



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA**

**“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA
BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE
CRUDO A TANQUES GUN BARREL”**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
I N G E N I E R O Q U Í M I C O

PRESENTA:

CABALLERO CRUZ FAVIOLA



ASESOR: M en. I. PABLO EDUARDO VALERO TEJEDA

MÉXICO, DF

SEPTIEMBRE 2010



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.

“ A G R A D E C I M I E N T O S “

A MIS PADRES.

Ustedes son mi gran motor de vida es por eso que esta meta que hoy culmina también es de ustedes, infinitas gracias por el gran apoyo que me han brindado, porque siempre están ahí cuando más los necesito alentándome a seguir, este triunfo es de ustedes. Gracias por el infinito amor que me dan, ustedes son mi mayor tesoro. LOS AMO

A MIS HERMANOS.

Gracias por el apoyo y el gran cariño que me brindan, ustedes son parte muy importante de mi vida, les agradezco cada charla, cada risa y así como hoy culmino esta meta así también ustedes lo lograran. Los Quiero Mucho.

A MIS TÍOS, PRIMOS, ABUELOS.

Gracias a todos ustedes son una fuente importante para que lograra esta meta, sus palabras siempre fueron muy alentadoras, mil gracias por preocuparse por mi y brindarme su apoyo.

AL ING. PABLO E. VALERO TEJEDA.

Gracias por todo el apoyo brindado tanto en Zaragoza como en el IMP donde me dio la oportunidad de realizar este trabajo, así mismo le agradezco los amplios conocimientos que me brindo que hicieron más enriquecedor este trabajo. Por la confianza que siempre me brindo y también por creer en mi capacidad que tengo como persona. ¡Muchísimas Gracias!

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO:

A la máxima casa de estudios de la que me siento muy orgullosa de haber egresado, porque me abrió las puertas para lograr un sueño que tanto anhelaba y me permitió vivir los mejores años de mi vida.



A MIS AMIGOS:

Gracias por su amistad y su gran apoyo que me brindaron desde un inicio, son una parte fundamental en mi desarrollo como persona y profesionalmente. Gracias por todo. Angy, Aida, Bety, Tom por cada palabra de aliento que me dieron, así mismo Martha, Alberto, Citlali, Vianey, Esaú, Eduardo, Eli a ustedes por cada momento vivido durante la carrera, ¡Mil Gracias a cada uno de ustedes!

A MIS PROFESORES:

Gracias a cada uno de ustedes por la dedicación que le dan a sus clases que imparten ya que cada materia es fundamental para la formación del Ingeniero Químico, me llevo muchos conocimientos y experiencias que me llegaron a contar que fueron importantes. A algunos de ustedes les agradezco doble ya que me brindaron una linda amistad y eso es muy gratificante para mí (Ing. Cesar Velasco, Mtra. Lourdes Castillo, Prof. Javier Ramos, Mtra. Eloísa Anleu)

AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO:

Agradezco de manera muy especial al Instituto Mexicano del Petróleo por haberme permitido estar en sus instalaciones y proporcionarme todos los servicios para poder realizar y culminar este trabajo.

A MIS COMPAÑEROS DEL IMP:

Un agradecimiento muy especial para Ing. Judith Ventura, Ing. Isaac Muñoz, Ing. José María Brindis, por toda la asesoría que me brindaron cada vez que lo solicite para poder lograr este trabajo, sin dejar de mencionar a tantas personas del Instituto que me ofrecieron su apoyo y amistad.



ÍNDICE DE CONTENIDO

	Pag.
SINOPSIS	1
INTRODUCCIÓN.	2
OBJETIVOS	4
GENERAL.	4
PARTICULAR.	4
CAPÍTULO I. GENERALIDADES.	
1.- PETRÓLEO.	6
1.1.- ORIGEN.	6
1.2.- COMPOSICIÓN.	6
1.3.- PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS.	7
1.4.- TIPOS DE PETRÓLEO.	8
1.5.- REFINACIÓN DEL PETRÓLEO.	9
1.6.- PLANTAS DONDE SE PROCESA EL PETRÓLEO EN MÉXICO.	10
1.7.- CONDICIONES ÓPTIMAS DE VENTA DEL PETRÓLEO.	12
1.8.- PRECIOS DEL PETRÓLEO.	13
2.- EMULSIONES.	15
2.1.- DEFINICIÓN.	15
2.2.- EMULSIONES DE AGUA EN PETRÓLEO.	15
2.3.- CLASIFICACIÓN.	16
2.4.- TEORÍA SOBRE LA FORMACIÓN DE LAS EMULSIONES.	16
2.4.1.- TEORÍA COLOIDAL.	16
2.4.2.- TEORÍA TENSIÓN INTERFACIAL.	16
2.4.3.- TEORÍA DEL AGENTE EMULSIFICANTE.	17
2.5.- FACTORES QUE AFECTAN LA FORMACIÓN DE LA EMULSIÓN.	17
2.5.1.- PORCENTAJE Y SALINIDAD DEL AGUA.	17
2.5.2.- CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO.	17
2.5.3.- PRESENCIA DE GAS O AIRE.	17
2.5.4.- TIPO Y CANTIDAD DE EMULSIFICANTE.	17
2.5.5.- TIEMPO.	18
2.5.6.- MÉTODO DE PRODUCCIÓN.	18
2.6.- TRATAMIENTO DE EMULSIONES.	18
2.6.1.- TRATAMIENTO QUÍMICO.	18
2.6.2.- TRATAMIENTO TÉRMICO.	19
2.6.3.- TRATAMIENTO ELÉCTRICO.	19
3.- TANQUES DE ALMACENAMIENTO PARA HIDROCARBUROS.	21
3.1.- TANQUES VERTICALES.	21
3.2.- TANQUES FLOTANTES PLEGABLES.	22
3.3.- ESFERAS.	22
3.4.- TANQUES HORIZONTALES.	23

