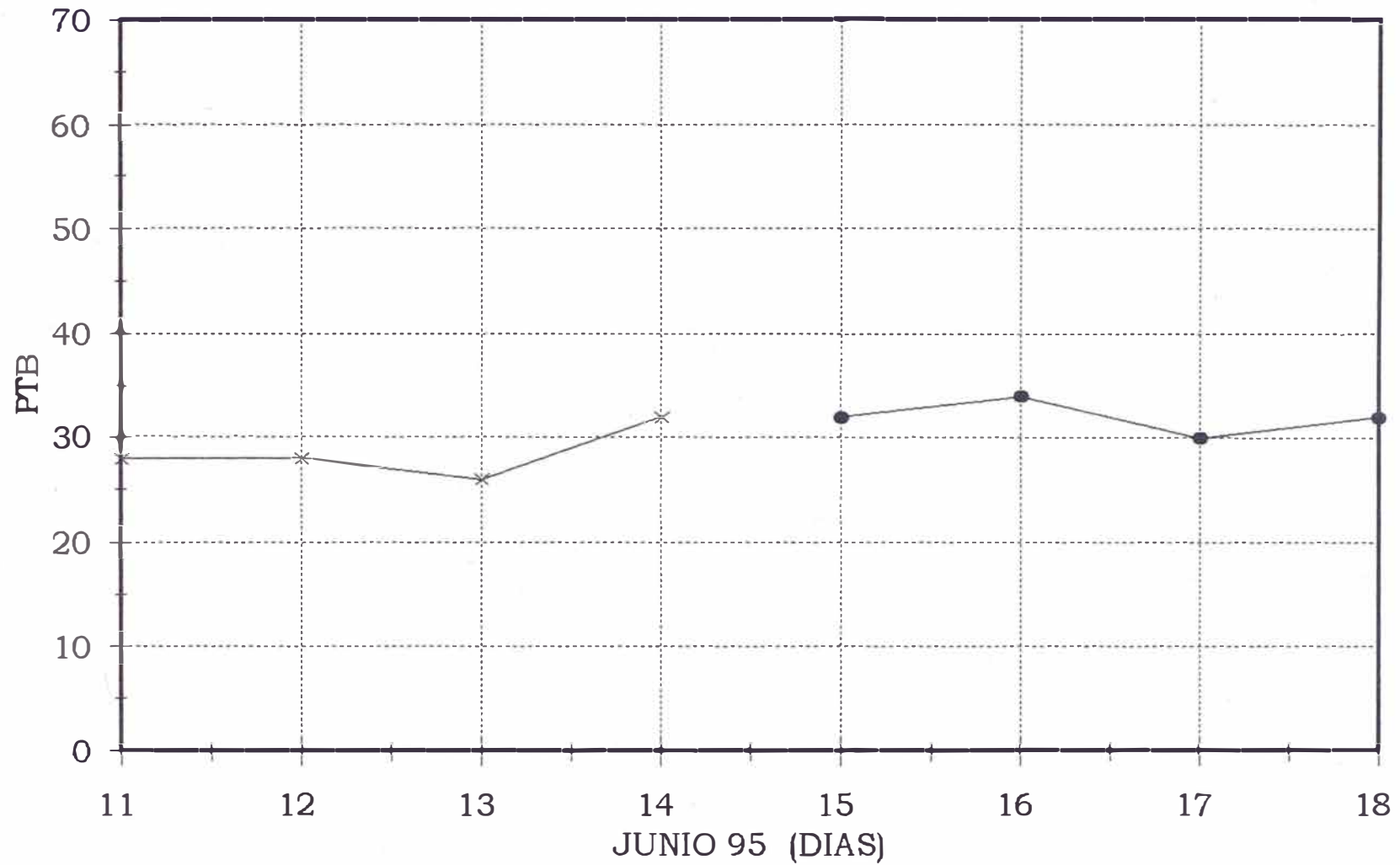
(Dosificación 30 Qts/D.)



