

00568



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

“INGENIERÍA PARA UNA PLANTA PILOTO DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE PETROLEO CRUDO”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
**MAESTRO EN INGENIERÍA QUÍMICA
(INGENIERÍA DE PROYECTOS)**

PRESENTA:

Q. I. JOSÉ MANUEL CRUZ PEDRERO

DIRECTOR DE TESIS:

**DR. JULIO LANDGRAVE ROMERO +
M.I. JOSÉ ANTONIO ORTIZ RAMÍREZ**

MEXICO, D. F.

FEBRERO 2005

m.341153



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

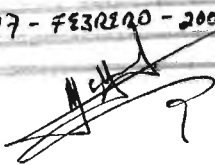
DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Esta tesis se desarrolló en el Instituto Mexicano del Petróleo en la Gerencia de Tratamientos Químicos de la Dirección Ejecutiva de Ingeniería de Proceso, en colaboración con la Facultad de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a digitalizar en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.
NOMBRE: JOSE MANUEL CRUZ PEDRERO

FECHA: 17 - FEBRERO - 2005
FIRMA: 

AGRADECIMIENTOS.

Agradezco y dedico esta tesis:

A DIOS

SEÑOR, nada es más grande y sublime que el amor que me has enseñado tener a la vida, por darme ésta y la dicha de compartir la felicidad con mis semejantes al alcanzar una meta mas en mi camino.

A MIS PADRES MAGDALENA † Y MANUEL †

Que dieron a la semilla, abrigo, calor, alimento, desvelos, cuidados y sobre todo amor para aprender a vencer retos, obstáculos y vicisitudes.

AL DR. JULIO LANDGRAVE ROMERO. †

Por su incansable labor y esfuerzo en las arduas tareas de la Maestría, enseñando y practicando con el ejemplo mismo, por su gran espíritu de lucha así como por su gran apoyo para culminar el presente trabajo, sirva a la vez como un homenaje póstumo a un Prócer de la Ingeniería Química.

A MI ESPOSA MARIA TERESA

Por soportar todos y cada uno de los momentos difíciles de nuestra existencia y por el esfuerzo sobrehumano para conservar una familia.

A MIS HIJAS ANDREA, TERE Y KARLA

Por ser la llama que alumbró mi camino, la cual perdurará eternamente.

A MIS HERMANOS: FERNANDO †, EULALIA, GUADALUPE, MAGDALENA, ISABEL Y YOLANDA.

Por el cariño que nos une y por permanecer en el corazón de cada uno de ellos.

AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.

Por ser el soporte primordial de mi familia y de mis estudios, así como por el apoyo proporcionado a través de una beca para sus trabajadores.

AL COMPLEJO PETROQUÍMICO INDEPENDENCIA Y A LA PLANTA DE ESPECIALIDADES

Por acogerme en sus instalaciones y permitir realizar con plena libertad todas y cada una de mis actividades.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

Por haberme recibido en su seno y brindarme los conocimientos y experiencias de sus maestros y de su personal humano.

AL EQUIPO DE TRABAJO DE LA RESIDENCIA DEL IMP EN EL CPI.

M. en I. J. Trinidad Mejía Centeno y al Ing. Antonio Sánchez García por su colaboración constante y su gran esfuerzo manifestado para cumplir con nuestro trabajo, sin su ayuda no hubiera sido posible alcanzar ésta meta.

A LOS PROFESORES:

M. en I. Ing. Antonio Ortiz Ramírez, M. en I. Alejandro Anaya Durand, Dr. Carlos Escobar Toledo, M. en A. Leticia Lozano Ríos, M. en I. Jorge Luis Aguilar González, M. en I. Celestino Montiel Maldonado, quiénes han sido valuarte esencial de la Maestría en Ingeniería de Proyectos desde su creación, por su apreciable tiempo para la revisión, adaptación, además de sus excelentes comentarios para la terminación de este trabajo.

A MIS SUEGROS

A MIS ABUELOS

A MIS TIOS

A MIS CUÑADOS

A MIS SOBRINOS

A MIS MAESTROS

AL ING. J. HUASCAR ANGULO GARCÍA

AL ING. ADRIÁN REYES FRAGOSO.

AL ING. ARQUÍMEDES ESTRADA MARTÍNEZ.

AL ING. PEDRO PINTOR GUZMÁN.

A MIS COMPAÑEROS DEL IMP.

A MIS COMPAÑEROS EN EL CPI.

Marina, Ceci, Jaime, Pascual, Enrique, Elizabeth, Polo, Mario, Panchito, Marcos, Juan Carlos, Oscar, Julieta, Paco, no haciendo menos a nadie por no mencionar, a todos, infinitas gracias.

INDICE

HIPOTESIS Y JUSTIFICACION.....	3
I.- GENERALIDADES.....	4
I.1.- INTRODUCCION.....	4
I.2.- OBJETIVO.....	6
II.- INVESTIGACION BIBLIOGRAFICA.....	7
II.1.- METODOS PARA DESHIDRATACION Y DESALADO DE PETROLEO.....	7
II.2.- EQUIPOS PARA DESHIDRATACION Y DESALADO.....	9
II.3.- PLANTAS PILOTO PARA DESHIDRATACION Y DESALADO.....	12
II.4.- TRATAMIENTO DE EFLUENTES.....	13
II.5.- INVESTIGACION DE PATENTES.....	14
II.6.- SELECCIÓN DEL METODO DE TRATAMIENTO DE AGUA DE REUSO.....	19
III.- INGENIERIA CONCEPTUAL DE LA PLANTA PILOTO.....	21
III.1.- PARAMETROS BASICOS DE DISEÑO.....	21
III.2.- DISEÑO DEL EXPERIMENTO.....	22
III.3.- CAPACIDAD DE LA PLANTA PILOTO.....	24
III.4.- CRITERIOS BASICOS DE DISEÑO.....	25
III.5.- FILOSOFIA BASICA DE OPERACIÓN.....	27
III.6.- BASES DE DISEÑO.....	29
IV.- INGENIERIA BASICA.....	35
IV.1.- DESCRIPCION DEL PROCESO.....	35
IV.2.- DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO.....	37
IV.3.- BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA.....	39
IV.4.- LISTA DE EQUIPO DE PROCESO.....	42
IV.5.- PREDIMENSIONAMIENTO DE EQUIPO.....	43
IV.6.- HOJAS DE DATOS DE EQUIPO.....	51
IV.7.- REQUERIMIENTO DE SERVICIOS AUXILIARES.....	58
IV.8.- BALANCE DE SERVICIOS AUXILIARES.....	59
V.- INGENIERIA DE DETALLE.....	61
V.1.- PLANO DE LOCALIZACION GENERAL.....	61
V.2.- DIAGRAMA DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION.....	63
V.3.- MEMORIAS DE CALCULO DE LOS EQUIPOS.....	67
V.4.- DIAGRAMAS ISOMETRICOS DE TUBERIAS.....	95
V.5.- DIAGRAMAS ISOMETRICOS DE EQUIPOS.....	97

VI.- COSTO DE LA PLANTA PILOTO.....	99
VI.1.- COSTO DE EQUIPO.....	99
VI.2.- ESTIMADO TOTAL DE LA PLANTA.....	104
VII.- RESULTADOS.....	108
VIII.- CONCLUSIONES.....	113
BIBLIOGRAFIA.....	114

ANEXOS

- 1).- COTIZACION DE BOMBAS
- 2).- COTIZACION DE CONTROL AUTOMATICO DE NIVEL.
- 3).- COTIZACION DE VALVULA AUTOMATICA DE FLUJO.

HIPOTESIS

El estudio de Ingeniería para una planta piloto de deshidratación y desalado de petróleo crudo requiere de una investigación completa en lo que respecta a desarrollo, uso y tipo de desemulsionantes, equipos de proceso, tratamiento y reuso de agua de lavado, tratamiento adecuado al tipo de petróleo crudo, plantas piloto desarrolladas, etc., a fin de obtener la Ingeniería Básica y de Detalle óptima, así como el Costo estimado que sirva de base para su construcción posterior con características que superen las existentes en el mercado.

Asimismo, es necesario establecer las condiciones de operación de la planta piloto similares a las condiciones de operación a nivel industrial que sirvan para llevar a cabo evaluaciones posteriores con cambios en el proceso, tipo de crudo, tipo de desemulsionante, etc., y permitan obtener resultados confiables sin necesidad de realizar dichas evaluaciones en equipos instalados a nivel industrial.

Por otro lado, debido a la importancia hoy en día en la recuperación del agua de lavado utilizada durante el proceso se requiere de un estudio complementario que permita seleccionar y recomendar el proceso más adecuado para la misma.

JUSTIFICACION.

La recuperación de la planta piloto es factible si se considera el ahorro económico en Refinación en el consumo de desemulsificantes y en el reuso de agua de lavado, en base a lo siguiente.

Tomando en cuenta que en el 2002 se procesaron 1,932,000 barriles/d (mezcla maya/istmo p. específico 0.936) y que el precio del desemulsionante mínimo es de \$ 37.6/kg , existe un costo anual por cada ppm utilizada de este tensoactivo de \$ 3,946,034.00 pesos m.n. misma cantidad que puede ser ahorrada al utilizarse la planta piloto para optimar el tratamiento actual de Refinación.

Por otro lado y para ayudar en la recuperación de la inversión de la planta se considera el reuso del agua de lavado, la, cual se estima recuperar hasta en un 98% que representa 5.5 millones de m³ anuales de agua (5% de 1,932,000 barriles/d). El costo actual del agua cruda es de \$8.068/m³ por lo que habría un ahorro anual de 44.3 millones de pesos adicionales.

El ahorro total anual por estos dos conceptos sería de \$ 48,246,034.00 pesos m.n. suficientes para recuperar una inversión fija similar en la planta a desarrollar.

I.- GENERALIDADES

I.1.- INTRODUCCION

El petróleo crudo es una de las principales fuentes de energía que actualmente demanda la investigación y aplicación de nuevas tecnologías para su explotación, producción y tratamiento a fin de obtener un máximo aprovechamiento del mismo.

Hoy en día, las reservas naturales que están siendo agotadas, obligan al tratamiento en las Refinerías de petróleo crudo con características de mayor peso específico (menor °API), mayor viscosidad, mayor contenido de resinas y asfaltenos, mayor contenido de impurezas, mayor contenido de sólidos inorgánicos y agua, siendo mas difícil la separación de estos componentes al producirse una fuerte emulsión del petróleo y el agua.

Las sustancias tensoactivas empleadas para ayudar a la deshidratación y desalado del petróleo, deben por lo consiguiente ser mas eficientes y trabajar en mínimas concentraciones para evitar un alto costo de tratamiento. De la misma manera los equipos de proceso deben ser mejorados o incluso puede ser necesario modificar los procesos actuales de tratamiento.

Si tomamos en cuenta que en 2002 se produjeron 1160 millones de barriles de petróleo al año y que las reservas totales probadas ascienden a 17,196 millones de barriles, se estima un periodo de (15) años de aprovechamiento de este recurso, si no se descubren más yacimientos, además de que permanezca invariable el procesamiento diario mencionado.

Así pues al aumentar el procesamiento de crudo tipo pesado¹ (menor de 27 °API, el cual fue de 1,233,200 bls/d en 1984, de 1,316,700 bls/d en 1993 y de 1,352,000 bls/d en 1998 y 2,167,600 bls/d en 2002), aumenta el costo de su tratamiento, requiriéndose de condiciones de operación mas drásticas, y equipo mas sofisticado.

Tomando en cuenta que el costo de tratamiento por cada 1000 bls típico de una refinería aplicando desemulsionante durante el proceso de desalado se encuentra entre \$20 y \$50 (7 y 17 ppm de desemulsionante) y que la capacidad de refinación en destilación primaria es de 1,932,000 bls/d (2002), esto origina un costo anual de \$14,103,600 a \$35,259,000 para la Industria Petrolera Mexicana, si no se prevé el consumo adecuado de desemulsionante ajustándolo a valores mínimos óptimos, en un futuro próximo se tendrán pérdidas económicas en nuestro país por este concepto o un pésimo procesamiento del petróleo, ocasionando problemas serios de corrosión y ensuciamiento.

Por otro lado, la aplicación de desemulsionantes en el desalado del petróleo además de mejorar la separación hidrocarburo-agua, beneficia la separación de sólidos inorgánicos y aumenta la dispersión de componentes con alto peso molecular presentes en la fase orgánica, de esta manera ayuda a coalescer las gotas de agua que se forman. Sin embargo, a fin de disminuir los tiempos de separación entre las fases, se requiere de equipos de

proceso, tales como desaladores electrostáticos y condiciones de operación que favorezcan dicha separación (temperatura, presión, flujo, AP de válvula mezcladora, etc).

El uso de desemulsionantes en la Industria Petrolera Mexicana, y específicamente en las refinerías ha sido en base a las recomendaciones de fabricantes nacionales y extranjeros, los cuales muchas de las veces presentan una evaluación de los mismos a nivel laboratorio (pruebas de botella) y no en planta piloto, estas pruebas a nivel laboratorio presentan muchas desviaciones si no se hacen bajo las condiciones reales de operación.

Actualmente las compañías dedicadas al desarrollo y comercialización de productos químicos para la deshidratación y desalado de petróleo cuentan con tecnología “de punta” en el diseño de cada uno de los equipos involucrados en el proceso, así como también plantas piloto para investigar todos los parámetros manejados a nivel industrial, requiriéndose solo de mínimos ajustes para su escalamiento a nivel industrial.

Para obtener resultados confiables de deshidratación y desalado de un determinado tipo de petróleo en condiciones de operación similares a las de las refinerías y a fin de seleccionar un desemulsionante adecuado, así como su nivel de dosificación, se desarrolló el presente trabajo de Ingeniería, el cual sirve de base para el estudio de equipos de proceso utilizados en esta área.

Es importante mencionar que siendo el agua un recurso indispensable, se ha puesto énfasis en el tratamiento para su reutilización posterior.

I.2.- OBJETIVO

Realizar la Ingeniería Básica y de Detalle mínima necesaria, el Estimado de Costo y la factibilidad técnico-económica para una Planta Piloto de deshidratación y desalado de Petróleo crudo diseñada para operar bajo condiciones similares a las utilizadas actualmente a nivel industrial.

Para lograr el objetivo planteado se pretende:

- Realizar la Investigación Bibliográfica en lo que respecta a tipos y formulaciones de de desemulsionantes, equipos electrostáticos, recuperación de aceite, tratamiento y reuso de agua de lavado, desarrollo de plantas piloto, métodos de deshidratación y desalado, etc.
- Realizar la investigación que fundamente las condiciones de operación óptimas basándose en el diseño de experimentos, resultados de pruebas en equipos y plantas piloto instaladas o desarrolladas.
- Diseñar los equipos para la planta en base a las condiciones de operación obtenidas en base al presente estudio.
- Seleccionar y diseñar el método de recuperación del agua de lavado en el proceso de deshidratación y desalado.
- Estimar el costo total de la planta y su factibilidad técnico-económica.

II.- INVESTIGACION BIBLIOGRAFICA

II.1.- METODOS PARA DESHIDRATACION Y DESALADO DE PETROLEO

Se sabe que el petróleo crudo contiene impurezas desde el mismo pozo de donde se extrae, las cuales entre otras son: cloruros, sulfatos, carbonatos, sílice, arcillas, metales solubles e insolubles y agua. Estas impurezas deben ser eliminadas en su mayoría para evitar problemas de corrosión y ensuciamiento en los equipos y líneas de proceso durante su explotación, transporte y refinación.

Los procesos de deshidratación y desalado tienen la finalidad de eliminar estos componentes indeseables por medio de la separación de agua, la cual puede ser proveniente del pozo productor o por inyección de la misma para lavado del petróleo⁵⁶.

Para eliminar el agua del petróleo crudo se utilizan los siguientes métodos de tratamiento:

- Asentamiento por gravedad
- Tratamiento con calor
- Tratamiento con surfactantes
- Separación electrostática
- Adición de diluyentes

El método de tratamiento con asentamiento por gravedad es simple y consiste en dejar en reposo durante un tiempo determinado la emulsión agua-hidrocarburo, a fin de coalescer y depositarse las gotas de agua formadas, las cuales extraerán las impurezas mencionadas, todo esto desde luego en equipos o tanques separadores diseñados de acuerdo a las condiciones de operación a manejar. Este método se basa en la ya conocida ley de Stokes la cual manifiesta que la velocidad de depositación de las gotas de agua es directamente proporcional a la fuerza de atracción entre las mismas.

$$V = k \frac{r(d_w - d_o)}{v}$$

V: velocidad de asentamiento

k: constante de velocidad

d_w : densidad del agua

d_o : densidad del aceite

v: viscosidad del aceite

El tratamiento con calor esta basado en el efecto de la temperatura sobre la viscosidad del hidrocarburo. Conforme aumenta la temperatura, la viscosidad de la fase orgánica disminuye beneficiando la formación de gotas de agua y la rápida precipitación de las mismas.

El método de tratamiento con surfactantes esta basado en la acción de estos compuestos sobre la interfase agua-hidrocarburo. Los compuestos surfactantes son sustancias químicas que poseen en su estructura un grupo soluble en agua o hidrofílico y un grupo soluble en hidrocarburo o lipofílico, los cuales se clasifican en iónicos y no iónicos.

Dentro de los surfactantes iónicos se tienen los tipo aniónicos, catiónicos y anfotéricos, tales como: Alquil aril sulfonatos, sales del ácido sulfosuccínico, sulfonatos de petróleo, etc.

Dentro de los surfactantes no iónicos (recomendados para el desalado electrostático ya que no forman iones que afecten la corriente eléctrica de los electrodos en esos equipos) se tienen: Glicoles polioxietilénicos y polioxipropilénicos, aminas polioxietilénicas y polioxipropilénicas, resinas fenólicas etoxiladas, esterres de glicoles, esterres de aminas, entre otros.

Una de las propiedades mas importantes de los surfactantes, es la relación de los grupos hidrófilo y lipófilo, llamado comúnmente balance Hidrofílico-lipofílico o HLB, el cual es una medida de la solubilidad del surfactante en agua y aceite. Valores menores de 13 se consideran solubles en aceite, entre 13 y 17 son dispersables en agua y valores mayores de 17 son completamente solubles en agua.

El método de tratamiento por separación electrostática está basado en la formación de un campo dipolar originado por una diferencia de potencial al aplicar un determinado voltaje en electrodos instalados dentro de un equipo de separación. La corriente aplicada puede ser alterna o directa o ambas y el efecto sobre la emulsión hidrocarburo-agua origina la orientación iónica del agua en la superficie de los electrodos, ayudando en la precipitación de la misma, cabe mencionar que el suministro de voltaje hasta un valor crítico² puede producir gotas submicrónicas muy difíciles de separar, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$E_c = K (T/d)^{1/2}$$

E_c : Gradiente de voltaje crítico

K : Constante dieléctrica del sistema

T : Tensión superficial

d : Diámetro de la gota

Por último el método de tratamiento que ayuda a la separación de agua es la adición de diluyentes el cual se basa en el efecto de ciertos solventes sobre la viscosidad del hidrocarburo en una emulsión con agua.

Generalmente ningún método de tratamiento es suficiente por si solo para separar completamente las fases, requiriéndose de la aplicación de dos o más de ellos.

II.2.- EQUIPOS PARA DESHIDRATACION Y DESALADO DE PETROLEO

Siendo la separación agua-hidrocarburo el principal problema a resolver en una emulsión, existen diferentes equipos para tal fin⁵⁷, desde el simple recipiente horizontal o vertical donde se deja en reposo un cierto tiempo dicha mezcla, hasta el uso de coalescedores especiales que involucran el empleo de corriente eléctrica, placas corrugadas y sistemas de agitación mecánica.

II.2.1.- DESHIDRATACION ELECTROSTATICA

Un deshidratador electrostático es un recipiente horizontal o vertical^{3,4} con circuito eléctrico controlado automáticamente, en el cual la emulsión a ser resuelta fluye a través del recipiente donde el campo eléctrico separa el agua del aceite.

Recipiente con electrodos de baja velocidad

El recipiente desalador con sistema de electrodos de baja velocidad, consiste de dos electrodos horizontales paralelos entre si, de diferente potencial eléctrico. Cada electrodo está compuesto de una serie de anillos concéntricos en un plano horizontal. Los dos electrodos están suspendidos por aisladores y se localizan en la parte superior del recipiente.

Un distribuidor o rociador introduce la emulsión al recipiente por debajo de los electrodos donde fluye hacia arriba pasando a través del campo eléctrico, aquí las partículas de agua coalescen continuamente manteniendo el nivel de la interfase agua-aceite por abajo de los electrodos. El aceite sale del recipiente por medio de un tubo instalado en la parte superior del deshidratador.

Este sistema de electrodos es diseñado para cubrir totalmente la parte interna del recipiente y asegurar que todo el aceite pase a través de ellos antes de abandonar el mismo.

Este tipo de electrodos es apropiado para emulsiones que tengan conductividad eléctrica relativamente baja y siempre para aceites pesados que requieren condiciones de flujo tranquilas para un buen asentamiento del agua.

Recipiente con electrodos de alta velocidad

El recipiente con electrodos de alta velocidad es usado principalmente con aceites ligeros y con emulsiones que tengan conductividad eléctrica alta.

Los dos electrodos son suspendidos a partir de aisladores. Contienen solo unos cuantos anillos concéntricos y consumen menos electricidad. El aceite es introducido directamente en el espacio entre los electrodos por un distribuidor de muelle, en donde dependiendo de su posición al centro, envía la emulsión radicalmente hacia afuera en dirección horizontal, de tal manera que el aceite pasa repetidamente a través del campo eléctrico.

Recipiente electrostático de polaridad dual AC/DC^{4,5,6}

Este tipo de deshidratadores funcionan dependiendo del contenido de agua presente, es decir, los de corriente alterna se utilizan para contenidos de agua altos ya que las gotas formadas resisten los cambios de polaridad de esta corriente, en el caso contrario los de corriente directa se utilizan cuando los contenidos de agua son bajos, ya que actúan sobre las gotas submicrónicas para coalescerlas.

Los voltajes normalmente aplicados varían de 11,000 a 33,000 volts. El consumo de energía promedio es de 17 Kwh por 24 hrs. diarias en plantas continuas y 40 Kwh por 24 hrs. diarias en plantas tipo batch.

II.2.2.- DESHIDRATACION Y DESALADO MECANICO.

Un ejemplo de este tipo de deshidratación es el uso de columnas de extracción provista con agitación mecánica o Extractor Scheibel⁵ en el cual se utiliza una cantidad determinada de agua de lavado para extraer las impurezas presentes en el petróleo. El agua fluye a contracorriente disolviendo las impurezas por medio de agitación en un sistema de aspás logrando una relación de transferencia de masa alta y una alta eficiencia de separación. Aunque se manejan grandes capacidades de operación con bajos costos, su uso a nivel industrial se desconoce.

II.2.3.- EQUIPO SIMULADOR DE DESALADO

La Marathon Oil Co. diseñó un equipo simulador de desalado⁷, el cual consta de tres partes:

- 1.- Mezclador de aceite crudo, agua y desémulsificante
- 2.- Aparato simulador de la prueba de desalado electrostático
- 3.- Equipo para titulación Karl-Fischer.

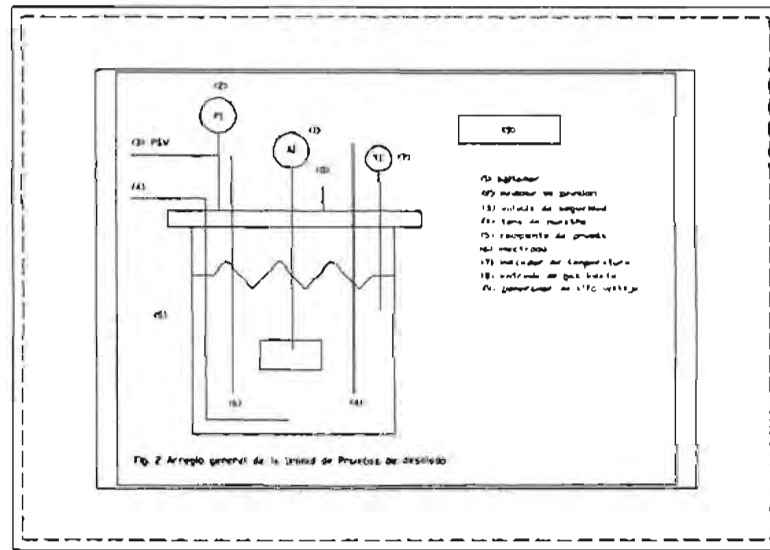
El equipo simulador consta de: Baño de temperatura, reloj-controlador, fuente de suministro de alto voltaje, recipientes para la emulsificación, agitador y ensambles de los electrodos y un carrusel.

En este equipo el crudo es emulsificado con agua y es deshidratado hasta un nivel aceptable de agua en un periodo equivalente al tiempo de residencia en el desalador. Los tubos para la emulsificación son recipientes no presurizados haciendo imposible obtener la temperatura normal de operación de los desaladores comerciales, la cual es alrededor de 240°F (115 °C)

II.2.4.- EQUIPO ESCALA LABORATORIO PARA DESALADO DE PETROLEO

Tsutomu Kaibara⁸ y colaboradores reportan resultados experimentales utilizando un recipiente de 1 lt. Fig. 1, el cual consta de: Agitador, medidor de presión, válvula de seguridad, toma de muestra, electrodos, indicador de temperatura, entrada de gas inerte

(nitrógeno) y generador de alto voltaje. En este recipiente se evalúan la cantidad de agua de lavado, diferentes tipos de petróleo, niveles de dosificación y cantidad de desemulsionante, diferentes temperaturas de calentamiento y presión y velocidad de agitación, basándose en un arreglo ortogonal de diseño de experimentos que incluye el error.



II.2.5.- EQUIPOS COMERCIALES PARA DESHIDRATACION Y DESALADO DE PETROLEO

Existen en el mercado una gran variedad de equipos para deshidratación y desalado de petróleo dentro de los cuales tenemos:

Electromax: Fabricado por Natco⁹ en 1982 el cual incluye separación de placas corrugadas.

Electreat: Fabricado por Trico Superior Inc. los cuales son horizontales con capacidad nominal desde 500 bls/d hasta 64,000 bls/d (tamaños desde 6X10 hasta 14X80 pies).

Thermelectric: Fabricado por Trico Superior Inc. los cuales son horizontales con capacidad nominal desde 2,480 bls/d hasta 64,383 bls/d

II.3.- PLANTAS PILOTO PARA DESHIDRATACION Y DESALADO

La investigación bibliográfica, muestra un gran desarrollo en el empleo de recipientes electrostáticos para la deshidratación y desalado de petróleo, tanto de componentes internos, instrumentos y accesorios empleados, así como de diferentes tamaños y tipos de deshidratadores.

En cuanto al diseño de plantas piloto utilizando estos equipos, la información disponible obtenida fue únicamente la de la Patente U.S.A. No. 4,226,689 en la que se describe un aparato y el proceso para resolver emulsiones eléctricamente.

En esta patente además de describir el equipo desalador completamente, se muestra la planta piloto en la cual fue evaluado este equipo, la cual consiste en sección de calentamiento de carga para desalar, sección de mezclado, equipo desalador, intercambio de calor producto- carga y tratamiento de efluente acuoso.

La fuente de suministro de fuerza eléctrica es ajustable al potencial eléctrico requerido, para producir un gradiente de voltaje de 1.5 KV/pulg. El aparato de tratamiento incluye medio para ajustar el espaciamiento vertical entre el electrodo y la superficie acuosa.

La planta realizó operaciones de deshidratación y desalado de petróleo crudo con un recipiente vertical de 2 pies de diámetro por 8 pies de altura, cuyo suministro de energía fue corriente alterna de 220 volts y el voltaje de salida fue ajustado en el rango desde 0 hasta 35 KV con un rango de consumo de 5 a 125 KVA.

En esta patente además, se describen varios tipos de electrodos, a fin de contar con diferentes alternativas para el diseño de sistemas de desalado electrostático.

Otro estudio que sirvió de referencia fue el estudiado por Layrise, I. y colaboradores¹⁰, en el cual se diseña y utiliza una planta piloto de deshidratación y desalado. Aunque este estudio es muy completo ya que incluye pruebas con una planta desarrollada por Howe Baker (fig. 2), esta planta no cuenta con sistema de recuperación de agua de lavado siendo ineficiente hoy en día.

Existen otras patentes que describen perfectamente el proceso de desalado, sin incluir el tratamiento del agua de lavado.

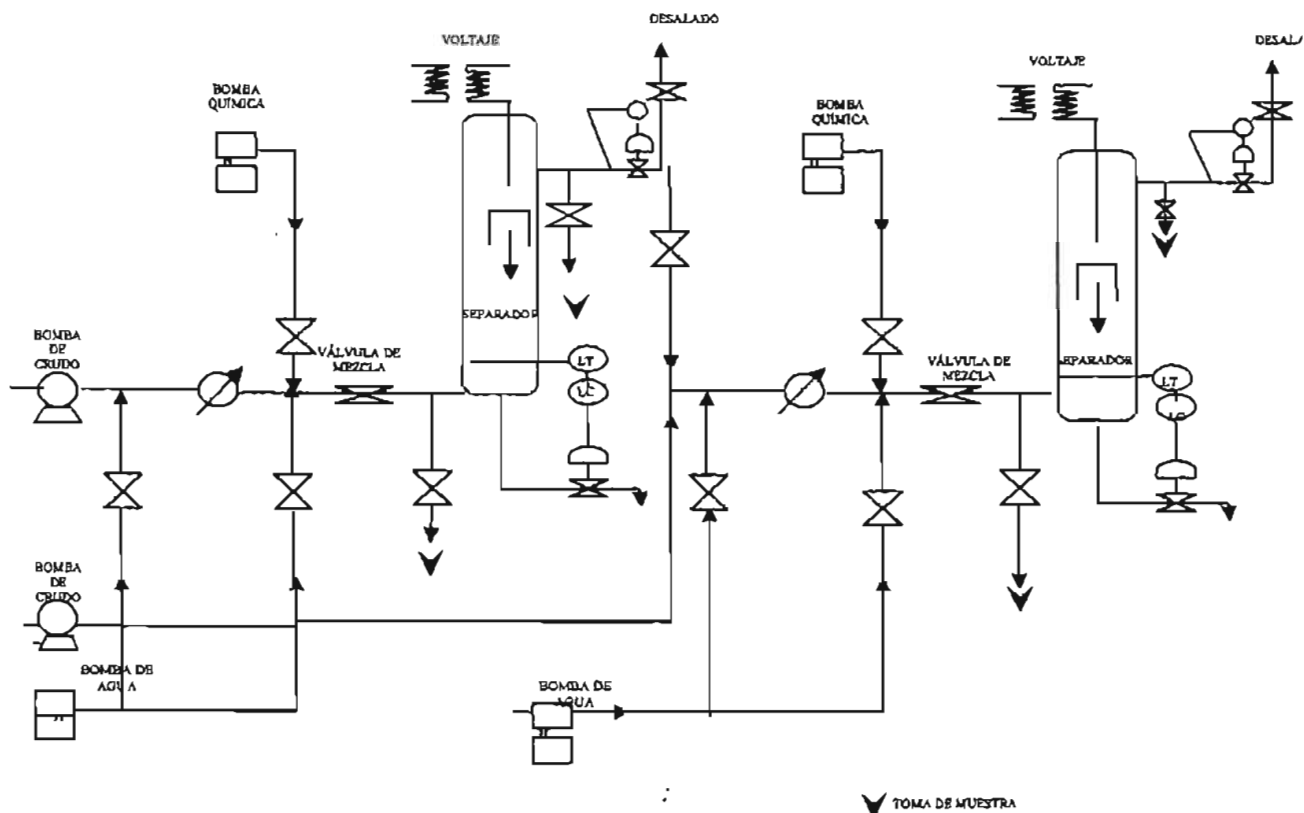


FIG. 2 PLANTA PILOTO DESHIDRATACIÓN Y DESALACIÓN ELECTROSTÁTICA

II.4.- TRATAMIENTO DE EFLUENTES.

Durante el proceso de deshidratación y desalado estudiado, uno de los parámetros mas importantes a considerar es el agua proveniente del equipo desalador o salmuera, ésta contiene generalmente grasas y aceites; cloruros, sulfatos y carbonatos de calcio, magnesio sodio, potasio; arcillas; sílice, además de óxidos de fierro, cobre, aluminio, etc.

En base a los objetivos planteados, se ha considerado la posibilidad de reutilizar el efluente acuoso, por lo que es necesario investigar el tratamiento mas adecuado del mismo.

En muchos artículos¹¹⁻²⁴ y patentes⁵⁹ se menciona la aplicación de diferentes métodos y procesos para mejorar la calidad de este efluente, tales como: Utilización de Separadores API (separadores de placas o platos corrugados), flotación espumante, flotación por aire inducido, coagulación, sedimentación, floculación, filtración, ultra filtración, evaporación, centrifugación, etc.

Con una primera separación utilizando placas corrugadas se disminuye hasta en un 90% el contenido de grasas y aceites en el efluente acuoso por lo que se requiere generalmente de una segunda separación, a fin de separar totalmente estos componentes.

En las patentes de U.S.A. No. 3,489,680; 3,865,732; 4,040,955; 4,897,206; 5,017,294; 5,068,035; Europa No. 462,856 y Canada No. 1,290,275, se describen algunos de los métodos para el efluente acuoso.

II.5.-INVESTIGACION DE PATENTES

II.5.1.- FORMULACIONES DESEMULSIFICANTES

Patente No. 2,470,808 Estados Unidos 1949.

Proceso para romper emulsiones de petróleo. Hidroxilación de ácidos grasos utilizados para desemulsificar aceite crudo.

Patente No. 1,202,424 Gran Bretaña 1970.

Polímero de ultra alto peso molecular. Obtención de polímeros teniendo pesos moleculares entre 0.5 - 2,000,000 solubles en agua, en aceite o en ambos, por ejemplo: Copolimerizando monómeros; compuestos de polioxialquileno; cualquier otro polímero incluyendo poliésteres.

Patente No. 3,557,017 Estados Unidos 1971.

Uso de polímeros de ultra alto peso molecular como desemulsificadores. *Ibidem*.

Patente No. 3,580,707 Estados Unidos 1971.

Proceso para preparar sulfonatos de bario, productos semejantes y su uso en aceites combustibles destilados.

Patente No. 3,583,486 Estados Unidos 1971.

Proceso para recuperar aceite usando productos fenolformaldehído etoxilados Método Recuperación Mejorada del Petróleo EOR.

Patente No. 3,647,688 Estados Unidos 1972.

Desemulsificantes para emulsiones basadas en aceite. Rompimiento de emulsiones aceite-acido clorhídrico utilizando óxidos de propileno y fosfatos de ésteres de alcoholes grasos preparados en esta invención y evaluados con petróleo crudo.

Patente No.1,010,740 Canadá 1977.

Rompedor de emulsión de polietileno polihídrico substituido. Preparación de alcoholes polioxialquilenicos a partir de alcoholes, glicoles, alquilfenoles, alquilfenolformaldehído y

condensados amino formaldehído, además de su evaluación en pruebas de botella para el rompimiento de emulsión.

Patente No. 2,008,146 gran Bretaña 1978.

Proceso de desemulsificación. Preparación de poliésteres obtenidos a partir de: Anhídrido alquénil o alquil succínico; polialquilen glicol o alcohol polihídrico y evaluación de laboratorio.

Patente No. 4,502,977 Estados Unidos 1985.

Composición desemulsificante y uso de la misma. Preparación de oxialquilados de diglicidil éteres, resinas fenolformaldehído, poliaminas y la reacción de dichos oxialquilados con monómeros vinílicos.

Patente No. 174,399 Europa 1986.

Formulación desemulsificante soluble en agua y proceso para su uso en deshidratación y desalado de petróleo crudo. Formulación acuosa preparada con 21% en peso de una resina nonilfenolformaldehído etoxilada teniendo 10 moles de óxido de etileno por cada mol de fenolformaldehído, 18% en peso de un polietilenglicol teniendo un peso molecular alrededor de 600 y 3-4% de isopropanol y agua para balancear el compuesto en la formulación. La resina actúa como desemulsificante y el poliol como limpiador de aceite para facilitar la coalescencia y evitar el arrastre de aceite en el agua separada. El alcohol actúa como cosolvente. Se ejemplifica con pruebas estáticas de laboratorio muy sencillas.

Patente No. 570,723 Australia 1988.

Ibidem.

II.5.2.- APARATOS ELECTROSTATICOS.

Patente No. 2,678,911 Estados Unidos 1954.