**“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A
TANQUES GUN BARREL”**

CAPÍTULO II. TANQUES “GUN BARREL”

1.-	CARACTERÍSTICAS DE LOS TANQUES “GUN BARREL”.	24
-----	--	----

CAPÍTULO III. DESHIDRATADO Y DESALADO DE CRUDO.

	INTRODUCCIÓN.	31
--	---------------	----

1.-	DESHIDRATACIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO.	32
1.1.-	TRATAMIENTO QUÍMICO.	32
1.2.-	TRATAMIENTO GRAVITACIONAL.	34
1.3.-	TRATAMIENTO TÉRMICO.	34
1.4.-	TRATAMIENTO ELECTROSTÁTICO.	36
2.-	DESALADO DEL PETRÓLEO CRUDO.	39
2.1.-	CONSIDERACIONES DE DISEÑO.	41
2.2.-	NIVEL DE DESHIDRATACIÓN.	41
2.3.-	EFICIENCIA DE MEZCLADO.	41
2.4.-	LEY DE STOKES Y LA DECANTACIÓN.	42
3.-	INSTALACIONES PARA LA DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DEL PETRÓLEO CRUDO	43
3.1.-	TANQUES LAVADORES (WASH TANKS).	43
3.2.-	TANQUES CALENTADORES – TRATADORES.	43
3.3.-	TANQUES ELÉCTRICOS (ELECTRICAL DEHYDRATORS).	43
3.4.-	FUNCIONAMIENTO DE LOS DESEMULSIFICANTES QUÍMICOS.	44
4.-	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE CRUDO.	45

CAPÍTULO IV. CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO A “GUN BARREL”.

	ESTUDIO REALIZADO MEDIANTE EL USO DEL SIMULADOR DE FLUJO DE FLUIDOS ANSYS.	47
--	--	----

CAPÍTULO V. INGENIERÍA BÁSICA .

	INTRODUCCIÓN.	62
--	---------------	----

1.-	BASES DE DISEÑO.	64
1.1.-	GENERALIDADES.	65
1.2.-	FACTOR DE SERVICIO, CAPACIDAD, RENDIMIENTO Y FLEXIBILIDAD.	65
1.3.-	ESPECIFICACIÓN DE LAS ALIMENTACIONES EN EL LIMITE DE BATERÍA.	65
1.4.-	ESPECIFICACIONES DE LOS PRODUCTOS EN EL LIMITE DE BATERÍA	66
1.5.-	CONDICIONES DE LAS ALIMENTACIONES EN EL LIMITE DE BATERÍA.	67
1.6.-	CONDICIONES DE LOS PRODUCTOS EN EL LIMITE DE BATERÍA.	67
1.7.-	SERVICIOS AUXILIARES Y AGENTES QUÍMICOS.	68
1.7.1.-	SERVICIOS AUXILIARES.	68
1.7.2.-	AGENTES QUÍMICOS.	69
1.7.3.-	CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS.	69
1.7.4.-	BASES DE DISEÑO DE INTERCAMBIADORES DE CALOR.	70
1.7.5.-	BASES DE DISEÑO DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.	70
1.8.-	BASES DE DISEÑO DE SEGURIDAD.	71

**“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A
TANQUES GUN BARREL”**

1.9.-	BASES DE DISEÑO ELÉCTRICO.	77
1.10.-	BASES DE DISEÑO TUBERÍAS.	83
1.11.-	BASES DE DISEÑO RECIPIENTES.	90
1.12.-	BASES DE DISEÑO INGENIERÍA MECÁNICA.	90
1.13.-	NORMAS, CÓDIGOS Y ESPECIFICACIONES.	91
2.-	CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO.	95
2.1.-	ALIMENTACIÓN.	96
2.2.-	CAPACIDAD.	96
2.3.-	CRITERIOS GENERALES.	96
3.-	FILOSOFÍAS BÁSICAS DE OPERACIÓN.	98
3.1.-	PRIMERA ETAPA. DESHIDRATACIÓN DE CRUDO.	99
3.1.1.-	PRESIÓN.	99
3.1.2.-	NIVEL.	99
3.2.-	PRECALENTAMIENTO Y CALENTAMIENTO.	99
3.2.1.-	PRESIÓN.	99
3.2.2.-	TEMPERATURA.	100
3.3.-	ETAPA DE DESALADO DE CRUDO.	100
3.3.1.-	PRESIÓN.	100
3.3.2.-	TEMPERATURA.	100
3.3.3.-	NIVEL.	100
3.4.-	OPERACIONES ANORMALES.	100
3.4.1.-	OPERACIÓN A CAPACIDAD MINIMA.	101
3.4.2.-	MANEJO DE AGUA EN LAS ETAPAS DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO.	101
3.4.3.-	OPERACIÓN SIN ALGÚN BANCO DE PRECALENTADORES (ECONOMIZADORES).	101
3.4.4.-	CRUDO FUERA DE ESPECIFICACIÓN POR ALTO CONTENIDO DE SAL	101
3.5.-	MÉTODOS DE CONTROL ANALÍTICO.	101
3.5.1.-	PRUEBAS ANALÍTICAS DE CONTROL EN EL LABORATORIO.	102
3.6.-	ANALIZADORES EN LÍNEA PARA CONTROL DE LA PLANTA.	102
4.-	BALANCE DE MATERIA E INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA.	103
5.-	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.	106
5.1.-	GENERALIDADES.	107
5.2.-	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.	107
6.-	DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO (DFP).	109
7.-	HOJAS DE DATOS.	111
7.1.-	TANQUE “GUN BARREL” TV-5007.	113
7.2.-	TANQUE “GUN BARREL” TV-5005.	114
8.-	LISTA DE EQUIPOS.	115
9.-	ÍNDICE DE SERVICIOS.	117
10.-	DIAGRAMA DE SIMBOLOGIA.	126
11.-	DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (DTI).	128