—x— 2 Pies —●— 9 Pies

GRAFICO IX

SALINIDAD DE ENTRADA A LA DESALADORA SEGUN PUNTO DE INYECCION



—*— LINEAS TRONCALES(30 Qts/D) —●— BATERIA (42 Qts/D)

GRAFICO X

MANIFOLD - BATERIA-2

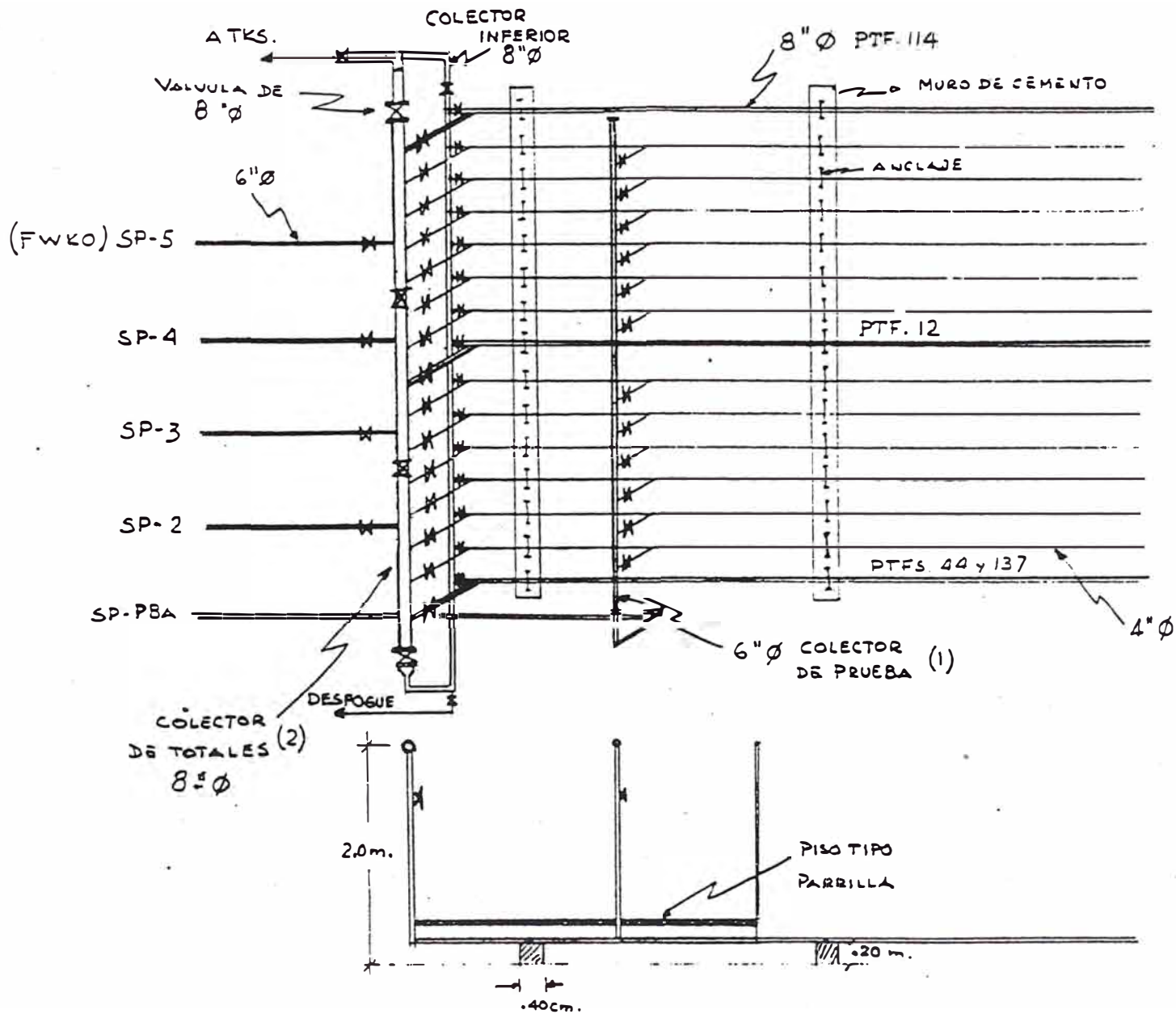


GRAFICO XI

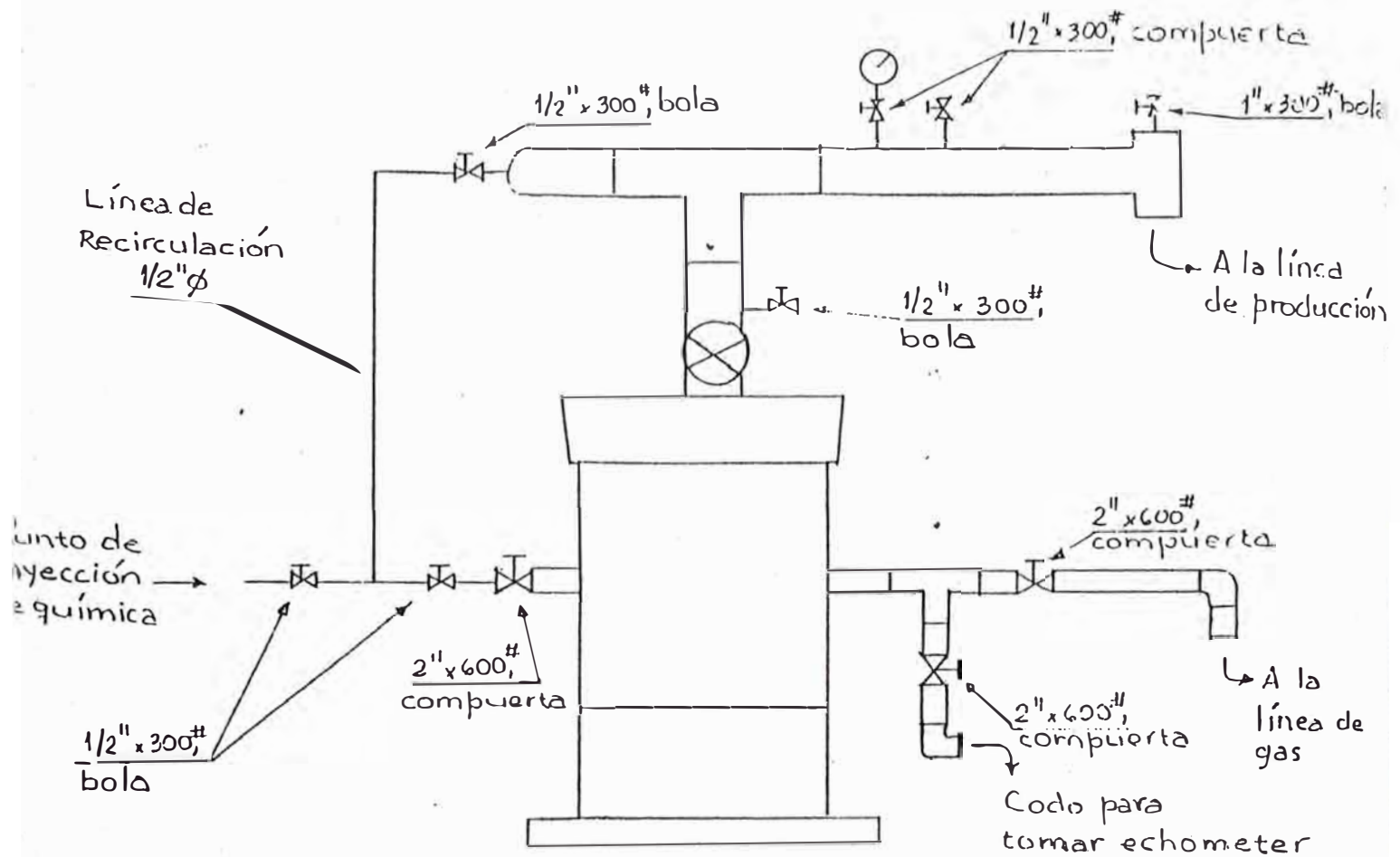
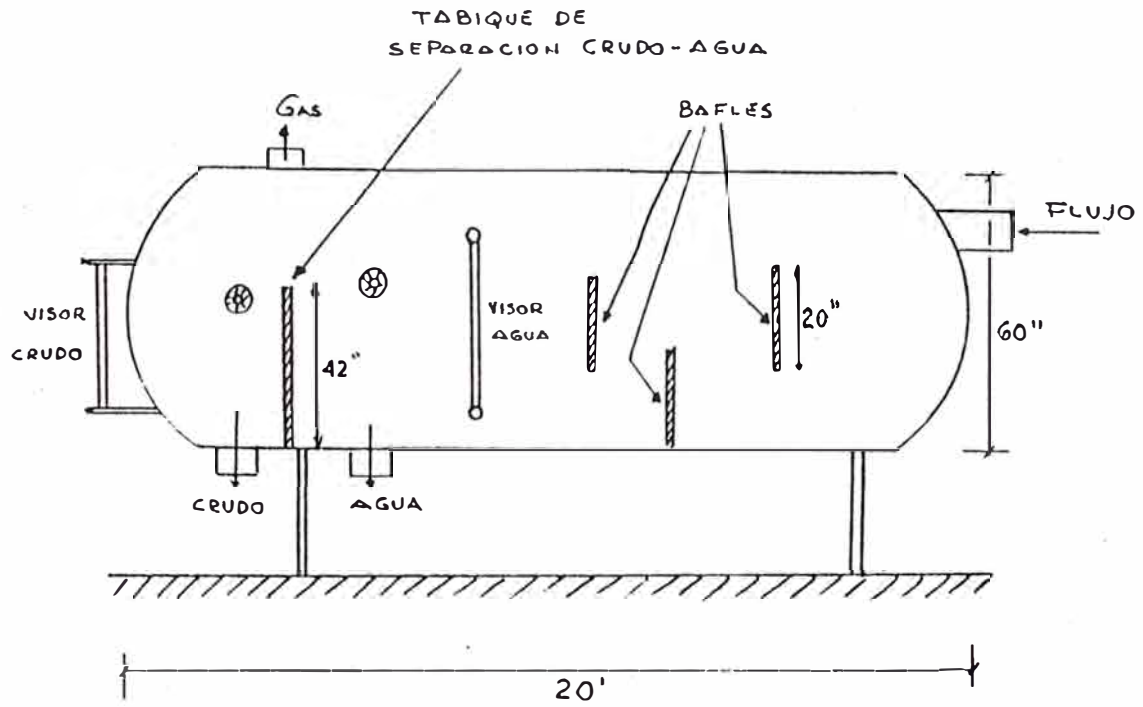