Probador de emulsión. Aparatos de campo para medir la emulsión de un pozo de petróleo en base a aplicar un voltaje de D.C. entre electrodos, por medio de una batería y/o utilizando un rectificador de media onda conectado a la fuente de A.C. El voltaje de prueba fue entre 500 y 750 volts.

Patente No. 2,859,404 Estados Unidos 1958.

Dispositivo para medir la estabilidad de emulsión agua en aceite. Aparato para medir el grado de dispersión de una emulsión proveniente de algún pozo de explotación. Un voltaje de 100 volts con electrodos espaciados 1/8 pulgadas indican una emulsión estable.

Patente No. 3,531,393 Estados Unidos 1970.

Desemulsificación eléctrica para petróleo transportado en forma de emulsión. Recipiente para desemulsificar eléctricamente una corriente de petróleo utilizando un diseño de electrodos concéntricos ajustables para diferentes caídas de voltaje por pulgada radial o por unidad de espacio. El electrodo es en forma de campana.

Patente No. 3,620,959 Estados Unidos 1971.

Aparatos para desalado de crudo. Equipo de desalado horizontal, incluye: Sección de mezclado y separación por platos perforados, dispersor con plato rociador, separación con A.C. y D.C.

Patente No. 1,459,687 Gran Bretaña 1976.

Método para romper emulsiones aceite en agua. Rompimiento de emulsiones aceite-agua por medio de la oxidación de surfactantes naturales presentes en el aceite utilizando burbujas de aire a una temperatura entre 40-70 C (sin emplear Desemulsificantes químicos comerciales, ni desalado electrostático, únicamente separación gravitacional).

Patente No. 4,029,554 Estados Unidos 1977.

Método para prueba de aceite. Método de prueba para calidad de aceites lubricantes. La oxidación de los electrodos produce una correspondiente lectura de voltaje que indica la calidad del aceite.

Patente No. 2,388,037 Francia 1978.

Procedimiento perfeccionado para desalado de petróleo y dispositivo de uso. Desalado de petróleo crudo y dispositivo para evaluar el nivel de mezclado la temperatura de la desaladora es entre 90 y 150 C.

Patente No. 1,497,610 Gran Bretaña 1978.

Dispositivo para controlar el proceso de deshidratación y desalado de petróleo en deshidratadores eléctricos. El dispositivo relaciona las pulsaciones provenientes de los electrodos del desalador y después de ampliar y corregir la señal se manda a un controlador relacionador de flujo entre el petróleo húmedo y la cantidad de agua de lavado requerida, accionando el actuador de la válvula correspondiente.

Patente No. 4,134,799 Estados Unidos 1979.

Método para seleccionar un desemulsificante para rompimiento de una emulsión agua en aceite. El flujo de corriente entre los electrodos se registra para cada muestra. El desemulsificante que produce la mas rápida relación de cambio de flujo en la corriente es

identificado como el mas efectivo. Se utiliza un diseño con arreglo de 3 electrodos conectados 2 de ellos al secundario del transformador de alto voltaje y el tercero conectado al otro polo de dicho transformador. Se genera A.C. entre uno de los 2 electrodos y el tercero y entre los 2 primeros electrodos se genera D.C. Muchos reactivos fueron usados incluyendo compuestos tales como: Sulfato ferroso, soda ash, y varios jabones. En los años de 1940 la llegada de la oxialquilación revolucionó la industria del tratamiento químico. La oxialquilación utiliza la reacción de oxido de etileno u oxido de propileno (o ambos) con compuestos que contienen grupos funcionales reactivos, normalmente grupos amino e hidroxilos. La adición de oxido de etileno aumenta la solubilidad de un compuesto en agua y la adición de oxido de propileno aumenta la estabilidad de un compuesto en aceite. Los compuestos que son usados como iniciadores o como agentes de superficie activa ellos mismos para Desemulsificantes químicos son: Resinas fenólicas, glicoles, glicol-esteres, esterres de resinas fenólicas, ácidos polibásicos, polímeros de aminas y sulfonatos.

Patente No. 4,226,689 Estados Unidos 1980.

Aparatos y procesos para resolver emulsiones eléctricamente.

Patente No. 462,856 Europa 1991.

Aparatos de separación aceite agua. Se caracteriza por un tanque provisto con platos o baffles conectados a una fuente de energía de tal manera de someter a un potencial eléctrico una corriente de aceite en emulsión. Se aplican voltajes de 2.5-125 volts/pulg. El agua depositada se pasa a otro recipiente o tanque, así como la capa de aceite sobrenadante.

II.5.3.- RECUPERACIÓN DE ACEITE.

Patente No. 3,489,680 Estados Unidos 1970.

Método para rompimiento de emulsiones agua en aceite. Separación de emulsiones agua-aceite empleando la fuerza de corte originada en un hidrociclón y posterior coalescencia por medio de membranas instaladas en el equipo. Se aplican Desemulsificantes para ayudar a la desemulsión.

Patente No. 3,528,223 Estados Unidos 1970.

Separador tratador de petróleo. Recipiente para separar gas y agua por medio de precalentamiento y separación por gravedad de la emulsión de un pozo productor,

Patente No. 3,530,938 Estados Unidos 1970.

Proceso para recuperar aceite utilizando un medio inundado espeso de agua. Método por recuperación mejorada del petróleo EOR.

Patente No. 1,368,991 Gran Bretaña 1974.

Aparato para recuperar el contenido de aceite de emulsiones de aceite soluble en desechos. Aparato portátil para recuperar aceite constituido de un recipiente para contener la emulsión con compartimiento para el aceite separado, medio de agitación y separación de espuma.

Patente No. 949,910 Canadá 1974.

Separación de emulsiones de hidrocarburos, agua y minerales usando dióxido de carbono gas. Rompimiento de emulsiones agua-aceite-mineral utilizando bióxido de carbono a pH menor de 7.5 formando ácido carbónico (no trae ejemplos).

Patente No. 3,865,732 Estados Unidos 1975.

Rompedor de emulsión. Medio mecánico de rompimiento de emulsiones en dos etapas. La primera etapa separa partículas de aceite mayores de 25 micras de diámetro y la segunda etapa separa partículas mayores a 1 micra provenientes de la primera etapa. Las dos etapas utilizan cartuchos de resinas de poliéster con afinidad hacia el aceite.

Patente No. 1,459,687 Gran Bretaña 1976.

Método para romper emulsiones aceite-agua. Rompimiento de emulsiones aceite-agua por medio de la oxidación de surfactantes naturales presentes en el aceite utilizando burbujas de aire a una temperatura entre 40 y 70 C (sin emplear desémulsificantes químicos comerciales, ni desalado electrostático, únicamente separación gravitacional).

Patente No. P78/33,912 South Africa 1978.

Recuperación de aceite y demás. Rompimiento de emulsiones agua en aceite aplicando ácido dodecibencen sulfónico de tal forma a invertir la emulsión de aceite en agua y posteriormente romper la emulsión con cloruro férrico como catión.

Patente No. 4,897,206 Estados Unidos 1990.

Separador bidireccional de platos corrugados para mezclas líquidas. En la patente se describen e ilustran completamente los platos corrugados.

Patente No. 5,068,035 Estados Unidos 1991.

Sistema coalescente d platos empacados. Para usarse en la separación de componentes inmiscibles de diferentes densidades. Posee una entrada para el fluido mezclado, una salida de componente ligero y otra de componente pesado. El arreglo de los platos es ortogonal teniendo corrugaciones lateral y longitudinalmente. Preferiblemente rodillos de fibra de vidrio se extienden a través de los platos de coalescencia.

Patente No. 5,073,261 Estados Unidos 1991.

Método y aparatos para separación de aceite de agua y almacenamiento de aceite. Equipo comprimible para separación de agua y aceite, contener y transportar el aceite separado constituido de cambiadores de entrada, intermedio y de salida, además de baffles flexibles contruidos de caucho, los cuales se contraen para facilitar su transporte del equipo. Es utilizado generalmente para derrames de hidrocarburos aunque no limita su aplicación a otros usos.

II.6.- SELECCIÓN DEL METODO DE TRATAMIENTO DE AGUA DE REUSO

Son esencialmente 5 técnicas para desalar agua: Destilación, Osmosis Inversa, Electrodiálisis, Intercambio iónico y Procesos por congelación⁶⁰.

1.- Destilación: Consiste en la ebullición de agua salada en condiciones atmosféricas o presiones reducidas y condensar el vapor como agua fresca, dejando por otro lado una solución concentrada en sales. El consumo de energía por métodos de destilación es aun relativamente alto comparado con los otros métodos. Este método ha sido usado comúnmente para desalar agua de mar, aunque los sistemas con membranas están compitiendo en esta área.

2.- Osmosis Inversa: Es un proceso con membranas que viene de la tendencia del agua fresca de una solución salina a pasar a través de una membrana semipermeable, diluyendo de esta manera la solución salina. El agua fresca migra a través de la membrana en base a la presión del sistema y la fuerza efectiva de transporte es llamada presión osmótica. Al aplicar presión a la solución salina del lado de una membrana semipermeable el agua fresca puede ser conducida en la dirección opuesta al flujo osmótico. La mayor ventaja de la Osmosis inversa esta en el consumo mas bajo de energía que la destilación y se aplica efectivamente para salmueras.

3.- Electrodiálisis: Depende de la habilidad de los iones cargados eléctricamente en agua salada para migrar a los polos positivos o negativos en una celda electrolítica. Dos tipos de membranas de ión selectivo son usadas. Una permite el paso de iones positivos y otra los iones negativos entre los electrodos de la celda. Cuando una corriente eléctrica es aplicada para conducir los iones, el agua fresca es formada en las membranas.

El costo depende del incremento de la salinidad. La Electrodiálisis no es competitiva económicamente para desalado de agua.

4.- Intercambio iónico: Las resinas que sustituyen iones hidrogeno o hidróxido por iones de sal. Este método es frecuentemente usado para tratar agua dura. Las industrias generalmente requieren del tratamiento por intercambio iónico seguido por osmosis inversa o Electrodiálisis. En general el intercambio iónico es raramente usado para remover sales en grande escala.

5.- Procesos por congelación: Involucra 3 pasos. Enfriamiento parcial del agua en la cual los cristales de hielo del agua forman un lodo salmuera-hielo, separando los cristales de hielo de los de salmuera y fundiendo el hielo. Aunque el proceso presenta algunas ventajas frente a la destilación debido a que se requiere de menor energía y existen mínimos problemas de corrosión por las bajas temperaturas involucradas y los requerimientos de energía son comparables a los de la osmosis inversa, se prefiere contar con estudios de investigación y desarrollo en tanto la tecnología sea ampliamente conocida.

En el reporte CRS para el Congreso de James E. Mielk²⁵ se reportan costos para agua tipo salmuera por osmosis inversa o electrodiálisis de \$ 1.50 a \$ 2.50 dólares/ 1000 galones y para desalado de agua de mar y destilación de \$ 4.0 a \$ 6.0 dólares/ 1000 galones.

Por otro lado considerando el artículo de A. Brehant y col.²⁶ en donde se reporta que el pretratamiento previo por coagulación u otro tratamiento como Ultrafiltración reduce la concentración de componentes de ensuciamiento y mejora la funcionalidad del proceso de osmosis inversa.

En base a lo anterior el proceso de osmosis inversa resulta ser el mas económico y el más adecuado para la recuperación del agua de lavado de la Planta Piloto, requiriendo un pretratamiento para evitar el ensuciamiento de las membranas por medio de separación de aceite, flotación espumante²⁷ y coagulación, para disminuir de mas de 4500 ppm de sal hasta menos de 100 ppm de sal requerido.

III.- INGENIERIA CONCEPTUAL DE LA PLANTA PILOTO

III.1.- PARAMETROS BASICOS DE DISEÑO

Para una buena funcionalidad de la planta piloto y un mayor beneficio de la misma, fue necesario contar con datos experimentales de laboratorio y de campo.

De acuerdo a la investigación bibliográfica las variables involucradas en el proceso de deshidratación y desalado más importantes son:

- Temperatura
- Presión
- Voltaje
- Agitación/Mezclado
- Agua de lavado
- Nivel de dosificación

De resultados obtenidos a nivel laboratorio y a nivel industrial se sabe que el tipo de petróleo, el nivel de dosificación y la temperatura son los factores de mayor significancia.

Los parámetros básicos de diseño son:

- Temperatura: 100-150 °C
- Presión: 10-20 Kg/cm²
- Voltaje: 500-3,000 volts/pulg.
- Mezclado: $\Delta P < 3$ Kg/cm²
- Agua de lavado: 10 % máx.

El tipo de crudo y la cantidad de desemulsionante será determinado en base a evaluaciones posteriores.

El recipiente electrostático a diseñar, deberá tratar petróleo con gravedad específica menor de 27 °API

III.2.- DISEÑO DEL EXPERIMENTO

En la industria química los diseños experimentales se aplican, sobre todo, al estudio de variables de procesos y al modo en que estas afectan a los productos. Los datos que sirven como base para el análisis de regresión, se pueden obtener ya sea de datos de registros operacionales o de un experimento diseñado específicamente.

Existen varios tipos de diseño de experimentos entre los cuales tenemos: Factorial, Factorial fraccionario, de Box-Wilson, en estrella, compósito central, rotados, ortogonales, al azar, en látices, etc

Para nuestro caso de estudio los parámetros a evaluar en la planta piloto a diseñar son los siguientes:

- Tipo de petróleo: 27, 25 y 22 °API
- Agua de lavado: 5 y 10 % peso.
- Desemulsionante: 0, 10 y 20 ppm.
- Temperatura: 70, 110 y 150 °C.
- Presión: 10, 15 y 20 Kg/cm².
- Mezclado: 0, 1 y 3 Kg/cm². (ΔP válvula mezcladora)
- Voltaje: 500, 1000 y 3000 volts/pulg.

Tomando como ejemplo el arreglo ortogonal utilizado por Tsutomu Kaibara y colaboradores⁸ tabla 1 y tabla 2, en el que se reduce a 18 el número de pruebas que incluyen el factor error, en el cual se deduce que los factores de mayor significancia después del análisis de regresión son: El tipo de petróleo, el nivel de dosificación y la temperatura. Estos 3 factores influyen hasta en un 82 % en el tiempo de separación de las fases, un 58.6 % en la eficiencia del desalado y un 87.5 % en la cantidad de agua separada.

Utilizando este arreglo ortogonal se reduce el número de pruebas que en el caso de un arreglo factorial sería de más de 1458 pruebas sin incluir repeticiones.

Actualmente los métodos de prueba utilizados para seleccionar desemulsionantes, no incluyen este tipo de evaluación y diseño por lo que generalmente los resultados obtenidos no son aplicables bajo las condiciones reales de operación de las plantas.

Así mismo con este diseño de experimentos se podrán evaluar diferentes desemulsionantes y tipos de petróleo bajo condiciones de operación similares a nivel industrial.

Prueba/factor	Agua Lavad A	Crudo B	Desemul Tipo C	Dosis. Desem. D	Temp E	Presion F	Agitac G	Error e
1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	2	2	2	2	2	2
3	1	1	3	3	3	3	3	3
4	1	2	1	1	2	2	3	3
5	1	2	2	2	3	3	1	1
6	1	2	3	3	1	1	2	2
7	1	3	1	2	1	3	2	3
8	1	3	2	3	2	1	3	1
9	1	3	3	1	3	2	1	2
10	2	1	1	3	3	2	2	1
11	2	1	2	1	1	3	3	2
12	2	1	3	2	2	1	1	3
13	2	2	1	2	3	1	3	2
14	2	2	2	3	1	2	1	3
15	2	2	3	1	2	3	2	1
16	2	3	1	3	2	3	1	2
17	2	3	2	1	3	1	2	3
18	2	3	3	2	1	2	3	1

Tabla 1 Arreglo ortogonal (L18, $2^1 \times 3^7$)

No. Prueba	Tiempo separacion Min	% desalado	% deshidratacion
1	5.3	69.4	77.2
2	5.4	86.3	85.8
3	9.0	91.7	96.5
4	0.8	91.2	86.9
5	1.0	89.9	94.5
6	0.5	100	96.2
7	1.8	92.7	88.9
8	4.0	80.0	90.9
9	7.0	61.0	80.3
10	5.4	83.3	91.8
11	4.8	71.0	75.4
12	2.8	93.3	94.7
13	2.2	98.1	95.4
14	0.5	94.0	95.4
15	0.8	96.0	93.7
16	5.8	98.2	90.0
17	7.8	72.6	74.9
18	2.5	82.7	94.3

Tabla 2 Resultados experimentales.

III.3.- CAPACIDAD DE LA PLANTA PILOTO

La capacidad de la planta piloto fue seleccionada en base al siguiente criterio.

Para una buena evaluación de desemulsionantes en la planta piloto, se requiere la inyección directa de los mismos sin necesidad de preparar diluciones. El efecto disolvente puede modificar el comportamiento del surfactante frente al tipo de petróleo considerado, es decir, se deben evaluar tensoactivos tal cual, a fin de obtener resultados reales, reproducibles y confiables.

Considerando que la planta piloto servirá para evaluar surfactantes a dosificaciones menores de 100 ppm. en peso con respecto a la carga, la cantidad requerida en lts/d de desemulsionante para una carga de 100 bls/d de aceite crudo será:
 $100\text{bls/d}(159\text{lts/bls})(100/1,000,000) = 1.59 \text{ lts/d}$ de desemulsionante máximo.

La bomba dosificadora para este reactivo tendrá una capacidad nominal de 1.0 GPD.

Una bomba dosificadora de esta capacidad es mas frecuente y común encontrarla en el mercado, siendo ésta la característica determinante para definir la capacidad de la planta piloto puesto que a menor capacidad de la planta menor será la bomba dosificadora requerida y mayor será el error en la aplicación del desemulsificante durante su evaluación.

Por lo tanto la planta piloto será diseñada para manejar una **capacidad de 100 bls/d** de forma intermitente.

Lugar donde será instalada la planta piloto

De acuerdo a la capacidad de la planta, se considera su instalación directamente en cualquier refinería del país, a fin de contar con todos los servicios requeridos. Para fines del estudio se propone la Refinería de Salamanca, Gto. por contar además con su cercanía al Distrito Federal y la necesidad de demostrar la eficiencia en la recuperación del efluente acuoso sin contaminantes al río Lerma.

El sistema deberá ser intermitente o para periodos de prueba, de acuerdo al diseño de experimentos.

Datos de aplicación actual:

Capacidad mínima instalada en la industria petrolera nacional: 6,000 bls/d

III.4.- CRITERIOS BASICOS DE DISEÑO

III.4.1.- RECIPIENTE ELECTROSTATICO.

Dadas las características del fluido a manejar, las cuales corresponden a un petróleo menor de 27 °API con tendencia cada vez mayor a ser pesado, se elige un desalador electrostático horizontal, con electrodos concéntricos para una velocidad baja cuyo distribuidor descarga la emulsión por debajo de los electrodos. El tiempo de residencia es de 20 min. y el potencial de corriente eléctrica es mayor de 1,500 volts/pulg., para asegurar la separación completa de la fase acuosa. Las tapas del recipiente son hemisféricas, fijándose un espesor por sobrediseño de 1/16 pulg.

III.4.2.- BOMBAS

Para el diseño de las bombas se emplean velocidades recomendadas de acuerdo al tipo de fluido manejado. Se recomienda el uso de bombas de desplazamiento positivo en acero al carbón para el fluido desemulsionante, bombas centrífugas para cualquier otro fluido, también con material en acero al carbón.

Para el sobrediseño de las bombas se toma el 30 % del fluido manejado y de cabeza estática calculada.

Para el caso de longitud equivalente de los accesorios se toma el criterio de 4 veces mas la longitud recta.

Finalmente se considera que el NPSH disponible es 2 pies mayor que el NPSH requerido.

III.4.3.- CAMBIADORES DE CALOR

El criterio que se toma en estos equipos es que la caída de presión es el máximo permisible de acuerdo al método de Bell empleado, la cual es de 5 a 10 PSI, dependiendo este valor de la máxima caída de presión de lado tubos o de lado coraza.

Se considera el fluido de mayor presión y mas corrosivo por lado tubos.

Los cambiadores de calor son diseñados en base al código TEMA clase E y los materiales de construcción recomendados son generalmente acero al carbón.

III.4.4.- TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Los tanques de almacenamiento de petróleo crudo humedo y seco (desalado) son diseñados tomando como criterio 0.5 días de inventario y de tipo vertical, aunque se diseñará la planta para adaptarse en campo a la línea de petróleo crudo principal de alimentación a plantas de destilación primaria.

El material empleado es acero al carbón, requiriéndose un sobre espesor de 1/16 pulg.

El tanque de almacenamiento de desemulsionante es diseñado tomando como criterio 30 días de inventario y de tipo vertical por la cantidad pequeña que se requiere de desemulsionante.

El tanque de almacenamiento de agua de lavado es diseñado tomando como criterio 7 días de inventario y de tipo vertical.

El tanque sedimentador de sólidos es diseñado tomando como criterio 1 días de inventario y de tipo vertical.

III.4.5.- SEPARADOR TIPO API

Se recomienda separador de placas corrugadas en acero al carbón, cuyo tiempo de residencia dependerá del flujo de salmuera a manejar mas un sobrediseño del 50%. La salmuera se considera muy corrosiva por lo que las placas serán de 1/8 de espesor mínimo.

III.4.6.- CELDAS DE FLOTACION.

El criterio que se toma es en base al fluido a manejar, el cual como ya se dijo es muy corrosivo por lo que se recomiendan celdas de flotación con espesor de ¼ pulg. en acero al carbón. El sistema de flotación será con aire inducido y el tiempo de residencia será de 10 minutos máximo en cada celda, debiéndose diseñar en serie para aumentar el grado de separación agua-aceite-sólidos.

III.4.7.- TANQUE SEDIMENTADOR.

Se toma el criterio para el diseño de este tanque de 1 día inventario como mínimo para la separación de sólidos sedimentables.

III.4.8.- EQUIPO DE OSMOSIS INVERSA.

Este equipo se diseña tomando en cuenta el contenido de sales en el efluente acuoso y a las recomendaciones de los fabricantes, a fin de cumplir ecológicamente con la Norma Oficial Mexicana²⁸ NOM-CCA-003-ECOL/1993 que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de la industria de refinación de petróleo y petroquímica. y entregar la calidad requerida de agua o reutilizarse para el mismo proceso como agua de lavado.

PARAMETROS	LIMITES MAXIMOS PERMISIBLES	
	PROMEDIO DIARIO	INSTANTANEO
pH	6-9	6-9
Grasas y aceites (mg/l)	30	45
Demanda química de oxígeno (mg/l)	100	120
Demanda bioquímica de oxígeno (mg/l)	60	72
Sulfuros (mg/l)	0.2	0.4
Cromo hexavalente (mg/l)	0.05	0.075
Cromo total (mg/l)	1.0	1.2
Fenoles (mg/l)	0.5	0.75
Sólidos suspendidos totales (mg/l)	70	85

III.5).- FILOSOFIA BASICA DE OPERACION

III.5.1.-DESALADOR ELECTROSTATICO DE-101

Este equipo es uno de los equipos críticos del proceso por lo que sus condiciones de operación son críticas también, requiriéndose mantener lo más apegado a lo siguiente: 15 Kg/cm² de presión de operación, 150 °C de temperatura y 3,000 volts/pulg.

Debe cuidarse su buen funcionamiento, así como las condiciones de operación del recipiente, observar las fluctuaciones en el voltaje y/o amperaje, los contenidos de sal en el petróleo deshidratado no deberán de ser mayores de 1 LMB y el contenido de agua y sedimento menor al 0.2%, monitoreando continuamente dichos valores.

El control de la alimentación será manual al inicio y posteriormente se automatizará de acuerdo al medidor de salinidad instalado a la salida del petróleo deshidratado, el cual mandará una señal open/closed al actuador de la válvula de alimentación de la desaladora.

Una consideración importante es el bloqueo de la corriente eléctrica cuando falle la inyección de agua de lavado o aumente el amperaje a valores mayores a 115.

En caso de desviación o falla de cualquiera de las condiciones anteriores será necesario que el operador accione una o las válvulas correspondientes para el control del mismo. En el caso de una sobre-presión, la válvula de seguridad abre automáticamente, retornando el fluido a la corriente de proceso y/o tanque de almacenamiento, por lo anterior el equipo cuenta con las alarmas correspondientes.

En el caso de salida de operación de este equipo por falla del mismo o por falta de algún servicio, deberán tomarse las siguientes acciones correctivas:

Si la falla tiene origen en el desalador, todos los equipos anteriores a este, saldrán de operación, cerrándose inmediatamente las válvulas correspondientes. La parte posterior del desalador seguirá operando, mientras es procesado el material contenido en los tubos y equipos, al término de esto se paran dichos equipos.

III.5.2.- INTERCAMBIADOR EA-101

Este equipo es utilizado para calentar la corriente de petróleo crudo húmedo con condensado de media al inicio de operación y posteriormente con la corriente de petróleo proveniente del desalador.

Cuando por algún motivo falle este equipo, deberá sacarse de operación, cerrándose las válvulas de alimentación correspondientes y agotar todo el petróleo crudo proveniente del desalador.

III.5.3.- CONDICIONES DE PROCESAMIENTO DE PETROLEO CRUDO “SECO”

El crudo seco obtenido del desalador electrostático será enviado a almacenamiento via enfriamiento y descompresión a recipientes atmosféricos verticales o hacia alguna torre de destilación atmosférica si cumple con las especificaciones de producto terminado.

III.5.4.- CONDICIONES DE SEGURIDAD

Un interruptor de corriente accionará cuando se exceda de 115 amperes el equipo de desalado electrostático o cuando las condiciones de operación sobrepasen las de diseño.

III.5.5.- REEMPLAZAMIENTO DE CARTUCHOS DE MEMBRANAS.

En base a las recomendaciones del fabricante y al tiempo de operación de las mismas.

III.6.- BASES DE DISEÑO

III.6.1.- ANTECEDENTES.

Todas las unidades de destilación primaria en Refinerías cuentan con sistema de desalado electrostático, las mas pequeñas plantas en operación tienen una capacidad de 6,000 bls/d, requiriéndose por lo tanto de mayores cantidades de desemulsionante para una evaluación a nivel industrial, así como de mayores gastos generados para dicha evaluación, tales como: mano de obra, supervisión y control, servicios auxiliares, etc.

Con objeto de disminuir dichos gastos y tener un conocimiento real bajo condiciones similares de operación en una planta a nivel Industrial, es decir condiciones de presión, temperatura, dosificación de reactivos, etc. se realizó la Ingeniería Básica y de Detalle para una planta piloto de deshidratación y desalado de petróleo crudo.

III.6.2.- GENERALIDADES

III.6.2.1.- Función de la planta.

La función de la planta es efectuar evaluaciones de desemulsionantes por medio de separación electrostática de una emulsión de petróleo crudo y agua, con las especificaciones apropiadas de carga a la planta de destilación primaria y la reutilización del agua de lavado utilizada en el proceso.

III.6.2.2.- Tipo de proceso.

El proceso consiste en la separación electrostática de una emulsión entre un hidrocarburo (petróleo crudo) y agua, seguido por el tratamiento de esta última por medio placas corrugadas, flotación con aire inducido, sedimentación y ultrafiltración.

III.6.3.- CAPACIDAD, RENDIMIENTO, FLEXIBILIDAD.

III.6.3.1.- Factor de servicio.

El proceso es tipo Batch pero se diseña para operar de forma continua el tiempo necesario para obtener resultados satisfactorios mediante un diseño de experimentos que correlacione datos operacionales.

III.6.3.2.- Capacidad y Rendimiento.

La capacidad de diseño es de 100 bls/d

La capacidad normal de operación es igual a la de diseño.

La capacidad mínima de la planta será de 60 bls/d.

III.6.3.3.- Flexibilidad de operación bajo condiciones normales.

A falla de electricidad la planta no operará.

A falla de vapor la planta no operará.

A falla de aire de instrumentos no operará.

A falla de agua de enfriamiento si operará.

III.6.3.4.- Previsión para ampliaciones futuras.

Se contempla la incorporación de otra desaladora de la misma capacidad para trabajar en serie.

III.6.4.- ESPECIFICACION DE LA ALIMENTACION

Para efectos de balance de materia y energía, se considerará que la alimentación normal está constituida por una mezcla 70:30 % volúmen de crudo maya e istmo respectivamente. Las características principales de esta mezcla son:

Características	Resultado
Gravedad API	25.0
Factor de caracterización; Kw	11.7
Peso molecular medio	225.0
Azufre total; % peso	1.9

III.6.4.1.- Condiciones de la alimentación en límites de batería.

Producto	Estado fisico	Presión (Kg/cm ²) max/nor/min	Temperatura (°C) max/nor/min	Forma de recibo
Crudo mezcla 70/30 % vol. maya/istmo	Líquido	6.0	31	tubería

III.6.5.- ESPECIFICACION DE LOS PRODUCTOS.

Petróleo seco:

Características	Resultado
Gravedad API	25.0
Factor de caracterización; Kw	11.7
Peso molecular medio	225.0
Agua y sedimento; % vol.	0.2
Contenido de sal; LMB	1

Agua tratada:

Características	Resultado
Peso específico	1.0
Grasas y aceites; ppm.	10
pH	7.0

III.6.5.1.- Condiciones de los productos en límites de batería.

Producto	Estado fisico	Presión (Kg/cm ²) max/nor/min	Temperatura (°C) max/nor/min	Forma de recibo
Petróleo seco	Líquido	15 max.	150 max.	tubería
Agua tratada	Líquido	3	30 max.	tubería

III.6.6.- ELIMINACION DE DESECHOS.

La salmuera obtenida en el tratamiento con ultrafiltración cumple con la Norma NOM-CCA-032²⁸ que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las aguas residuales de origen urbano y municipal para su disposición mediante riego agrícola, de acuerdo a la siguiente tabla:

PARAMETROS	LIMITES MAXIMOS PERMISIBLES
pH	6.5-8.5
Conductividad eléctrica (micromhos/cm)	2000
Demanda bioquímica de oxígeno (mg/l)	120
Sólidos suspendidos totales (mg/l)	120
Aluminio (mg/l)	5.0
Arsénico (mg/l)	0.1
Boro (mg/l)	1.5
Cadmio (mg/l)	0.01
Cianuros (mg/l)	0.02
Cobre (mg/l)	0.2
Cromo (mg/l)	0.1
Fierro (mg/l)	5.0
Fluoruros (mg/l)	3.0
Manganeso (mg/l)	0.2
Níquel (mg/l)	0.2
Plomo (mg/l)	5.0
Selenio (mg/l)	0.02
Zinc (mg/l)	2.0

III.6.7.- SERVICIOS AUXILIARES.

III.6.7.1.- Vapor.

Nivel	Presión Kg/cm ² (PSIG)	Temperatura °C (°F)	Calidad	Disponibilidad
Media	17.5 (248.9)	250 (482)	Sobrecalentado	La requerida
Baja	3.5 (50)	418 (784)	Sobrecalentado	La requerida

III.6.7.2.- Retorno de condensado.

El condensado obtenido del vapor de baja presión sobrecalentado se entregará en L.B. y en las siguientes condiciones:

Presión normal: 0.6 Kg/cm²

El condensado obtenido del vapor de media presión se entregará en L.B. con las siguientes características:

Presión normal: 1.5 Kg/cm²
Temperatura: 120 °C.

El condensado obtenido del vapor de media presión se entregará como vapor de baja presión saturado con las siguientes características:

Presión normal: 0.15 Kg/cm²
Temperatura: 132 °C.

III.6.7.3.- Agua de enfriamiento.

Las condiciones del agua de enfriamiento en L.B. serán las siguientes:

	Presión Kg/cm ² (PSIG)	Temperatura °C (F)
Entrada	4.2 (59.9)	27 (81)
Salida	1.5 (21.3)	46 (115)

Fuente de suministro: Torre de enfriamiento.
Disponibilidad total.

III.6.7.4.- Agua de servicios y uso sanitario.

III.6.7.5.- Agua potable.

III.6.7.6.- Agua contraincendio.

III.6.7.7.- Agua de proceso.

III.6.7.8.- Combustible.

III.6.7.8.1.- Gas: No requerido.

III.6.7.8.2.- Combustóleo: No requerido.

III.6.7.9.- Agentes químicos.

III.6.7.9.1.- Desemulsionante.

El requerido para cada evaluación a nivel planta piloto.
1.6 lts/d

III.6.7.10.- Alimentación de energía eléctrica.

La refinería suministrará la energía eléctrica necesaria con las siguientes características:

Volts	Fases	Frecuencia
460	3	60
440	3	60
220	3	60

III.6.8.- SISTEMAS DE SEGURIDAD

III.6.8.1.- Sistema de agua contraincendio.

III.6.8.2.- Protección personal.

III.6.9.- CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS

III.6.9.1.- Temperatura.

Máxima extrema	42.5 °C
Mínima extrema	- 3.5 °C
De bulbo húmedo promedio	18 °C

III.6.9.2.- Precipitación pluvial.

Máxima en 24 hrs.	96 mm.
Anual media	700 mm.

III.6.9.3.- Vientos.

Dirección de los vientos dominantes:	Este a Oeste
Dirección de los vientos reinantes:	Noreste a Suroeste
Velocidad media:	2 a 6 m/seg.

III.6.9.4.- Humedad

Máxima	100 % a 27 °C.
Mínima	7 % a 12 °C.

III.6.9.5.- Atmósfera.

Presión atmosférica:	631 mm. (12.2 Psia).
Atmósfera corrosiva:	Sí
Altitud sobre el nivel del mar:	1723 m.

III.6.9.6.- Zona sísmica: II

IV.- INGENIERIA BASICA.

IV.1.- DESCRIPCION DEL PROCESO.

Por la corriente No. 1 se recibe una mezcla de petróleo crudo "húmedo" proveniente del tanque de almacenamiento FB-101 o de la línea principal de petróleo crudo de la Refinería mezclándose con las corrientes de desemulsionante No. 2 y agua de lavado No. 3, dicha mezcla se envía por medio de la bomba GA-101 al intercambiador EA-101 en donde se obtiene la corriente No. 4 cuya temperatura es de 120-150 °C. y presión de 17-20 Kg/cm². En estas condiciones se hace pasar a través de la válvula presión diferencial DPV-101 para obtener un buen mezclado y efectivo lavado de las sales solubles presentes en el hidrocarburo. La caída de presión en esta válvula es menor de 3 Kg/cm².

El fluido proveniente de la válvula de presión diferencial es enviado al recipiente DE-101 para efectuar la separación electrostática de la emulsión hidrocarburo-agua a una temperatura de 120-150 °C. y una presión entre 15-20 Kg/cm², cuyo tiempo de residencia es de 20 minutos máximo.

Por la parte superior del desalador electrostático se obtiene la corriente No. 5 de petróleo crudo "seco", el cual se envía a la línea general para destilación atmosférica del mismo o al tanque de almacenamiento FB-104 después de hacerse pasar por el enfriador EA-102.

Por la parte inferior del desalador electrostático se obtiene la corriente No. 6 de salmuera, la cual una vez enfriada mediante el condensador EA-103 es enviada al separador de placas corrugadas CE-101 tipo API para la recuperación primaria de aceite, recirculándose este por la corriente No. 7 al tanque de almacenamiento FB-101.

El agua separada por el procedimiento anterior recibe tratamiento de floculantes y espumantes para después ser enviada por la corriente No. 8 a la unidad de flotación CE-102, en donde ocurre una segunda separación de aceite que se une a la corriente No. 7 proveniente del separador de placas corrugadas tipo API ya descrita.

El agua obtenida del equipo CE-102 contiene menos de 10 ppm. de grasas y aceites y fluye hacia el tanque sedimentador FB-105 por medio de la corriente No. 9, en donde se separan sólidos insolubles presentes. El tiempo de residencia en este recipiente es menor de 1 día.

El agua tratada y obtenida del FB-105 es forzada a pasar a través de la membrana del equipo de osmosis inversa RO-101, obteniéndose la corriente No. 10 cuyas características cumplen con la Norma Ecológica NOM-CCA-003-ECOL/1993, por lo que puede descargarse a cuerpos receptores sin problemas de contaminación o reutilizarse como agua de lavado para el proceso de desalado, retornándose al tanque FB-103.

Los desechos provenientes del tanque sedimentador FB-105 cumplen con la Norma NOM-CCA-032-ECOL/1993 la cual establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las aguas residuales de origen urbano o municipal para su disposición mediante riego agrícola.