**“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A
TANQUES GUN BARREL”**

12.-	LISTA DE LÍNEAS.	137
13.-	PLANO DE LOCALIZACIÓN GENERAL (PLG).	150
	CONCLUSIONES.	152
	OBSERVACIONES	154
	TERMINOLOGÍA	156
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	158
	ANEXOS	161
	A1.- MANUAL DE OPERACIÓN.	162
	A2.- DIAGRAMAS DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES	190
	A3.- LISTA DE LÍNEAS DE SERVICIOS AUXILIARES	206
	A4.- PLANO DE LOCALIZACIÓN GENERAL	213
	A5.- ESPECIFICACIONES Y MATERIALES RECOMENDADOS UTILIZADOS POR EL IMP A LA ACTUALIDAD (CONTINUACIÓN)	218
	A6.- ABREVIATURAS QUE SE PRESENTAN EN LOS DIFERENTES DOCUMENTOS DE INGENIERÍA BÁSICA	223

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA		PAG.
Fig.1	RESERVAS PROBADAS DE CRUDO AL AÑO 2008.	3
Fig.2	COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO.	7
Fig.3	PRINCIPALES FRACCIONES DEL PETRÓLEO.	10
Fig.4	MICROFOTOGRAFÍA DE UNA EMULSIÓN AGUA EN PETRÓLEO.	15
Fig.5	TANQUE VERTICAL.	21
Fig.6	TANQUE ESFERA.	22
Fig.7	TANQUE HORIZONTAL.	23
Fig.8	TANQUE DESHIDRATADOR.	26
Fig.9	DIAGRAMA DEL SISTEMA DE DESCARGA DE UN DESHIDRATADOR.	26
Fig.10	TANQUE “GUN BARREL”.	27
Fig.11	TANQUE “GUN BARREL” DE 5000 BARRILES DE CAPACIDAD.	28
Fig.12	IMAGEN TÉRMICA DEL TANQUE “GUN BARREL”.	28
Fig.13	TANQUE “GUN BARREL” DE 750 BARRILES DE CAPACIDAD ANTES DE SER LIMPIADOS.	29
Fig.14	TANQUE “GUN BARREL” DE 750 BARRILES DE CAPACIDAD DESPUÉS DE SER LIMPIADOS.	29
Fig.15	PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS.	32
Fig.16	ESQUEMA TÍPICO DE CALENTADOR, TRATADOR DIRECTO TIPO VERTICAL.	35
Fig.17	ESQUEMA TÍPICO DE CALENTADOR DIRECTO TIPO HORIZONTAL.	35
Fig.18	EFFECTOS DE LOS CAMPOS ELECTROSTÁTICOS EN GOTAS DE AGUA.	37
Fig.19	TRATADOR ELECTROSTÁTICO.	38
Fig.20	ELECTRODOS DE CORRIENTE ALTERNA.	38
Fig.21	PROCESO DE DESALADO DE CRUDO.	39
Fig.22	DIAGRAMA DE FLUJO CONVENCIONAL DE UN SISTEMA DE DESHIDRATADO Y DESALADO DE CRUDO.	41
Fig.23	COMPARACIÓN DE CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL TANQUE DE 200 MB CON Y SIN SIMULACIÓN.	47
Fig.24	PROPUESTAS DEL DISTRIBUIDOR Y SALIDAS DE LOS RAMALES.	48
Fig.25	GEOMETRÍA DEL DISTRIBUIDOR A UTILIZAR EN EL TANQUE DE 500 MB.	49
Fig.26	SEPARACIÓN DE LAS MALLAS DEL DISTRIBUIDOR A UTILIZAR EN EL TANQUE DE 500 MB.	49
Fig.27	DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES EN EL DISTRIBUIDOR DEL TANQUE DE 500 MB.	49
Fig.28	RESULTADOS DEL COLCHÓN DE AGUA PARA EL TANQUE DESHIDRATADOR.	51
Fig.29	RESULTADOS DEL COLCHÓN DE AGUA PARA EL TANQUE DESALADOR.	51