Diagrama de instalación típica de cabezal BEC

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 $2'' \phi \times 600''$

GRAFICO XII



MODIFICACION DE SEPARADORES

■ DESCARGAS Y TABIQUE SEPARADOR

■ BAFLES ROMPEDORES DE TURBULENCIA

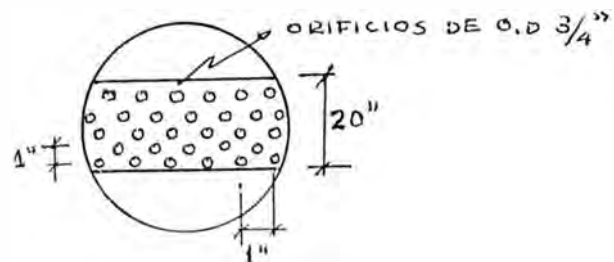


GRAFICO XV

Separador API

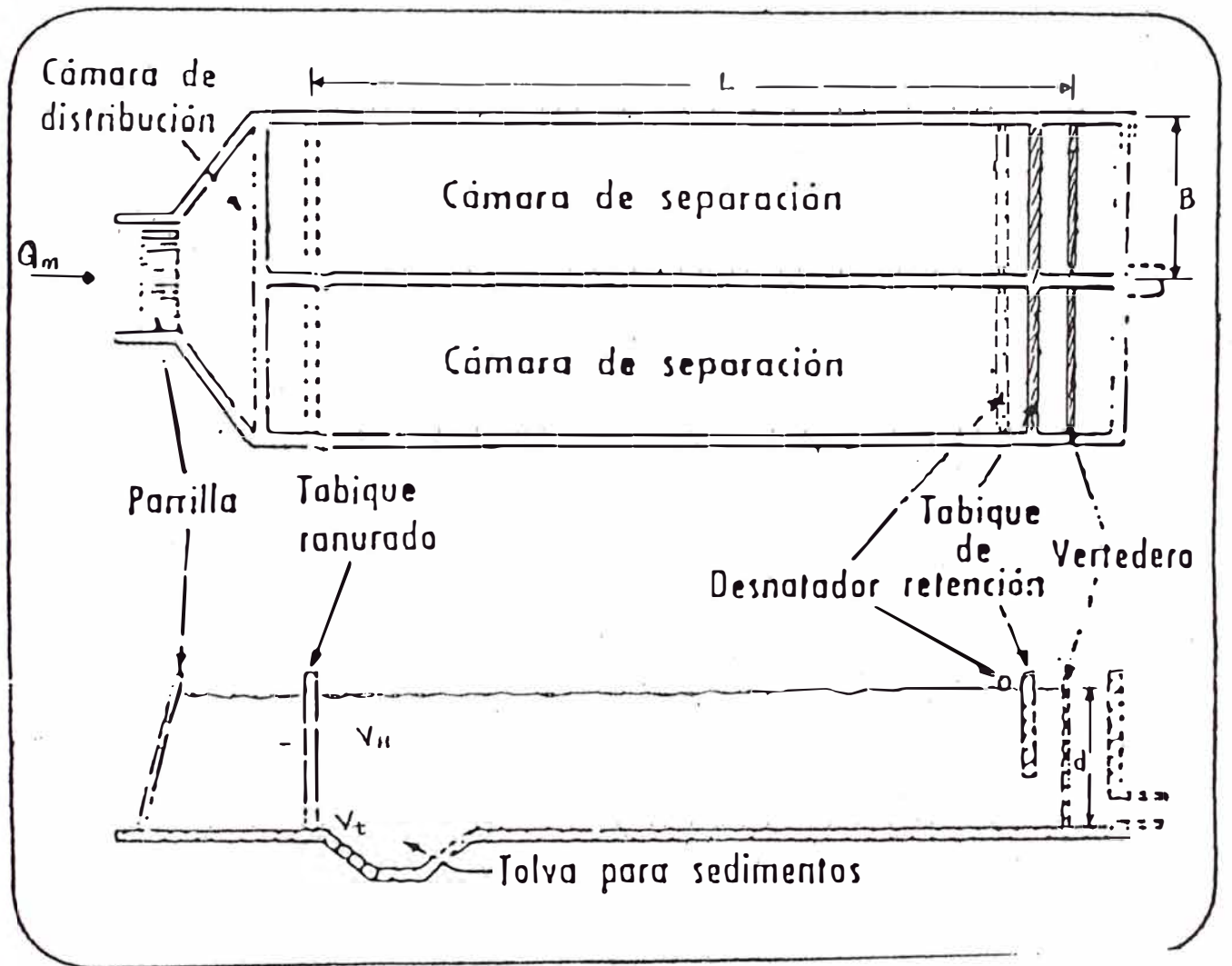


GRAFICO XVI GRAVEDAD ESPECIFICA

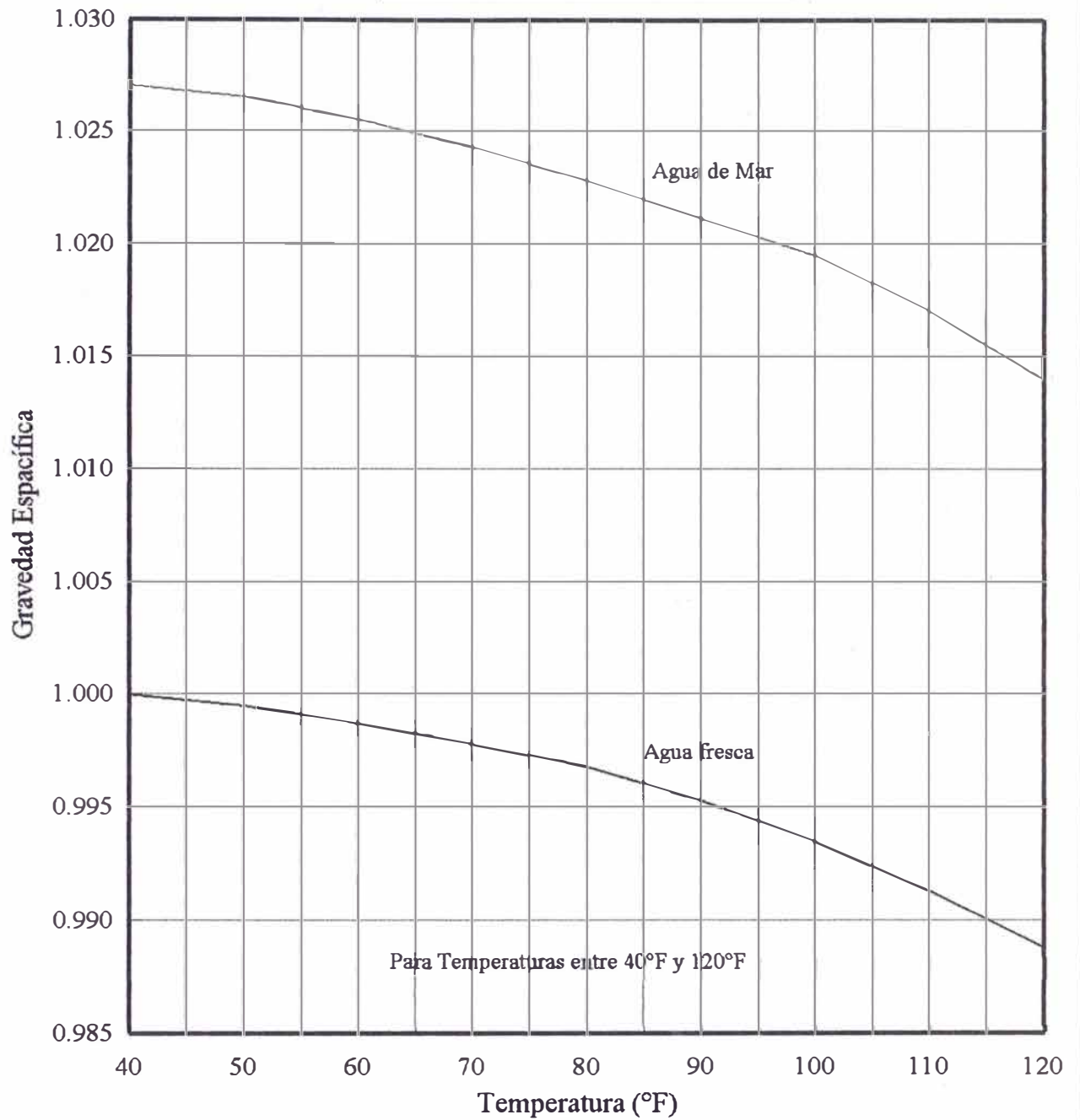


GRAFICO XVII

VISCOSIDAD ABSOLUTA DE AGUA LIMPIA