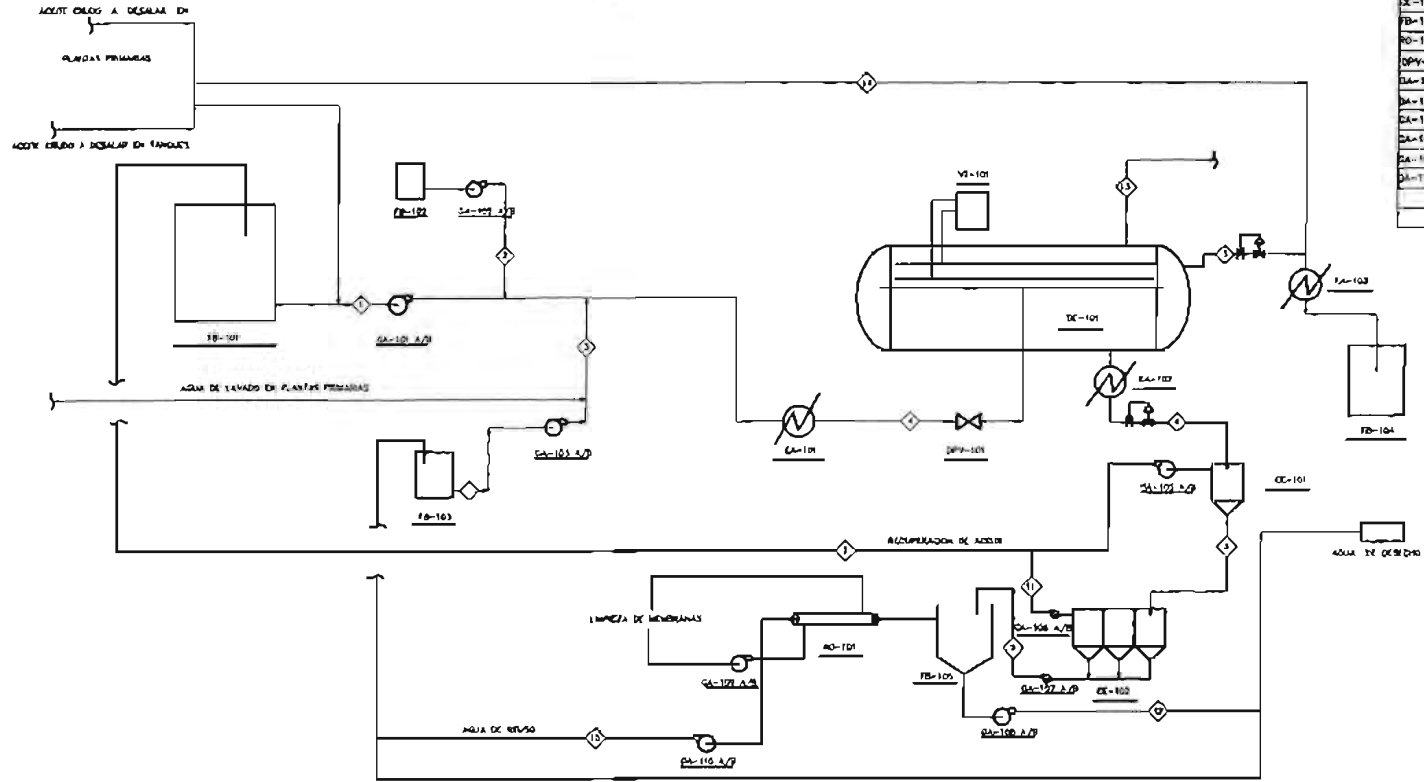
IV.1.1.- DESCRIPCION DE CORRIENTES PRINCIPALES

CORRIENTE	FLUJO bls/d (lts/d)	PETROLEO CRUDO %	AGUA %	DESEMULSIONANTE ppm	PRESION Kg/cm ²	TEMPERATURA °C
1	95	100	0	0	3	31
2	(1.6)	0	0	100	20	31
3	5	0	100	0	20	31
4	100	95	5	100	17	150
5	95	99.8	0.2	0	17	150
6	5	0.1	99.9	0	6	28
7	(20)	99.9	0.1	0	3	28
8	5	0.1	99.9	0	3	28
9	5	0.001	100	0	3	25
10	5	0	100	0	1	25
11	(10)	99.9	0.1	0	3	28
12	(10)	0	80	0	3	25

IV.2.- DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO.

Componente/Característica	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Acetate crudo	95	100	0	0	0	0	95	95	91.2	94.8	0.002	0.1	0.0005	0.001	0	0	0	0	0	0
Desemulsificante	0	0	(1.8)	100	0	0	(1.4)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aguá	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Espectante	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sedimento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sól	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Óxido	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	95	100	(1.8)	100	0	0	100	100	85	94.8	0.002	0.1	0.0005	0.001	0	0	0	0	0	0
Peso específico	0.901	0.876	1	0.861	0.901	0.901	0.901	0.901	0.901	0.901	0.901	0.901	0.901	0.901	0.901	0.901	0.901	0.901	0.901	0.901
Viscosidad	70	25	0.9	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Temperatura	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Presión	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

PLANT	DESCRIPCIÓN
FB-101	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE ACEITE CRUDO
FB-102	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE DESMULSIONANTE
FB-103	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
FB-104	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE ACEITE DESALADO
BA-101 A/B	BOMBA DE ALIMENTACIÓN DE ACEITE CRUDO
BA-102 A/B	BOMBA DE ALIMENTACIÓN DE DESMULSIONANTE
CA-101 A/B	BOMBA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA DE LAVADO
SA-101	CALENTADORA DE ACEITE CRUDO
SA-102	CALENTADORA DE AGUA DE LAVADO
LA-101	REFRIERADOR DE ACEITE DESALADO
DE-101	DESALADOR ELECTROSTATICO
VI-101	RETRANSFORMADOR DE VOLTAJE A.C.
CE-101	SEPARADOR API
EX-101	CELDA DE FLOTACIÓN DE GRASAS Y ACEITES
FB-105	TANQUE SEDIMENTADOR
RO-101	EQUIPO DE OSMOSIS INVERSA
DPV-101	VALVULA MEZCLADORA
BA-105 A/B	BOMBA ACEITE RECUPERADO
BA-106 A/B	BOMBA AGUA RECUPERADO
CA-107 A/B	BOMBA AGUA EFLENTE DE CELDAS DE FLOTACION
CA-108 A/B	BOMBA AGUA DE DESOCHO
BA-109 A/B	BOMBA LAVADO DE MEMBRANAS
BA-110 A/B	BOMBA OSMOSIS INVERSA



38

LISTA DE CAMBIOS
SP-TM-F-100-4-08-05

DESCRIPCIÓN:					
					FECHA
					FECHA
					FECHA
					FECHA
					FECHA

Este trabajo incluyendo el material patentado o patentable que aparece en el presente es información confidencial y su uso está condicionado a que el usuario acepta no copiarlo total o parcialmente y no emplear este ni el material descrito en el para otro propósito que el permitido por el autor.

PROGRAMA PARA UNA PLANTA PILOTO DE DESALINACIÓN Y DESALADO DE ACEITE CRUDO

CONT. IMP. URMAL

MAESTRIA EN INGENIERIA DE PROYECTOS
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO

REV. 0

IV.3.- BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA.

Componente/ Corriente	1		2		3		4	
	bls/d (lts/d)	% peso	bls/d (lts/d)	% peso	bls/d (lts/d)	% peso	bls/d (lts/d)	% peso (ppm)
Aceite crudo	95	100	0	0	0	0	95	95
desemulsionante	0	0	(1.6)	100	0	0	(1.6)	(100)
agua	0	0	0	0	5	100	5	5
espumante	0	0	0	0	0	0	0	0
sedimento	0	0	0	0	0	0	0	0
sal	0	0	0	0	0	0	0	0
otros	0	0	0	0	0	0	0	0
total	95	100	(1.6)	100	5	100	100	100
Peso especifico	0.901		0.936		1		0.901	
Viscosidad cSt	20		25		0.9		20	
Temperatura C	31		31		31		150	
Presion kg/cm ²	3		20		20		17	

BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA

Componente/ Corriente	5		6		7		8	
	bls/d (lts/d)	% peso	bls/d (lts/d)	% peso	bls/d (lts/d)	% peso	bls/d (lts/d)	% peso (ppm)
Aceite crudo	99.8	99.8	0.005	0.1	(19.98)	99.9	0.005	0.1
desemulsionante	0	0	0	0	0	0	0	0
agua	0.2	0.2	4.995	99.9	(0.02)	0.1	4.995	99.9
espumante	0	0	0	0	0	0	0	0
sedimento	0	0	0	0	0	0	0	0
sal	0	0	0	0	0	0	0	0
otros	0	0	0	0	0	0	0	0
total	95	100	5	100	(20)	100	5	100
Peso especifico	0.901		0.936		0.901		1	
Viscosidad cSt	20		25		20		0.9	
Temperatura C	150		28		28		28	
Presion kg/cm2	17		6		3		3	

BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA

Componente/ Corriente	9		10		11		12	
	bls/d (lts/d)	% peso	bls/d (lts/d)	% peso	bls/d (lts/d)	% peso	bls/d (lts/d)	% peso (ppm)
Aceite crudo	0.0000 5	0.001	0	0	(9.99)	99.9	0	0
desemulsionante	0	0	0	0	0	0	0	0
agua	4.9999 5	99.999	5	100	0	0	(8)	80
espumante	0	0	0	0	0	0	0	0
sedimento	0	0	0	0	(0.01)	0.1	0	0
sal	0	0	0	0	0	0	0	0
otros	0	0	0	0	0	0	(2)	20
total	5	100	5	100	(10)	100	(10)	100
Peso especifico	1		1		0.901		1	
Viscosidad cSt	0.9		0.9		20		0.9	
Temperatura C	28		25		28		25	
Presion kg/cm2	3		1		3		3	

IV.4.- LISTA DE EQUIPO DE PROCESO.

CLAVE DEL EQUIPO	DESCRIPCIÓN	CARACTERISTICAS
FB-101	Tanque de petróleo crudo	Capacidad nominal: 9,000 lts
FB-102	Tanque de desmenuante	Capacidad nominal: 50 lts
FB-103	Tanque de agua de lavado	Capacidad nominal: 1,000 lts
FB-104	Tanque de aceite desalado	Capacidad nominal: 9,000 lts
FB-105	Tanque sedimentador	Capacidad nominal: 1,000 lts
GA-101 A/B	Bomba de alimentación de aceite crudo	Flujo: 0-10 gpm; P. succión: 3 kg/cm ² min. P. descarga: 20 kg/cm ² max.
GA-102 A/B	Bomba de alimentación de desmenuante	Flujo: 0-1 gpm; P. succión: 1 kg/cm ² ; P. descarga: 20 kg/cm ² .
GA-103 A/B	Bomba de alimentación de agua de lavado	Flujo: 0-1 gpm; P. succión: 1 kg/cm ² ; P. descarga: 20 kg/cm ² .
GA-105 A	Bomba aceite recuperado	Flujo: 0-1 gpm; ; P. succión: 1 kg/cm ² ; P. descarga: 3 kg/cm ² .
GA-106 A	Bomba de aceite recuperado	Flujo: 0-1 gpm; . P. succión: 1 kg/cm ² ; P. descarga: 3 kg/cm ² .
GA-107 A	Bomba de agua separada	Flujo: 0-1 gpm; ; P. succión: 1 kg/cm ² ; P. descarga: 3 kg/cm ² .
GA-108 A	Bomba de sólidos recuperados	Flujo: 0-1 gpm; ; P. succión: 1 kg/cm ² ; P. descarga: 3 kg/cm ² .
GA-109 A	Bomba para limpieza de membranas	Flujo: 0-1 gpm; ; P. succión: 1 kg/cm ² ; P. descarga: 3 kg/cm ² .
GA-110 A	Bomba de agua de reuso	Flujo: 0-1 gpm; ; P. succión: 1 kg/cm ² ; P. descarga: 3 kg/cm ² .
EA-101A/B	Intercambiador carga-vapor de calentamiento	Carga térmica: 168,818 btu/h
EA-102A/B	Intercambiador agua de desaladora-agua de enfriamiento	Carga térmica: 16,084 btu/h
EA-101A/B	Intercambiador petróleo crudo seco-agua de enfriamiento	Carga térmica: 164,874 btu/h
DE-101	Desalador electrostático	609 mm de diámetro x 1219 mm de longitud T-T. Volumen total 415 lts.
CE-101	Separador API	Recipiente de 320 lts de dimensiones 400 mm x 800 mm x 1000 mm
CE-102 A/B/C	Celdas de flotación	3 celdas de 20 lts capacidad c/u
RO-101	Unidad de ósmosis inversa	Sistema de 175-250 gpd compacto modelo WTRO250 CXL
VT-101	Transformador de voltaje	Capacidad: 5 kva.

IV.5.- PREDIMENSIONAMIENTO DE EQUIPO.

IV.5.1.- TANQUE DE ACEITE CRUDO "HUMEDO" FB-101 Y ACEITE CRUDO "SECO" FB-104

Los tanques deberán tener una capacidad suficiente para suministrar un flujo máximo de aceite crudo 95 bls/d y asegurar 0.5 día de inventario

La capacidad al 85% será de :

$$(95 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/bl})(0.5 \text{ d})= 7,552 \text{ lts}$$

El volumen total requerido es igual a:

$$7552 \text{ lts}/0.90 = 8,391 \text{ lts} \quad \longrightarrow \quad 9 \text{ m}^3$$

IV.5.2.- TANQUE DE DESEMULSIONANTE FB-102

La cantidad de desemulsionante requerida por día dosificando 100 ppm máximo con respecto al flujo total es de :

$$(100 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/bl})(0.901 \text{ kg/l})(100/1 \times 10^6)(1/0.936) = 1.53 \text{ lts/d}$$

Peso específico crudo: 0.901 (25 API)

Considerando 30 días inventario con una capacidad del 85% sera:

$$(1.53 \text{ lts/d})(30 \text{ d}) = 46 \text{ lts.}$$

El volumen total requerido es igual a:

$$46 \text{ lts}/0.85 = 54 \text{ lts} \quad \longrightarrow \quad 1 \text{ porrón.}$$

IV.5.3.- TANQUE DE AGUA DE LAVADO FB-103

El tanque deberá tener una capacidad suficiente para suministrar un flujo máximo de agua de lavado de 5 bls/d y asegurar 1 día de inventario

La capacidad al 85% será de :

$$(5 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/h})= 795 \text{ lts}$$

El volumen total requerido es igual a:

$$795 \text{ lts}/0.85 = 935 \text{ lts} \quad \longrightarrow \quad 1 \text{ m}^3$$

IV.5.4.- TANQUE SEDIMENTADOR FB-105

Se requiere que cada tanque tenga un día de reposo.

El flujo de agua máximo será de 5 bls/d

La capacidad al 85 % será de :

$$(5 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/bl}) = 795 \text{ lts}$$

El volumen total requerido es igual a:

$$795 \text{ lts}/0.85 = 935 \text{ lts} \longrightarrow 1 \text{ m}^3$$

Los dos tanques serán verticales de 1 m^3 cada uno.

IV.5.5.- BOMBA DE PETROLEO CRUDO GA-101 A/B

Peso Especifico del fluido a manejar = 0.80 – 1.0

Temperatura de operación = 30° C.

Presión de succión = 3 kg/cm² min.

Presión de descarga = 25 kg/cm² max.

Flujo operación = 95 bls/d

Considerando el flujo de la bomba requerido a una capacidad de operación del 30 %

La capacidad de la bomba será:

$$(95 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/d})(1 \text{ g}/3.785 \text{ lts})(1 \text{ d}/24 \text{ hrs})(1 \text{ hr}/60 \text{ min})(1/0.30) = 9.2 \text{ gpm}$$

flujo requerido: 0 – 10 gpm

IV.5.6.- BOMBA DE DESEMULSIONANTE GA-102 A/B

Peso Especifico del fluido a manejar = 0.90 – 1.0

Temperatura de operación = 30° C.

Presión de succión = atmosférica.

Presión de descarga = 25 kg/cm²

Flujo = 0.5 ml/min (para 50 ppm con respecto al flujo total)

Flujo requerido = 0 – 2 ml/min. (0-1 gpd).

IV.5.7.- BOMBA DE AGUA DE LAVADO GA-103 A/B

Peso Especifico del fluido a manejar = 1.0

Temperatura de operación = 30° C.

Presión de succión = atmosférica.

Presión de descarga = 6 kg/cm² max.

Flujo = 10 BLS/D = 0.3 GPM
Flujo requerido = 0 – 1 GPM

IV.5.8.- INTERCAMBIADOR CARGA-VAPOR DE CALENTAMIENTO EA-101 A

Datos del intercambiador

Fluido caliente: vapor de calentamiento (lado tubos)

Fluido frío: petróleo crudo “humedo” (lado coraza)

IV.5.8.1 Cálculo del Potencial Térmico

Fluido Caliente: Vapor de media

$$T_1 = 250 \text{ }^\circ\text{C} = 482 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$T_2 = 120 \text{ }^\circ\text{C} = 248 \text{ }^\circ\text{F}$$

Fluido Frio: Aceite crudo

$$t_2 = 150 \text{ }^\circ\text{C} = 302 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$t_1 = 31 \text{ }^\circ\text{C} = 88 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$R = T_1 - T_2 / t_2 - t_1 = 482 - 248 / 302 - 88 = 234/214 = 1.09$$

$$S = t_2 - t_1 / T_1 - t_1 = 214 / 482 - 88 = 214/394 = 0.54$$

IV.5.8.2 Balance de materia y energía

$$Q = WC_p \Delta T$$

$$=(100 \text{ bls/d})(0.6 \text{ btu/lb }^\circ\text{F})(302-88) =$$

$$=(100 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/bl})(0.901 \text{ kg/l})(1 \text{ lb}/0.454 \text{ kg})(0.6 \text{ btu/lb }^\circ\text{F})(214 \text{ }^\circ\text{F})(1 \text{ d}/24 \text{ hrs})$$

$$= 168,818 \text{ btu/h}$$

Para el vapor de calentamiento:

$$W = Q / C_p \Delta T = 168,818 / (1.0)(234) = 721 \text{ lb/h}$$

IV.5.9.- INTERCAMBIADOR AGUA DE DESALADORA-AGUA DE ENFRIAMIENTO EA-102 A

Datos del intercambiador

Fluido frío: agua de enfriamiento (lado coraza)

Fluido caliente: salmuera de desaladora (lado tubos)

IV.5.9.1 Cálculo del Potencial Térmico

Fluido Caliente

$$T_1 = 150 \text{ }^\circ\text{C} = 302 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$T_2 = 28 \text{ }^\circ\text{C} = 82 \text{ }^\circ\text{F}$$

Fluido Frío

$$t_2 = 46 \text{ }^\circ\text{C} = 115 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$t_1 = 27 \text{ }^\circ\text{C} = 81 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$R = T_2 - T_1 / t_2 - t_1 = 302 - 82 / 115 - 81 = 220/34 = 6.47$$

$$S = t_2 - t_1 / T_1 - t_1 = 115 - 82 / 302 - 81 = 34/221 = 0.15$$

IV.5.9.2 Balance de materia y energía

$$Q = WC_p \Delta T$$

$$=(5 \text{ bls/d})(1.002 \text{ btu/lb }^\circ\text{F})(302-82) =$$

$$=(5 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/bl})(1.0 \text{ kg/l})(1 \text{ lb}/0.454 \text{ kg})(1.002 \text{ btu/lb }^\circ\text{F})(220 \text{ }^\circ\text{F})(1 \text{ d}/24 \text{ hrs})$$

$$= 16,084 \text{ btu/b}$$

Para el agua de enfriamiento:

$$W = Q / WC_p \Delta t = 16,084 / (1.002)(34) = 472 \text{ lb/h}$$

4.5.10.- INTERCAMBIADOR PETROLEO CRUDO SECO-AGUA DE ENFRIAMIENTO EA-103 A

Datos del intercambiador

Fluido frío: agua de enfriamiento (lado tubos)

Fluido caliente: efluente de aceite de desaladora (lado coraza)

IV.5.10.1 Cálculo del Potencial Térmico

Fluido Caliente

$$T_1 = 150 \text{ }^\circ\text{C} = 302 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$T_2 = 28 \text{ }^\circ\text{C} = 82 \text{ }^\circ\text{F}$$

Fluido Frío

$$t_2 = 46 \text{ }^\circ\text{C} = 115 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$t_1 = 27 \text{ }^\circ\text{C} = 81 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$R = T_2 - T_1 / t_2 - t_1 = 302 - 82 / 115 - 81 = 220/34 = 6.47$$

$$S = t_2 - t_1 / T_1 - t_1 = 115 - 82 / 302 - 81 = 34/221 = 0.15$$

IV.5.10.2 Balance de materia y energía

$$Q = WC_p \Delta T$$

$$=(95 \text{ bls/d})(0.6 \text{ btu/lb }^\circ\text{F})(302-82) =$$

$$=(95 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/bl})(0.901 \text{ kg/l})(1 \text{ lb}/0.454 \text{ kg})(0.6 \text{ btu/lb }^\circ\text{F})(220 \text{ }^\circ\text{F})(1 \text{ d}/24 \text{ hrs})$$

$$= 164,874 \text{ btu/h}$$

Para el agua de enfriamiento:

$$W = Q / WC_p \Delta t = 164,874 / (1.002)(34) = 4,839 \text{ lb/h}$$

IV.5.11.- DESALADOR ELECTROSTATICO DE – 10}

Dado que el recipiente es horizontal, se considera que el volumen máximo de líquido sea del 70 % de su capacidad, a fin de asegurar la posible formación de gas en el mismo.

Se fija un tiempo de residencia de 20 min. máximo en base a información de estos tipos de recipientes.

$$C = (F)(t) / (0.7)$$

Donde C : capacidad
F : flujo
t : tiempo de residencia

$$C = (100 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/bl})(1 \text{ d}/1440 \text{ min})(20 \text{ min}) / 0.70$$

$$C = 315 \text{ lts}$$

Dimensiones:

$$L / D = 2$$

$$L = 2D$$

$$\text{Si } V = (A)(L)$$

$$V = (A)(2D) = (A)(4r) = (3.1416)(r^2)4r = 12.57r^3$$

$$r^3 = V / 12.57$$

$$r = 3.0$$

de donde :

$$L \times D = 120 \text{ cm} \times 60 \text{ cm}$$

IV.5.12.- CELDAS DE FLOTACIÓN

Se diseñan 3 celdas de flotación de aire inducido en serie con un tiempo de residencia de 10 minutos en cada una para manejar un flujo de operación de 5 bls/d. con un volumen de

El volumen máximo de líquido es del 85 % de su capacidad y el restante es utilizado en la formación de espuma.

$$C = (F)(t) / (0.85)$$

Donde C : capacidad

F : flujo

t : tiempo de residencia

$$C = (5 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/bl})(1 \text{ d}/1440 \text{ min})(10 \text{ min}) / 0.85$$

$$C = 6.5 \text{ lts}$$

Dimensiones:

$$V = A \times h = 15 \text{ cm} \times 15 \text{ cm} \times 30 \text{ cm} = 6.7 \text{ lts cada una.}$$

IV.5.13.- SEPARADOR API

Se diseña como recipiente de retención con tiempo de residencia de 8 hrs con un 85% de capacidad de operación.

$$C = (F)(t) / (0.85)$$

Donde C : capacidad

F : flujo

t : tiempo de residencia

$$C = (5 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/bl})(1 \text{ d}/1440 \text{ min})(480 \text{ min}) / 0.85$$

$$C = 312 \text{ lts.}$$

Dimensiones:

$$V = A \times h = 40 \text{ cm} \times 80 \text{ cm} \times 100 \text{ cm} = 320 \text{ lts}$$

IV.5.14.- OSMOSIS INVERSA.

Se considera el equipo de osmosis inversa como una alternativa para la obtención de agua de excelente calidad, que no precisamente se reutilice como agua de lavado, sino para asegurar la descarga a cuerpos receptores en áreas agrícolas.

Balance de NaCl

Entrada: Petróleo crudo con 100 lb/1000 bls min.

Flujo NaCl kg/d = 95 bls/d(100 lb/1000 bls)(0.454 kg/lb) = 4.31

Salida: Petróleo crudo con 1 Lb/1000 bls max.

Flujo NaCl kg/d = 95 bls/d(1 lb/1000 bls)(0.454 kg/lb) = 0.0431

Concentración de NaCl en el agua proveniente del equipo desalador

Flujo entrada – flujo de salida = 4.31 – 0.0431 = 4.267 kg NaCl

Flujo de agua de lavado 5 bls/d (795 lts/d)

Concentración ppm NaCl = 4.267 Kg/795 lts = 5371

El proceso de osmosis inversa logra eficiencias entre 50 y 98 % por lo que se obtendrá entre 2685 y 108 ppm de NaCl en el agua a la salida de este equipo con la posibilidad de reutilizarse o enviar a cuerpo receptor tipo agrícola, cumpliendo con la norma ecológica NOM-CCA-032.

Un equipo comercial en el mercado nacional se ofrece con las siguientes características:

Modelo: WTRO250CXL

Descripción: Sistema de 175-250 gpd compacto

Motor: 1/3 hp

No. De membranas: 1 (2 ½ x 21)

Portamembranas : 1 (2 ½ x 21)

Costo: \$ 16,500 m.n.

Incluye:

Marco de metal horneado Power coated

Membrana TFC ULP (baja presión) marca Koch

Portamembrana de PVC

Válvula solenoide de entrada, de bronce.

Bomba Procon bronce

Prefiltro de 5 micras

Manguera liquid tight-alambrada

Tubería de alta presión

Prefiltro de carbon activado.

IV.6.- HOJA DE DATOS DE EQUIPO.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

TITULO: HOJA DE DATOS DE DESALADOR ELECTROSTATICO
DE-101

HOJA 1 DE 1
No. DE DOCUMENTO
HD-DE-101

HOJA DE DATOS DE RECIPIENTES A PRESION

PROYECTO: PLANTA DE DESHIDRATACION Y DESALADO DE PETROLEO CRUDO

No. PROYECTO: LOCALIZACION: SALAMANCA, GTO. No. CLAVE: DE-101 No. DE UNIDADES: 1 (UNO)

REV.

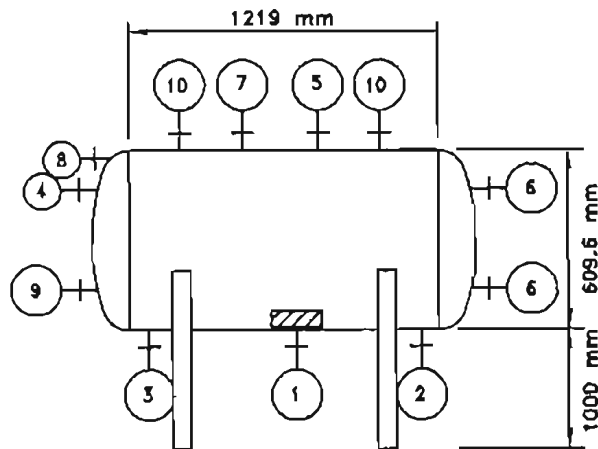
1	SERVICIO:	DESALADO DE PETROLEO	POSICION:	HORIZONTAL	FABRICANTE:	*
2	LIQUIDO:	PETROLEO CRUDO HUMEDO	DENSIDAD:	901 kg/cm ³	VISCOSIDAD:	20 cP
3	VAPOR O GAS:	-	DENSIDAD:	- kg/m ³	VISCOSIDAD:	- oP
4	TEMPERATURA: OPERACION:	150 °C	MAXIMA:	150 °C	DISERO:	165 °C
5	PRESION: OPERACION:	20 kg/cm ²	MAXIMA:	20 kg/cm ²	DISERO:	20.25 kg/cm ²
6	DIMENSIONES: LONGITUD T-T:	1208 mm	DIAMETRO:	609.6 mm	CAPACIDAD:	0.415 m ³
7	NIVEL: NORMAL (NL):	488 mm	MAXIMO (HL):	546 mm	MINIMO (LL):	244 mm
8	ALARMAS: ALTO NIVEL (LAH):	560 mm	BAJO NIVEL (LAL):	91 mm	NIVEL DE PARO:	61 mm
9	MATERIALES: CUERPO:	ASTM A-285-GR. C	TAPAS:	ASTM A-285-GR. C	INTERNOS:	ACERO INOXIDABLE 316
10	CORR. PERM.: CUERPO:	3.175 mm	TAPAS:	3.175 mm	BOQUILLAS:	3.175 mm
11	ESPESOR PLACA: CUERPO:	* mm	TAPAS:	- mm	AISLAMIENTO:	* mm
12	PREP. DE SUPERFICIE:	NOTA 2	PRIM. ANTICORR.:	*	PINTURA:	*
13	PESOS: VACIO:	* kg	EN OPERACION:	* kg	LLENO DE AGUA:	* kg
14	INTERNOS TIPO:	ROMPEDOR DE VORTICE	SOPORTE TIPO:	SILLETAS	TIPO DE TAPAS:	HEMIESFERICAS
15	RADIOGRAFIADO:	REQUERIDO				
16	RELEVADO DE ESFUERZOS:	100%				
17	PRUEBA HIDROST.: REQUERIDA PRESION:	30 kg/cm ²				
18	CODIGOS:	ANSI, ASME SECC. VIII DIV. I, NACE NR-01-75				
19	SUMIN. POR:	* INST. POR:	*			

BOQUILLAS

No.	No. REQ.	Ø	LIBRAJE	TIPO	SERVICIO
20	1	1/2"	300	R.F. W.H.	ALIM. DE PETROLEO HUMEDO
21	2	1/2"	300	R.F. W.H.	SALIDA SALMUERA 1
22	3	1/2"	300	R.F. W.H.	SALIDA DE SALMUERA 2
23	4	1/2"	300	R.F. W.H.	SALIDA PETROLEO SECO
24	5	1/2"	300	R.F. W.H.	SALIDA DE GAS
25	6	1/2"	300	R.F. W.H.	INDICADOR DE NIVEL
26	7	1/2"	300	R.F. W.H.	VALVULA DE SEGURIDAD
27	8	1/2"	300	R.F. W.H.	ALARMA ALTO NIVEL
28	9	1/2"	300	R.F. W.H.	ALARMA BAJO NIVEL
29	10	3/8"	300	R.F. W.H.	ELECTRODOS CA.
30					
31					
32					

NOTAS:

33	* DATO QUE DEBERA SER SUMINISTRADO POR PROVEEDOR
34	1.- AISLAMIENTO REQUERIDO PARA PROTECCION DE PERSONAL
35	2.- LIMPIEZA CON CHORRO DE ARENA A METAL BLANCO
36	
37	
38	
39	
40	



REVISION	ELABORO	FECHA	REVISO	FECHA	APROBO	FECHA	OBSERVACIONES
41	A	J.M.C.P.	10/08/04				PARA REVISION Y/O APROBACION
42							
43							
44							

HOJA DE DATOS DE CAMBIADORES DE CALOR TIPO TUBOS Y ENVOLVENTE

IDENTIFICACIÓN:		REV. 0
EDICIÓN	AS BUILT	
CLIENTE	PEMEX PETROQUÍMICA	PROYECTO No.
PLANTA	PEMEX	HOJA 1 DE 1
LOCALIZACIÓN	SALAMANCA, GTO.	No. DE UNIDADES UNA
CLAVE DE LA UNIDAD	EA-102 A	

SERVICIO DE LA UNIDAD	ENFRIADOR DE AGUA DE DESALADORA		
TAMAÑO (mm)	101-1000	TIPO	BES
SUPERFICIE POR UNIDAD (GR/EF)	/		(m ²) ENV. POR UNIDAD UNA
SUPERFICIE POR ENVOLVENTE (GR/EF)	/		(m ²) ARREG. DE ENVOLV. 1S - 1P

CONDICIONES DE OPERACION PARA UNA UNIDAD

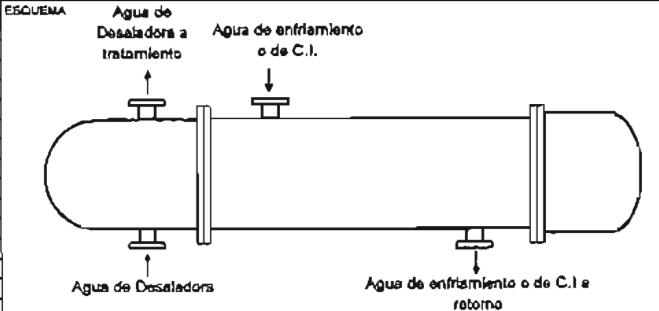
FLUIDO CIRCULADO	LADO ENVOLVENTE AGUA DE ENFRIAMIENTO		LADO TUBOS AGUA DE DESALADORA	
	ENTRADA	SALIDA	ENTRADA	SALIDA
FLUJO TOTAL	468		73	
FLUJO	lb / h			
LIQUIDO	kg / h	468	73	
DENSIDAD	kg / m ³	1,000.00	1,000.00	
CONDUCTIVIDAD TERMICA	kcal / h m °C			
CALOR ESPECIFICO	kcal / kg °C			
VISCOSIDAD	cp			
PESO MOLECULAR	kg / kg-mol			
VAPOR	kg / h			
CALOR LATENTE	kcal / kg			
PESO MOLECULAR	kg / kg-mol			
CONDUCTIVIDAD TERMICA	kcal / h m °C			
CALOR ESPECIFICO	kcal / kg °C			
VISCOSIDAD	cp			
DENSIDAD	kg / m ³			
TEMPERATURA	°C	27.0	46.0	150.0 28.0
PRESION (atm. 0.780 kg/cm ² abs.)	kg / cm ² man.			4.50
Nº DE PASOS	UNO		2	
VELOCIDAD	m / s			
CAIDA DE PRESION	kg / cm ²	PERM. 0.50	CALC. 0.0004	PERM. 0.70
RESISTENCIA DE ENSUCIAMIENTO	h m ² C / kcal	0.0004		0.0008
CALOR INTERCAMBIADO (10 ³ kcal / h)	16064		DM/LT CORREGIDA (°C) 37.87	
COEF. TOTAL DE TRANSF. DE CALOR (kcal / h m ² °C)	LIMPIO		SERVICIO	

CONSTRUCCION POR ENVOLVENTE

PRESION DE DISEÑO	kg / cm ² man.	4.2	20.0
PRESION DE PRUEBA	kg / cm ² man.	8.3	30.0
TEMPERATURA DE DISEÑO	°C	51.0	162.0
TUBOS	B-111-687	Nº 8	BWG(MUN/PROM) 18
ENVOLVENTE	A-106-A	DIAM INT. (mm) 150.0	D.E.(mm) 100.00
TAPA ENVOLV.(MATERIA)	285-C	TAPA CAPEZAL FLDTANTE	285-C
CANAL	A-106-A	TAPA CANAL	285-C
ESPEJOS FLJO	B-171-706	FLDTANTE	B-171-706
MAMPARAS/SOPORTE	285-C	Nº / ESPACIAMIENTO	D1c-77
MAMPARA LONG.		FAJAS DE SELLO	
EMPAQUES			
BOQUILLAS: ENVOLV.: ENT.	25.4	INTERCONEXION	(mm) SALIDA 25.4
CANAL: ENT.	25.4	INTERCONEXION	(mm) SALIDA 25.4
CORR. PERFORADO ENVOLV	3.2	LADO TUBOS	3.2
ASLANTE REQUIERE (1)		ESPESOR	(mm) SERVICIO
PESOS: VACIO	1,480	MAZ DE TUBOS	
		LLENO DE AGUA	2,000 (kg)

NOTAS:

(2) PROTECCIÓN AL PERSONAL



FECHA	06/08/2004	06/08/2004	06/08/2004	06/08/2004
FIRMA	JNCP ELABORÓ	JNCP REVISÓ	VERIFICÓ	VALIDÓ

HOJA DE DATOS DE CAMBIADORES DE CALOR TIPO TUBOS Y ENVOLVENTE

IDENTIFICACIÓN:		REV.	0
EDICION	AS BUILT		
CLIENTE	PEMEX PETROQUÍMICA	PROYECTO No.	
PLANTA	PEMEX	HOJA	1 DE 1
LOCALIZACIÓN	SALAMANCA, GTO.	No. DE UNIDADES	UNA
CLAVE DE LA UNIDAD	EA-101 A		
SERVICIO DE LA UNIDAD	CALENTADOR DE PETROLEO HUMEDO		
TAMAÑO (mm)	219 - 1000	TIPO	BES
SUPERFICIE POR UNIDAD (GR/EF)			POSICION HORIZONTAL
SUPERFICIE POR ENVOLVENTE (GR/EF)			(m ²) ENV. POR UNIDAD UNA
			(m ²) ARREG. DE ENVOLV. 1S - 1P
CONDICIONES DE OPERACION PARA UNA UNIDAD			
		LADO ENVOLVENTE	LADO TUBOS
FLUIDO CIRCULADO		PETROLEO HUMEDO	VAPOR CALENTAMIENTO
FLUIDO TOTAL	lb/h	ENTRADA	ENTRADA
		1,315	721
		SALIDA	SALIDA
LIQUIDO	lb / h	1,315	
DENSIDAD	kg / m ³	991.00	
CONDUCTIVIDAD TERMICA	kcal / h m °C		
CALOR ESPECIFICO	bsu / lb °F	0.6900	
VISCOSIDAD	cSt	20.0000	
PESO MOLECULAR	kg / kg-mol		
VAPOR	lb / h		721
CALOR LATENTE	kcal / kg		
PESO MOLECULAR	kg / kg-mol		
CONDUCTIVIDAD TERMICA	kcal / h m °C		
CALOR ESPECIFICO	bsu / lb °F		1.0000
VISCOSIDAD	cp		
DENSIDAD	kg / m ³		794.0000
TEMPERATURA	°C	31.0	150.0
PRESSION (atm 0.780 kg/cm ² abs.)	kg / cm ² man.		250.0
Nº DE PASOS		UNO	2
VELOCIDAD	m / s		
CAIDA DE PRESION	kg / cm ²	PERM. 0.50	CALC. 0.70
RESISTENCIA DE ENSUCIAMIENTO	h m ² C / kcal	0.0050	0.0010
CALOR INTERCAMBIADO (kw / h)		186418	168.11
COEF. TOTAL DE TRANSF. DE CALOR (kcal / h m ² °C)	LIMPIO		SERVICIO
CONSTRUCCION POR ENVOLVENTE			
PRESION DE DISEÑO	kg / cm ² man.	26.0	17.5
PRESION DE PRUEBA	kg / cm ² man.	30.0	26.5
TEMPERATURA DE DISEÑO	°C	165.0	275.0
TUBOS B-111-587	Nº 20	BMG(MINIPROM)	10
ENVOLVENTE A-106-A	DIAM. INT. (mm)	213.5	TUBO TIPO LIBRO
TAPA ENVOLV.(MR/REM)	285-C	TAPA CABEZAL FLOTANTE	285-C
CANAL A-106-A	TAPA CANAL	285-C	PLACA DE CHOQUE
ESPEJOS: FLUO B-171-706	FLOTANTE	B-171-706	%CORTE DE MAMPARA 18
MAMPARAS/SOPORTE	285-C	Nº / ESPACIAMIENTO	12 / 77.47
MAMPARA LONG.		(mm) TIPO	SEGMENTADA ARRIBA - ABAJO
EMPAQUES		FAJAS DE SELLO	TUBOS DE SELLO N.Y.D.E. (mm)
BOQUILLAS: ENVOLV. ENT.	25.4	INTERCONEXION	(mm) SALIDA 25.4
CANAL ENT.	25.4	INTERCONEXION	(mm) SALIDA 25.4
ODRIL PERM. LADO ENVOLV.	3.2	LADO TUBOS	3.2
ASLANTE REQUIERE (1)		ESPESOR	(mm) SERVICIO
PESOS: VACIO	740	HAZ DE TUBOS	
		LLENO DE AGUA	1,000
NOTAS			
(1) PROTECCIÓN AL PERSONAL			
ESQUEMA			
FECHA	01/08/2004	01/08/2004	01/08/2004
FIRMA	JMCP	JMCP	JMCP
	ELABORÓ	REVISÓ	VALIDÓ
		VERIFICÓ	

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

TITULO: HOJA DE DATOS DE TANQUE
ATMOSFERICO DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO CRUDO

HOJA 1 DE 1
 No. DE DOCUMENTO
 HD-FA-101

HOJA DE DATOS DE RECIPIENTES ATMOSFERICOS

PROYECTO: PLANTA PILOTO DE DESHIDRATACION Y DESALADO DE PETROLEO CRUDO

No. PROYECTO: LOCALIZACION: SALAMANCA, GTO. No. CLAVE: FA-101 No. DE UNIDADES: 1 (UNO)

REV. 1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19

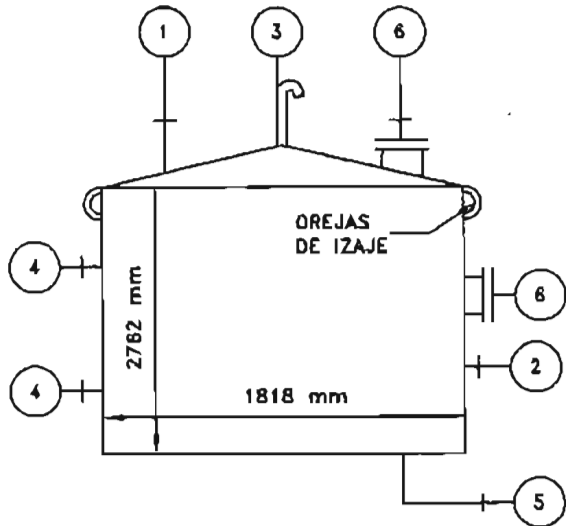
1	SERVICIO:	ALMACENAMIENTO PETROLEO CRUDO	POSICION:	VERTICAL	FABRICANTE:	•
2	LIQUIDO:	PETROLEO CRUDO	DENSIDAD:	901 kg/m ³	VISCOSIDAD:	10 cP
3	VAPOR O GAS:	-	DENSIDAD:	- kg/m ³	VISCOSIDAD:	- cP
4	TEMPERATURA: OPERACION:	26.8 °C	MAXIMA:	38 °C	DISEÑO:	63 °C
5	PRESION: OPERACION:	ATMOSFERICA	MAXIMA:	- kg/cm ²	DISEÑO: LLENO DE AGUA	kg/cm ²
6	DIMENSIONES: LONGITUD T-T:	2762 mm	DIAMETRO:	1818 mm	CAPACIDAD:	9 m ³
7	NIVEL: NORMAL (NL):	1707 mm	MAXIMO (HL):	1540 mm	MINIMO (LL):	152 mm
8	ALARMAS: ALTO NIVEL (LAH):	- mm	BAJO NIVEL (LAL):	- mm	NIVEL DE PARO:	• mm
9	MATERIALES: CUERPO:	ACERO AL CARBON	TAPAS:	ACERO AL CARBON	INTERNOS:	ACERO ESTRUCTURAL
10	CORR. PERM.: CUERPO:	1.588 mm	TAPAS:	1.588 mm	BOQUILLAS:	1.588 mm
11	ESPESOR PLACA: CUERPO:	• mm	TAPAS:	• mm	AISLAMIENTO:	• mm
12	PREP. DE SUPERFICIE:	NOTA 1	PRIM. ANTICORR.:	RP-4	PINTURA: ACABADO FINAL	RA-28
13	PESOS: VACIO:	• kg	EN OPERACION:	• kg	LLENO DE AGUA:	• kg
14	INTERNOS TIPO:	ESCALERA INTERIOR Y EXTERIOR	SOPORTE TIPO:	-	TIPO DE TAPAS:	NOTA 2
15	RADIOGRAFIADO:	POR PUNTOS				
16	RELEVADO DE ESFUERZOS:	-				
17	PRUEBA HIDROST.: REQUERIDA PRESION: LLENO DE AGUA	kg/cm ²				
18	CODIGOS:	ASTM, API-650, IRE GUIDE CAPITULO XIII				
19	SUMIN. POR:	•	INST. POR:	•		

BOQUILLAS

No.	No. REQ.	Ø	LIBRAJE	TIPO	SERVICIO
20	1	2"	150#	R.F. W.N.	ALIMENTACION PETROLEO CRUDO
21	2	2"	150#	R.F. W.N.	SALIDA DE PETROLEO CRUDO
22	3	2"	150#	R.F. W.N.	VENTEO
23	4	2"	150#	R.F. W.N.	VIDRIO DE NIVEL
24	5	2"	150#	R.F. W.N.	DRENAJE
25	6	24"	150#	R.F. W.N.	ENTRADA HOMBRE
26					
27					
28					
29					
30					
31					
32					

NOTAS:

33	* DATO QUE DEBERA SER SUMINISTRADO POR PROVEEDOR.
34	1.- LIMPIEZA CON CHORRO DE ARENA A METAL BLANCO.
35	2.- TAPA SUPERIOR CONICA, TAPA INFERIOR PLANA
36	3.- PINTURA PROPIA PARA AMBIENTE MARINO
37	4.- LAS DIMENSIONES FINALES DEBERAN SER DADAS POR EL
38	PROVEEDOR.
39	
40	



REVISION	ELABORO	FECHA	REVISO	FECHA	APROBO	FECHA	OBSERVACIONES
41	A	J.M.C.P.		10/08/04			PARA REVISION Y/O APROBACION
42							
43							
44							

Universidad Nacional Autónoma de México

NO. DOCUM.	HD-GA-101
FECHA.	13-Jul-04
REVISION.	A
HOJA.	1 DE 2

HOJA DE DATOS DE BOMBA CENTRIFUGA HORIZONTAL GA-101 A/B

PROYECTO : INGENIERIA PARA UNA PLANTA PILOTO DE DESHIDRATACION Y DESALADO DE PETROLEO CRUDO			
CLIENTE :	PEMEX REFINACION	IDENTIFICACION :	GA-101 A/B
PLANTA :	REFINERIA DE SALAMANCA, GTO.	SERVICIO :	BOMBAS DE ALIMENTACION REFLUJO
LOCALIZACION :	AREA DE DESHIDRATACION Y DESALADO	No. EQUIPOS :	2 (DOS)
ESPEC. DE REF.:	—	PLANO DE REF.:	A-302
DESCRIPCION		DATOS	
DESCRIPCION		DATOS	
CONDICIONES DE OPERACION			
LIQUIDO	PETROLEO CRUDO	CAPACIDAD NORMAL (BLS/D)	95
TEMPERATURA DE BOMBEO		DISEÑO (BLS/D)	95
NORMAL (°C)	30	PRESION DE DESCARGA (kg/cm² g.)	20
MAXIMO (°C)	*	PRESION DE SUCCION (kg/cm² g.)	3
GRAVEDAD ESP. 20/4 °C	0.901	PRESION DIFERENCIAL (kg/cm²)	*
VISCOSIDAD A 40 °C (cSt)	20	CARGA DIFERENCIAL (m)	*
PRES. VAPOR @ T.B. (kg/cm² Abs.)	*	NPSHA (m)	*
CORROSION POR:	H ₂ S	POTENCIA HIDRAULICA (HHP)	*
EROSION POR:	NO APLICA		
DATOS DEL LUGAR DE INSTALACION			
TIPO DE INSTALACION		CLASIFICACION AREA:	CLASE
INTERIOR/EXTERIOR	EXTERIOR		CLASE I
TECHADO/SOLEADO	TECHADO	DIVISION	DIVISION I
		GRUPO	GRUPO D
DATOS DEL FABRICANTE			
MARCA	*	TIPO	*
MODELO	*	TAMAÑO	*
DETALLES DE FABRICACION			
TIPO	CENTRIFUGA HORIZONTAL	MAXIMA PRESION TRABAJO (kg/cm² g.)	30
	TIPO API 610	PRES. PRUEBA HIDROSTATICA (kg/cm² g.)	30
MONTAJE CARCASA		CONEXIONES	
L.C. / PIE / EN LINEA / VERTICAL	LINEA DE CENTROS	VENTEO/DREN/MANOMETRO	VENTEO Y DRENAJE
DIVISION RADIAL / AXIAL	RADIAL	BOQUILLA DE SUCCION	
TIPO DE VOLUTA		DIAM./RANGO/CARA	* / * / R.F.
SENCILLA/MULTIPLE/DIFUSOR	SENCILLA	POSICION	HORIZONTAL
IMPULSOR TIPO	CERRADO	BOQUILLA DE DESCARGA	
DIAMETRO DEL IMPULSOR (mm)	*	DIAM./RANGO/CARA	* / * / R.F.
DISEÑO / MAXIMO / MINIMO	* / * / *	POSICION	VERTICAL
No. y TIPO DE BALEROS	* / *	SELLO MECANICO	MARCA
LUBRICACION DE BALEROS	GRASA		MODELO
EMPUJE RADIAL/AXIAL	RADIAL		CODIGO
TIPO DE COPLE	FLEXIBLE CON ESPACIADOR	TIPO DE BASE	PLACA ESTRUCTURAL
COPLE Y GUARDACOPLE POR	FABRICANTE DE BOMBA	LUBRICACION DEL MOTOR	GRASA
EMPAQUE:	ANILLOS DE ASBESTO		
MATERIALES DE FABRICACION			
CARCASA	AC. AL CARBON WCB	FLECHA	ACERO 4140
PARTES INTERNAS DE CARCAZA	ACERO AL 12 % CHR	IMPULSOR	ACERO AL 12 % CHR
GAMISA DE LA FLECHA	AC. INOX 316 o 12 % CHR	BASE	ACERO ESTRUCTURAL
ANILLOS DE DESGASTE	ACERO AL 12 % CHR		
ACCIONAMIENTO			
TIPO	MOTOR ELECTRICO	MOTOR ELECTRICO TIPO	IND. JAULA DE ARDILLA
CLAVE DE IDENTIFICACION	ME-GA-101	ARMAZON	*
MARCA Y MODELO	* / *	AISLAMIENTO	NEMA Clase B
MONTADO DEL MOTOR POR	FABRICANTE DE BOMBA	AUMENTO DE TEMPERATURA (°C)	*
POTENCIA (HP)	*	ENCAPSULADO	TCCV-XP
VELOCIDAD (RPM)	1760 RPM	VOL.TAJE/FASES/CICLOS	480 V/3 FASES/60 CICLOS
FACTOR DE SERVICIO	1.18	TROPICALIZADO DEL MOTOR	REQUERIDO

Universidad Nacional Autónoma de México

NO. DOCUM **HD-GA-101**
 FECHA : **13-Jul-04**
 REVISION : **A**
 HOJA : **2 DE 2**

HOJA DE DATOS DE BOMBA CENTRIFUGA HORIZONTAL GA-101 A/B

PROYECTO : INGENIERIA PARA UNA PLANTA PILOTO DE DESHIDRACION Y DESALADO DE PETROLEO CRUDO

CLIENTE :	PEMEX REFINACION	IDENTIFICACION :	GA-101 A/B
PLANTA :	REFINERIA DE SALAMANCA, GTO.	SERVICIO :	BOMBAS DE ALIMENTACION REFLUJO
LOCALIZACION :	AREA DE DESHIDRACION Y DESALADO	No. EQUIPOS :	2 (DOS)
ESPEC. DE REF.:	—	PLANO DE REF.:	A-302

DESCRIPCION	DATOS	DESCRIPCION	DATOS
-------------	-------	-------------	-------

FUNCIONAMIENTO

CURVA PROPUESTA No.	*	VELOCIDAD (RPM)	*
NPSHR (m)	*	FLUJO MINIMO CONTINUO (m ³ /hr)	*
No. DE PASOS	*	AGUA DE ENFRIAMIENTO	*
EFICIENCIA DE DISEÑO / BHP	*/*	ROTACION VISTA DESDE COPLA FINAL	*
BHP MAX @ DESC. BLOQUEADA	*		
COLUMNA MAX. @ DESC. BLOQ. (m)	*		

PRUEBAS

OPERACIÓN	REQUERIDA	ATESTIGUADA	SI
HIDROSTATICA	REQUERIDA	ATESTIGUADA	SI
INSPECCION EN TALLER	REQUERIDA	ATESTIGUADA	*
NPSH	*	PRESION DE PRUEBA HIDROSTATICA	*
		(kg/cm ² man.)	*

TUBERIA AUXILIAR

PLAN DE LAVADO DE SELLO	PLAN API 11	AGUA PARA ENFRIAMIENTO (m ³ /hr)	---
AGUA P/ LAVADO DE SELLO (m ³ /hr)	---	TUBING/TUBERIA	---
TUBING/TUBERIA	ACERO INOX. 316		

DATOS FINALES

DIAM. ACTUAL DE IMPULSOR	*	DIBUJO SECCIONAL DE SELLO No.	*
CURVA DE PRUEBA No.	*	No. DE SERIE DE BOMBA	*
DIB. DIMENSIONAL No.	*	TOLERANCIA ENTRE ANILLOS	*
DIB. SECC. BOMBA No.	*		

PESOS

BOMBA (kg)	*	BASE (kg)	*
MOTOR (kg)	*	TOTAL (kg)	*

NOTAS:

* DATO QUE DEBERA SER PROPORCIONADO POR EL PROVEEDOR

1. TODA LA PINTURA DE ESTE EQUIPO DEBERA SER PROPIA PARA AMBIENTE MARINO
2. EL PROVEEDOR DEBERA VERIFICAR Y RECALCULAR TODOS LOS DATOS DE PROCESO PARA ESTA BOMBA, DE ACUERDO A LO QUE PRESENTE EN SU PROPUESTA TECNICA.

REV.	ELAB.	FECHA	REVISO	FECHA	APROBO	FECHA	COMENTARIOS
A	J.M.C.P.	15-Sep-04					PARA REVISION Y/O APROBACION

IV.7.- REQUERIMIENTO DE SERVICIOS AUXILIARES.

IV.7.1.- Servicio : vapor de media

Condición de alimentación: P = 249 psig T = 482 °F

Condición retorno de condensado: P = 21 psig T = 248 °F

		Consumo (lb/h)		
Clave	Servicio	normal	máximo	mínimo
EA - 101	Calentador de carga de petróleo		721	

IV.7.2.- Servicio: agua de enfriamiento.

Condición de alimentación: P = 59.9 psig T = 81 °F

Condición de retorno: P = 21 psig T = 115 °F

		Consumo (lb/h)		
Clave	Servicio	normal	máximo	mínimo
EA - 102	Enfriamiento de agua efluente de desaladora		468.5	
EA - 103	Enfriamiento de petróleo seco de desaladora		4802.5	

IV.7.3.- Servicio: Agente químico (desemulsionante)

Condición de alimentación: P = atmosférica

T = 19 °C

		Consumo (lb/d)		
Clave	Servicio	normal	máximo	mínimo
DE	Desemulsionante	0.6	3.3	
CO	Coagulante	0.6	3.3	

Costo desemulsionante: \$ 37.6 /kg

Costo coagulante: \$42.3/kg

Consumo desemulsionante \$ 10.6 /d m.n.

Consumo coagulante: 12.0/d m.n

IV.7.4.- Servicio: energía eléctrica

Volts: 220

Fases: 3

Clave	Servicio	Potencia hp
VT-101	Transformador de voltaje	6.7
GA-101	Bomba de petróleo húmedo	2.4
GA-102	Bomba de desemulsionante	1/3
GA-103	Bomba de agua de lavado	1.0
GA-105	Bomba de agua desaladora	1/3
GA-106	Bomba de aceite recup.	1/3
GA-107	Bomba de c. de flotacion	1/3
GA-108	Bomba de agua de desecho	1/3
GA-110	Bomba de agua de reuso	1/3
	total	11.6

Costo de kwh = \$ 0.7/watt

hp = 746 watts en donde 11.6 hp = 8654 watts

Costo energia = \$ 6,057.52/d

IV.8.- BALANCE DE SERVICIOS AXILIARES.

IV.8.1.- VAPOR DE MEDIA

Necesario para aumentar la temperatura de 31°C a 150°C del petroleo crudo a desalar

Consumo de vapor

$$Q = (100 \text{ bls/d}) (159 \text{ lts/bl}) (0.901 \text{ kg/lto}) (1 \text{ lb}/0.454 \text{ kg}) (1 \text{ d}/24 \text{ h}) (0.6 \text{ BTU/lb-F}) (214) = 168,818.4 \text{ btu/lb}$$

$$W = 168,818.4 / 1.002(234) = 721 \text{ lb/h}$$

Costo del servicio auxiliar

$$721 \text{ lb/h} (0.454 \text{ kg/lb}) (24 \text{ h/d}) (1 \text{ ton}/1000 \text{ kg}) = 7.8 \text{ ton/d}$$

costo en 1993 \$ 21.845/ton

$$\text{costo actual} = \text{costo 1993} (\text{dólar 2004}/\text{dolar1993}) = 21.845 \times 12/5 =$$

$$= \$ 408.9/\text{d}$$

IV.8.2.- AGUA DE ENFRIAMIENTO

Requerimiento para condensador EA-102: 468.5 lb/h

Requerimiento para condensador EA-103: 4802.5 lb/h

Total agua de enfriamiento 5271 lb/h (57,433 kg/d).

Costo agua de enfriamiento = \$ 12.00 /m³ (2004)

Costo agua de enfriamiento = \$ 689.2/d

IV.8.3.- COSTO DE SERVICIOS

servicio	\$/d m.n.
vapor	408.9
Agua enfriam.	689.2
energía	6057.5
reactivos	22.6
	7178.2

Para 95 barriles/d de petróleo procesado (14.14 ton/d peso específico 0.936)

$7178.2/14.14 = \$ 507.6$ m.n. / ton de petróleo procesado.
(\$ 75.6/barril de petróleo procesado)

V.- INGENIERIA DE DETALLE

V.1.- PLANO DE LOCALIZACION GENERAL

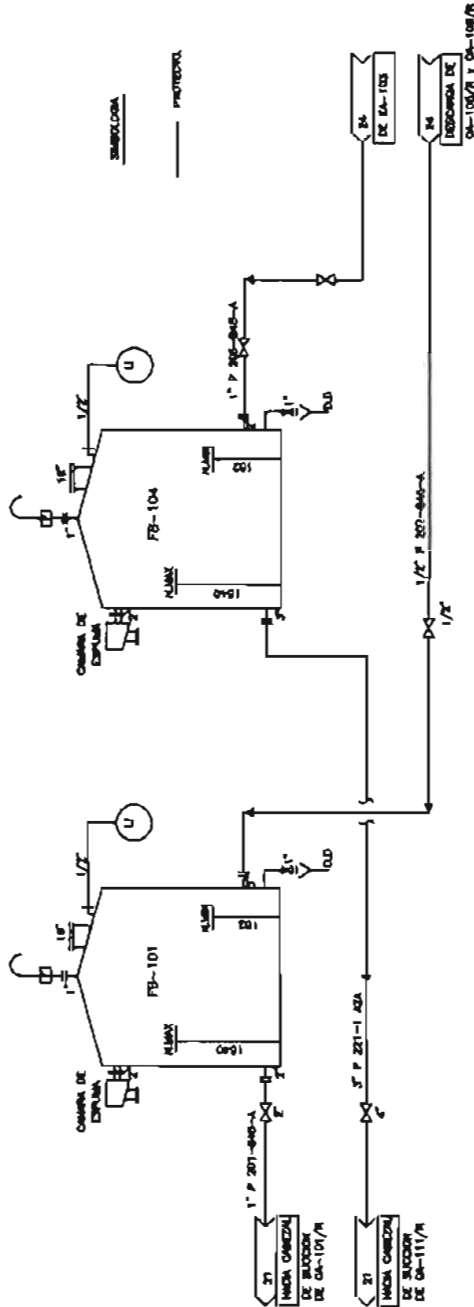
V.2.- DIAGRAMA DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION.

NOTAS

- 1- Para todos generales detalles de especificación como de tuberías y detalles de instrumentación ver DIBUJO-40000.
- 2- VALVULA LONGITUDINAL FUERA DEL MOLDE.
- 3- LAS LINEAS REPRESENTATIVAS Y DETALLES CONJUNTOS SON CORRIENTES DE LA UNIDAD.
- 4- EL MAS ALTO DE OPERACION SERA PREDEFINIDO POR LA ESPECIALIDAD DE PROCESO.

FB-104
AC. CRUDO RESALADO
 Cap: 9 m
 Diámetro= 1,818 mm
 Altura: 2,762 mm

FB-101
AC. CRUDO VAPORIZADO
 Cap: 9 m
 Diámetro= 1,818 mm
 Altura: 2,762 mm



Este trabajo incluyendo el material patentado o patentable que aparece en el presente instrumento confidencial y su uso está condicionado a que el usuario complete no copiarlo total o parcialmente y no emplear esta, ni el material descrito en el para otro propósito que el autorizado por el autor.

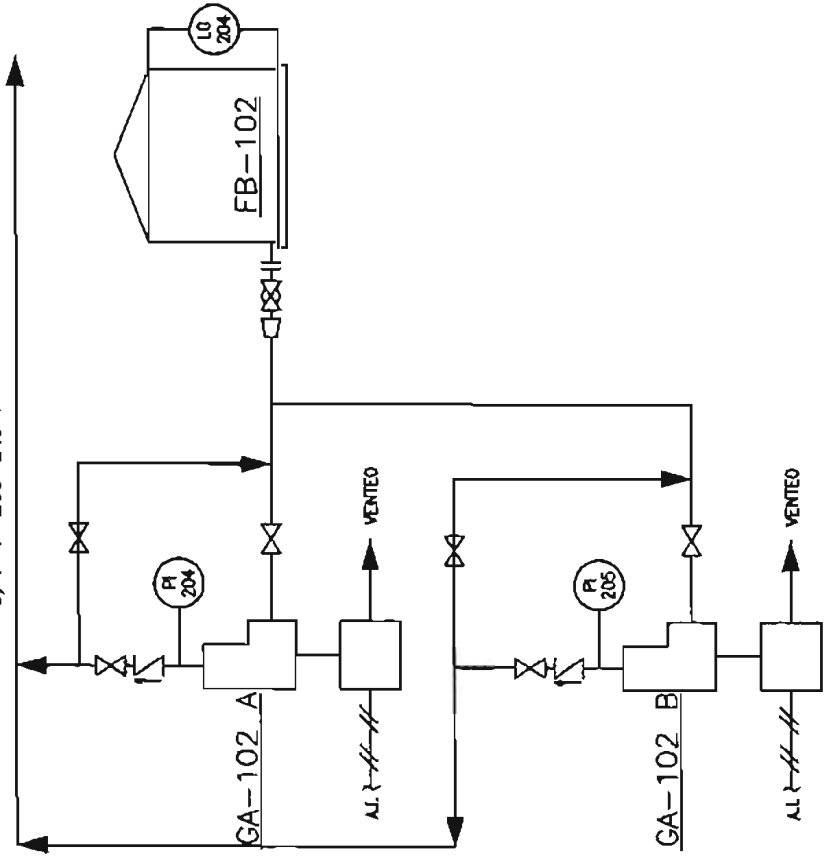
REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR	REVISOR
FECHA	FECHA	FECHA	FECHA	FECHA
FIRMA	FIRMA	FIRMA	FIRMA	FIRMA
FECHA	FECHA	FECHA	FECHA	FECHA
FIRMA	FIRMA	FIRMA	FIRMA	FIRMA

REV.	ELABORADO	REVISADO	DISEÑADO	VERIFICADO	VALIDADO
0					

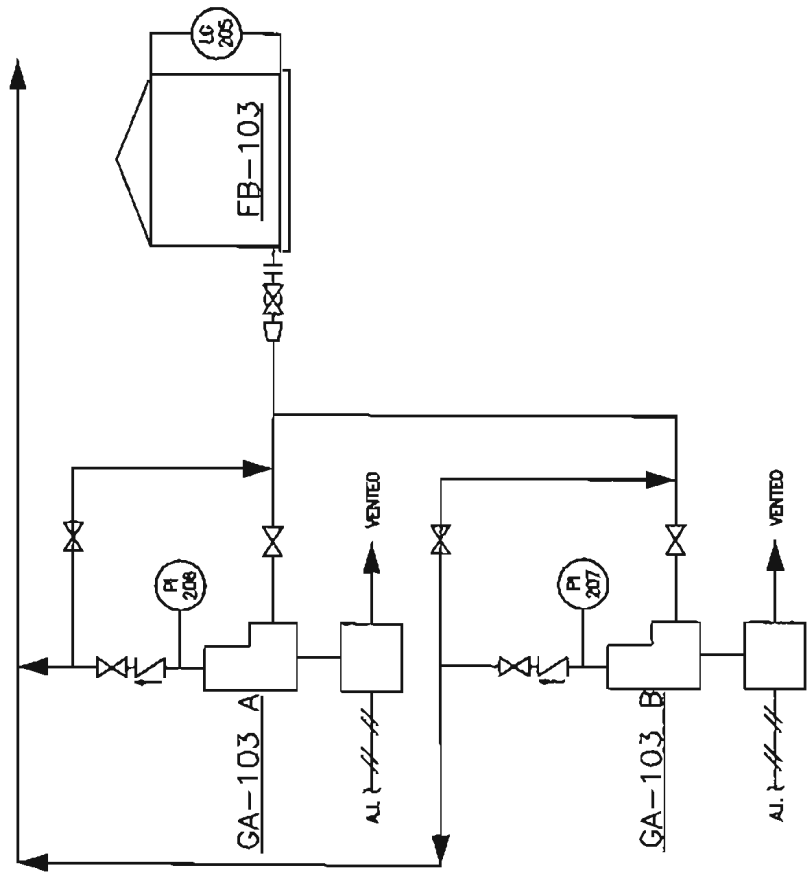
LISTA DE CAMBIOS
 04-04-7-310-1-01-00

MAESTRIA EN INGENIERIA DE PROYECTOS
 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
 PROGRAMA DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION
 TALLERES DE ACORTE CRUDO
 DISEÑO ADICL.
 REV. 0

3/4" P-203-B45-A



3/4" P-203-B45-A



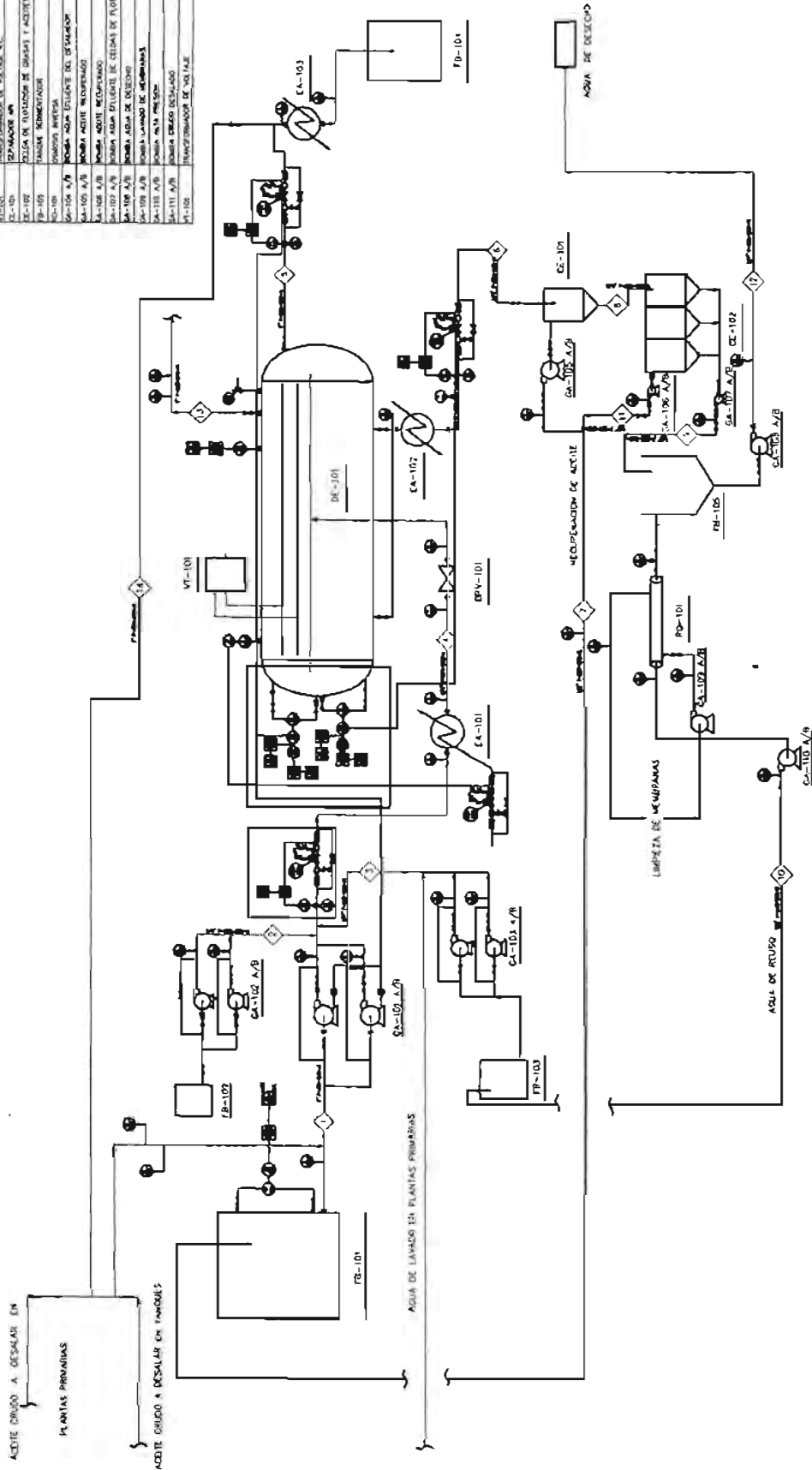
REVISIONES	FECHA	REVISOR	REVISADO	UNIDAD	TIPO	VALOR
0						

<p>Este trabajo involucra el material patentado o patentable que aparece en el presente informe confidencial y su uso está condicionado a que el usuario acepta no copiar, total o parcialmente, y no emplear esta, ni el material descrito en el presente documento sin el consentimiento por escrito.</p> <p>RESERVA PARA UNA FUENTE FLUIDO DE REPRESENTACION Y REPALCO DE AGENTE CALADO</p>	<p>CONSTR. IMP. UNIV.</p>	<p>INSTRUCION</p>	<p>REV. 0</p>
--	---------------------------	-------------------	---------------

<p>MAESTRIA EN INGENIERIA DE PROYECTOS</p> <p>UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO</p>	<p>INSTRUCION</p>	<p>REV. 0</p>
---	-------------------	---------------

<p>MAESTRIA DE TUBOS Y REFORMACION</p> <p>RESEA DE COPIACION Y AGUA DE LAVADO</p>	<p>INSTRUCION</p>	<p>REV. 0</p>
---	-------------------	---------------

CLAVE	DESCRIPCION
EA-101	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE CALIENTE
EA-102	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ENFRIAMIENTO
EA-103	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-104	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-105	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE CALIENTE
EA-106	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ENFRIAMIENTO
EA-107	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-108	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-109	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-110	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-111	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-112	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-113	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-114	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-115	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-116	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-117	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-118	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-119	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-120	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-121	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-122	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-123	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-124	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-125	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-126	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-127	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-128	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-129	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-130	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-131	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-132	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-133	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-134	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-135	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-136	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-137	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-138	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-139	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-140	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-141	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-142	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-143	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-144	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-145	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-146	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-147	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-148	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO
EA-149	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE AGUA DE LAVADO
EA-150	VALVULA DE AMORTIGUAMIENTO DE ACEITE ENFRIADO



MAESTRIA EN INGENIERIA DE PROYECTOS
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

DIAGRAMA DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION

Este trabajo involucra el material patentado o protegido que aparece en el presente informe confidencial y su uso está condicionado a que el usuario no copie, total o parcialmente, ni el contenido ni el formato, en el caso de ser necesario, en el formato por el autor.

RECOMIENDA PARA UNA PLANTA PLUTO DE DESALAZADO Y CENALADO DE ACEITE CALIENTE

DESARROLLADO	REVISADO	VALIDADO
FECHA	FECHA	FECHA
FECHA	FECHA	FECHA
FECHA	FECHA	FECHA

CONT. Nº. UNAM

REV. 1

REV. 2

REV. 3

REV. 4

REV. 5

REV. 6

REV. 7

REV. 8

REV. 9

REV. 10

REV. 11

REV. 12

REV. 13

REV. 14

REV. 15

REV. 16

REV. 17

REV. 18

REV. 19

REV. 20

REV. 21

REV. 22

REV. 23

REV. 24

REV. 25

REV. 26

REV. 27

REV. 28

REV. 29

REV. 30

REV. 31

REV. 32

REV. 33

REV. 34

REV. 35

REV. 36

REV. 37

REV. 38

REV. 39

REV. 40

REV. 41

REV. 42

REV. 43

REV. 44

REV. 45

REV. 46

REV. 47

REV. 48

REV. 49

REV. 50

V.3.- MEMORIAS DE CALCULO DE LOS EQUIPOS³⁷⁻⁴⁸.

V.3.1.- BOMBA DE PETROLEO CRUDO GA-101 A/B

Peso Específico del fluido a manejar: 0.901

Temperatura de operación: 30° C.

Presión de succión: 3 kg/cm² min.

Presión de descarga: 20 kg/cm² max.