**“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A
TANQUES GUN BARREL”**

ÍNDICE DE TABLAS

	PAG.
Tabla. 1 RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO.	4
Tabla. 2 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO CRUDO.	8
Tabla. 3 TIPOS DE PETRÓLEO.	8
Tabla. 4 PLANTAS DONDE SE PROCESA EL PETRÓLEO EN MÉXICO.	10
Tabla. 5 PRUEBAS DE CALIDAD PARA CRUDO MAYA.	12
Tabla. 6 CARACTERÍSTICAS DE LA CALIDAD EN EL CRUDO.	13
Tabla. 7 PRECIOS DEL PETRÓLEO.	13
Tabla. 8 TABLA COMPARATIVA DEL TANQUE “GUN BARREL” Y SEPARADOR ELECTROSTÁTICO.	27
Tabla. 9 CONTENIDO DE SAL CONTRA EL % DE AGUA Y SALINIDAD.	40
Tabla. 10 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE CRUDO.	45
Tabla. 11 CALIDAD DEL CRUDO CON EL DISTRIBUIDOR DEL TANQUE DE 500 MB.	50
Tabla. 12 NIVELES DE OPERACIÓN DE LÍQUIDOS	64

S I N O P S I S

El presente trabajo tiene como objetivo presentar la ingeniería básica para llevar a cabo la conversión de tanques de almacenamiento de crudo a tanques tipo “Gun Barrel” para obtener el petróleo en condiciones requeridas para su venta, en virtud de que el petróleo es la fuente de energía más utilizada en nuestro planeta. En México, cerca del 88% de la energía primaria que se consume proviene del petróleo y llega a nosotros cada día en una gran variedad de formas.

Las palabras deshidratar y desalar el crudo son dos conceptos verdaderamente importantes en el ámbito petrolero para su comercialización por las siguientes razones:

1. En el mercado petrolero se compra y se vende el crudo con un rango de 0.1 a 0.5 % volumen de agua y de 30 a 50 libras por mil barriles (LMB) de contenido de salinidad.
2. El petróleo crudo es comprado y vendido en base a la gravedad °API y un crudo con alta gravedad API es comprado a un mejor precio. El contenido de agua en el crudo baja la gravedad API y reduce su precio de venta.
3. El envío y manejo de agua contenida en el crudo implica un gasto inútil de transporte y de energía.
4. La viscosidad del crudo se incrementa con el aumento del contenido de agua. Añadiendo 1 % de agua se genera un incremento de 2 % en la viscosidad de un crudo de 30 °API y un 4 % en un crudo de 15 °API.
5. Las sales minerales presentes en la salmuera corroen el equipo de producción, ductos, carros tanques, y los tanques de almacenamiento de crudo.
6. En la refinación del crudo la presencia de salmuera asociada contribuye a los problemas de corrosión e incrustación y fallas de equipo.

Actualmente el petróleo que se está extrayendo contiene cierto porcentaje de agua así como sal y debido a estos aspectos el precio del petróleo baja y afecta la economía del país, ya que no se considera petróleo limpio.

Este trabajo muestra el proceso que se lleva a cabo para la deshidratación y desalado del crudo maya en la terminal marítima de dos bocas localizada en Paraíso, Tab. Se inicia revisando los conceptos básicos del petróleo, la formación y rompimiento de las emulsiones crudo-agua (Capítulo 1), así como una breve explicación de los tanques de almacenamiento que son los que se utilizarán para la conversión a tanques “Gun Barrel”. Posteriormente se habla sobre los tanques “Gun Barrel”, sus características y forma de operación (Capítulo 2).

En el tercer capítulo se da una explicación sobre las técnicas que existen para la deshidratación y el desalado del petróleo crudo, así como los equipos que se emplean para lograr el objetivo de obtener el petróleo crudo dentro de las especificaciones requeridas para su venta. En el capítulo cuatro se hace mención de un estudio realizado mediante el programa ANSYS para lograr la conversión de los tanques de almacenamiento a los taques “Gun Barrel”, se explica cuál fue el procedimiento para lograr dicha conversión y lograr la deshidratación y desalado del petróleo crudo.

En el capítulo cinco se describe la Ingeniería requerida para la conversión a los tanques de almacenamiento a tanques “Gun Barrel”, con la finalidad de obtener el crudo dentro de las especificaciones para su venta.

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

Finalmente se llega a la conclusión de que el petróleo crudo debe tener las siguientes características para poder ser comercializado a buen precio (0.5 % vol de agua y 50 PTB max) ya que si no se tienen esas especificaciones puede causar problemas de corrosión en tuberías como en equipos. Finalmente se presenta la bibliografía empleada.

INTRODUCCIÓN

En México, cerca del 88% de la energía primaria que se consume proviene del petróleo. Llega a nosotros cada día en una gran variedad de formas. Es la principal fuente de insumos para generar energía eléctrica, permite la producción de combustibles para los sectores de transporte e industrial. Además, es materia prima de una gran cantidad de productos como telas, medicinas o variados objetos de plástico.

Los tipos de petróleo que hay en el mundo son:

- Arabian Light, (Medio Oriente)
- Brent, (Noruega)
- Dubai, (Asia)
- West Texas Intermediate (WTI), (EE:UU)
- Maya, (México)
- Istmo y Olmeca (México)

Para identificarlos, se utiliza la medida de grados del **American Petroleum Institute** (API). A mayor número de API asignado, mayor calidad y valor de venta.