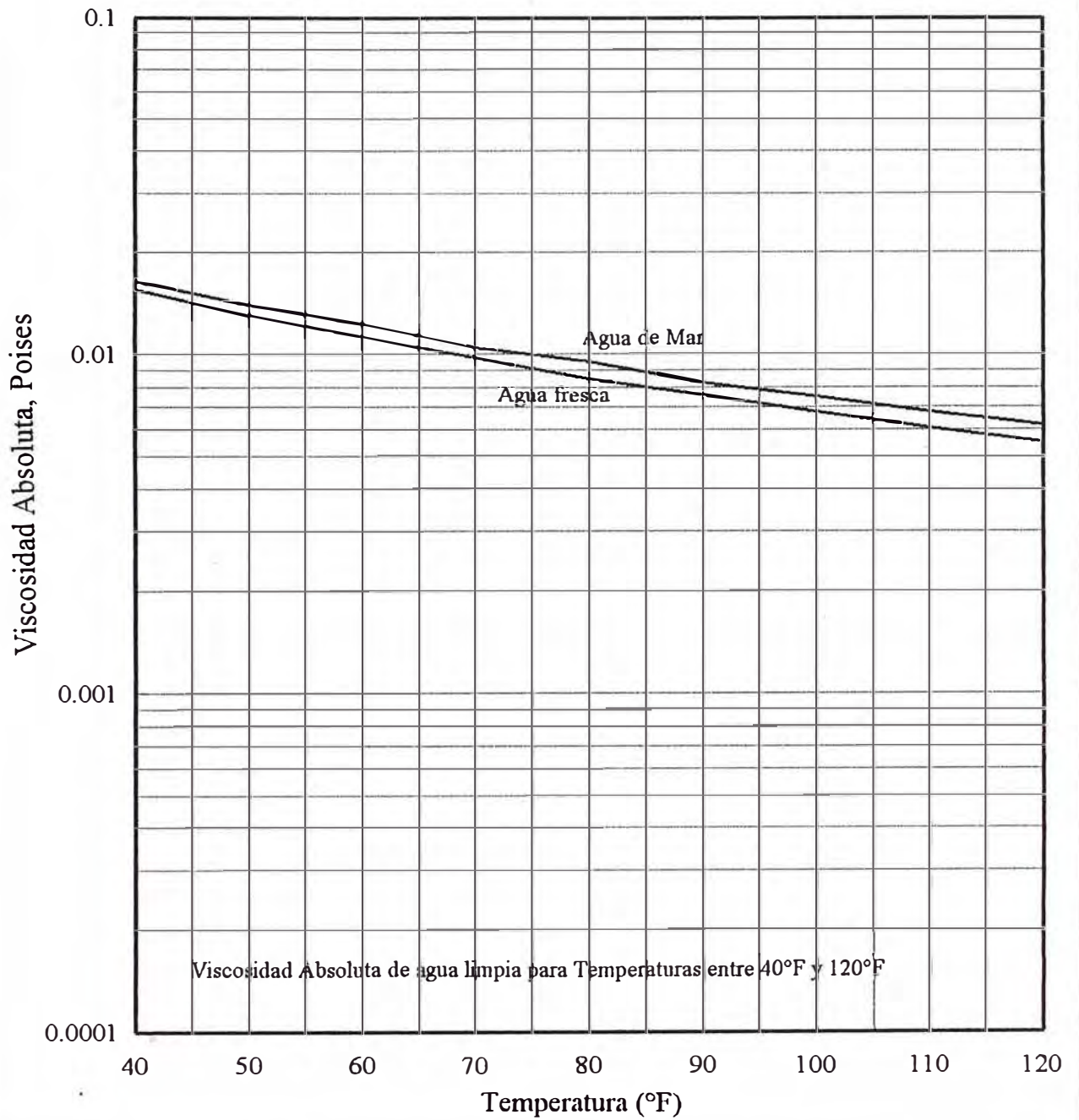
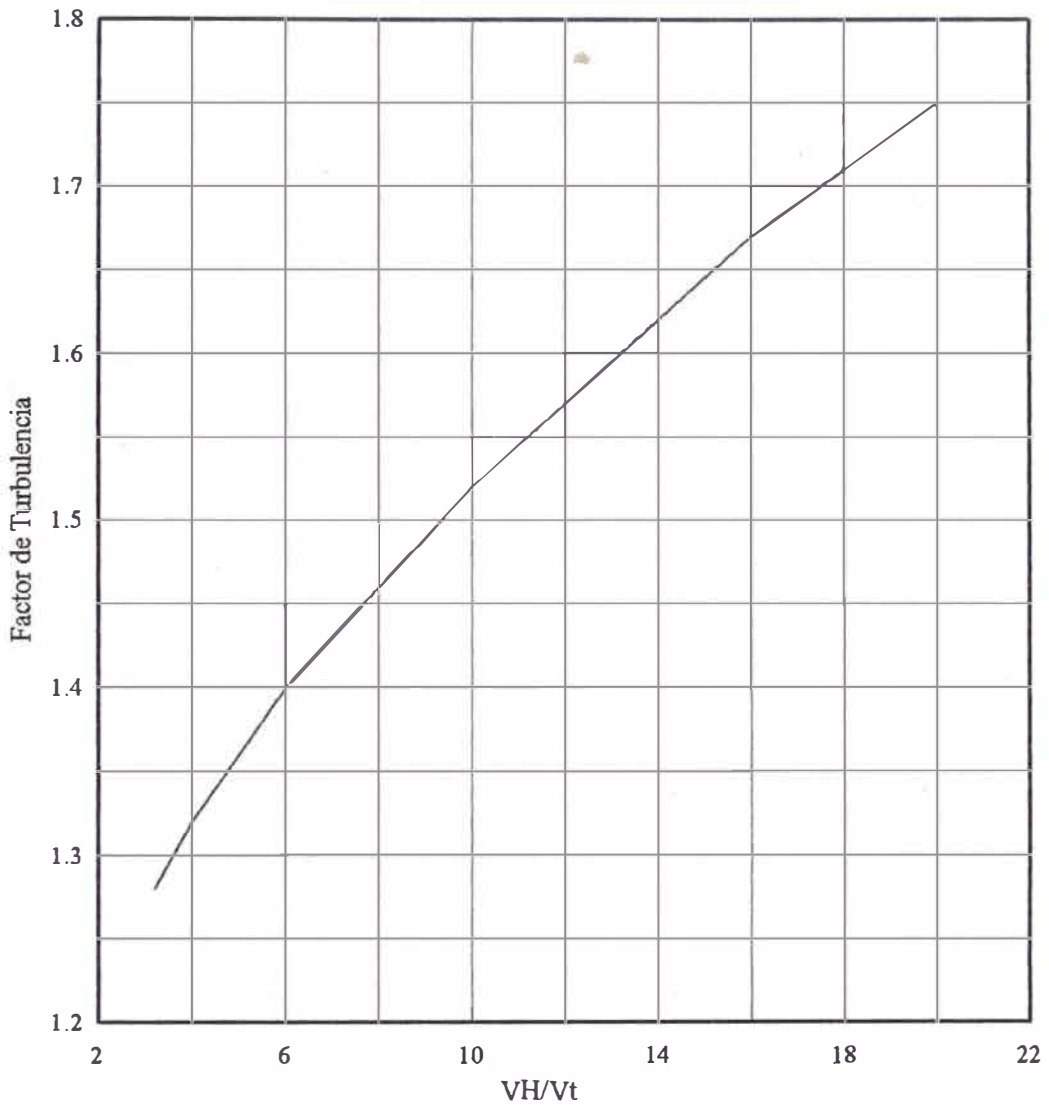
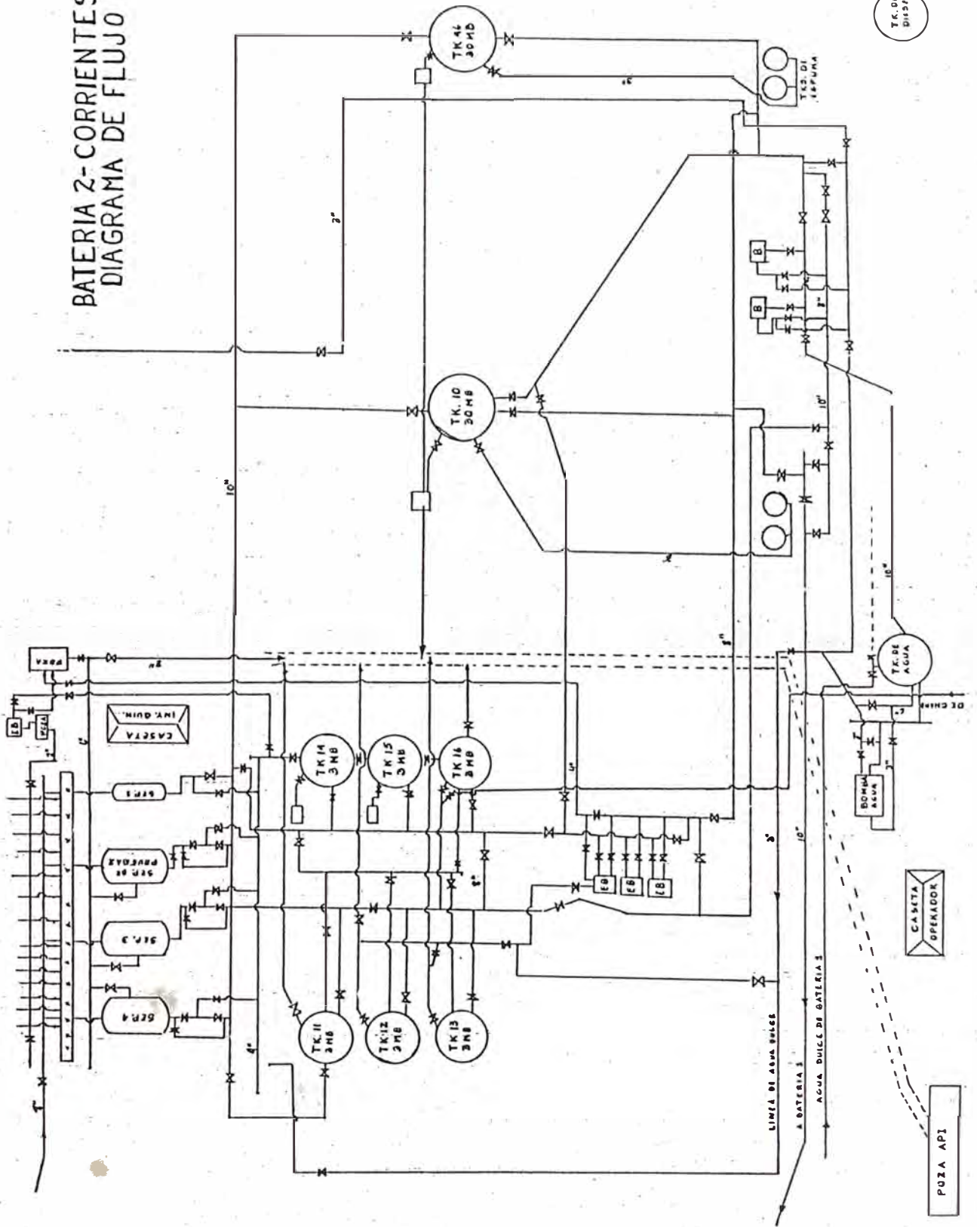


GRAFICO XVIII
FACTOR DE TURBULENCIA



<u>VH/Vt</u>	<u>Factor de Turbulencia</u>	<u>F=1.2(Ft)</u>
20	1.45	1.74
15	1.37	1.64
10	1.27	1.52
6	1.14	1.37
3	1.07	1.28

BATERIA 2-CORRIENTES DIAGRAMA DE FLUJO



TK 10
DIBUJADA