Flujo operación: 95 bls/d

Viscosidad fluido: 10 cPs

Considerando el flujo de la bomba requerido a una capacidad de operación del 30 %

La capacidad de la bomba será:

$$(95 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/d})(1 \text{ g}/3.785 \text{ lts})(1 \text{ d}/24 \text{ hrs})(1 \text{ hr}/60 \text{ min})(1/0.30) = 9.2 \text{ gpm}$$

flujo requerido: 0 – 10 gpm

La potencia al freno bhp=

$$\text{Bhp} = (\text{gpm})(\text{PSI diferencial})/(1713)(\eta)$$

$$= (10)(250)/(1713)(0.6) = 2.4$$

Cabeza maxima a manejar h

$$H = \text{bhp}(1713)/\text{gpm}$$

$$h = (2.4)(1713)/10 = 411 \text{ pies}$$

Presion interna de tuberia

$$t_m = t + c$$

$$t = P D_o / 2(S E + P Y) + c$$

En donde:

P: PSIG presion de diseño interna

Do: pulg diámetro externo.

S: tension maxima permisible

t: espesor tubo en pulgadas

E: eficiencia de soldadura

Y: coeficiente.

c: tolerancia a la corrosion pulgadas.

$$T = 294(2)/2(S E + P Y) = 294/(12750)(0.85) + (294)(0.4) = 0.026$$

$$T_m = 0.026 + 0.125 = 0.151$$

$$Re = 3161(\text{gpm}/(D)(\text{viscosidad})) = 3161(10/2(10)) = 1580$$

5.3.2.- DESALADOR ELECTROSTATICO DE-101

El equipo manejará un flujo de 100 bl/d conteniendo 95% de petróleo crudo y 5% de agua de lavado.

Las condiciones de operación son de 150 C; 20 Kg/cm³ de presión máxima con un tiempo de residencia de 20 minutos

máximo.

Se diseña de tipo horizontal

densidad petróleo: 0.901 kg/lt

densidad del agua: 0.95 kg/lt (150 C y 20 Kg/cm³)

viscosidad petróleo: 10 cPs

viscosidad agua: 0.682 cPs

Los flujos

volumétricos

$$Q_{pet} = 0.95 \times 100 \times 159 \times 1000 / 86400 = 174.826389 \text{ cm}^3/\text{seg}$$

$$Q_{agua} = 0.5 \times 100 \times 159 \times 1000 / 86400 = 9.20138889 \text{ cm}^3/\text{seg}$$

Las velocidades de separación de las fases considerando la ley de Stokes y los factores de cada líquido

$$K_s \text{ pet} = 0.879$$

$$V_{pet} = 0.879 \times (d_{agua} - d_{pet}) / 10 = 0.004395 \text{ cm}/\text{seg}$$

$$V_{agua} = 0.879 \times (d_{agua} - d_{pet}) / 0.682 = 0.06444282 \text{ cm}/\text{seg}$$

Considerando que la altura mínima de asentamiento es de 0.2 ft o sea

$$6.096 \text{ cm}$$

$$t_{pet} = 6.09 / 0.004 = 1387.03072 \text{ seg} \quad 23.1171786 \text{ min}$$

$$t_{agua} = 6.09 / 0.06 = 94.5954949 \text{ seg} \quad 1.57659158 \text{ min}$$

se recomienda establecer los tiempos de asentamiento reales al doble del tiempo teórico para evitar arrastres

$$t_{realpet} = 2774.06143 \text{ seg} \quad 46.2343572 \text{ min}$$

$$t_{realagua} = 189.19099 \text{ seg} \quad 3.15318316 \text{ min}$$

El volumen total del recipiente es

$$V = Q_{pet} \times t_{realpet} + Q_{agua} \times t_{realagua} = 486719.963 \text{ cm}^3 \quad 0.48671996 \text{ m}^3 \quad 35.30131 \text{ ft}^3$$

Considerando un material de acero al carbono A-283 grado A con un esfuerzo permisible de 724.4 kg/cm²

(10300 lb/pulg y como la presión de diseño es de 1.5 la presión de operación (20 kg/cm² x 1.5), considerando 0.3175 cm (1/8 pulg) de corrosión permisible.

$$F = Pd/ESC = 0.1630456 \text{ cm}^{-1} \quad 0.41413584 \text{ pulg}^{-1}$$

El diámetro encontrado utilizando la tabla de Abakians y los valores de 0.4 pulg⁻¹ y 17ft³ es

$$D = 1.9 \text{ ft} \quad 0.57575758 \text{ m}$$

Considerando un diámetro comercial de 24 pulg o 0.6096 m tendremos un volumen de

$$V_{cab} = \frac{3.1416 \times 60.96 \times 60.96 \times 60.96}{12} = 59306.8035 \text{ cm}^3 \quad 0.0593068 \text{ m}^3 \quad 35.30131 \text{ ft}^3$$

$$2.09360786 \text{ ft}^3$$

El volumen del cilindro es

$$V_{cil} = 0.48 - 0.059 = 0.42741316 \text{ m}^3$$

El área transversal del cilindro es

$$a_t = 3.1416 \times D^2/4 = 2918.6419 \text{ cm}^2 \quad 0.29186419 \text{ m}^2$$

El volumen del cilindro es

$$V_{cil} = a_t \times L \quad L = V_{cil}/a_t = 1.4644248 \text{ m} \quad 1464.4248 \text{ mm} \quad 146.44248 \text{ cm}$$

Si tenemos que la placa comercial es de 1219 mm y diámetro de 609.6 mm

$$V_{cil} = a_t \times L = 355782.448 \text{ cm}^3 \quad 0.35578245 \text{ m}^3$$

Volumen total del recipiente

$$V_t = V_{cil} + V_{cab} = 0.41508925 \text{ m}^3$$

Espesor de la placa
t

$$t = (PR/SE - 0.6P) + C = 0.36502286 \text{ pulg}$$

$$P = 294 \text{ psi}$$

$$P = SEt/R + 0.6t = 452.695266 \text{ psi}$$

Cabeza
Hemiesférica

$$t = PD/2SE - 0.2P = 0.36264617 \text{ pulg}$$

$$P = 2SEt/R + 0.2t = 899.0603 \text{ psi}$$

Presion Hidrostatica = Presion maxima de operación X 1.5 = 441 PSI

5.3.3.- DATOS DEL INTERCAMBIADOR EA-101

FLUIDO FRIO: PETROLEO CRUDO "HUMEDO" (LADO CORAZA)
FLUIDO CALIENTE: VAPOR DE MEDIA (LADO TUBOS)

PETROLEO CRUDO "HUMEDO"

Q = 168,818.43 BTU/H
W = 100.00 BLS/D
15,900.00 LTS/D
1,315 lb/h
Cp = 0.60 BTU/LB °F
d = 0.90 KG/LT
25.00 °API

Vapor de
calentamiento

W = 720.01 LB/H (49.4 BLS/D)
R = 1.09
S = 0.54
LMTD = 168.11 °F
AT = 109.27 °F
Cp = 1.002 BTU/LB °F

SUPONIENDO Us =
100%

A =	16.99 pie ²	NTC =	19.7 longitud =	1
Ds =	0.15 m	Do =	1/2 pulg	m
OTL =	0.12 m	Pitch	3/16 pulg	

sea diam. boquilla para vapor = 1 pulg

V = 1.00 pie/seg
3.29 m/seg
dvapor = 62.40 lb/pie
P = 30.00 kg/cm²
S = 20,000.00

DISEÑO DEL CAMBIADOR DE CALOR SIN CAMBIO DE FASE
METODO K.J. BELL

CLACULO DEL POTENCIAL TERMICO

FLUIDO CALIENTE: AGUA (LADO
TUBOS)

$$\begin{aligned} T1 &= 250 \text{ } ^\circ\text{C} \\ & 482 \text{ } ^\circ\text{F} \\ T2 &= 120 \text{ } ^\circ\text{C} \\ & 248 \text{ } ^\circ\text{F} \end{aligned}$$

FLUIDO FRIO: PETROLEO CRUDO (LADO CORAZA)

$$\begin{aligned} t2 &= 150 \text{ } ^\circ\text{C} \\ & 302 \text{ } ^\circ\text{F} \\ t1 &= 31 \text{ } ^\circ\text{C} \\ & 88 \text{ } ^\circ\text{F} \\ t2- \\ t1=302- \\ 88= & 214 \end{aligned}$$

1.- BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA

$$\begin{aligned} Q &= \\ WCp\Delta T &= (BLS/D)(BTU/LB \text{ } ^\circ\text{F})(^\circ\text{F}) \\ & (100 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/bl})(0.901 \text{ kg/l})(1 \text{ lb}/0.454 \text{ kg})(0.6 \text{ btu/lb } ^\circ\text{F})(214 \\ & = \text{ } ^\circ\text{F}) \\ & = 168,818.43 \text{ btu/h} \end{aligned}$$

Para el vapor de calentamiento

$$\begin{aligned} W &= \\ Q/Cp\Delta T &= 720.0 \text{ lb/h} \\ & 49.3 \text{ b/d} \\ & 7845.2 \text{ lts/d} \end{aligned}$$

2.- Calculo del potencial de
temperatura

$$\begin{aligned} R &= \frac{T1-T2}{t2-t1} \\ R &= 1.09 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S &= \frac{t2-t1}{T1-t1} \\ S &= 0.543 \end{aligned}$$

$$LMTD = \frac{(T1-t2)-(T2-t1)}{\ln\left(\frac{T1-t2}{T2-t1}\right)}$$

0.117783

168.11

De la figura 5.2 FT= 0.65

AT= (LMTD)(FT)= 168.11x0.65= 109.27

3.- PROPOSICION DE COEFICIENTES Y GEOMETRIA

Suponiendo un coeficiente $U_s = 100$

Criterio para el diseño termico- hidraulico de cambiadores de calor de coraza y tubo sin cambio De fase de acuerdo al metodo de K. J. BELL

$$Q = (U)(A)(Atb)$$

$$A = Q/(U_s)(Atb) = 17.0 \text{ pie}^2$$

El numero de tubos por cambiador es:

$$NTC = A/(a/\text{pie})(L) = 39.3$$

$$a/\text{pie} = 0.1309$$

Cambiador de $D_o = 1/2$ pulg x 1 m de longitud (3.3 pies)

Para este numero de tubos y 2 pasos por tubos ($n=2$) se tiene que investigar en Perry diametro de coraza con Pitch menor

$$NTC = A/(a/\text{pie})(L) = 19.7 \text{ numero de tubos por cambiador}$$

$$a/\text{pie} = 0.2618$$

Para este numero de tubos y 2 pasos por tubos ($n=2$) se tiene que:

$$D_s = 8 \text{ pulg con un OTL} = 6 \text{ pulg} = 6 \text{ pulg}$$

$$D_s = \text{Diametro de la envolvente} = 0.15 \text{ m. (Pitch de } 1 \frac{1}{4} \text{ pulg con tubos de } 1 \text{ pulg. de diametro y calibre } 14 \text{ BWG)}$$

$$D_s = \text{Diametro de tubos interno} = 0.12 \text{ m}$$

4.- Checar boquilla

Checar si la boquilla de entrada de la envolvente requierer placa de choque

sea $D = 1$ pulg; $DI = af = 0.005\text{pie}^2$ tabla 5.1 (caracteristicas de tubos de cambiadores

$$A = 3.14 \cdot 1.6^2 = 3.1416 (1.27\text{cm})^2 =$$

de calor Perry 5a. Edición
5 cm²
0.005 pie²

$$W = 720 \text{ lb/h} \times 1.1 = 792.0 \text{ lb/h}$$

$$d = 62.4 \times 0.65 = 40.56 \text{ lb/pie}^3$$

$$V = 720 \times 1.1 / (0.005 \text{ pie}^2) (3600 \text{ seg/h}) (40.56 \text{ lb/pie}^3) = 0.996 \text{ pie/seg}$$

de acuerdo a TEMA

$$dV^2 = 40.56 (0.996)^2 = 40.25$$

si dV^2 es mayor de 1500 se requiere mampara de choque; en este caso no

5.- Calculo del area de transferencia supuesta efectiva y el coeficiente supuesto efectivo
Para ello el espesor del espejo del acero al carbón está dado por:

$$t = (8 + 1.5/2)(P/S)^{1/2} + 0.187 + 0.125 =$$

P: Presion de diseño de acuerdo a TEMA = 450

S: esfuerzo permisible del material del espejo, vease TEMA y ASME = 20,000

$$t = 0.15$$

$$t = 1.02 \text{ pulg}$$

$$0.085375 \text{ pie}$$

$$2t = 0.17075 \text{ pie}$$

$$L1 = L - 2t = 3.3 - 0.3415 = 3.13 \text{ pie}$$

$$37.55 \text{ pulg.}$$

numero de mamparas Nb aproximado para un espaciamento minimo de

$$Nb = (L - 3Db) / (12 \cdot DEM) + 1$$

$$=$$

DEM: distancia entr mamparas = 3.05 pulg. (LB)

Db: diametro de la boquilla de la envolvente = 1 pulg.

$$Nb = 12.3$$

$$L2 = 2t \cdot 12 / 12 = 0.1662 \text{ pies}$$

Longitud efectiva

$$L_{ef} = L_1 - L_2 = 2.96 \text{ pies}$$

Area efectiva

$$A_{ef} = NTC \cdot a / \text{pie} \cdot L_{ef} = 15.26 \text{ pie}^2$$

$$U_{ef} = Q \cdot 1.1 / A_{ef} \cdot \Delta T = 111.4$$

Calculo del coeficiente interno

6.- Area de flujo por tubos = a_f

$$a_f = NTC \cdot a' / 144 \cdot n = 0.029 \text{ pie}^2$$

NTC= numero de tubos por cambiador

a' = area de flujo por tubo, pies^2 (tabla 5.12) = 0.43

n = numero de pasos por los tubos del cambiador

7.- Masa Velocidad

$$G_t = W / a_f = 44,765.7 \text{ lb/h pie}^2$$

$$V = G_t \text{ lb/h pie}^2 / 3600 \text{ seg} \cdot 40.56 \text{ lb/pie}^3$$

$$= 0.307 \text{ pie/seg}$$

8.- De la fig. 5.27 con una $T_{media} = T_2 - T_1 / 2 = 195 \text{ }^\circ\text{F}$

Se obtiene $h_{10} = 1812 \cdot 0.945 \cdot 0.834 = 1428 \text{ btu/h pie}^2 \cdot \text{F}$

factor de corrección para diametro de tubo de 1 pulg = 0.945

D_i : diametro interno de tubos de 1

pulg.= 0.834

$D_o = 1 \text{ pulg}$

9.- Calculo de la caída de presión por tubos

Para este caso se considera el sobrediseño en flujo

$$G_t' =$$

$$G_t' \cdot 1.1 = 49242.3 \text{ lb/h pie}^2$$

$$Re = (G_t')(D_i) / \mu \cdot 2.42 = 1812$$

$$2.42 \text{ pie/h}$$

μ : viscosidad del petroleo crudo a la temperatura de operación = 0.785 lb/h pie²

$$D_i = 0.834 \cdot 2.54 \cdot 3.3 / 100 = 0.0699 \text{ pie}$$

$$V' = G_t' / 3600 \cdot d = \text{lb/h pie}^2 / (\text{seg/h})(\text{lb/pie}^3) = 0.337 \text{ pie/seg}$$

=

De la fig. 5.28
determinar f

$$f = \frac{16}{\text{Re}^2} = 0.5$$

caída de presión de tramos rectos

$$\Delta P_t = \frac{f(G_r)^2(L)(n)(12)(1)(1)/5.22 \times 10^{10}(D_i)(d_{\text{cruce}})(D_{\text{lam tubo}})}{144} = 0.74181684 \text{ psi}$$

caída de presión en retornos de los pasos de los tubos

$$\Delta P_r = 1.5(V)^2(h)(NCS)/(144)(32.2) = 0.00296 \text{ psi}$$

$$\Delta P_T = \Delta P_t + \Delta P_r = 0.73886$$

La cual es menor a la permisible

CALCULO DEL COEFICIENTE EXTERNO (LADO CORAZA, AGUA)

10.- Con 16% de corte de las mamparas

$$NC = D_s/P_n(1-2 \cdot \text{CUT}) = 5.4$$

$$D_s = 8$$

$$P_n = 1$$

11.- Con CUT = 0.16 determinar Fc de la fig.5.29

$$F_c = 0.84$$

12.- $NCW = 0.8 h/P_n = 1.02$

NCW: numero efectivo de hileras de tubos en flujo cruzado en la ventana de una mampara

$$h: \text{altura del corte de la mampara} = \text{CUT}(D_s) = 1.28$$

13.- El area maxima en flujo cruzado (Sm) para el arreglo de tubo considerado

$$S_m = LB \{D_s - \text{OTL} + ((\text{OTL} - D_o)/P_n)(P_n - D_o)\} = 6.10 \text{ pulg}$$

LB: espaciamento entre mamparas (pulg.)

14.- Factor de area en By-pass Fbp

$$Fbp = (Ds - OTL)LB / Sm = 1.0$$

15.- Area de derrame entre tubos y mamparas Stb (pulg²)

$$Stb = 0.3926(2TOL \cdot Do + TOL^2)(1 + Fc)Nt = 0.90 \text{ pulg}^2$$

$$TOL = 1/32 = 0.03125$$

16.- Area de derrame entre mampara y envolvente Ssb (pulg²)

$$\gamma = \pi - \pi / 180 (\cos^{-1}(1 - 2h/Ds)) = 3.12$$

$$Ssb = Ds(SsB)(\gamma) / 2 = 1.56 \text{ pulg}^2$$

El claro entre las mamparas y la envolvente SsB esta dado en las tablas 5.8 Ssb puede determinarse en forma aproximada con la fig. 5.3

17.- Area de la ventana Swg (pulg²)

De la fig. 5.31

$$Swg = 6$$

18.- Area del flujo en la ventana Sw (pulg²)

$$\text{Sea } r = 1 - Fc = 0.16$$

$$Swt = (Nt/8)r\pi Do = 1.24$$

y finalmente

$$Sw = Swg - Swt = 4.8$$

19.- Calculo del coeficiente de transferencia de calor por la envolvente para un banco de tubos ideal

$$Nre = 12 \cdot Do \cdot W / 2.42 \cdot 0.5329 \cdot Sm = 1098.31$$

$$\text{De la fig. 5.32 } JK = 0.02$$

$$hk = JK(0.9149)(144)(W/Sm)(0.3203/0.9149)(242)(0.5329)^{0.666}(1)$$

$$hk = 238.3 \text{ BTU/hr-ft}^2\text{-F}$$

20.- Para $\alpha = 1.5$ flujo laminar ; $Nss = 2$ de la fig. 5.33 y con Fbp se obtiene

$$jb = 0.7 \quad jb = e^{[-\alpha Fdp(1-(2Nss/Nc))]}$$

21.- Jc de la fig. 5.34 con el valor FC ,

$$JC = 1.12$$

22.- obtener el valor de JL

$$SL = Stb + Ssb = 0.90 + 1.56 = 2.46$$

$$RL = SL / Sm = 2.46/6.1 = 0.403605516$$

$$Stb / SL = 0.9/2.46 = 0.366376605$$

$$RL / SL = 0.4036/2.46 = 0.163934426$$

Con estos valores determinar de la fig. 5.35 el factor JL

$$JL = 0.61$$

23.- Coeficiente para un banco real de tubos

$$ho = hk(jb)(Jc)(JL) = 113.9714308 \text{ btu/hpie}^2\text{°F}$$

24.- Coeficiente global de transferencia de calor

$$Uc = 1 / (1/158 + 1/62.41 + 0.005 + 0.001) = 99.26185 \text{ btu/hpie}^2\text{°F}$$

Factor de ensuciamiento del petroleo = 0.005

Factor de ensuciamiento del agua = 0.001

$$\% \text{ de derivacion} = 10.87365028$$

$Uc = Q \cdot 1.1/A \cdot \Delta T$
de donde

$$A = Q \cdot 1.1 / \Delta T = 168,818 / (99.26 \cdot 3.3) = 17.12121$$

$$NTC = A / \pi \cdot L = 17.12 / 0.2618 \cdot 3.3 = 19.81759$$

V.3.4.- DATOS DEL INTERCAMBIADOR EA-102

FLUIDO FRIO: AGUA DE ENFRIAMIENTO (LADO CORAZA)
FLUIDO CALIENTE: AGUA DE DESALADORA (LADO TUBOS)

AGUA DE DESALADORA

Q = 16,054.62 BTU/H
W = 5.00 BLS/D
795.00 LTS/D
73 lb/h
Cp = 1.002 BTU/LB °F
d = 1.00 KG/LT

AGUA DE ENFRIAMIENTO

W = 468.50 LB/H (49.4 BLS/D)
R = 6.42
S = 0.15
LMTD = 37.87 °F
AT = 24.62 °F
Cp = 1.002 BTU/LB °F

SUPONIENDO $U_s = 100\%$

A =	7.17 pie ²	NTC =	8.3	longitud =	1
Ds =	0.10 m	Do =	1/2 pulg		m
OTL =	0.51 m	Pitch	3/16 pulg		

sea diam. boquilla para vapor = 1 pulg
V = 2.70 pie/seg
8.91 m/seg

dagua = 62.40 lb/pie
P = 30.00 kg/cm²
S = 20,000.00

DISEÑO DEL CAMBIADOR DE CALOR SIN CAMBIO DE FASE
METODO K.J. BELL

CLACULO DEL POTENCIAL TERMICO

FLUIDO CALIENTE: AGUA DE DESALADORA (LADO TUBOS)

$$\begin{aligned}
 T1 &= 150 \text{ } ^\circ\text{C} \\
 &= 302 \text{ } ^\circ\text{F} \\
 T2 &= 28 \text{ } ^\circ\text{C} \\
 &= 82.4 \text{ } ^\circ\text{F} \\
 T1-T2 &= 219.6
 \end{aligned}$$

FLUIDO FRIO: AGUA DE ENFRIAMIENTO (LADO CORAZA)

$$\begin{aligned}
 t2 &= 46 \text{ } ^\circ\text{C} \\
 &= 114.8 \text{ } ^\circ\text{F} \\
 t1 &= 27 \text{ } ^\circ\text{C} \\
 &= 81 \text{ } ^\circ\text{F} \\
 t2-t1 &= 34
 \end{aligned}$$

1.- BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA

$$\begin{aligned}
 Q &= \\
 WCp\Delta T &= (\text{BLS/D})(\text{BTU/LB } ^\circ\text{F})(^\circ\text{F}) \\
 &= (5 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/bl})(1.0 \text{ kg/l})(1 \text{ lb}/0.454 \text{ kg})(1.0 \text{ btu/lb } ^\circ\text{F})(219.6 \text{ } ^\circ\text{F}) \\
 &= 16,054.62 \text{ btu/h}
 \end{aligned}$$

Para el agua de enfriamiento

$$\begin{aligned}
 W &= \\
 Q/Cp\Delta T &= 468.5 \text{ lb/h} \\
 &= 32.1 \text{ bl/d} \\
 &= 5104.7 \text{ lts/d}
 \end{aligned}$$

2.- Calculo del potencial de temperatura

$$\begin{aligned}
 R &= T1-T2/t2-t1 \\
 R &= 6.42
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 S &= t2-t1/T1-t1 \\
 S &= 0.154
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{LMTD} &= (T1-t2)-(T2-t1)/\text{Ln}(T1-t2)/(T2-t1) \\
 &= 37.87 \qquad \text{Ln } 4.895598
 \end{aligned}$$

$$\text{De la figura 5.2} \qquad FT = 0.65$$

$$AT = (\text{LMTD})(FT) = 168.11 \times 0.65 = 24.62$$

3.- PROPOSICION DE COEFICIENTES Y GEOMETRIA

Suponiendo un coeficiente $U_s = 100$

$$Q = (U)(A)(\Delta T_b)$$

$$A = Q/(U_s)(\Delta T_b) = 7.2 \text{ pie}^2$$

El numero de tubos por cambiador es:

$$NTC = \frac{A}{(a/\text{pie})(L)} = 16.6$$

$$a/\text{pie} = 0.1309$$

Cambiador de Do = 1/2 pulg x 1 m de longitud (3.3 pies)

Para este numero de tubos y 2 pasos por tubos (n=2) se tiene que investigar en Perry diametro de coraza con Pitch menor

$$NTC = \frac{A}{(a/\text{pie})(L)} = 8.3 \text{ numero de tubos por cambiador}$$

$$a/\text{pie} = 0.2618$$

Para este numero de tubos y 2 pasos por tubos (n=2) se tiene que:

$$Ds = 4 \text{ pulg con un OTL} = 2 \text{ pulg}$$

$$Ds = \text{Diametro de la envolvente} = 0.1 \text{ m. (Pitch de 1/2 pulg con tubos de 1/4 pulg de diametro y calibre 18 BWG)}$$

$$Ds = \text{Diametro de tubos interno} = 0.51 \text{ m}$$

4.- Checar boquilla

Checar si la boquilla de entrada de la envolvente requierer placa de choque

$$\text{sea } D = 1/2 \text{ pulg; } DI = af = 0.005 \text{ pie}^2 \quad \text{tabla 5.1 (caracteristicas de tubos de cambi de calor Perry 5a. Edición)}$$

$$A = 3.14 \cdot 16 \text{ r}^2 = 3.1416 (0.63 \text{ cm})^2 = 1.2 \text{ cm}^2$$

$$0.001 \text{ pie}^2$$

$$W = 720 \text{ lb/h} \times 1.1 = 515.3 \text{ lb/h}$$

$$d = 62.4 \times 0.65 = 40.56 \text{ lb/pie}^3$$

$$V = 720 \times 1.1 / (0.005 \text{ pie}^2) (3600 \text{ seg/h}) (40.56 \text{ lb/pie}^3) = 2.701 \text{ pie/seg}$$

de acuerdo a TEMA

$$dV^2 = 40.56 (0.996)^2 = 295.85$$

si dV^2 es mayor de 1500 se requiere mampara de choque; en este caso no

5.- Calculo del area de transferencia supuesta efectiva y el coeficiente supuesto efectivo

Para ello el espesor del espejo del acero al carbón está dado por:

$$t = (4 + 1.5/2)(P/S)^{1/2} + 0.187 + 0.125 =$$

P: Presion de diseño de acuerdo a TEMA = 450

S: esfuerzo permisible del material del espejo, vease TEMA y ASME = 20,000

$$t = \frac{0.15}{0.060375} = \frac{0.72 \text{ pulg}}{0.060375 \text{ pie}}$$
$$2t = 0.12075 \text{ pie}$$
$$L1 = L - 2t = 3.3 - 0.3415 = \begin{matrix} 3.18 \text{ pie} \\ 38.15 \text{ pulg.} \end{matrix}$$

numero de mamparas Nb aproximado para un espaciamento minimo de

$$Nb = (L - 3Db) / (12 \cdot DEM) + 1 =$$

DEM: distancia entr mamparas = 3.05 pulg. (LB)
Db: diametro de la boquilla de la envolvente = 1 pulg.

$$Nb = 12.3$$
$$L2 = 2t \cdot 12 / 12 = 0.1175 \text{ pies}$$

Longitud efectiva

$$Lef = L1 - L2 = 3.06 \text{ pies}$$

Area efectiva

$$Aef = NTC \cdot a / \text{pie} \cdot Lef = 6.66 \text{ pie}^2$$

$$Usef = Q \cdot 1.1 / Aef \cdot AT = 107.8$$

Calculo del coeficiente interno

6.- Area de flujo por tubos = af

$$af = NTC \cdot a' / 144 \cdot n = 0.012 \text{ pie}^2$$

NTC = numero de tubos por cambiador
a' = area de flujo por tubo, pies² (tabla 5.12) = 0.43
n = numero de pasos por los tubos del cambiador

7.- Masa Velocidad

$$Gt = W / af = 5,884.8 \text{ lb/h pie}^2$$

$$V = Gt \text{ lb/h pie}^2 / 3600 \text{ seg} \cdot 40.56 \text{ lb/pie}^3 = 0.040 \text{ pie/seg}$$

8.- De la fig. 5.27 con una $T_{media} = T_2 - T_1/2 =$ 98 °F

Se obtiene $h_{10} = 200 \cdot 0.945 \cdot 0.834 =$ 158 btu/h pie²°F
 factor de corrección para diametro de tubo de 1 pulg = 0.945
 Di: diametro interno de tubos de 1/2 pulg. = 0.417
 Do = 0.5 pulg

9.- Calculo de la caída de presión por tubos

Para este caso se considera el sobrediseño en flujo

$Gt' = Gt \cdot 1.1 =$ 6473.3 lb/h pie²
 $Re = (Gt')(Di)/\mu \cdot 2.42 =$ 238
 2.42 pie/h
 μ : viscosidad del petróleo crudo a la temperatura de operación = 0.785 lb/h c
 $Di = 0.417 \cdot 2.54 \cdot 3.3/100 =$ 0.0350 pie
 $V' = Gt' / 3600 \cdot d =$ lb/h pie² / (seg/h) (lb/pie³) = 0.044 pie/seg

De la fig. 5.28 determinar f

$f =$ pie²/pulg² = 0.5
 caída de presión de tramos rectos
 $\Delta Pt = (f)(Gt')^2(L)(n)(12)(1)(1)/5.22 \times 10^{10} (Di)(d_{crudo})(Diam$
 tubo) = 0.01281946 psi
 caída de presión en retornos de los pasos de los tubos
 $\Delta Pr = 1.5(V')^2(n)(NCS)/(144)(32.2) =$ 0.00038 psi
 $\Delta PT = \Delta Pt + \Delta Pr =$ 0.01244

La cual es menor a la permisible

CALCULO DEL COEFICIENTE EXTERNO (LADO CORAZA, AGUA)

10.- Con 16% de corte de las mamparas

$NC = Ds/Pn(1-2 \cdot CUT) =$ 2.7
 $Ds =$ 4
 $Pn =$ 1

11.- Con CUT = 0.16 determinar Fc de la fig. 5.29
 $Fc =$ 0.84

12.- $NCW = 0.8 h/Pn =$ 0.51

NCW: numero efectivo de hileras de tubos en flujo cruzado en la ventana de una mampara
 h: altura del corte de la mampara = $CUT(D_s) = 0.64$

13.- El area máxima en flujo cruzado (S_m) para el arreglo de tubo considerado

$$S_m = LB \{D_s - OTL + ((OTL - D_o)/P_n)(P_n - D_o)\} = 8.39 \text{ pulg}$$

LB: espaciamento entre mamparas (pulg.)

14.- Factor de area en By-pass F_{bp}

$$F_{bp} = (D_s - OTL)LB/S_m = 0.7$$

15.- Area de derrame entre tubos y mamparas S_{tb} (pulg²)

$$S_{tb} = 0.3926(2TOL \cdot D_o + TOL^2)(1 + F_c)N_t = 0.19 \text{ pulg}^2$$

$$TOL = 1/32 = 0.03125$$

16.- Area de derrame entre mampara y envolvente S_{sb} (pulg²)

$$\gamma = \pi - \pi/180(\cos^{-1}(1 - 2h/D_s)) = 3.12$$

$$S_{sb} = D_s(S_{sB})(\gamma)/2 = 0.78 \text{ pulg}^2$$

El claro entre las mamparas y la envolvente S_{sB} esta dado en las tablas 5.8 S_{sB} puede determinarse en forma aproximada con la fig. 5.3

17.- Area de la ventana S_{wg} (pulg²)

De la fig. 5.31

$$S_{wg} = 20$$

18.- Area del flujo en la ventana S_w (pulg²)

$$\text{Sea } r = 1 - F_c = 0.16$$

$$S_{wt} = (N/8)r\pi D_o = 0.26$$

y finalmente

$$S_w = S_{wg} - S_{wt} = 19.7$$

19.- Calculo del coeficiente de transferencia de calor por la envolvente para un banco de tubos ideal

$$Nre = 12 \cdot Do \cdot W / 2.42 \cdot 0.5329 \cdot Sm = 259.87$$

De la fig. 5.32 JK = 0.02

$$hk = JK(0.9149)(144)(W/Sm)(0.3203/0.9149)(242)(0.5329)^{0.688}(1)$$

$$hk = 9.6 \text{ BTU/hr-ft}^2\text{-F}$$

20.- Para $\alpha = 1.5$ flujo laminar ; Nss = 2 de la fig. 5.33 y con Fbp se obtiene

$$jb = 0.7 \quad jb = e^{[-\alpha Fbp(1-(2Nss/Nc))]}$$

21.- Jc de la fig. 5.34 con el valor FC, JC = 1.12

22.- obtener el valor de JL

$$SL = Stb + Ssb = 0.90 + 1.56 = 0.97$$

$$RL = SL / Sm = 2.46/6.1 = 0.116042581$$

$$Stb / SL = 0.9/2.46 = 0.198620508$$

$$RL / SL = 0.4036/2.46 = 0.119225037$$

Con estos valores determinar de la fig. 5.35 el factor JL

$$JL = 0.61$$

23.- Coeficiente para un banco real de tubos

$$ho = hk(jb)(Jc)(JL) = 4.599795412 \text{ btu/hpie}^2\text{°F}$$

24.- Coeficiente global de transferencia de calor

$$Uc = 1 / (1/158 + 1/62.41 + 0.005 + 0.001) = 4.457418 \text{ btu/hpie}^2\text{°F}$$

Factor de ensuciamiento del petroleo = 0.005

Factor de ensuciamiento del agua = 0.001

$$\% \text{ de derivacion} = -95.86444578$$

$$Uc = Q \cdot 1.1 / A \cdot \Delta T$$

de donde

$$A = Q \cdot 1.1 / \Delta T = 168,818 / (99.26 \cdot 3.3) = 160.9504$$

$$NTC = A / \alpha \cdot L = 17.12 / 0.2618 \cdot 3.3 = 186.2981$$

V.3.5.- DATOS DEL INTERCAMBIADOR EA-103

FLUIDO FRIO: AGUA DE ENFRIAMIENTO (LADO TUBOS)
 FLUIDO CALIENTE: PETROLEO SECO (LADO CORAZA)

PETROLEO CRUDO SECO

Q = 164,574.30 BTU/H
 W = 95.00 BLS/D
 15,105.00 LTS/D
 1,249 lb/h
 Cp = 0.60 BTU/LB °F
 d = 0.90 KG/LT
 25.00 °API

AGUA DE ENFRIAMIENTO

W = 4,802.51 LB/H (49.4 BLS/D)
 R = 1.09
 S = 0.54
 LMTD = 37.87 °F
 AT = 18.94 °F
 Cp = 1.002 BTU/LB °F

SUPONIENDO $U_s = 100\%$

A =	95.61 pie ²	NTC =	110.7 longitud =	1 m
Ds =	0.38 m	Do =	1	
OTL =	0.34 m	Pitch	1.25	

sea diám. boquilla para vapor = 1 pulg
 V = 2.25 pie/seg

agua = 62.40 lb/pie
 P = 30.00 kg/cm²
 S = 20,000.00

DISEÑO DEL CAMBIADOR DE CALOR SIN CAMBIO DE FASE METODO K.J. BELL

CLACULO DEL POTENCIAL TERMICO

FLUIDO CALIENTE: PETRÓLEO SECO (LADO CORAZA)

T1 = 150 °C
 302 °F
 T2 = 28 °C

$$T1-T2= \begin{matrix} 82.4 & ^\circ\text{F} \\ 219.6 & \end{matrix}$$

FLUIDO FRIO: AGUA DE ENFRIAMIENTO (LADO TUBOS)

$$t2 = \begin{matrix} 46 & ^\circ\text{C} \\ 114.8 & ^\circ\text{F} \end{matrix}$$

$$t1 = \begin{matrix} 27 & ^\circ\text{C} \\ 81 & ^\circ\text{F} \end{matrix}$$

$$t2-t1= 214$$

1.- BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA

$$Q= WCp\Delta T= (BLS/D)(BTU/LB \ ^\circ\text{F})(^\circ\text{F})$$

$$= (95 \text{ bls/d})(159 \text{ lts/bl})(0.901 \text{ kg/lt})(1 \text{ lb}/0.454 \text{ kg})(0.6 \text{ btu/lb } ^\circ\text{F})(219.6 \ ^\circ\text{F})$$

$$= 164,574.30 \text{ btu/h}$$

Para el vapor de calentamiento

$$W=$$

$$Q/Cp\Delta T= \begin{matrix} 4802.5 & \text{lb/h} \\ 329.1 & \text{bl/d} \\ 52328.1 & \text{lts/d} \end{matrix}$$

2.- Calculo del potencial de temperatura

$$R = \frac{T1-T2}{t2-t1}$$

$$R = 6.42$$

$$S = \frac{t2-t1}{T1-t1}$$

$$S = 0.154$$

$$LMTD= \frac{(T1-t2)-(T2-t1)}{\ln(T1-t2)/(T2-t1)}$$

$$37.87 \qquad 4.895598$$

De la figura 5.2 $FT= 0.5$

$$AT= (LMTD)(FT)= 37.87 \times 0.5= 18.94$$

3.- PROPOSICION DE COEFICIENTES Y GEOMETRIA

Suponiendo un coeficiente $Us = 100$

$$Q= (U)(A)(\Delta T_b)$$

$$A= Q/(Us)(\Delta T_b)= 95.6 \text{ pie}^2$$

El numero de tubos por cambiador es:

$$NTC = A/(a/\text{pie})(L) = 110.7$$

$$a/\text{pie} = 0.2618$$

Cambiador de Do = 1 pulg x 1 m de longitud (3.3 pies)