Tanto las reservas como la producción de petróleo utilizan como unidad de medida el barril (equivalente a 42 galones o 159 litros). Esta medida se refiere a los contenedores de madera que se usaron hasta principios del siglo pasado para almacenar y transportar el petróleo.

Desde la segunda mitad del siglo XX este recurso natural se extrae del pozo y se lleva directamente a las cisternas de los buques-tanque a través de ductos. Al 2006, en México se contaba con **4 441 km de oleoductos** que Petróleos Mexicanos (PEMEX) tiene instalados.

México cuenta con reservas probadas de crudo por **10.5 millones de millones de barriles a enero de 2009**, por ello, ocupa el **lugar 14** en el mundo. Con el nivel de producción actual, se calcula que durarán, aproximadamente, 11 años. (Ver Figura 1 y Tabla 1)

FIG. 1. RESERVAS PROBADAS DE CRUDO AL AÑO 2008

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

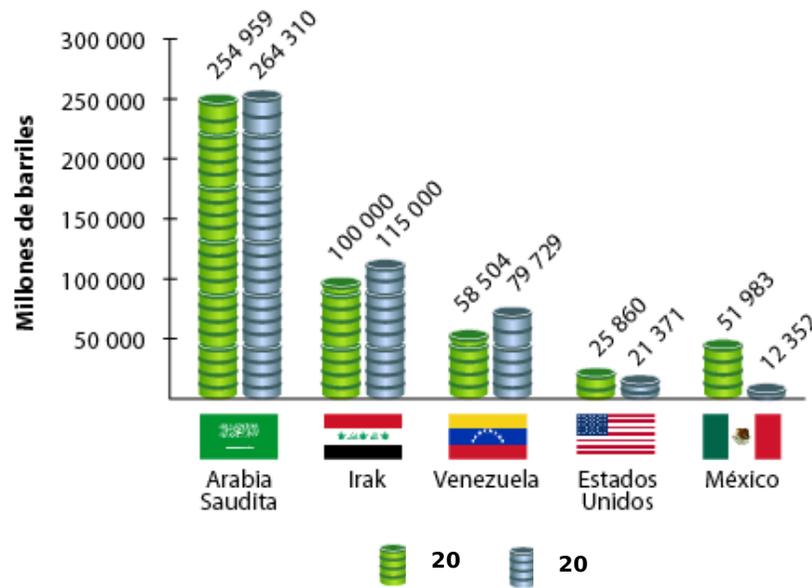


TABLA 1. RESERVAS PROBADAS Y VOLUMEN DE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO CRUDO POR PAÍSES SELECCIONADOS

Lugar	País	Reservas (millones de barriles)	Volumen de producción (miles de barriles diarios)
1	Arabia Saudita	264 310	9 302
2	Canadá	178 792	2 364
3	Irán, República Islámica de	132 460	3 891
4	Irak	115 000	1 810
5	Kuwait	101 500	2 427
6	Emiratos Árabes Unidos	97 800	2 458
7	Venezuela	79 729	2 111
8	Rusia	60 000	9 189
9	Libia	39 126	1 640
10	Nigeria	35 876	2 407
11	Estados Unidos de América	21 371	5 122
12	China, República Popular de	18 250	3 620
13	Qatar	15 207	798
14	México	12 352	3 333
15	Argelia	11 350	1 352

FUENTE: Oil and Gas Journal. 2006. // PEMEX. 2009.

Las reservas totales —que incluyen las probadas, probables y posibles de crudo, gas y líquido del gas— llegan a 46 914.1 millones de barriles.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1. PETRÓLEO

1.1. ORIGEN

Petróleo proveniente del latín petroleum (Petra-piedra y oleum-aceite), la palabra petroleum significa aceite de piedra. Es un compuesto de hidrocarburos, básicamente una combinación de carbono e hidrogeno. El petróleo corresponde a un grupo de sustancias bituminosas muy abundantes en la naturaleza, que se encuentran en variadas formas y reciben diversas denominaciones como petróleo en bruto, aceite de piedra, nafta, asfalto, o bien se halla mezclado con materias minerales, como ocurre en las pizarras bituminosas. A medida que se perfeccionaron las técnicas del análisis geológico y se acumuló información al respecto, se ha dado paso a teorías de formación orgánica que determinan que el petróleo es producto de la descomposición de organismos vegetales y animales que existieron en ciertos períodos del tiempo geológico y que fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas.

Al analizar petróleo de procedencias diversas, de manera general puede decirse que lo forman los siguientes elementos químicos: de 76 a 86% de carbono y de 10 a 14% de hidrógeno. A veces contiene algunas impurezas mezcladas como oxígeno, azufre y nitrógeno. También se han encontrado huellas de compuestos de hierro, níquel, vanadio y otros metales.

El petróleo se encuentra en el subsuelo, impregnado de formaciones de tipo arenoso y calcáreo. Asume los tres estados físicos de la materia: sólido, líquido y gaseoso, según su composición y la temperatura y presión a que se encuentran. Su color varía entre el ámbar y el negro; su densidad es menor que la del agua en estado gaseoso y es inodoro, incoloro e insípido. En el subsuelo se encuentra por lo general encima de una capa de agua, hallándose en la parte superior una de gas.

Es necesario que concurren cuatro condiciones para dar lugar a un yacimiento donde se acumule petróleo y gas:

1. Una roca almacenadora porosa y permeable, en forma tal que bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de sus poros de tamaño microscópico.
2. Una roca impermeable que funcione como sello para que evite el escape del petróleo a la superficie.
3. El yacimiento debe tener forma de "trampa"; es decir, que las rocas impermeables se encuentren dispuestas en tal forma que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.
4. Deben existir rocas cuyo contenido orgánico se haya convertido en petróleo por efecto de la presión y de la temperatura.

1.2. COMPOSICIÓN

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes.

Las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno constituyen las parafinas; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las isoparafinas; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las olefinas; las moléculas en las que se forman ciclos de carbono son los naftenos, y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos.

Además hay hidrocarburos con presencia de azufre, nitrógeno y oxígeno formando familias bien caracterizadas, y un contenido menor de otros elementos. Al aumentar el peso molecular de los hidrocarburos las estructuras se hacen verdaderamente complejas y difíciles de identificar químicamente con precisión. Un ejemplo son los asfáltenos que forman parte del residuo de la destilación al vacío; estos compuestos además están presentes como coloides en una suspensión estable que se genera por el agrupamiento envolvente de las moléculas grandes por otras cada vez menores para constituir un todo semicontinuo. (Ver Fig. 2)

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

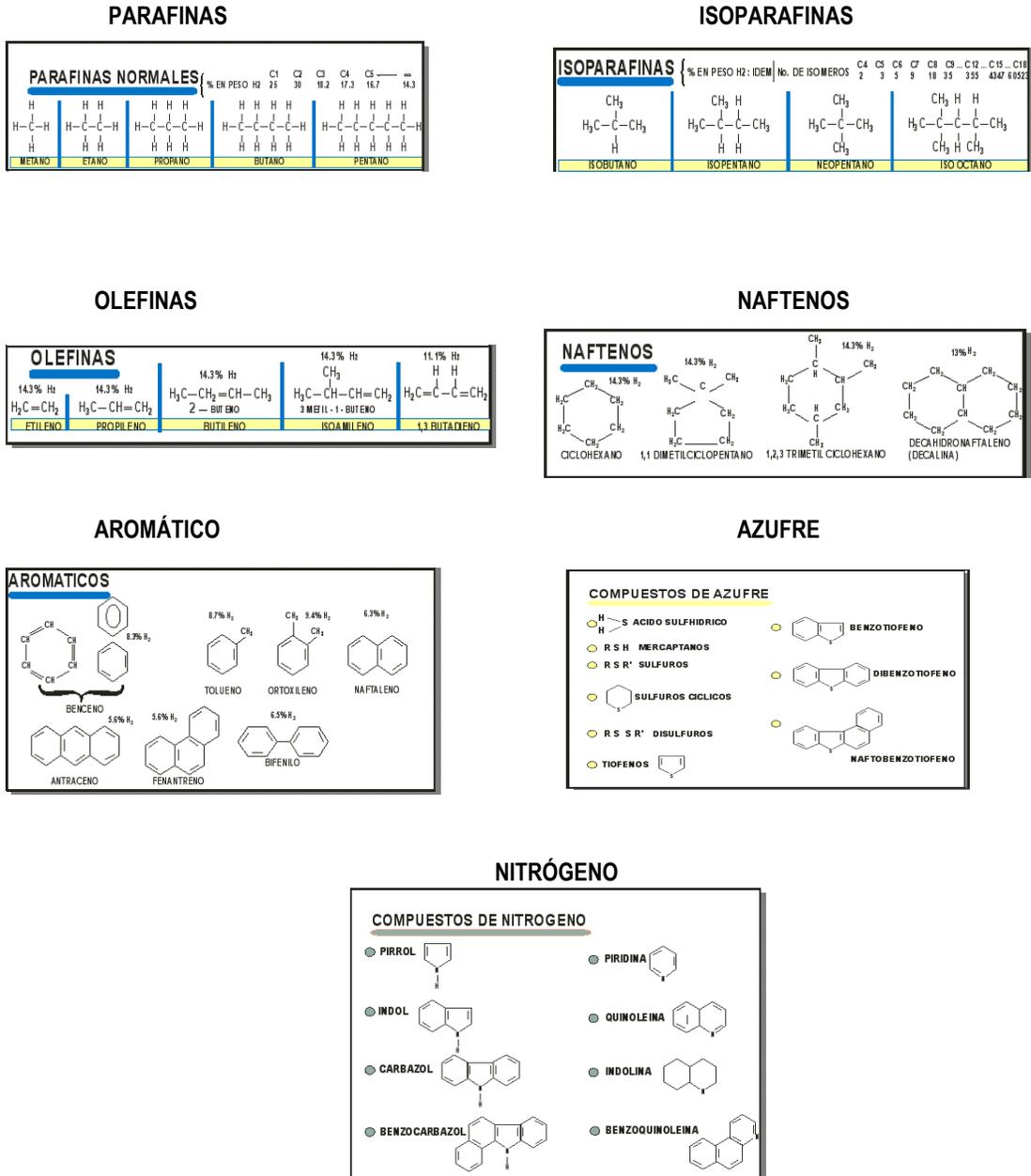


FIG. 2 COMPOSICION DEL PETROLEO

1.3. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL PETRÓLEO

Para poder realizar cualquier proceso del petróleo es de mucha importancia conocer cuáles son sus características físicas y químicas para poder aplicar de mejor manera el mecanismo o proceso para su refinación, es por ello que a continuación se presentan de manera general las propiedades tanto físicas como químicas del crudo así como su identificación de riesgo según N.F.P.A (National Fire Protection Association)