Para este numero de tubos y 2 pasos por tubos (n=2) se tiene que investigar en Perry diametro de coraza con Pitch menor

$$NTC = A/(a/\text{pie})(L) = 110.7 \text{ numero de tubos por cambiador}$$

$$a/\text{pie} = 0.2618$$

Para este numero de tubos y 2 pasos por tubos (n=2) se tiene que:

$$D_s = 15.250 \text{ pulg con un OTL} = 13.250 \text{ pulg} =$$

$$D_s = \text{Diametro de la envolvente} = 0.38 \text{ m. (Pitch de 1 pulg con tubos de } 3/4 \text{ pulg de diametro y calibre 14 BWG)}$$

$$D_s = \text{Diametro de tubos interno} = 0.34 \text{ m}$$

4.- Checar boquilla

Checar si la boquilla de entrada de la envolvente requiere placa de choque

$$\text{sea } D = 1 \text{ pulg; } DI = a_f = 0.005 \text{ pie}^2 \quad \text{tabla 5.1 (caracteristicas de tubos de camb de calor Perry 5a. Edici3n)}$$

$$A = 3.14 \cdot 16 \text{ r}^2 = 3.1416 (1.27 \text{ cm})^2 = 5 \text{ cm}^2$$

$$0.005 \text{ pie}^2$$

$$W = 1249 \text{ lb/h} \times 1.1 = 1374.0 \text{ lb/h}$$

$$d = 62.4 \times 0.5 = 31.2 \text{ lb/pie}^3$$

$$V = 720 \times 1.1 / (0.005 \text{ pie}^2) (3600 \text{ seg/h}) (40.56 \text{ lb/pie}^3) = 2.247 \text{ pie/seg}$$

de acuerdo a TEMA

$$dV^2 = 31.2 (2.247)^2 = 157.47$$

si dV^2 es mayor de 1500 se requiere mampara de choque; en este caso no

5.- Calculo del area de transferencia supuesta efectiva y el coeficiente supuesto efectivo

Para ello el espesor del espejo del acero al carb3n est3 dado por:

$$t = (15.25 + 1.5/2)(P/S)^{1/2} + 0.187 + 0.125 =$$

P: Presi3n de dise1o de acuerdo a TEMA = 450

S: esfuerzo permisible del material del espejo, vease TEMA y ASME = 20,000

$$t = 0.15 \quad 1.57 \text{ pulg}$$

$$0.1306875 \text{ pie}$$

$$2t = 0.261375 \text{ pie}$$

$$L1 = L - 2t = 3.3 - 0.2614 = 3.04 \text{ pie}$$

$$36.46 \text{ pulg.}$$

numero de mamparas Nb aproximado para un espaciamiento minimo de

$$Nb = (L - 3Db) / (12 \cdot DEM) + 1 =$$

$$\text{DEM: distancia entr mamparas} = 3.05 \text{ pulg. (LB)}$$

$$\text{Db: diametro de la boquilla de la envolvente} = 1 \text{ pulg.}$$

$$Nb = 12.0$$

$$L2 = 2t \cdot 12 / 12 = 0.2620 \text{ pies}$$

Longitud efectiva

$$Lef = L1 - L2 = 2.78 \text{ pies}$$

Area efectiva

$$Aef = NTC \cdot a / \text{pie} \cdot Lef = 80.44 \text{ pie}^2$$

$$Usef = Q \cdot 1.1 / Aef \cdot AT = 118.9$$

Calculo del coeficiente interno

6.- Area de flujo por tubos = af

$$af = NTC \cdot a' / 144 \cdot n = 0.165 \text{ pie}^2$$

NTC= numero de tubos por cambiador

$$a' = \text{area de flujo por tubo, pies}^2 \text{ (tabla 5.12)} = 0.43$$

n= numero de pasos por los tubos del cambiador

7.- Masa Velocidad

$$Gt = W / af = 7,559.7 \text{ lb/h pie}^2$$

$$V = Gt \text{ lb/h pie}^2 / 3600 \text{ seg} \cdot 40.56 \text{ lb/pie}^3 = 0.067 \text{ pie/seg}$$

$$8.- \text{ De la fig. 5.27 con una } T_{media} = T2 - T1 / 2 = 98 \text{ } ^\circ\text{F}$$

Se obtiene $h_{10} = 200 \cdot 0.945 \cdot 0.834 = 241 \text{ btu/h pie}^2 \text{ } ^\circ\text{F}$
 factor de corrección para diámetro de tubo de 1 pulg = 0.945
 Di: diámetro interno de tubos de 1 pulg. = 0.834
 Do = 1 pulg

9.- Cálculo de la caída de presión por tubos

Para este caso se considera el sobrediseño en flujo

$G_t' = G_t \cdot 1.1 = 8315.7 \text{ lb/h pie}^2$
 $Re = (G_t')(D_i) / \mu \cdot 2.42 = 306$
 2.42 pie/h
 μ : viscosidad del petróleo crudo a la temperatura de operación = 0.785 lb/h
 $D_i = 0.834 \cdot 2.54 \cdot 3.3 / 100 = 0.0699 \text{ pie}$
 $V' = G_t' / 3600 \cdot d = \text{lb/h pie}^2 / (\text{seg/h}) / (\text{lb/pie}^3) = 0.074 \text{ pie/seg}$

De la fig. 5.28 determinar f

$f = \text{pie}^2 / \text{pulg}^2 = 0.5$
 caída de presión de tramos rectos
 $\Delta P_t = (f)(G_t')^2(L)(n)(12)(1)(1) / (5.22 \times 10^{10})(D_i)(d_{crudo})(\text{Diam tubo}) = 0.02115514 \text{ psi}$
 caída de presión en retornos de los pasos de los tubos
 $\Delta P_r = 1.5(V')^2(n)(NCS) / (144)(32.2) = 0.00056 \text{ psi}$
 $\Delta P_T = \Delta P_t + \Delta P_r = 0.02060$

La cual es menor a la permisible

CÁLCULO DEL COEFICIENTE EXTERNO (LADO CORAZA, AGUA)

10.- Con 16% de corte de las mamparas

$NC = D_s / P_n (1 - 2 \cdot \text{CUT}) = 10.4$
 $D_s = 15.25$
 $P_n = 1$

11.- Con CUT = 0.16 determinar Fc de la fig. 5.29
 $F_c = 0.84$

12.- $NCW = 0.8 h / P_n = 1.95$
 NCW: número efectivo de hileras de tubos en flujo cruzado en la ventana de una mampara
 h: altura del corte de la mampara = CUT(Ds) = 2.44

13.- El área máxima en flujo cruzado (S_m) para el arreglo de tubo considerado

$$S_m = LB \{D_s - OTL + ((OTL - D_o)/P_n)(P_n - D_o)\} = 46.51 \text{ pulg}$$

LB: espaciado entre mamparas (pulg.)

14.- Factor de área en By-pass F_{bp}

$$F_{bp} = (D_s - OTL)LB/S_m = 1.0$$

15.- Área de derrame entre tubos y mamparas S_{tb} (pulg²)

$$S_{tb} = 0.3926(2TOL \cdot D_o + TOL^2)(1 + F_c)N_t = 5.07 \text{ pulg}^2$$

$$TOL = 1/32 = 0.03125$$

16.- Área de derrame entre mampara y envolvente S_{sb} (pulg²)

$$\gamma = \pi - \pi / 180 (\cos^{-1}(1 - 2h/D_s)) = 3.12$$

$$S_{sb} = D_s(S_{sB})(\gamma)/2 = 2.97 \text{ pulg}^2$$

El claro entre las mamparas y la envolvente S_{sB} esta dado en las tablas 5.8 S_{sb} puede determinarse en forma aproximada con la fig. 5.3

17.- Área de la ventana S_{wg} (pulg²)

De la fig. 5.31

$$S_{wg} = 20$$

18.- Área del flujo en la ventana S_w (pulg²)

$$\text{Sea } r = 1 - F_c = 0.16$$

$$S_{wt} = (N_t/8)r\pi D_o = 3.65$$

y finalmente

$$S_w = S_{wg} - S_{wt} = 16.4$$

19.- Cálculo del coeficiente de transferencia de calor por la envolvente para un banco de tubos ideal

$$Nre = 12 \cdot Do \cdot W / 2.42 \cdot 0.5329 \cdot Sm = 249.88$$

De la fig. 5.32 JK = 0.18

$$hk = JK(0.9149)(144)(W)/Sm(0.3203/0.9149)(242)(0.5329)^{0.666}(1)$$

$$hk = 267.2 \text{ BTU/hr-ft}^2\text{-F}$$

20.- Para $\alpha = 1.5$ flujo laminar ; Nss = 2 de la fig. 5.33 y con Fbp se obtiene

$$jb = 0.3 \quad jb = e^{-\alpha Fdp(1-(2Nss/Nc))}$$

21.- Jc de la fig. 5.34 con el valor FC, JC = 1.12

22.- obtener el valor de JL

$$SL = Stb + Ssb = 8.05$$

$$RL = SL / Sm = 2.46/6.1 = 0.17302952$$

$$Stb / SL = 0.9/2.46 = 0.630505393$$

$$RL / SL = 0.4036/2.46 = 0.021499597$$

Con estos valores determinar de la fig. 5.35 el factor JL

$$JL = 0.72$$

23.- Coeficiente para un banco real de tubos

$$ho = hk(jb)(Jc)(JL) = 64.64698539 \text{ btu/hpie}^2\text{F}$$

24.- Coeficiente global de transferencia de calor

$$Uc = 1 / (1/158 + 1/62.41 + 0.005 + 0.001) = 49.46792 \text{ btu/hpie}^2\text{F}$$

Factor de ensuciamiento del petroleo = 0.0005

Factor de ensuciamiento del agua = 0.0001

$$\% \text{ de derivacion} = -58.37790626$$

$$Uc = Q \cdot 1.1/A \cdot \Delta T$$

de donde

$$A = Q \cdot 1.1/A \cdot \Delta T = 168,818 / (99.26 \cdot 3.3) = 193.2667$$

$$NTC = A / a/ple * L = 17.12/0.2618*3.3 = 223.7039$$

V.3.6.- TANQUE DE ALMACENAMIENTO FB-101; FB-104

Se requiere un tanque de almacenamiento atmosférico para alimentación de petróleo crudo con capacidad para 0.5 días inventario.

La corriente que se almacenará tiene un flujo másico de 95 bls/d, una densidad de 0.901 kg/lt, una temperatura de 31 C y una presión de 3 kg/cm².

El material considerado es acero al carbon Sa-203 grado D aleación de 3.5 níquel con un esfuerzo permisible de 1140 kg/cm².

Se considera una eficiencia por soldadura del 80% (0.8).

Se considera una corrosión permisible de 1/16 pulg (0.15875 cm).

Capacidad de operación:

$$V = (95\text{bls/d})(159\text{lbs/bl})(0.5\text{d})/(1000\text{ lbs/m}^3) = 7.5525\text{ m}^3$$

Nivel de operación para un diametro de 8 pies

$$H = 4(7.55\text{m}^3)(3.2808)^3(\text{ft}^3/\text{m}^3)/3.1416(8\text{ pies})^2 = 5.30590087\text{ pies}$$

Capacidad nominal (Vn)

Considerando que la capacidad de operación sea del 90% de la capacidad nominal, entonces

$$V_n = V/90 \times 100 = 8.39166667\text{ m}^3$$

Diametro óptimo

Utilizando la grafica de Abakians, se requiere del siguiente factor

$$F = 3\text{kg/cm}^2 / (0.15875\text{cm})(1140\text{kg/cm}^2)(0.8) = 0.02072109$$

En la grafica vemos :

$$D = 6\text{ pies} = 1818\text{ mm} \quad 1.1$$

Area (de seccion circular)

$$A = 3.1416D^2/4 = 2.59584439\text{ m}^2$$

El volumen necesario de 7.55 m³ debe ser la capacidad del tanque entre los niveles máximo y mínimo

El nivel mínimo es de 15.2 cm = 152 mm = 0.152 m

El nivel máximo es de 85% (de 1.818) = 1.5453 m = 1540mm

Capacidad a 15.2 cm (nivel mínimo)

Cilindro

$$h_1/D = 152/1818 = 0.08360836 \quad A_1/A = 0.0359 \quad A_1 = 0.093190$$

Cabezas

$$V_{cil} = 0.093 \text{ L}$$

$$h_1/D = 152/1818 \quad 0.0836 \quad F(Z_c) = 0.04$$

$$V_{cab(1)} = 0.40 \times 3.1416 (1.818)^3 / 12 = 0.06292327 \text{ m}^3 \text{ por ser cabeza elptica}$$

Capacidad a 154.0 cm (nivel maximo)

Cilindro

Para utilizar la tabla segmental es necesario calcular A3 porque el H/D mayor es de 0.5

$$h_3/D = 0.3/1.818 \quad 0.1650165 \quad A_3/A = 0.108 \quad A_3 = 0.28035$$

Cabezas

$$V_{cil} = 0.28 \text{ L}$$

$$h_1+h_2/D = 0.85 \quad F(Z_c) = 0.93925$$

$$V_{cab(2)} = 0.93925 \times 3.1416 (1.818)^3 / 12 = 1.47751699 \text{ m}^3$$

Por lo que el volumen del cilindro queda:

$$V_{cil} = (2.5958 - 0.093 - 0.28) \text{ L} = 2.22230238 \text{ L}$$

El volumen de las cabezas

$$V_{cab} = 1.47 - 0.06 = 1.41459372 \text{ m}^3$$

Con el valor del volumen total podremos saber L

$$2.22 \text{ L} + 1.41 = 7.55$$

$$L = 7.55 - 1.41 / 2.22 = 2.7619582 \text{ m} \quad 9.11446205 \text{ ft}$$

Se usaran la minas de 10 pies= 3.05 m

El volumen real del liquido entre los niveles minimo y maximo será de:

$$V = V_{cil(L)} + V_{cab} = 8.31846252 \text{ m}^3$$

Resultado final:

Diametro: 1818 mm (6 pies)

Longitud: 2762 mm (9 pies)

N min: 152 mm

Nmax: 1540 mm

Espesor de la placa del cuerpo

$$t = P(R)/SE - 0.6P + C = 44(35.8)/17500(0.8) - 0.6(44) + 0.0625 =$$

$$t = 0.112 + 0.0625 = 0.174 \text{ pulg.}$$

Espesor de las cabezas

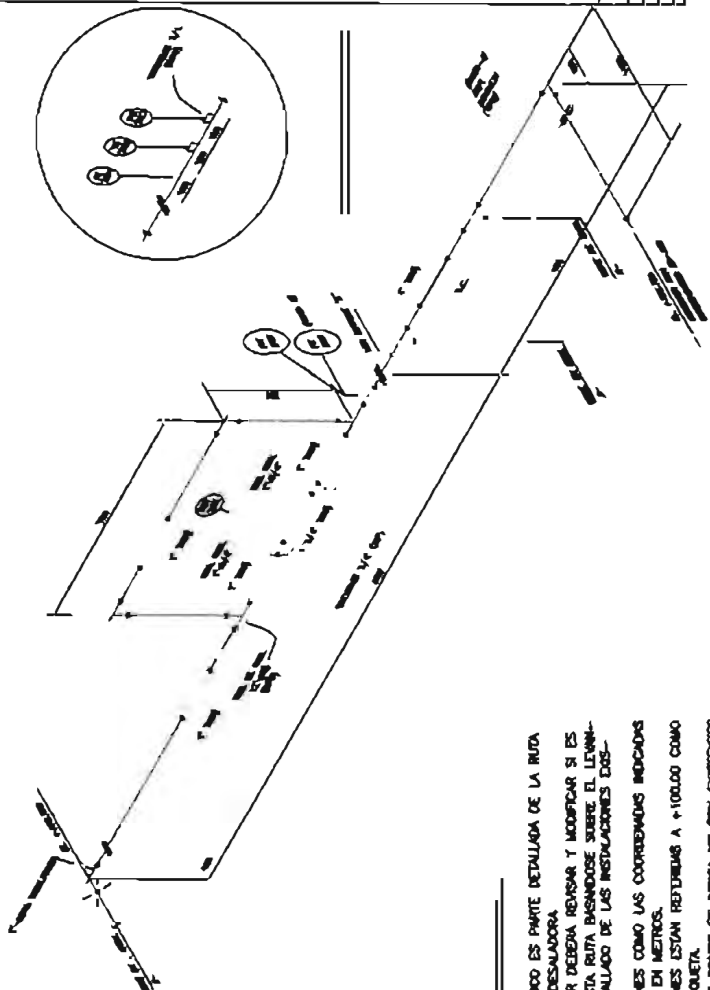
$$t = P(D)/2SE - 0.2P + C = 44(71.6)/2(17500)(0.8) - 0.2(44) + 0.0625 =$$

$$t = 0.112 + 0.0625 = 0.174 \text{ pulg.}$$

V.4.- DIAGRAMAS ISOMETRICOS DE TUBERIAS

LISTA DE MATERIALES

Nº	CANTIDAD	ESPECIFICACIONES
1	1'	CABLE 3/8" Ø, 100' LARGO, 120' ANCHO
2	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 20x30x10 CM
3	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 10x10x10 CM
4	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 5x5x5 CM
5	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 15x15x15 CM
6	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 25x25x10 CM
7	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 30x30x15 CM
8	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 40x40x20 CM
9	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 50x50x25 CM
10	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 60x60x30 CM
11	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 70x70x35 CM
12	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 80x80x40 CM
13	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 90x90x45 CM
14	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 100x100x50 CM
15	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 110x110x55 CM
16	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 120x120x60 CM
17	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 130x130x65 CM
18	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 140x140x70 CM
19	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 150x150x75 CM
20	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 160x160x80 CM
21	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 170x170x85 CM
22	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 180x180x90 CM
23	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 190x190x95 CM
24	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 200x200x100 CM
25	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 210x210x105 CM
26	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 220x220x110 CM
27	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 230x230x115 CM
28	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 240x240x120 CM
29	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 250x250x125 CM
30	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 260x260x130 CM
31	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 270x270x135 CM
32	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 280x280x140 CM
33	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 290x290x145 CM
34	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 300x300x150 CM
35	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 310x310x155 CM
36	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 320x320x160 CM
37	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 330x330x165 CM
38	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 340x340x170 CM
39	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 350x350x175 CM
40	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 360x360x180 CM
41	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 370x370x185 CM
42	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 380x380x190 CM
43	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 390x390x195 CM
44	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 400x400x200 CM
45	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 410x410x205 CM
46	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 420x420x210 CM
47	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 430x430x215 CM
48	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 440x440x220 CM
49	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 450x450x225 CM
50	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 460x460x230 CM
51	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 470x470x235 CM
52	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 480x480x240 CM
53	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 490x490x245 CM
54	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 500x500x250 CM
55	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 510x510x255 CM
56	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 520x520x260 CM
57	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 530x530x265 CM
58	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 540x540x270 CM
59	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 550x550x275 CM
60	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 560x560x280 CM
61	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 570x570x285 CM
62	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 580x580x290 CM
63	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 590x590x295 CM
64	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 600x600x300 CM
65	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 610x610x305 CM
66	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 620x620x310 CM
67	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 630x630x315 CM
68	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 640x640x320 CM
69	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 650x650x325 CM
70	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 660x660x330 CM
71	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 670x670x335 CM
72	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 680x680x340 CM
73	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 690x690x345 CM
74	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 700x700x350 CM
75	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 710x710x355 CM
76	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 720x720x360 CM
77	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 730x730x365 CM
78	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 740x740x370 CM
79	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 750x750x375 CM
80	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 760x760x380 CM
81	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 770x770x385 CM
82	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 780x780x390 CM
83	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 790x790x395 CM
84	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 800x800x400 CM
85	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 810x810x405 CM
86	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 820x820x410 CM
87	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 830x830x415 CM
88	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 840x840x420 CM
89	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 850x850x425 CM
90	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 860x860x430 CM
91	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 870x870x435 CM
92	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 880x880x440 CM
93	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 890x890x445 CM
94	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 900x900x450 CM
95	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 910x910x455 CM
96	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 920x920x460 CM
97	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 930x930x465 CM
98	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 940x940x470 CM
99	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 950x950x475 CM
100	1'	PIEDRA PARA PAVIMENTO (GRANITO) 960x960x480 CM



- 1.- ESTE ISOMETRICO ES PARTE DETALLADA DE LA RUTA DE AGUA DE DESALADORA EL PROYECTOR DEBERIA REVISAR Y MODIFICAR SI ES NECESARIO ESTA RUTA BASANDOSE SOBRE EL LEVANTAMIENTO DETALLADO DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES.
- 2.- LAS ELEVACIONES COMO LAS COORDENADAS INDICADAS ESTAN DADOS EN METROS.
- 3.- LAS ELEVACIONES ESTAN RETENIDAS A +100.00 COMO ELEV. DE BANGHUELA.
- 4.- LOS SUPORTES DONDE SE INDICA NO SON EXISTENTES, SOLO COMO PROYECTA.
- 5.- LAS BARRAS DE GRIFOS ESTAN CUANTIFICADAS POR DEPTO. DE INSTRUMENTOS.

SOLO DE CAMBIO
 1. a) 1.000
 2. a) 1.000
 3. a) 1.000
 4. a) 1.000
 5. a) 1.000
 6. a) 1.000
 7. a) 1.000
 8. a) 1.000
 9. a) 1.000
 10. a) 1.000
 11. a) 1.000
 12. a) 1.000
 13. a) 1.000
 14. a) 1.000
 15. a) 1.000
 16. a) 1.000
 17. a) 1.000
 18. a) 1.000
 19. a) 1.000
 20. a) 1.000
 21. a) 1.000
 22. a) 1.000
 23. a) 1.000
 24. a) 1.000
 25. a) 1.000
 26. a) 1.000
 27. a) 1.000
 28. a) 1.000
 29. a) 1.000
 30. a) 1.000
 31. a) 1.000
 32. a) 1.000
 33. a) 1.000
 34. a) 1.000
 35. a) 1.000
 36. a) 1.000
 37. a) 1.000
 38. a) 1.000
 39. a) 1.000
 40. a) 1.000
 41. a) 1.000
 42. a) 1.000
 43. a) 1.000
 44. a) 1.000
 45. a) 1.000
 46. a) 1.000
 47. a) 1.000
 48. a) 1.000
 49. a) 1.000
 50. a) 1.000
 51. a) 1.000
 52. a) 1.000
 53. a) 1.000
 54. a) 1.000
 55. a) 1.000
 56. a) 1.000
 57. a) 1.000
 58. a) 1.000
 59. a) 1.000
 60. a) 1.000
 61. a) 1.000
 62. a) 1.000
 63. a) 1.000
 64. a) 1.000
 65. a) 1.000
 66. a) 1.000
 67. a) 1.000
 68. a) 1.000
 69. a) 1.000
 70. a) 1.000
 71. a) 1.000
 72. a) 1.000
 73. a) 1.000
 74. a) 1.000
 75. a) 1.000
 76. a) 1.000
 77. a) 1.000
 78. a) 1.000
 79. a) 1.000
 80. a) 1.000
 81. a) 1.000
 82. a) 1.000
 83. a) 1.000
 84. a) 1.000
 85. a) 1.000
 86. a) 1.000
 87. a) 1.000
 88. a) 1.000
 89. a) 1.000
 90. a) 1.000
 91. a) 1.000
 92. a) 1.000
 93. a) 1.000
 94. a) 1.000
 95. a) 1.000
 96. a) 1.000
 97. a) 1.000
 98. a) 1.000
 99. a) 1.000
 100. a) 1.000

Este trabajo involucra el material publicado o patentado o material que aparece en el sistema de información confidencial y en uso de control o que el autor acepta no copiar, total o parcialmente y no en forma de copia o de cualquier forma, en el momento de su publicación por el autor.

MUESTRA PARA UNA RUTA PLANO DE DISEÑO Y RESULTADO DE AGUAS CALIDAS

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE MEXICO
 CARRERA DE INGENIERIA EN AGUAS CALIDAS

AUT. DE AGUAS CALIDAS DEL ESTADO DE MEXICO

COPIA N.º. 1001 / 1002 / 1003 / 1004 / 1005 / 1006 / 1007 / 1008 / 1009 / 1010

MEXICO

CONT. MAP. 1001

FECH. 10/10/2011

REV. 0

V.5.- DIAGRAMAS ISOMETRICOS DE EQUIPOS

REACTOR DESALADOR IMP

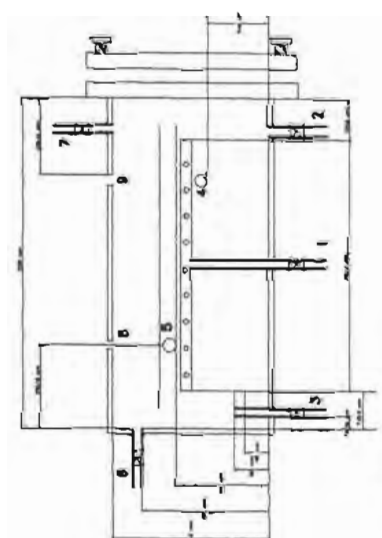
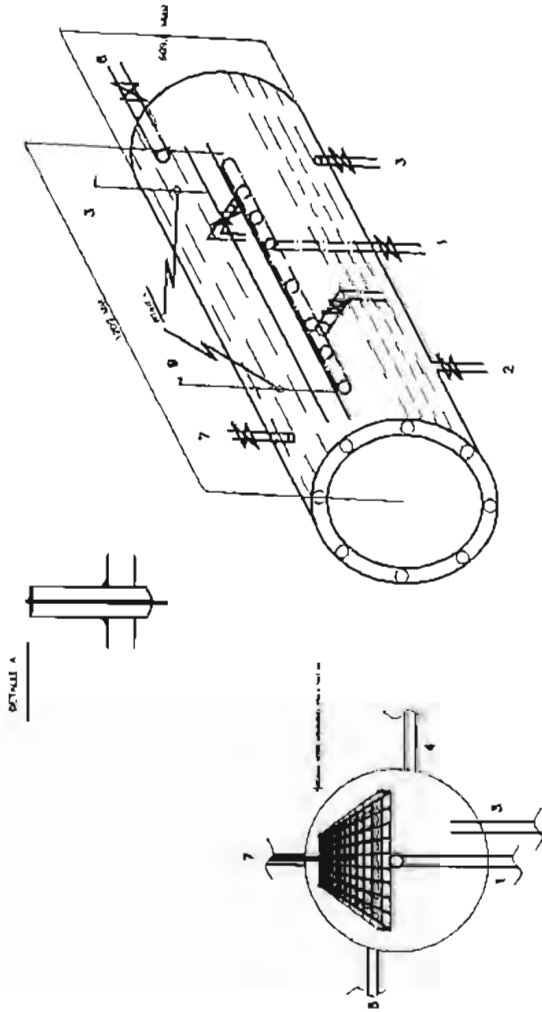


Fig. 1 y 2. PERFORACIONES PARA TUBERIA DE 1" (19.1)
Fig. 3 y 4. PERFORACIONES DE 2/8"

- REACTOR DESALADOR: 609.6 X 1219 MM
- MATERIAL CUERPO: ACERO AL CARBON
- PRESION OPERACION: 15-20 KG/CM²
- TEMPERATURA OPERACION: 200 °C MAX
- DISEÑO: IMP-MOP-AEB
- ABRICACION: CFI-FCC

Este trabajo incluyendo el material patentado o patentable que aparece en el presente informe confiere a su uso una condición o que el autor excepto no copiarlo total o parcialmente y no emplear esta, ni el material descrito en el caso esta prohibido que se distribuya por el autor.

INDICACION PARA UNA PLANTA PEQUEÑA DE DESALINACION Y DESARROLLO DE ACEITE CRUDO

DESCRIPCION	REDA	REDA	REDA	REDA	REDA	REDA	REDA	REDA	REDA
0									
REV.	REVISADO	REVISADO	REVISADO	REVISADO	REVISADO	REVISADO	REVISADO	REVISADO	REVISADO

LISTA DE CAMBIOS
25-02-73(15-1-61-80)

MAESTRIA EN INGENIERIA DE PROYECTOS
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

DIAGRAMA DE CUERPO DESALADOR

ESC. INGENIERIA

DA. IN.

REV. 0

VI.- COSTO DE LA PLANTA PILOTO

REFERENCIAS.

- Correlaciones de costo
- Cotización de proveedores
- Base de datos histórica
- Bibliografía especializada
- Factores estadísticos

Se utiliza el MÉTODO DE ESTIMADO DE ESTUDIO (INICIAL) $\pm 30\%$ ²⁹

VI.1.- COSTO DE EQUIPO.

VI.1.1.- TANQUE DE PETROLEO CRUDO FB-101, FB-104

Material SA-515-gr.70

$$FA1 = 689(\text{peso en kg})^{-0.379} = \text{costo en } \$/\text{kg}$$

Fecha referencia. 1997

Tipo de cambio: \$ 8.00 (1997)

Tipo de cambio: \$ 11.5 (2004)

1.- Selección del material: SA-515-70

2.- Determinación del esfuerzo maximo permisible = 17500

3.- Eficiencia: 0.8 al 80%

4.- Corrosion: 1/8 pulg: 0.125

5.- Espesores

Envolvente

$$t = P(R)/SE - 0.6P + C = (44(35.8)/(17500)(0.8) - 26.4) + 0.125 = (1575/13974) + 0.125 \\ = 0.237 = \frac{1}{4} \text{ pulg}$$

cabezas

$$t = P(D)/2SE - 0.2P + C = (44(71.6)/2(17500)(0.8) - 8.8) + 0.125 = (3150/27992) + 0.125 \\ = 0.237 = \frac{1}{4} \text{ pulg.}$$

6.- Peso

Envolvente: $T_c = 1/4 \text{ pulg} = 190 \text{ lb/ft} = 86 \text{ kg}$

$$L_t - t = 9 \text{ ft} (86 \text{ kg/ft}) = 774 \text{ kg}$$

Cabezas: 2 cabezas = 193 kg

Total = 967 kg

$$FA1 = 689(967)^{-0.379} = 51 \text{ costo en } \$/\text{kg}$$

Costo recipiente = $51(967) = \$ 49,317.00 \text{ M.N.}$

Costo actual (2004) = $49,317.00 \times 11.5/8 = \$ 70,893.19 \text{ M.N.}$

VI.1.2.- DESALADORA.

Material SA-515-gr.70

$$FA1 = 689(\text{peso en kg})^{-0.379} = \text{costo en } \$/\text{kg}$$

Fecha referencia. 1997

Tipo de cambio: \$ 8.00 (1997)

Tipo de cambio: \$ 11.5 (2004)

1.- Selección del material: SA-515-70

2.- Determinación del esfuerzo maximo permisible = 17500

3.- Eficiencia: 1.0 al 100%

4.- Corrosion: 1/8 pulg: 0.125

5.- Espesores

Envolvente

$$t = P(R)/SE - 0.6P + C = (294(12)/(17500)(1.0) - 176) + 0.125 = (3528/17324) + 0.125 = 0.328 = 1/3 \text{ pulg}$$

cabezas

$$t = P(D)/2SE - 0.2P + C = (294(24)/2(17500)(1.0) - 58.8) + 0.125 = 7056/34941 + 0.125 = 0.327 = 1/3 \text{ pulg.}$$

6.- Peso

Envolvente: $T_c = 1/2 \text{ pulg} = 380 \text{ lb/ft}$

$$L_t - t = 4 \text{ ft} (172 \text{ kg/ft}) = 688 \text{ kg}$$

Cabezas: 2 cabezas = 172 kg

Internos: 300 kg

Total = 1160 kg

$$FA1 = 689(1160)^{-0.379} = 47.5 \text{ costo en } \$/\text{kg}$$

Costo recipiente = $47.5(1160) = \$ 55,100.00 \text{ M.N.}$

Costo actual (2004) = $55,100 \times 11.5/8 = \$ 79,206.25 \text{ M.N.}$

VI.1.3.- CAMBIADOR DE CALOR EA-101

Fecha referencia. 1997

Tipo de cambio: \$ 8.00 (1997)

Tipo de cambio: \$ 11.5 (2004)

Area: 17 pies²

Servicio: EA-101

Dt = 1 pulg.

Lt = 3.3 pies

Pt = 250 psi

Penv = 250 psi

Mat tubo: SA-179

Matenv: SA-516-70

PHAZ: % peso haz tubos: 57
PENV: % peso envolvente: 43
FDT: factor diámetro tubos 1 pulg: 1.10
FPR: partes de repuesto: 1.123
FPL: factor longitud tubos: 0.95
FMT: factor material construcción tubos: 1.0
FPDT: factor de presión de diseño tubos: 1.0
FMC: factor material de construcción envolvente: 1.0
FPDE: factor presión de diseño envolvente: 1.0

$$EA1 = 4090(\text{area en pies}^2)^{-0.464}$$

$$EA1 = 1098$$

$$CEQ = EA1 \times PHAZ \times FMT \times FPDT + EA1 \times PENV \times FMC \times FPDE = 626 + 472 = 1098$$

$$CT = CEQ \times FDT \times FLT \times FPR \times NEQ = 1098 \times 1.10 \times 0.95 \times 1.123 \times 1 = 1288$$

$$CT = 1288 \times 17 = \$ 21,900 \text{ M.N.}$$

$$\text{Costo actual (2004)} = 21,900 \times 11.5/8 = \$ 31,481.25 \text{ M.N.}$$

VI.1.4.- CAMBIADOR DE CALOR EA-102

Fecha referencia. 1997

Tipo de cambio: \$ 8.00 (1997)

Tipo de cambio: \$ 11.5 (2004)

Area: 7 pies²

Servicio: EA-102

Dt = 1 pulg.

Lt = 3.3 pies

Pt = 250 psi

Penv = 250 psi

Mat tubo: SA-179

Matenv: SA-516-70

PHAZ: % peso haz tubos: 57

PENV: % peso envolvente: 43

FDT: factor diámetro tubos 1 pulg: 1.10

FPR: partes de repuesto: 1.123

FPL: factor longitud tubos: 0.95

FMT: factor material construcción tubos: 1.0

FPDT: factor de presión de diseño tubos: 1.0

FMC: factor material de construcción envolvente: 1.0

FPDE: factor presión de diseño envolvente: 1.0

$$EA1 = 4090(\text{area en pies}^2)^{-0.464}$$

$$EA1 = 1658$$

$$CEQ = EA1 \times PHAZ \times FMT \times FPDT + EA1 \times PENV \times FMC \times FPDE = 1658$$

$$CT = CEQ \times FDT \times FLT \times FPR \times NEQ = 1658 \times 1.10 \times 0.95 \times 1.123 \times 1 = 1946$$

$$CT = 1946 \times 7 = \$ 13,620 \text{ M.N.}$$

$$\text{Costo actual (2004)} = 13,620 \times 11.5/8 = \$ 19,578.75 \text{ M.N.}$$

VI.1.5.- CAMBIADOR DE CALOR EA-103

Fecha referencia. 1997

Tipo de cambio: \$ 8.00 (1997)

Tipo de cambio: \$ 11.5 (2004)

Area: 96 pies²

Servicio: EA-103

Dt = 1 pulg.

Lt = 3.3 pies

Pt = 250 psi

Penv = 250 psi

Mat tubo: SA-179

Matenv: SA-516-70

PHAZ: % peso haz tubos: 57

PENV: % peso envolvente: 43

FDT: factor diámetro tubos 1 pulg: 1.10

FPR: partes de repuesto: 1.123

FPL: factor longitud tubos: 0.95

FMT: factor material construcción tubos: 1.0

FPDT: factor de presión de diseño tubos: 1.0

FMC: factor material de construcción envolvente: 1.0

FPDE: factor presión de diseño envolvente: 1.0

$$EA1 = 4090(\text{area en pies}^2)^{-0.464}$$

$$EA1 = 492$$

$$CEQ = EA1 \times PHAZ \times FMT \times FPDT + EA1 \times PENV \times FMC \times FPDE = 492$$

$$CT = CEQ \times FDT \times FLT \times FPR \times NEQ = 492 \times 1.10 \times 0.95 \times 1.123 \times 1 = 577$$

$$CT = 577 \times 96 = \$ 55,392 \text{ M.N.}$$

$$\text{Costo actual (2004)} = 55,392 \times 11.5/8 = \$ 79,626.00 \text{ M.N.}$$

VI.1.6.- BOMBA DE PETROLEO CRUDO GA-101

Fecha referencia. 1997

Tipo de cambio: \$ 8.00 (1997)

Tipo de cambio: \$ 11.5 (2004)

BHP: potencia 2.4

FMB: factor material acero al carbón, 1.0

FCA: factor tipo de carcaza partida verticalmente, 1.0

RPM: factor velocidad 3600, 1.0

FNE: factor numero de etapas, 1.0

$$GA1 = 27409(\text{BHP})^{-0.533}$$

GA1 = \$ 17,200 M.N.