TABLA No. 2. PROPIEDADES DEL PETRÓLEO CRUDO

SUSTANCIA	PETRÓLEO CRUDO
Peso molecular promedio	249.0
Estado físico	Líquido
Punto de auto ignición, °C.	---
Punto de ebullición, °C	---
Peso específico @ 15/15°C	0.8908
Densidad API	18-20
Punto de inflamación, °C	-7.0 a 32.0
Solubilidad en agua	No soluble
Viscosidad, Stokes	18 a 38°C 4.1 a 100°C
Contenido de azufre total, % peso	2.24

Identificación de Riesgo según N.F.P.A. (National Fire Protection Association)

Inflamabilidad	3	Material inflamable que puede fácilmente entrar en ignición bajo las condiciones normales de temperatura.
Salud	1	Material que bajo exposición de fuego podría causar irritación pero solo un daño residual menor requiriendo solo protección respiratoria.
Reactividad	0	Material normalmente estable aún bajo condiciones de exposición al fuego y que no reacciona con agua.

1.4. TIPOS DE PETRÓLEO

En general son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo y entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

Las curvas de destilación TBP (del inglés “true boiling point”, Temperatura de Ebullición Real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

TABLA No. 3 TIPOS DE PETRÓLEO

Aceite crudo	Densidad (g/ cm3)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 – 39
Superligero	< 0.83	> 39

Para exportación, en México se preparan solo tres variedades de petróleo crudo:

Istmo: Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.

Maya: Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.

Olmeca: Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

El petróleo mexicano es materia prima de calidad que se encuentra presente en toda la industria nacional e internacional como lo es en transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas y textiles.

1.5. REFINACIÓN DEL PETRÓLEO

Una refinería es un enorme complejo donde el petróleo crudo se somete en primer lugar a un proceso de destilación o separación física y luego a procesos químicos los que permiten extraerle buena parte de la gran variedad de componentes que contiene.

El petróleo tiene una gran variedad de compuestos, al punto que de él se pueden obtener por encima de los 2.000 productos. Los productos que se obtiene del proceso de refinación se llaman derivados y los hay de dos tipos: los combustibles, como la gasolina, Diesel, etc.; y los petroquímicos, tales como polietileno, benceno, etc.

Las refinerías son muy distintas unas de otras, según las tecnologías y los esquemas de proceso que se utilicen, así como su capacidad. Las hay para procesar petróleos ligeros, petróleos pesados o mezclas de ambos. Por consiguiente, los productos que se obtienen varían de una a otra. La refinación se cumple en varias etapas. Por esto una refinería tiene numerosas torres, unidades, equipos y tuberías. Es algo así como una ciudad de plantas de proceso.

El funcionamiento de una refinería de este tipo se cumple de la siguiente manera:

El primer paso de la refinación del petróleo crudo se cumple en las torres de "destilación primaria" o "destilación atmosférica". En su interior, estas torres operan a una presión cercana a la atmosférica y están divididas en numerosos compartimientos a los que se denominan "bandejas" o "platos". Cada bandeja tiene una temperatura diferente y cumple la función de fraccionar los componentes del petróleo. El crudo llega a estas torres después de pasar por un horno, donde se "calienta" a temperaturas de hasta 400 grados centígrados que lo convierten en vapor. Esos vapores entran por la parte inferior de la torre de destilación y ascienden por entre las bandejas. A medida que suben pierden calor y se enfrían.

Cuando cada componente vaporizado encuentra su propia temperatura, se condensa y se deposita en su respectiva bandeja, a la cual están conectados ductos por los que se recogen las distintas corrientes que se separaron en esta etapa. Al fondo de la torre cae el "crudo reducido", es decir, aquel que no alcanzó a evaporarse en esta primera etapa. Se cumple así el primer paso de la refinación. De abajo hacia arriba se han obtenido, en su orden: gasóleos, diesel, queroseno, turbosina, nafta y gases ricos en butano y propano.

Algunos de estos, como la turbosina, queroseno y diesel, son productos ya finales. Las demás corrientes se envían a otras torres y unidades para someterlas a nuevos procesos, al final de los cuales se obtendrán los demás derivados del petróleo. Así, por ejemplo, la torre de "destilación al vacío" recibe el crudo reducido de la primera etapa y saca gasóleos pesados, bases parafínicas y residuos. La Unidad de Craqueo Catalítico o Cracking recibe gasóleos y crudos reducidos para producir fundamentalmente gasolina y gas propano. Las unidades de Recuperación de Vapores reciben los gases ricos de las demás plantas y sacan gas combustible, gas propano, propileno y butanos. La planta de mezclas es en últimas la que recibe las distintas corrientes de naftas para obtener la gasolina motor, extra y corriente.