Costo actual (2004) = 17,200 x 11.5/8 = **\$ 24,725.00 M.N.**

VI.1.7.- BOMBA DE DESEMULSIONANTE GA-102

Se anexa cotización de proveedor para condiciones similares cuyo costo es de 1,838 dólares + iva.

Marca: Neptune

Tipo: Diafragma desplazamiento positivo.

Modelo: 520- A -N3-PA

BHP: potencia 0.33

Materiales internos en acero inoxidable 316

Diámetro de succion y descarga de ½ pulg.

Costo actual (2004) = 1838 x 11.5/ 10 = 2114 X 11.5 = **\$ 24,307.55 M.N.**

VI.2.- ESTIMADO TOTAL DE LA PLANTA

VI.2.1.- JUSTIFICACION TECNICA ECONOMICA

Las consideraciones hechas para realizar la evaluación económica del proyecto fueron las siguientes:

- 1.- Ahorro económico anual en PEMEX por cada ppm de desemulsionante: \$ 3,946,034.00 m.n.
- 2.- Ahorro por reuso de agua de lavado: \$ 44.4 millones pesos m.n.
- 3.- Costo desemulsionante IMP: \$ 37.6/kg
- 4.- Costo coagulante IMP: \$ 42.3/kg

Los porcentajes³⁰⁻³³ sobre la inversión total en equipo para obtener la inversión fija fueron los siguientes:

- 1.- Adquisición de equipo: 100%
- 2.- Instalación de equipo: 35%
- 3.- Instrumentación y control: 30%
- 4.- Tuberías: 60%
- 5.- Instalación eléctrica: 15%
- 6.- Servicios: 50%
- 7.- Ingeniería y Supervisión: 30%
- 8.- Materiales de construcción: 15%
- 9.- Contratista: 5%
- 10.-Contingencias: 10%

Los conceptos de terreno y edificios no fueron considerados por ser que la planta es móvil.

Otras consideraciones hechas fueron:

- 11.- Mano de obra directa: 1% ingresos
- 12.- Supervisión: 0.8% ingresos
- 13.- Mantenimiento: 7% ingresos
- 14.- Mano de obra indirecta: 1% ingresos
- 15.- Gastos de administración: 2% ingresos
- 16.- Otros gastos: 1.5% ingresos

VI.2.2.- ESTIMACION COSTOS DE EQUIPOS DE PROCESO

No.	Descripción	Características	Costo \$ M.N. unitario	Costo total \$ M.N.
2	Tanques de petróleo crudo	9 m3	70,893.19	141,786.00
1	Tanque de agua de lavado	1 m3 polietileno	3,000.00	3000.00
2	Bombas de crudo de carga	2.4 hp centrifugas anexo 1	24725.00	49,450.00
2	Bombas de agua de lavado	1 hp centrifugas	24725.00	49,450.00
2	Bombas de desemulsionante	1/3 hp desplazamiento positivo	24,307.55	48,615.00
1	Intercambiadores	168,000 btu/h	31,481.25	31,481.00
1	Intercambiadores	16,,000 btu/h	19,578.75	19,578.00
1	Intercambiadores	164,000 btu/h	79,626.25	79,626.00
1	Separador electrostática horizontal	0.4 m3	79,206.25	79,206.00
1	Válvula mezcladora	Diámetro 1 pulg. ΔP 1-5 kg/cm2 caída de presión	50,000	50,000.00
1	Control automático de nivel de aceite y agua	Indicador de nivel tipo magnetico, transmisor. Anexo2	189,000	189,000.00
3	Válvulas automáticas de flujo	Tipo globo tamaño 1 pulg. Anexo 3	34,400	103,200.00
1	Separador API	Capacidad de 320 lts	55,000	55,000.00
1	Sistema de flotación	3 celdas de 6 lts c/u	35,000	105,000.00
2	Tanque precipitador	1 m3 polietileno	3,000.00	6,000.00
1	Equipo de osmosis inversa	200 gpd	16,500	16,500.00
6	Bombas adicionales	½ hp centrifugas	24,307.55	145,845.00
1	Transformador de voltaje	5 kva	20,000	20,000.00
		Total		1,192,737.00

VI.2.3.- PRESUPUESTO INVERSION FIJA
Pesos Mexicanos.

COSTOS DIRECTOS

1.- Adquisición de equipo:	\$ 1,192,737
2.- Instalación de equipo:	417,458
3.- Instrumentación y control:	357,821
4.- Tuberías:	715,642
5.- Instalación eléctrica:	178,910
6.- Servicios:	596,369

Total costos directos \$ 3,458,937

COSTOS INDIRECTOS

1.- Ingeniería y supervisión:	\$ 357,821
2.- Materiales de construcción:	178,910
3.- Contratista:	59,637
4.- Contingencia	119,274

Total costos indirectos \$ 715,642

Inversión Fija: \$ 4,174,579^{33,34}

VI.2.4.- PRESUPUESTO DE SERVICIOS AUXILIARES

REACTIVOS (POR DIA)

Desemulsionante:	\$ 10.6
Coagulante:	12.0

SERVICIOS AUXILIARES (POR DIA)

Vapor:	\$ 408.9
Agua enfriamiento:	689.2
Energía Elec.:	6057.5

Total servicios auxiliares: \$ 7,178.2 (por dia)
\$ 2,620,043.00 M.N. anual

VI.2.5.- PRESUPUESTO COSTOS DE PRODUCCION

Total ingresos: \$ 48,246,034.00 m.n. (ahorro de desemulsionante y agua de lavado)

COSTOS DIRECTOS

1.- Materia prima y servicios:	\$ 2,620,043
2.- Mano de obra:	482,460
3.- Supervisión:	385,968
4.- Mantenimiento:	3,377,222

Total costos directos 6,865,693

COSTOS INDIRECTOS

1.- Mano de obra:	482,460
2.- Depreciación:	119,274
3.- Seguros:	11,927

Total costos indirectos 613,661

Total costos de producción 7,479,354

VI.2.6.- PRESUPUESTO GASTOS DE OPERACIÓN

1.- Gastos de administración:	\$ 964,920
2.- Otros gastos:	723,690

Total gastos de operación 1,688,610

VI.2.7.- PRESUPUESTO DE INGRESOS Y EGRESOS CON GASTOS FINANCIEROS

1.- Ingresos totales:	\$ 48,246,034
2.- Costos de producción:	7,479,354
3.- Utilidad bruta:	40,766,680
4.- Gastos de operación:	1,688,610
5.- Utilidad de operación:	39,078,070
6.- Impuesto sobre la renta:	13,677,324
7.- Reparto de utilidades:	3,907,807
8.- Utilidad neta anual:	\$ 21,492,939 M.N.

VII.- RESULTADOS.

El método mas utilizado para deshidratar y desalar petróleo crudo es el de separación electrostática complementandose con los métodos de asentamiento por gravedad, tratamiento con calor, tratamiento con surfactantes y adición de diluyentes para ayudar a coalescer las gotas de agua formadas.

Del análisis bibliográfico se obtuvo el conocimiento alcanzado en las formulaciones desemulsionantes, tipos y dosificaciones utilizadas ya que de 1976 a la fecha se usan mas eficientemente las mezclas de resinas cíclicas oxialquiladas de p-alkuilfenolformaldehido, poliesteraminas y copolimeros de oxido de etileno propileno³⁶, siendo estos la base para cualquier evaluación a nivel de planta piloto para una selección óptima de los mismos.

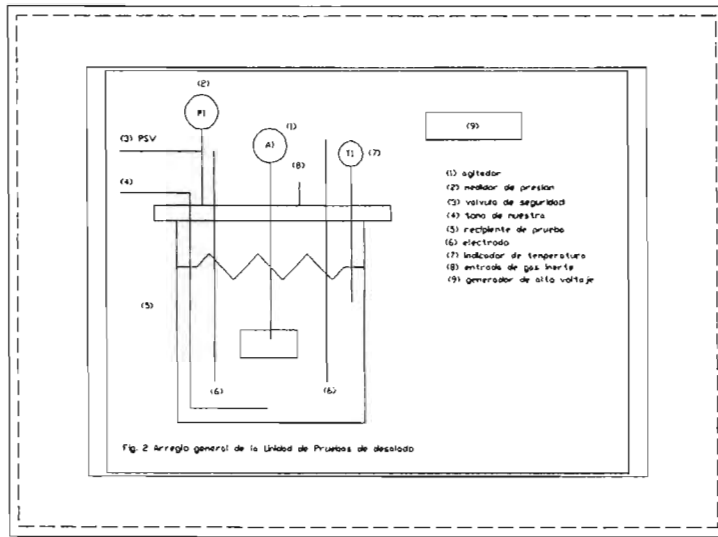
PERIODO	DOSIFI- CACION ppm	COMPOSICION
Antes 1920	1000	Jabones, sales de ácido naftenico Sulfonatos aromáticos y alquilaromaticos Aceite sulfatado de castor, "aceite rojo turco"
Antes 1930	1000	Sulfonatos de petróleo "jabones mahogany"
Desde 1935	500-100	Etoxilados de: acidos grasos, alcoholes grasos, alquilfenoles.
Desde 1950	100	Copolimeros de oxido de etileno-propileno Resinas etoxiladas de p-alkuilfenolformaldehido y modificaciones.
Desde 1965	30-50	Aminas oxialquiladas
Desde 1976	10-30	Resinas p-alkuilfenolformladehido oxialquiladas cíclicas Y modificaciones complejas de las mismas.
Desde 1980	10-20	Poliesteraminas

Actualmente se emplean formulaciones desemulsionantes base mezclas complejas de resinas fenólicas etoxiladas, poliesteraminas y copolimeros de oxido de etileno-propileno en dosificaciones de entre 7 y 17 ppm en la Industria Petrolera Nacional.

Con respecto a equipos electrostáticos utilizados para deshidratar y desalar petróleo crudo bajo condiciones similares a las de operación encontramos tres más importantes:

El primero mencionado en la patente U.S. No 4,226,689 que describe de forma ilustrativa y a detalle los internos del equipo, el sistema de control para el funcionamiento del recipiente y los diferentes diseños estudiados, tanto del tipo vertical como horizontal.

El segundo corresponde al equipo de Tsutomu Kaibara y colaboradores⁸, el cual sirve de base para el diseño del experimento ya que incluye resultados obtenidos a nivel laboratorio de cantidad de agua de lavado, tipo de petróleo crudo, tipo de desemulsionante, dosificación del mismo, temperatura, presión de operación y grado de mezclado.



El análisis del diseño de experimentos demuestra que pueden obtenerse resultados confiables de laboratorio aun teniendo hasta 8 variables en el proceso, ya que se observaron eficiencias en la deshidratación y desalado por arriba del 90% para el gran número de pruebas realizadas, las cuales incluyen resultados en base a las variables:

Tipo de petróleo: 27, 25 y 22 °API

Agua de lavado: 5 y 10 % peso.

Desemulsionante: 0, 10 y 20 ppm.

Temperatura: 70, 110 y 150 °C.

Presión: 10, 15 y 20 Kg/cm².

Mezclado: 0, 1 y 3 Kg/cm². (ΔP válvula mezcladora)

Voltaje: 500, 1000 y 3000 volts/pulg.

No. Prueba	Tiempo separacion Min	% desalado	% deshidratacion
1	5.3	69.4	77.2
2	5.4	86.3	85.8
3	9.0	91.7	96.5
4	0.8	91.2	86.9
5	1.0	89.9	94.5
6	0.5	100	96.2
7	1.8	92.7	88.9
8	4.0	80.0	90.9
9	7.0	61.0	80.3
10	5.4	83.3	91.8
11	4.8	71.0	75.4
12	2.8	93.3	94.7
13	2.2	98.1	95.4
14	0.5	94.0	95.4
15	0.8	96.0	93.7
16	5.8	98.2	90.0
17	7.8	72.6	74.9
18	2.5	82.7	94.3

Tabla 2 Resultados experimentales.

Los resultados reportados con este equipo sirvieron de base para realizar la Ingeniería Básica y de Detalle, así como el Diseño de Equipo bajo condiciones de operación similares a las utilizadas a nivel Industrial tales como presión, temperatura, grado de mezclado (agitación), tipos de petróleo, cantidad de agua de lavado, cantidad y tipo de desemulsionante y voltaje.

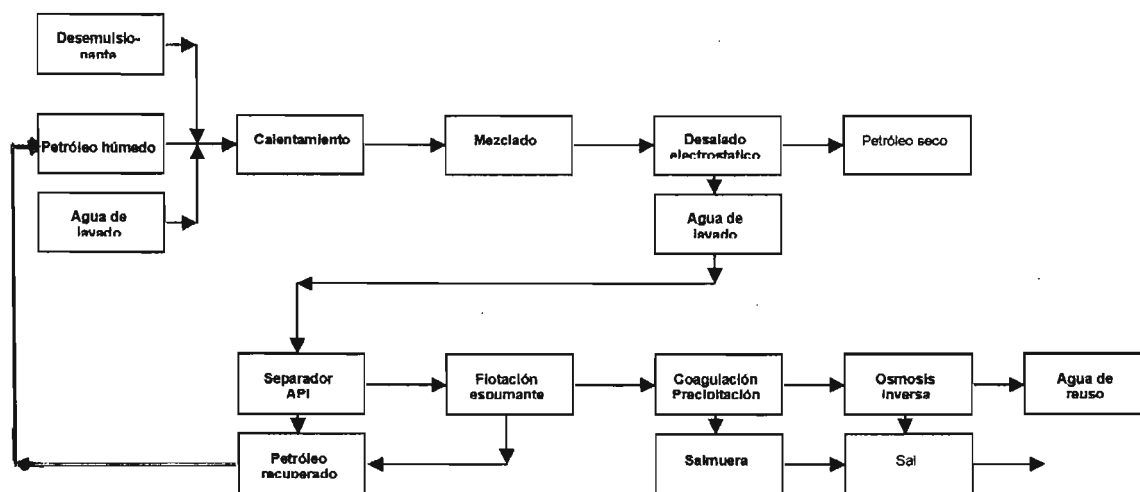
Si comparamos los equipos investigados podemos obtener el cuadro comparativo siguiente:

CARACTERISTICAS DE PRUEBA	EQUIPO DE BANCO	EQUIPOS PILOTO	EQUIPOS COMERCIALES
TEMPERATURA °C	0-150	0-150	0-150
PRESION Kg/cm ²	10-15	20 MAX	20 MAX
VOLTAJE Kvolts	10-15	10-33	10-30
AGITACION	AGITACION MECANICA	CAIDA DE PRESION	CAIDA DE PRESION
AGUA DE LAVADO	10% VOL MAX	10 % VOL. MAX	10 % VOL MAX
DOSIFICACION DESEMULSIONANTE ppm	50 MAX	50 MAX	50 MAX
VISCOSIDAD PETROLEO CRUDO	25 °API MINIMO	15 °API MINIMO	15 °API MINIMO
CAPACIDAD DE PRUEBA	1 LT	40 BARRILES/D MINIMO	500 BARRILES/D MINIMO

Como se puede observar, las condiciones de operación de los equipos de banco y piloto tienden a ser similares a las condiciones de operación a nivel industrial, sin embargo estos últimos pueden operar en forma continua obteniéndose resultados reproducibles y confiables de forma inmediata.

Se seleccionó el tratamiento óptimo para el reuso del agua de lavado utilizando Osmosis Inversa, con un tratamiento previo adicional de separadores tipo API, celdas de flotación y adición de coagulantes que evita el ensuciamiento de las membranas y asegura el buen funcionamiento de las mismas.

El diagrama de flujo general de la planta obtenido es el siguiente:



La planta piloto obtenida después del diseño fue comparada con la planta piloto de Howe Baker utilizada por I. Layrisse y colaboradores¹⁰.

Planta piloto de deshidratación y desalado Diseño: UNAM/IMP/JMCP 100 barriles/max		Planta piloto de deshidratación y desalado Construida por: HOWE- BAKER (1980) 40 barriles/d max.	
Cant.	Características	Cant.	Características
2	Tanque de crudo 9m ³	2	Tanque de crudo 2.2 m ³
2	Tanques de agua de lavado 1m ³	2	Tanques de agua de lavado 0.1 m ³
1	Tanque de desemulsionante 0.05 m ³		s/d
2	Bombas crudo carga 10gpm max	2	Bomba crudo carga 2 gpm max.
2	Bombas agua lavado 1 gpm	2	Bomba agua lavado 0.8 lts/min max.
2	Bombas desemulsionante 1gpm	2	Bombas desemulsionante 0.6 lt/h
1	Intercambiador 168,818 btu/h	2	Intercambiador s/d
1	Intercambiador 16,084 btu/h		
1	Intercambiador 164,874 btu/h		
1	Desalador electrostatico 400 lts	2	Desalador electrostatico 90 lts c/u
1	Control automatico nivel acuoso	1	Control de temperatura
1	Control automatico nivel aceitoso	1	Control automatico de nivel
1	Válvula mezcladora 1-5kg/cm ² ΔP	2	Válvula mezcladora 1-14 kg/cm ² ΔP
1	Separador API 300 lts		
3	Celdas flotación 20 lts c/u		
2	Tanque sedimentador 1 m ³ c/u		
1	Unidad de osmosis inversa 175-250 gpd		
1	Transformador de voltaje 5kva		

Como se observa, la planta difiere en la capacidad de diseño y obviamente en el tamaño de los equipos, además de incluir el tratamiento de recuperación del agua de lavado y el sistema de automatización para el desalado del petróleo crudo.

La planta diseñada en el presente estudio servirá para deshidratar, desalar y reusar agua de lavado durante el procesamiento de 100 bls/d de petróleo crudo de manera intermitente, además puede ser instalada de forma paralela en el mismo proceso de deshidratación y desalado de la Refinería de Salamanca, Gto. , debido a que las bases de diseño consideradas corresponden a dicha Refinería.

Con respecto al costo estimado de la planta, este es de \$ 4,174,579.00 m.n. que corresponde a 3.5 veces el costo del equipo, parámetro recomendado para estimación de plantas industriales por no contar con referencia del costo de una planta piloto similar.

Sin embargo podemos decir que aunque el método utilizado involucra una exactitud de \pm 30%, la justificación económica en base al ahorro de desemulsionante y ahorro por reuso de agua de lavado correspondiente a \$ 48.3 millones de pesos anuales m.n. es suficiente para la recuperación de 74.2% mensual.

Es importante hacer notar que la dimensión de la planta para deshidratar y desalar petróleo crudo, así como para reutilizar el agua de lavado requiere de un espacio no mayor de 25 m² y puede seccionarse en dos módulos para facilitar su transporte de un sitio a otro.

VIII.- CONCLUSIONES.

El estudio completo de Ingeniería para una planta piloto de deshidratación y desalado de petróleo crudo llevado a cabo en el presente trabajo asegura la operabilidad de la planta debido a que involucra el conocimiento total del proceso desde el uso y aplicación de desemulsionantes, resultados de laboratorio e Industrial de equipos de desalado, resultados satisfactorios del diseño de experimentos, tratamiento adecuado de petróleo crudo, Ingeniería Básica, Ingeniería de Detalle, diseño de equipos, condiciones de operación similares a las utilizadas a nivel Industrial, características de diseño superiores a otras plantas piloto instaladas y selección y costos de tratamiento para recuperación de agua de lavado.

Con la construcción de la planta se resuelven los problemas de evaluación de desemulsionantes a nivel industrial, ya que evita altos costos de tratamiento de petróleo crudo y grandes cantidades de reproceso por fallas operacionales, así como pérdidas económicas por consumo de desemulsionantes y agua de lavado.

La planta en su totalidad puede ser construida en la Refinería de Salamanca paralela a la planta industrial de la propia refinería para demostrar su viabilidad y eficiencia debido a las bases de diseño, sin embargo puede servir como ejemplo para cualquier otra Refinería.

La Justificación Técnico-Económica demuestra la factibilidad de su construcción, ya que la recuperación es superior al 74.2% mensual, teniendo además una gran ventaja competitiva frente a otras plantas en lo que respecta a la integración del sistema de recuperación del agua de lavado por ser que no existe por el momento dicho sistema en ninguna Refinería del País.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

BIBLIOGRAFÍA.

- 1.- Datos tomados del anuario estadístico de PEMEX de 1994 y 1999 y 2003.
- 2.- M. L. Chawla. Field desalting of wet crude in Kuwait. Society of petroleum engineers. S.P.E. 15711. 1987.
- 3.- H. Paz, A. Loredo y C. Figueredo. Improved dehydration techniques for heavy and extraheavy crudes. Four Unitar/UNDP conference on heavy crude and tar sands. Paper No. 174.
- 4.- S. Hulisz. Investigation on the improvement of industrial processes of electric desalting of crude oil. NAFTA (POL) v. 32, No. 1 pp 21-28. 1976.
- 5.- I.M. Alitiqui, G.A. Gasmelseed. Economic feasibility of crude desalting with multistage agitated extractors. SPE 15712. 1987.
- 6.- Paul E. Meyer, Suresh C. Sharma. Field production systems and oil processing. Oil, Gas and Petrochem Equipment. V. 26, no. 11 pp 8-11, 1980.
- 7.- R.B. Duke. Water content test for EOR crude simulates desalter. Oil and gas Journal. v. 89 No. 8, pp 40-42. 1991.
- 8.- Tsutomu Kaibara,, Setsuo Mito, Mariko Mukumoto and Hiromi Kawaguchi. Evaluation Technique for Water Separation efficiency of Crude Oil by Desalter Test Unit. J. Japan Petroleum Institute Vol.26, No.2 (1983).
- 9.- <http://www.electrodynamicsdesalter.natco.com>
- 10.- I. Layrisse, M.A. Eslava, A. Cardenas, F. Mendez. Deshidratación y desalado de crudos pesados y extrapesados. INTEVEP S.A. 1984
- 11.- W.A. Parsons. Environmental management/polishing biological plant effluents. Hydrocarbon Process. V. 57, No. 10 secc 1 pp 125-126, 1978.
- 12.- J.L. Steiner, G. F. Bennet et al. pollution control practices/air flotation treatment of refinery wastewater. Chemical Engineer Progress. V. 74, No. 12 pp 39-45, 1978.
- 13.- New ultrasonic wastewater treatment. Mechanical Engineer. V. 99, No. 11 pp 60, 1977.
- 14.- Purification of oily effluents and recycled water. Waterwaste treatment. V. 20, No. 7, pp 49-50, 1977.
- 15.- H. Richter. Disolved air flotation..... A modern process for wastewater treatment. International Chemical Engineer. V. 16, No. 4 pp 614-619, 1976.
- 16.- D. L. Ford, R.L. Elton. Envirinmental Engineering/removal of oil and grease from industrial wastewater. Chemical Engineer. V. 84, No. 22, pp 49-56, 1977.
- 17.- Oil /water splitter snag emulsified oil. Chemical Engineer. V. 84, No. 15, pp 77, 1977.
- 18.- A. T. Levin, t.D. Kozarenko, A.N. Berkheev. The startup and initial operation of a flotation unit at the AngarsK petrochemical combine. International Chemical Eng. V. 16, No. 3, pp 432-433, 1976.
- 19.- D. A. Dahlstrom, L.D. Lash, J.L. Boyd. Biological an chemical treatment of industrial wastes. Chemical Engineers Prog. V. 66, No. 11, pp 41-48, 1970.
- 20.- B.A. Carnes. Laboratory simulation (wastewater) characterization for water pollution control. Chemical Eng. V. 79, No. 28, pp 97-104, 1972.
- 21.- J. F. Grutsch, R.C. Mallatt. Optimize the (refinery) effluent system. Multimedia filters. Hydrocarbon Process. V. 55, No. 7, pp 113-118, 1976.

- 22.- G. E. Congram. Biodisk improves effluents water treating operation. Oil and Gas J. V. 74, No. 8, pp 126,127,129,132. 1976.
- 23.- K.E. Bush. Refinery wastewater treatment and reuse. Chemical Eng. V. 83, No. 8, pp 113-118, 1976.
- 24 J. F. Grutsch, R.C. Mallatt. Optimize the (refinery) effluent system. Intermediate treatment. Hydrocarbon Process. V. 55, No. 4, pp 213-2218, 1976.
- 25.- James E. Mielke. Desalination R & D: The New federal Program. CRS report. RS20069. National Council for Science and the Environment 1999.
- 26.- A. Brehant, V. Bonnelye, M. Perez. Comparison of MF/UF pretreatment with conventional filtration prior to RO membranes for surface seawater desalination. Desalination 144 p.353-360 (2002).
- 27.- Cruz Pedrero J. Manuel. Comportamiento de la estibinita (Sb_2S_3) en un estudio sobre su flotación. Tesis Licenciatura 1989.
- 28.- Diario Oficial de la Federación. Secretaría de Desarrollo Social. Normas Oficiales Mexicanas en Materia de Protección Ambiental. 1993.
- 29.- Vega Dinorin Francisco. Ingeniería de Costos. Maestría en Ingeniería de Proyectos. BUAP 1997.
- 30.- Max S. Peters and Klaus D. Timmerhaus. Plant Design and Economics for Chemical Engineers. Third Editions Ed. Mc. Graw Hill
- 31.- K. M. Guthrie, W. R. Grace & Co. Capital Cost Estimating Chemical Engineering. 76(6): 114 (1969).
- 32.- Thomas J. Ward. Cost Estimating Methods. Clarkson University Potsdam, New York Module G1.2 American Institute of Chemical Engineers
- 33.- Thomas J. Ward. Profitability Analysis. Module G1.3 AICHE.
- 34.- Alan K. Mackenzie and Arthur L. Thomas. Chemical Market Análisis. Module G1.1 AICHE.
- 35.- Jack W. Barnet. Desalters can remove more than salts and sediments. Oil and Gas Journal, pag. 43. 1988.
- 36.- F. Staiss, R. Bohm and R. Kupfer. Improved Demulsifier Chemistry: A novel approach in the dehidratation of crude oil., Hoechst AG. Society of Petroleum Engineers SPE 18481.
- 37.- Ernest E. Ludwig. Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants. 1965.
- 38.- Manual of Process Engineering Calculations. Clarke Mc Graw Hill. 1962.
- 39.- API Standar 650. Fifth edition.1971
- 40.- Standar ASME section VIII Div. 1 y adendas.
- 41.- Diseño de Equipo Facultad de Química. Division de Estudios de Posgrado Vol. I. 1983
- 42.- Perry & Chilton . Chemical Engineers Handbook. Fifth Edition. McGraw-Hill. 1973.
- 43.- Cruz Rodriguez Estevez. Diagnostico Energetico, Identificación de medidas tecnicas y administrativas para el ahorro de energia en plantas de proceso. Benemerita Universidad Autonoma de Puebla. 2003.
- 44.- Robert L. Mott. Mecanica de Fluidos Aplicada. 4 Edicion. Editorial Prentice may. 1994

- 45.- Standar of Tubular Exchanger Manufacturers Association. Sixth Edition of TEMA Standar.. 1978
- 46.- Joseph H. Keenan; Frederick G. Keyes. Thermodynamic properties of Steam. John Wiley & Sons, inc. 1936
- 47.- American Petroleum Institute. Technical Data Book Petroleum refining. New York, N.Y. 1966.
- 48.- J.B. Maxwell. Data Book on Hydrocarbons. D. Van Nostrand Company, inc. Eighth printing.
- 49.- Paul L. Bansbach; Don U. Bessler. Cold Treating of oilfield emulsions. Texas Technologies University 1975.
- 50.- Van B. Tran. Crude dehitation/desalting calculations. Oil and Gas Journal. v. 80. No. 11, pp 76-79. 1982.
- 51.- Don Bartley. Heavy crudes, stocks pose desalting problems. Tecnology. V. 80, no. 5, 1982.
- 52.- John L. Kenedy. Iran Has big desalting and pressure- maintenance job ahead. Oil and Gas Journal. V. 76, No. 11, pp 65-70, 1978.
- 53.- Don Burris. Fiel desalting: A growind producer problem worldwide. Petroleum Engineer. V. 46, No. 6, 1974.
- 54.- R.H. Hausler, N.D. Coble. Corrosion controlled in crude units overhead. Oil and Gas Journal. V. 70, No. 29, pp 93-98, 1972.
- 55.- B.G.S. Marzano. Electric desalting in oilo refineries. Petroleum. The Institute of Petroleum. V. 43, No. 508 pp 252-257, 1989.
- 56.- Patentes de desalado
U.S. 3,505,194; 4,188,277; 4,581,134; 4,992,210; 5,017,294
G.B. 1,593,696;
EUR. 142,278; 184,434; 414,424
- 57.- Patentes aparatos electrostaticos
U.S. 2,678,911; 2,859,404; 3,531,393; 3,620,959; 4,029,554; 4,134,799; 4,226,689;
G.B. 1,399,023; 1,497,610
FRA. 2,388,037
EUR 462,856
- 58.- Patentes formulaciones desemulsionantes.
U.S. 2,470,808; 4,557,017; 3,580,707; 3,583,486; 3,647,688; 4,502,977
G.B. 1,202,424; 2,008,146
CAN. 1,010,740
EUR. 174,399
AUS. 570,723
- 59.- Patentes Procesos de recuperacion de aceite.
U.S. 3,489,680; 3,528,223; 3,530,938; 3,865,732; 1,459,687; 4,040,955; 4,180,457;
4,897,206; 5,068,035; 5,073,261
G.B. 1,368,991; 1,562,755;
CAN 949,910; 1,013,286; 1,290,275
S.AFR. P78/33,912
- 60.- <http://www.aquapurificacion.com/osmosis.htm>. Equipos de filtración por osmosis inversa.

- 61.- Kerry L. Sublete, Bruce Johnson. Tandem Mecanism facilitate dehydration of crude. Oil and Gas Journal. V. 84, No. 20, pp 62-67, 1986.
- 62.- P.J. Bailes, S.K.L. Larkai. Influence of phase on electrostatic coalescence of water in oil dispersions. Chemical Engineers Res. Des. V. 62, No. 1, pp 33-38, 1984.
- 63.- Shafik E. Sadec, Charles D. Hendricks. Electrical coalescence of water droplets in low conductivity oils. Ind. Eng. Chem. Fundam. V. 13, No. 2, pp 139-142, 1974.

ANEXOS

- 1.- COTIZACIONES DE BOMBAS
- 2.- COTIZACION DE CONTROL AUTOMATICO DE NIVEL
- 3.- COTIZACION DE VALVULA AUTOMATICA DE FLUFO

DOSIFICACION DE FLUIDOS, S.A. DE C.V.

CALLE SUR 126 No. 110 COL. AMERICA
C.P. 11420 MEXICO D.F.
CUBO POSTAL 18-1269 COL. ESCANDON

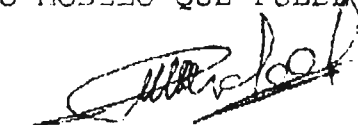
TELE 572-6384 272-1361
FAX 572-7139
C.P. 11401 MEXICO D.F.

MEXICO D.F. A 5 DE JUNIO DEL 2000 REF:ROM-232-2000.

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
SAN MARTIN TEXMELUCAN.

ATENCION: ING. JOSE MANUEL CRUZ PEDRERO

DE ACUERDO A SU SOLICITUD ME PERMITO PRESENTAR COTIZACION POR UNA BOMBA DOSIFICADORA PARA USOS RUDOS MARCA NEPTUNE DE DIAFRAGMA HIDRAULICAMENTE ACTUADO CON DOBLE BOLA CHECK EN SUCCION Y DESCARGA Y VALVULA DE ALIVIO INTEGRADA PARA EL MANEJO DE ACEITE CON AGUA EL MODELO ES 520-A-N3-FA
 MANEJA DE 0 HASTA 2.0 GPH Y VENGE UNA MAXIMA PRESION DE DESCARGA DE 700 PSI TODOS LOS MATERIALES HUMEDOS SON EN ACERO INOX TIPO 316 DIAFRAGMA DE TEFLON CUENTA CON UN MOTOR DE 0.33 HP UNA O TRES FASES 60 CICLOS 1725 RPM T.C.C.V. ACOPLADO A LA BOMBA POR MEDIO DE UNA ARDIDA ENTRE CARCAZA Y MOTOR Y COPLE FLEXIBLE TIPO LOVE JOY. EL DIAMETRO DE PISTON ES DE 0.687"
 LONGITUD DE CARRERA 0.714"
 VUELTAS POR MINUTO 37
 DIAMETRO DE SUCCION Y DESCARGA 1/2" FNPT HORIZONTAL
 EL PRECIO DE ESTA BOMBA ES DE \$ 1,618.00 USD MAS IVA
 SI ESTA MISMA BOMBA SE REQUIERE CON MOTOR A PRUEBA DE EXPLOSION EL PRECIO SERA DE \$ 1,936.00 USD MAS IVA.
 LA ENTREGA ES DE 2-4 SEMANAS.
 CONDICIONES COMERCIALES 50% DE ANTICIPO RESTO CONTRA ENTREGA.
 EL AJUSTE DE LA CAPACIDAD ES MANUAL POR MEDIO DE PERILLA MICROMETRICA
 ESTA BOMBA PUEDE MANEJAR UNA MAXIMA VISCOSIDAD DE 250 CENTIPOASES
 SI ES MAS VISCOSO PODEMOS COTIZAR OTRO MODELO QUE PUEDE HASTA 600 CPS. FAVOR DE CHECAR.



RICARDO OBSCURA MARTINEZ.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

REPRESENTANTE EXCLUSIVO EN LA REPUBLICA MEXICANA

Valtron Ltd. ANALIZADORES
INGENIERIA DISEÑO Y MANTENIMIENTO SOCIO. ETC

Neptune
CHEMICAL PUMP COMPANY

BOMBAS DOSIFICADORAS



LIQUIFLO EQUIPMENT CO.
BOMBAS CENTRIFUGAS Y DE ENGRANES SIN SELLO
MECANICO

TRAY EQUIPMENT CORP.
CONDENSADORES Y ENFRIADORES DE AGUA DE
VAPOR, PURGA AUTOMATICA DE AGUA DE CALDERA



SEBFELCO, LTD.
BOMBA PARA
VACIAR TAMBORES

LIQUID DYNAMICS
AMORTIGUADORES DE PULSACIONES



C.P. INDEPENDENCIA
SOLICITUD DE BIENES

REQUISICIÓN: 402-24410-B 20020527 /3

FECHA DE ELABORACIÓN: 09 OCT 2003 FECHA REQUERIDA:	ALMACEN: DOCUMENTOS PLANOS:	CAP: 	PROY./PROG.: QP003122 PRIORIDAD: NORMAL
402 PETROQUIMICA INDEPENDENCIA 24410 TALLER DE INSTRUMENTOS 310 REHABILITACION, MODIFICACION Y REACONDICIONAMIENTO POR CONTRATO			

DESCRIPCIÓN: Acondicionamiento de la Planta de Especialidades Petroquimicas
OBJETIVO: ACONDICIONAMIENTO DE LA PLANTA DE ESPECIALIDADES PETROQUIMICAS

NUM. PTDA.	COD. MAT	CANT	PRECIO UNITARIO	MONEDA	UNIDAD MEDIDA	DESCRIPCIÓN
1	78.08.000	1	78,000.00	MXP	Pieza	INDICADOR DE NIVEL TIPO MAGNETICO, MATERIAL DEL CUERPO Y DE LAS BRIDAS DE ACERO INOXIDABLE 304/304L, PRESION DEL CUERPO 150 LBS SCH10, CONEXIONES: LATERALES 3/4" 150 LBS RF, VENTEO: TAPA SOLDADA CON TAPA HEXAGONAL DE 1/2", DREN: BRIDA SLIP-ON * BRIDA CIEGA, TAPON HEXAGONAL DE 1/2", DISTANCIA ENTRE TOMAS 2870MM(113" LONG) FLOTADOR PRESION: 150LBS, MATERIAL: ACERO INOXIDABLE 316SST, MINIMA GRAVEDAD ESPECIFICA: 0.53 INDICADOR TIPO: BANDERA, PROTECCION: PMMA(PLASTICO), INDICACION: DE 0 AL 100%, LONGITUD: 2870MM(113") INTERRUPTOR DE NIVEL CANTIDAD: 2, APROBACION: FM, CSA Y A PRUEBA DE EXPLOSION, (DIV. 1 Y 2 CLASE I: GRUPOS B, C Y D; CLASE II GRUPOS E, F Y G; CLASE III TIPO 4), CARCAZA: ALUMINIO (A PRUEBAS DE INTERPERIE Y EXPLOSION), SALIDA: SPDT(FORMA C) 5A, VOLTAJE ALIMENTACION 125/250/227 VCA NO INDUCTIVOS TRANSMISOR DE NIVEL APROBACION: FM, CSA Y A PRUEBA DE EXPLOSION, (DIV. 1 Y 2 CLASE I, GRUPOS B, C Y D; CLASE II GRUPOS E, F Y G; CLASE III TIPO 4), SALIDA: 4-20MA(NIVEL), 22MA INDICACION DE FALLA, MONTAJE: INTEGRAL, ALIMENTACION 11 A 30 VCD, INCLUYE BRACK PARA SOPORTE EN ACERO INOXIDABLE Y PLACA DE IDENTIFICACION PARA TAG.
2	78.08.000	1	84,000.00	MXP	Pieza	INDICADOR DE NIVEL TIPO MAGNETICO (LG), MATERIAL DEL CUERPO Y DE LAS BRIDAS DE ACERO INOXIDABLE 304/304L, PRESION DEL CUERPO: 150 LBS SCH10, CONEXIONES: LATERALES 3/4", 150LBS RF, VENTEO: TAPA SOLDADA CON TAPA HEXAGONAL DE 1/2", DREN: BRIDA SLIP-ON * BRIDA CIEGA, TAPON HEXAGONAL DE 1/2", DISTANCIA ENTRE TOMAS 3353MM(132" LONG) FLOTADOR PRESION: 150LBS, MATERIAL: ACERO INOXIDABLE 316SST, MINIMA GRAVEDAD ESPECIFICA: 0.53 INDICADOR TIPO: BANDERA, PROTECCION: PMMA(PLASTICO), INDICACION: DE 0 AL 100%, LONGITUD: 3353MM(132") INTERRUPTOR DE NIVEL CANTIDAD: 2, APROBACION: FM, CSA Y A PRUEBA DE EXPLOSION, (DIV. 1 Y 2 CLASE I: GRUPOS B, C Y D; CLASE II GRUPOS E, F Y G; CLASE III TIPO 4), CARCAZA: ALUMINIO (A PRUEBAS DE INTERPERIE Y EXPLOSION), SALIDA: SPDT(FORMA C) 5A, VOLTAJE ALIMENTACION 125/250/227 VCA NO INDUCTIVOS TRANSMISOR DE NIVEL APROBACION: FM, CSA Y A PRUEBA DE EXPLOSION, (DIV. 1 Y 2 CLASE I: GRUPOS B, C Y D; CLASE II GRUPOS E, F Y G; CLASE III TIPO 4), SALIDA: 4-20MA(NIVEL), 22MA INDICACION DE FALLA, MONTAJE: INTEGRAL, ALIMENTACION 11 A 30 VCD, INCLUYE BRACK PARA

TOTAL DE PARTIDAS	IMPORTE ESTIMADO	APRUEBA	AUTORIZA
2	\$162,000.00		
	0		
	0		NG.ARTURO TAGLE WILLINGHAM

PEMEX-PETROQUIMICA
COMPLEJO PETROQUIMICO INDEPENDENCIA
Km. 76.5 carretera Federal México-Puebla
San Martín Texmelucan, Pue.

PROPUESTA TECNICA

S/REFERENCIA: INVITACION No. IND-1012-4842

REQUISICION No. 20020527

N/REFERENCIA: 2078JC-03

At'n: Ing. Lourdes Candia

Estimada Ing. Candia:

De acuerdo a su solicitud, tenemos el agrado de presentar a su amable consideración la siguiente cotización:

PARTIDA No.	CANTIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	DESCRIPCION TECNICA.	DIFERENCIAS TECNICAS RESPECTO A LAS ESPECIFICACIONES SOLICITADAS.
1	1	Pza.	<p>Indicador de Nivel Magnético Marca: PENBERTHY Modelo: MGPF1-A1CCG1-21N 2870N Mat'l Tubo: 304 sst cédula 10; Bridas: 304L sst Venteo c/tapa soldada y tapón hexagonal Dren: Brida Slip-on c/brida ciega Conexiones laterales ¾" 150# R.F. Distancia entre centros: 2,870 mm (113 Pulg.) Flotador p/ 150# ANSI; Material: 316 sst; Sp. Gr: 0.53</p> <p>Indicador Tipo: Bandera Modelo: MG1F1PNN 2870 Escala: 0-100% 2,870mm (113 Pulg) Protección: Plástico PMMA</p> <p>Interruptor de Nivel: Alto/bajo (2 Pzas) Modelo: MGS-314 Salida: SPDT; 5A 125/250/277 Vac No Inductivos Clasificación: Prueba de Exp. Aprobación FM, CSA Div. 1,2; Clase I Grupos D,C, D; Clase II Grupos E,F, G Clase III: Tipo 4; Material de la caja: Aluminio</p> <p>Transmisor de Nivel Modelo: MGT-362 Salida: 4-24 mA c/Indicación de falla a 22 mA Alimentación: 11-30 Vdc Montaje: Integral Clasificación: Prueba de Exp. Aprobación FM, CSA Div. 1,2; Clase I Grupos D,C, D; Clase II Grupos E,F, G Clase III: Tipo 4 Incluye: Brackets soporte en Ac. inoxidable Placa de Identificación p/No. de Tag</p>	NINGUNA



IMEICO

INDUSTRIAL, S.A. DE C.V.

VENTAS INTEGRACIÓN DE SISTEMAS SERVICIO

PARTIDA No.	CANTIDAD	UNIDAD DE MEDIDA	DESCRIPCION TECNICA.	DIFERENCIAS TECNICAS RESPECTO A LAS ESPECIFICACIONES SOLICITADAS.
2	1	Pza.	<p>Indicador de Nivel Magnético Marca: PENBERTHY Modelo: MGPF1-A1CCG1-21N-3353N Mat'l Tubo: 304 sst cédula 10; Bidas: 304L sst Venteo c/tapa soldada y tapón hexagonal Dren: Brida Slip-on c/brida ciega Conexiones laterales 3/4" 150# R.F. Distancia entre centros: 3,353 mm (132 Pulg.) Flotador p/ 150# ANSI; Material: 316 sst; Sp. Gr: 0.53</p> <p>Indicador Tipo: Bandera Modelo: MGIF1-PNN 3353 Escala: 0-100% 3,353mm (132 Pulg) Protección: Plástico PMMA</p> <p>Interruptor de Nivel: Alto/bajo (2 Pzas) Modelo: MGS-314 Salida: SPDT; 5A 125/250/277 Vac No Inductivos Clasificación: Prueba de Exp. Aprobación FM, CSA Div. 1,2; Clase I Grupos D,C, D; Clase II Grupos E,F, G Clase III: Tipo 4; Material de la caja: Aluminio</p> <p>Transmisor de Nivel Modelo: MGT-362 Salida: 4-24 mA c/Indicación de falla a 22 mA Alimentación: 11-30 Vdc Montaje: Integral Clasificación: Prueba de Exp. Aprobación FM, CSA Div. 1,2; Clase I Grupos D,C, D; Clase II Grupos E,F, G Clase III: Tipo 4 Incluye: Brackets soporte en Ac. inoxidable Placa de Identificación p/No. de Tag</p>	NINGUNA

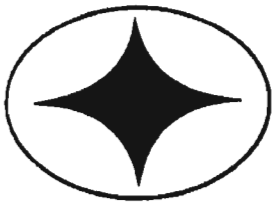
SE PROPORCIONA MUESTRA FISICA: SI: <input type="checkbox"/> NO: <input checked="" type="checkbox"/>	SE PROPORCIONA CATALOGOS, DIBUJOS, BOLETINES Y DEMAS INFORMACIÓN TECNICA: SI: <input checked="" type="checkbox"/> NO: <input type="checkbox"/>
---	--

OBSERVACIONES: _____

IMEICO INDUSTRIAL, S.A. DE C.V.
Ing. José Luis Cos Murillo

Gerente General

PUEBLA, PUE. a 19 de Febrero del 2003



KRAMER ENGINEERING, S.A. DE C.V.

"FORMATO No. 1"
PROPUESTA TECNICA
(CARACTERISTICAS TECNICAS Y FISICAS)

PEMEX-PETROQUIMICA
COMPLEJO PETROQUIMICO INDEPENDENCIA

INVITACIÓN No. IND-1012-4842
REQUISICIÓN: 20020527

PART. No.	CANT	UNIDAD DE MEDIDA	ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL MATERIAL Y/O EQUIPO PROPUESTO, INDICANDO LA MARCA, MODELO O No. DE PARTE, SEGUN SEA EL CASO.	DIFERENCIAS TECNICAS RESPECTO A LAS ESPECIFICACIONES SOLICITADAS.
01	01	PZA.	<p>INDICADOR DE NIVEL TIPO MAGNETICO, MATERIAL DEL CUERPO Y DE LAS BRIDAS DE ACERO INOXIDABLE 304 / 304 L, PRESION DEL CUERPO 150 LBS SCH 10. CONEXIONES: LATERALES 3/4" 150 LBS RF VENTEO: TAPA SOLDADA CON TAPA HEXAGONAL DE 1/2", DREN: BRIDA SLIP-ON CON BRIDA CIEGA, TAPON HEXAGONAL DE 1/2", DISTANCIA ENTRE TOMAS 2870 MM (113" LONG), FLOTADOR PRESION: 150 LBS, MATERIAL: ACERO INOXIDABLE 316 SST, MINIMA GRAVEDAD EXPECIFICA: 0.53</p> <p>INDICADOR TIPO: BANDERA, PROTECCIÓN: PMMA (PLASTICO), INDICACIÓN: DE 0 AL 100%, LONGITUD: 2870 MM (113")</p> <p>INTERRUPTOR DE NIVEL CANTIDAD: 2, APROBACIÓN: FM, CSA Y A PRUEBA DE EXPLOSION, (DIV. 1 Y 2 CLASE I, GRUPOS B, C Y D, CLASE II GRUPOS E, F Y G, CLASE III TIPO 4), CARCAZA: ALUMINIO (A PRUEBAS DE INTEMPERIE Y EXPLOSION, SALIDA: SPDT (FORMA C) 5°, VOLTAJE ALIMENTACIÓN 125 / 250 / 227 VCA NO INDUCTIVOS</p> <p>TRANSMISOR DE NIVEL APROBACIÓN: FM, CSA Y A PRUEBA DE EXPLOSION, (DIV. 1 Y 2 CLASE I, GRUPOS B, C, Y D, CLASE II GRUPOS E, F Y G, CLASE III TIPO 4), SALIDA: 4-20 MA (NIVEL), 22 MA INDICACIÓN DE FALLA, MONTAJE: INTEGRAL, ALIMENTACIÓN 11 A 30 VCD, INCLUYE BRACK PARA SOPORTE EN ACERO INOXIDABLE Y PLACA DE IDENTIFICACIÓN PARA TAG.</p> <p>MARCA TEKFLUID, CAT. LT10-2870</p>	NINGUNA
02	01	PZA.	<p>INDICADOR DE NIVEL TIPO MAGNETICO (LC), MATERIAL DEL CUERPO Y DE LAS BRIDAS DE ACERO INOXIDABLE 304 / 304 L, PRESION DEL CUERPO 150 LBS SCH 10. CONEXIONES: LATERALES 3/4" 150 LBS RF VENTEO: TAPA SOLDADA CON TAPA HEXAGONAL DE 1/2", DREN: BRIDA SLIP-ON CON BRIDA CIEGA, TAPON HEXAGONAL DE 1/2", DISTANCIA ENTRE TOMAS 3353 MM (132" LONG), FLOTADOR PRESION: 150 LBS, MATERIAL: ACERO INOXIDABLE 316 SST, MINIMA GRAVEDAD EXPECIFICA: 0.53</p> <p>INDICADOR TIPO: BANDERA, PROTECCIÓN: PMMA (PLASTICO), INDICACIÓN: DE 0 AL 100%, LONGITUD: 3353 (132")</p> <p>INTERRUPTOR DE NIVEL CANTIDAD: 2, APROBACIÓN: FM, CSA Y A PRUEBA DE EXPLOSION, (DIV. 1 Y 2 CLASE I, GRUPOS B, C Y D, CLASE II GRUPOS E, F Y G, CLASE III TIPO 4), CARCAZA: ALUMINIO (A PRUEBA DE INTEMPERIE Y EXPLOSION, SALIDA: SPDT (FORMA C) 5°, VOLTAJE ALIMENTACIÓN 125 / 250 / 227 VCA NO INDUCTIVOS</p> <p>TRANSMISOR DE NIVEL APROBACIÓN: FM, CSA Y A PRUEBA DE EXPLOSION, (DIV. 1 Y 2 CLASE I, GRUPOS B, C, Y D, CLASE II GRUPOS E, F Y G, CLASE III TIPO 4), SALIDA: 4-20 MA (NIVEL), 22 MA INDICACIÓN DE FALLA, MONTAJE: INTEGRAL, ALIMENTACIÓN 11 A 30 VCD, INCLUYE BRACK PARA SOPORTE EN ACERO INOXIDABLE Y PLACA DE IDENTIFICACIÓN PARA TAG.</p> <p>MARCA TEKFLUID, CAT. LT10-3353</p>	NINGUNA

SE PROPORCIONA MUESTRA FISICA:

SI:

NO:

SE PROPORCIONA CATALOGOS, DIBUJOS, BOLETINES Y DEMAS INFORMACIÓN TÉCNICA:

SI: X

NO:

OBSERVACIONES: _____

RAZON SOCIAL: KRAMER ENGINEERING, S.A. DE C.V.

NOMBRE DEL REPRESENTANTE: JOSE LUIS MOTA GONZALEZ

FIRMA: _____

CARGO: APODERADO LEGAL

FECHA: 20 DE FEBRERO DEL 2003.

INVOICE #: 390758-1&2

DATE: 09/23/2004

ORDER NO.: 402-10-4-00006

BILL TO

PEMEX-PETROQUIMICA
 JACARANDAS NO.100 FRACC.RANCHO ALEGRE
 COATZACOALCOS, VER 96568
 No. Exterior.: No. Interior.:
 PPE920716TSS

DRESSER INC. DRESSER FLOW CONTROL MASONELA
 85 BODWELL STREET
 AVON,, MA 02322
 No. Exterior No. Interior:
 75-2795365-00

INCOTERM: FCA

NUMBER	QTY	UNIT	DESCRIPCION	WEIGHT	PRICE UNIT	AMOUN
1	1.00		35-35112-1 53-90-890 <167 VALVULAS AUTOMATICAS	16.78	2992.000000	2,992
2	1.00		35-35112-2 53 90-892 <167 VALVULAS AUTOMATICAS	19.96	3944.000000	3,944

CONT. 40000 888
 RECIBO: 10000414
 C.A.P.: 20544020023
 C. DEPTO: 21200
 TRANSP. EXPRES. PUS YACCO S.A. de C.V. C. POORTE MLD 0354
 DESCARGADO EN RECEPCION
 PED. DE IMPORTACION 09-80-6025-4003036

PEMEX
 SAN MARTIN TEX. PUE ALMACEN 4020
 RECIBIDO
 C.P. NO COTIZADO
 OCT. 17 2004
 810
 REGISTRO No.
 SUJETO A INSPECCION
 JUAN CARLOS DIAZ
 F-81/3

SUBTOTAL:	(USD)	6,936
FREIGHT:	(USD)	
INSURANCE:	(USD)	
OTHERS:	(USD)	
TOTAL:	(USD)	6,936

FORMA: GEO-002 REV:04/01

Handwritten notes: 10000414

Handwritten initials: a/e

SELLER:
 DRESSER INC.
 DRESSER FLOW SOLUTIONS, CONSOLIDATED
 LA HWY 3225 @ US HWY 167 N.
 ALEXANDRIA, LA 71309
 USA
 RAQUEL ARGUELLO

70

PURCHASE ORDER NOT FOR OFFICIAL USE

PEMEX - PETROQUIMICA
 c/o INTEGRATED TRADE SYSTEMS, INC.
 KM 76.5

CARR. FED. MEXICO-PUEBLA
 SAN MARTIN TEXMELUCAN, PUE MEX 74000

10/04/04

PAGE 1

PRINT DATE

PURCHASE ORDER NO. 402-10-4-00006

REQUISITION NO. 10000414

SELLER'S QUOTATION REFERENCE
 DATE OF QUOTATION

06/01/04

DELIVERY TERMS : FOB AVON, MA, USA
 SHIP TO: SEE NOTE

THESE TWO NUMBERS MUST APPEAR ON ALL
 PACKAGES, ACKNOWLEDGEMENTS, INVOICES,
 DOCUMENTS & PACKING LISTS.

PLEASE ACKNOWLEDGE PROMPTLY CONFIRMING SHIPPING SCHEDULE

PROJECT:

BUDGET:

TERMS OF PAYMENT: NET 15 DAYS

WHSE : 4020

DEST: UPQ SN MARTINTEX.PUE

PLEASE FOLLOW ALL INSTRUCTIONS ON THE REVERSE SIDE IN ORDER TO
 AVOID DELAYS IN HANDLING OF SHIPMENT AND PAYMENT.

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	UNIT PRICE	CURRENCY EXTENDED PRICE USD	DELIVERY DAYS
------	-------------	----------	------	------------	-----------------------------------	------------------

.....
 * COMMERCIAL DOCUMENTS MUST ACCOMPANY SHIPMENT *

.....
 ALL DOCUMENTS, COMMUNICATIONS AND CORRESPONDENCE INCLUDING ACKNOWLEDGMENTS, REQUEST
 FOR INSPECTION AND SHIPPING INSTRUCTIONS (IF APPLICABLE), INVOICING AND PAYMENT OF INVOICES,
 MUST BE DIRECTED TO THE FOLLOWING ADDRESS:

PEMEX - PETROQUIMICA
 C/O INTEGRATED TRADE SYSTEMS, INC.
 2500 CITY WEST BLVD, SUITE 2400
 HOUSTON, TX USA 77042
 Ph: (713) 430-3100
 Fax: 713-430-3333



1	EACH	2,992.00	2,992.00	84
---	------	----------	----------	----

VALVULA DE CONTROL
 TAG NO. S/N
 BODY : TYPE ROTARY GLOBE-CAMFLEX , SIZE 1", MARCA DRESSER-MASONEILAN MODELO NO. 35-35112,
 MATERIAL : S.S.(A351 GR.CF8M), ANSI RATING: 300#, END CONNECTION: FLANGELESS
 BONNET: TYPE INTEGRAL, PACKING :CRANE 285K WITH EF SEAL
 TRIM:
 GUILDING: BEARING, CAGE OR GUIDE MATL.:STELLITE, STEAM MATL.: 316 ST.ST., PLUG TYPE:ECCENTRIC
 ROTARY-CAMFLEX, PLUG MATL.: 316 ST.ST. HARDFACED, SEAT RING TYPE: SOLID CLAMPED, SEAT RING
 MATL.: 316 ST. ST.
 CHARACTERISTIC:LINEAR, SEAT LEAKAGE CLASS:IV, FLOW ACTION:FLOW-TO-OPEN, RATED CV: 14
 ACTUATOR: TYPE: SPRING RETURN-DIAPHRAGM, MODEL: 35, SIZE: 4.5, SHUTOFF PRESSURE:1015 PSI,
 BENCH RANGE: 7-15 PSI, AIR ACTION: AIR-TO-CLOSE, FAIL POSITION: OPEN, SUPPLY PRESURE: 20 PSIG,
 HANDWHEEL:
 NONE
 POSITIONER: TYPE:SMART ELECTROPNEUMATIC W/HART, MODEL: SVI II W/DISPLAY AND PUSHBUTTONS
 INPUT:4-20 MA, ACTION: DIRECT ACTING. CAM: LINEAR VIA SOFTWARE, GAUGES:TWO GAUGES, ONE SUPPLY
 &ONE OUTPUT, AIRSET:78-40, W/GAUGE, SET@20 PSIG.
 I/P TRANSDUCER: MODEL: NONE, AIRSET: NONE
 ACCESSORY PIPING: 300 SERIES ST.ST.TUBING WITH SWAGELOK ST.ST. FITTINGS
 APLICABLE FACTORY NOTES PEMEX-PETROQUIMICA C/O INTEGRATED TRADE SYSTEMS, INC.(MAY 25,2004):

ALL GOODS HEREUNDER ARE FOR FINAL DESTINATION IN MEXICO AND EXEMPT OF ANY DOMESTIC OR LOCAL TAX

CONTINUED ON NEXT PAGE

BY ACCEPTANCE OF THIS PURCHASE ORDER AND PERFORMANCE HEREUNDER THE SUPPLIER AGREES TO COMPLY FULLY WITH THE CONDITIONS OF
 PURCHASE STATED ON THE REVERSED SIDE HEREOF AND HEREBY MADE A PART OF THIS ORDER.

VERSION	BUYER	COORDINADOR DE PRODUCCION	THE MATERIALS OF THIS PURCHASE ORDER MUST BE INSPECTED BY BUYER.	P.O. ACCEPTED BY SELLER'S AUTHORIZED REPRESENTATIVE	APPROVED BY
0	MARIA CANDIA	ING. JUAN MANUEL LARA ORTIZ			ING. JORGE ALBERTO GONZALEZ AGU
ORIGINAL	NAME X	NAME X	NAME X	POSITION	NAME

SELLER:
 DRESSER INC.
 DRESSER FLOW SOLUTIONS, CONSOLIDATED
 LA HWY 3225 @ US HWY 167 N.
 ALEXANDRIA, LA 71309
 USA
 RAQUEL ARGUELLO

70

PURCHASE ORDER NOT FOR OFFICIAL USE

PEMEX - PETROQUIMICA
 c/o INTEGRATED TRADE SYSTEMS, INC.
 KM 76.5

CARR. FED. MEXICO-PUEBLA
 SAN MARTIN TEXMELUCAN, PUE MEX 74000

10/04/04

PAGE 2

PRINT DATE

PURCHASE ORDER NO. 402-10-4-00006

REQUISITION NO. 10000414

SELLER'S QUOTATION REFERENCE
 DATE OF QUOTATION
 06/01/04

DELIVERY TERMS : FOB AVON, MA, USA
 SHIP TO: SEE NOTE

THESE TWO NUMBERS MUST APPEAR ON ALL
 PACKAGES, ACKNOWLEDGEMENTS, INVOICES,
 DOCUMENTS & PACKING LISTS.

PLEASE ACKNOWLEDGE PROMPTLY CONFIRMING SHIPPING SCHEDULE

PROJECT: BUDGET:

TERMS OF PAYMENT: NET 15 DAYS

WHSE : 4020
 DEST: UPQ SN MARTINTEX.PUE

PLEASE FOLLOW ALL INSTRUCTIONS ON THE REVERSE SIDE IN ORDER TO
 AVOID DELAYS IN HANDLING OF SHIPMENT AND PAYMENT.

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	UNIT PRICE	CURRENCY EXTENDED PRICE USD	DELIVERY DAYS
2	1,2,3,4,5,6,7,8,9,11 Y 13. VALVULA DE CONTROL TAG:S/N, BODY: TYPE:ROTARY GLOBE-CAMFLEX, SIZE 2", MARCA DRESSER-MASONEILAN, MODEL NO. :35-35112, MATERIAL: S.S.(A351 GR. CF8M), ANSI RATING: 300#, END CONNECTIONS: FLANGELESS BONNET: TYPE INTEGRAL PACKING:CRANE 285K WITH EF SEAL TRIM. GUIDING:BEARING CAGE OR GUIDE MATL: STELLITE, STEAM MATL.: 316 ST.ST., PLUG TYPE: ECCENTRIC ROTARY-CAMFLEX, PLUG MATL.:316 ST.ST.HARDFACED, SEAT RING TYPE:SOLID CLAMPED, SEAT RING MATL.:316 ST.ST. CHARACTERISTIC:LINEAR, SEAT LEAKAGE CLASS:IV, FLOW ACTIONS:FLOW-TO-OPEN, RATED CV: 50 ACTUATOR: TYPE: SPRING RETURN-DIAPHRAGM, MODEL: 35, SIZE:4.5, SHUTOFF PRESSURE:500 PSI, BENCH RANGE:7-15 PSI, AIR ACTION: AIR-TO-CLOSE, FAIL POSITION: OPEN, SUPPLY PRESSURE:20 PSIG, HANDWHEEL:NONE. POSITIONER: TYPE:SMART ELECTROPNEUMATIC W/HART, MODEL: SVI II W/DISPLAY AND PUSHBUTTONS, INPUT: 4-20 MA, ACTION: DIRECT ACTING, CAM:LINEAR VIA SOFTWARE, GAUGES: TWO GAUGES, ONE SYPPLY & ONE OUTPUT, AIRSET:78-40 W/GAUGE, SEAT@20 PSIG I/P TRANSDUCER MODELO: NONE, AIRSET NONE. ACCESORY PIPING:300 SERIES ST.ST. TUBING WITH SWAGELOK ST.ST. FITTINGS. APPLICABLE FACTORY NOTES PEMEX -PETROQUIMICA C/O INTEGRATED TRADE SYSTEMS, INC.(MAY 25,2004): 1,2,3,4,5,6,7,8,9,11 Y 13.	1	EACH	3,944.00	3,944.00	84



..... NOTES

CERTIFICATE OF ORIGIN NOTE:

AN ORIGINAL CERTIFICATE OF ORIGIN (E.G. U.S. CUSTOMS FORM NO.434121793) SHALL BE
 SUBMITTED FOR EVERY SHIPMENT. THIS DOCUMENT MUST ACCOMPANY SHIPMENT WITH THE
 REST OF THE EXPORT DOCUMENTATION AND A COPY OF THE INVOICE MUST BE ATTACHED. ALL

ALL GOODS HEREUNDER ARE FOR FINAL DESTINATION IN MEXICO AND EXEMPT OF ANY DOMESTIC OR LOCAL TAX

CONTINUED ON NEXT PAGE

BY ACCEPTANCE OF THIS PURCHASE ORDER AND PERFORMANCE HEREUNDER THE SUPPLIER AGREES TO COMPLY FULLY WITH THE CONDITIONS OF
 PURCHASE STATED ON THE REVERSED SIDE HEREOF AND HEREBY MADE A PART OF THIS ORDER.

VERSION	BUYER	COORDINADOR DE PRODUCCION	THE MATERIALS OF THIS PURCHASE ORDER MUST BE INSPECTED BY BUYER.	P.O. ACCEPTED BY SELLER'S AUTHORIZED REPRESENTATIVE	APPROVED BY
0	MARIA CANDIA	ING. JUAN MANUEL LARA ORTIZ			ING. JORGE ALBERTO GONZALEZ AGU
ORIGINAL	NAME	NAME	NAME	POSITION	NAME

SELLER:
 DRESSER INC.
 DRESSER FLOW SOLUTIONS, CONSOLIDATED
 LA HWY 3225 @ US HWY 167 N.
 ALEXANDRIA, LA 71309
 USA

70

PURCHASE ORDER NOT FOR OFFICIAL USE

10/04/04

PAGE 3

RAQUEL ARGUELLO 281-596-4201

PEMEX - PETROQUIMICA
 C/O INTEGRATED TRADE SYSTEMS, INC.
 KM 76.5

PRINT DATE

PURCHASE ORDER NO. 402-10-4-00006

REQUISITION NO. 10000414

SELLER'S QUOTATION REFERENCE DATE OF QUOTATION
 06/01/04

DELIVERY TERMS : FOB AVON, MA, USA
 SHIP TO: SEE NOTE

THESE TWO NUMBERS MUST APPEAR ON ALL
 PACKAGES, ACKNOWLEDGEMENTS, INVOICES,
 DOCUMENTS & PACKING LISTS.

PLEASE ACKNOWLEDGE PROMPTLY CONFIRMING SHIPPING SCHEDULE

PROJECT:

BUDGET:

TERMS OF PAYMENT: NET 15 DAYS

WHSE : 4020
 DEST: UPQ SN MARTINTEX.PUE

PLEASE FOLLOW ALL INSTRUCTIONS ON THE REVERSE SIDE IN ORDER TO
 AVOID DELAYS IN HANDLING OF SHIPMENT AND PAYMENT.

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	UNIT PRICE	CURRENCY EXTENDED PRICE	DELIVERY DAYS
					USD	

DOCUMENTATION REQUESTED TO ACCOMPANY SHIPMENT IS NECESSARY TO INITIATE THE
 PROCESSING OF YOUR INVOICE FOR PAYMENT. ANY ADDITIONAL COST INCURRED BY BUYER
 DUE TO THE LACK OF THE SAID DOCUMENT, WILL RESULT IN CHARGEBACKS AGAINST YOUR
 INVOICE.

FOR PURCHASE ORDERS THAT REQUIRE BUYER'S INSPECTION, SUPPLIER MUST PROVIDE TO THE
 INSPECTION COMPANY WITH A COPY OF THE SAID DOCUMENT, IN ORDER FOR BUYER TO
 RELEASE THE INSPECTION ACCEPTANCE.

FINANCE DEPARTMENT NOTES:

BUYER RESERVES THE RIGHT TO PAY THROUGH CREDIT LINES, IN WHICH CASE
 SUPPLIER/CONTRACTOR AGREES TO PROVIDE THE NECESSARY DOCUMENTATION.

ALL INVOICES MUST INCLUDE THE FOLLOWING INFORMATION:

- A.) SUPPLIER'S/CONTRACTOR'S NAME (AS STATED IN PURCHASE ORDER).
- B.) SUPPLIER'S/CONTRACTOR'S ADDRESS.
- C.) DATE AND PLACE WHERE INVOICE WAS ISSUED.
- D.) DESCRIPTION OF THE GOODS OR SERVICES PROVIDED, INCLUDING ITEM NO., QUANTITY AND
 UNIT PRICE AS PER PURCHASE ORDER.
- E.) ITEMIZED AND TOTAL AMOUNT OF THE INVOICE.
- F.) ORDER NUMBER AND DATE.

FOR WIRE TRANSFERS:

- G.) BANK NAME
 ADDRESS
 CITY, STATE, ZIP CODE
 COUNTRY
- H.) BANK CODE (I.E.: ABA, SWIFT, BLZ, SORT CODE, WHICHEVER APPLIES)
- I.) ACCOUNT NUMBER
- J.) ACCOUNT NAME
- K.) INVOICE SHOULD BE ADDRESSED TO:
 PEMEX PETROQUIMICA
 C/O INTEGRATED TRADE SYSTEMS, INC.
 JACARANDAS NO. 100
 FRACCIONAMIENTO RANCHO ALEGRE
 COATZACOALCOS, VER.
 MEXICO, C.P. 96558
 TAX I.D. PPE920716TS5

TO START PAYMENT PROCESS, REMIT THE ORIGINAL INVOICE, WITH NO CORRECTIONS OR
ALL GOODS HEREUNDER ARE FOR FINAL DESTINATION IN MEXICO AND EXEMPT OF ANY DOMESTIC OR LOCAL TAX

CONTINUED ON NEXT PAGE

BY ACCEPTANCE OF THIS PURCHASE ORDER AND PERFORMANCE HEREUNDER THE SUPPLIER AGREES TO COMPLY FULLY WITH THE CONDITIONS OF
 PURCHASE STATED ON THE REVERSED SIDE HEREOF AND HEREBY MADE A PART OF THIS ORDER.

VERSION	BUYER	COORDINADOR DE PRODUCCION	THE MATERIALS OF THIS PURCHASE ORDER MUST BE INSPECTED BY BUYER.	P.O. ACCEPTED BY SELLER'S AUTHORIZED REPRESENTATIVE	APPROVED BY
0	MARIA CANDIA	ING. JUAN MANUEL LARA ORTIZ			ING. JORGE ALBERTO GONZALEZ AGU
ORIGINAL	NAME	NAME		POSITION	NAME
	X	X			

SELLER:
 DRESSER INC.
 DRESSER FLOW SOLUTIONS, CONSOLIDATED
 LA HWY 3225 @ US HWY 167 N.
 ALEXANDRIA, LA 71309
 USA
 RAQUEL ARGUELLO

70

PURCHASE ORDER NOT FOR OFFICIAL USE

PEMEX - PETROQUIMICA
 c/o INTEGRATED TRADE SYSTEMS, INC.
 KM 76.5
 CARR. FED. MEXICO-PUEBLA
 SAN MARTIN TEXMELUCAN, PUE MEX 74000

10/04/04

PAGE 4

PRINT DATE

PURCHASE ORDER NO. 402-10-4-00006

REQUISITION NO. 10000414

SELLER'S QUOTATION REFERENCE DATE OF QUOTATION
 06/01/04

DELIVERY TERMS :FOB AVON, MA, USA
 SHIP TO: SEE NOTE

THESE TWO NUMBERS MUST APPEAR ON ALL
 PACKAGES, ACKNOWLEDGEMENTS, INVOICES,
 DOCUMENTS & PACKING LISTS.

PLEASE ACKNOWLEDGE PROMPTLY CONFIRMING SHIPPING SCHEDULE
 TERMS OF PAYMENT: NET 15 DAYS

PROJECT: BUDGET:
 WHSE :4020
 DEST: UPQ SN MARTINTEX.PUE

PLEASE FOLLOW ALL INSTRUCTIONS ON THE REVERSE SIDE IN ORDER TO
 AVOID DELAYS IN HANDLING OF SHIPMENT AND PAYMENT.

ITEM	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT	UNIT PRICE	CURRENCY EXTENDED PRICE	DELIVERY DAYS
					USD	

ALTERATIONS AND ATTACH A SIGNED COPY OF THE SHIPPING DOCUMENT(S), WHICHEVER
 APPLIES:
 - BILL OF LADING,
 - AIRWAY BILL,
 - UPS TRACKING INFORMATION,
 - FORWARDER'S PROOF OF RECEIPT (FOR OVERSEAS SHIPMENTS)
 - PROOF OF DELIVERY BY PURCHASER (FOR PURCHASE ORDERS WITH DDP OR DDU DELIVERY
 TERMS)
 - CERTIFICATE OF ACCEPTANCE DULY SIGNED BY PURCHASER'S REPRESENTATIVE (FOR SERVICE
 ORDERS)
 - CERTIFICATE OF ORIGIN OR EQUIVALENT (EUR 1)

** MAIL INVOICE TO: ***
 INTEGRATED TRADE SYSTEMS, INC.
 2500 CITYWEST BLVD, SUITE 2400
 HOUSTON, TX USA 77042
 ATTN: ACCOUNTS PAYABLE

GENERAL NOTES:

LA ADJUDICACION DE ESTE CONTRATO SE LLEVO ACABO BAJO EL PROCEDIMIENTO DE
 CONTRATACION POR "ADJUDICACION DIRECTA" DE CARACTER INTERNACIONAL, CON
 FUNDAMENTO EN EL ARTICULO 42 DE LA LEY DE ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS Y
 SERVICIOS DEL SECTOR PUBLICO.

INFORMACION PRESUPUESTAL:
 CLAVE DE AUTORIZACION PRESUPUESTAL (CAP):D0544020023
 RENGLON: 202
 CONCEPTO DE ORIGEN: 005300

SOLICITO: ING. SERGIO GARCIA CASTELLANOS
 DEPTO: 21 200 DEPARTAMENTO DE OPERACION METANOL II

INSPECTION NOTES:

THIS MATERIAL REQUIRES INSPECTION FROM BUYER PERSONNEL OR AUTHORIZED
 REPRESENTATIVE PRIOR TO SHIPMENT ACCORDING TO INSPECTION LEVEL!!! FOR DETAILS
 PLEASE CONTACT YOUR LOGISTICS & INSPECTION COORDINATOR. SELLER MUST PROVIDE TO
 BUYER'S INSPECTION DEPARTMENT THE FOLLOWING INFORMATION NO LATER THAN 15 DAYS
 BEFORE THE GOODS ARE AVAILABLE FOR INSPECTION:

ALL GOODS HEREUNDER ARE FOR FINAL DESTINATION IN MEXICO AND EXEMPT OF ANY DOMESTIC OR LOCAL TAX

CONTINUED ON NEXT PAGE

BY ACCEPTANCE OF THIS PURCHASE ORDER AND PERFORMANCE HEREUNDER THE SUPPLIER AGREES TO COMPLY FULLY WITH THE CONDITIONS OF
 PURCHASE STATED ON THE REVERSED SIDE HEREOF AND HEREBY MADE A PART OF THIS ORDER.

VERSION	BUYER	COORDINADOR DE PRODUCCION	THE MATERIALS OF THIS PURCHASE ORDER MUST BE INSPECTED BY BUYER.	P.O. ACCEPTED BY SELLER'S AUTHORIZED REPRESENTATIVE	APPROVED BY
0	MARIA CANDIA	ING. JUAN MANUEL LARA ORTIZ			ING. JORGE ALBERTO GONZALEZ AGU/
ORIGINAL	NAME X	NAME Y	NAME	POSITION	NAME