La unidad de aromáticos produce a partir de la nafta: tolueno, xilenos, benceno, ciclohexano y otros petroquímicos. La de Parafinas recibe destilados parafínicos y nafténicos para sacar parafinas y bases lubricantes. De todo este proceso también se obtienen azufre y combustóleo. El combustóleo es lo último que sale del petróleo. Es algo así como el fondo del barril. En resumen, el principal producto que sale de la refinación del petróleo es la gasolina motor. El volumen de gasolina que cada refinería obtiene es el resultado del esquema que utilice. En promedio, por cada barril de petróleo que entra a una refinería se obtiene 40 y 50 por ciento de gasolina. El gas natural rico en gases petroquímicos también se puede procesar en las refinerías para obtener diversos productos de uso en la industria petroquímica. A continuación se presenta la figura 3 con los diferentes productos que se obtiene a partir del petróleo crudo

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

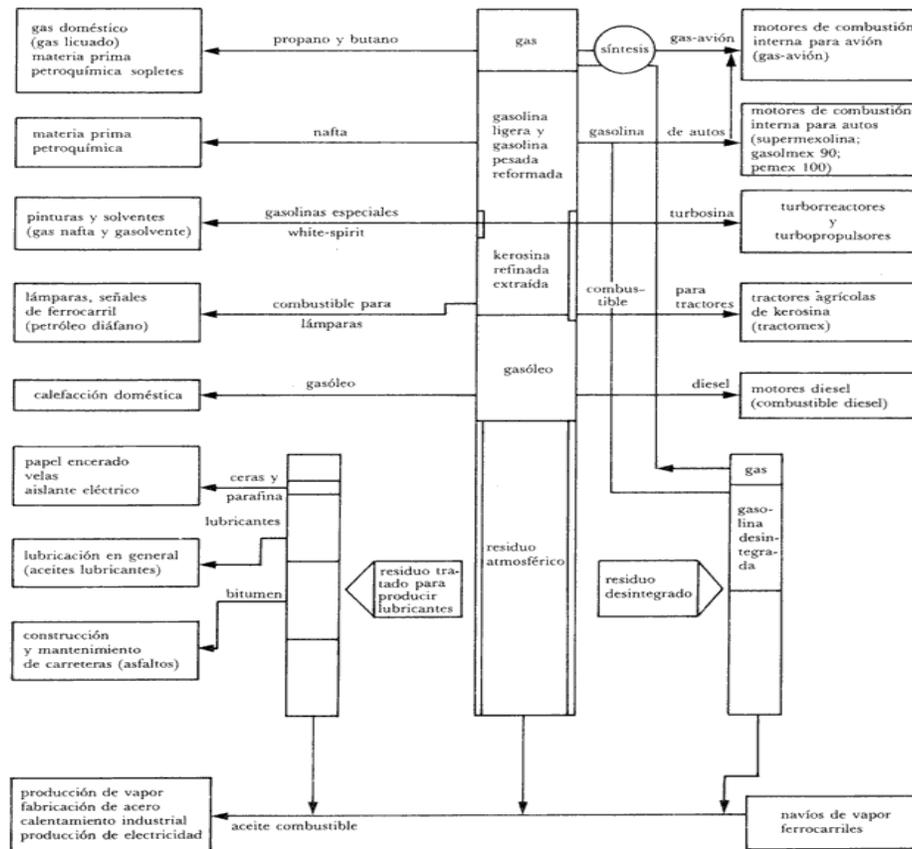


FIGURA 3. PRINCIPALES FRACCIONES DEL CRUDO

1.6. PLANTAS DONDE SE PROCESA EL PETRÓLEO EN MÉXICO

En la siguiente tabla se hace mención de los complejos, plataformas y de mas instalaciones que posee PEMEX en donde se procesa el petróleo así como también se hace la referencia de lo que produce cada complejo o refinería.

TABLA No.4. PLANTAS DONDE SE PROCESA EL PETRÓLEO EN MÉXICO

PLATAFORMAS Y POZOS	
NOMBRE	DESCRIPCIÓN DE PRODUCTOS
TUZANDEPETL	Tuzandepetl funciona como un amortiguador cuando la capacidad de almacenamiento supera a otros centros de almacenamiento.
CENTRO DE PROCESO "AKAL C"	Sobresale por su mayor tamaño, pero también por concentrarse en él segmentos con hidrocarburos más grandes que en el resto de los yacimientos. En la de perforación, actualmente se localizan equipos de compresión de gas así como de transporte de aceite crudo de exportación.
ACTIVO INTEGRAL "BURGOS"	Una parte importante de la tarea de PEMEX Exploración y Producción se realiza en la Central de Medición de Gas, conocida como Kilómetro 19 de Reynosa, donde después de varios y complejos procesos se otorga la calidad deseada al combustible, lo cual se logra mediante separadores (bifásicos y trifásicos) y una medición cuidadosa de la calidad.
CAMPO PRODUCTOR "CANTARELL"	El campo ha sido muy generoso en materia de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, ocupa 162 kilómetros cuadrados y se mantienen en sexto lugar en reservas en el ámbito internacional.

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

	<p>Datos del complejo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se llevan a cabo actividades de perforación de pozos, bombeo y estabilización de crudo; separación, compresión deshidratación y endulzamiento de gas. • Contiene el 40% de las reservas nacionales. • Máximo histórico de producción; 2 millones 313 mil barriles de crudo (16 de noviembre de 2003).
REFINERÍAS Y TERMINALES DE REPARTO	
TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO “SANTA CATARINA”	La terminal se encuentra en Cadereyta, N. L.; comercializa gasolinas PEMEX Magna y PEMEX Premium y PEMEX Diesel.
REFINERÍA “ING. ANTONIO DOVALI JAIME”	La refinería se encuentra ubicada en el municipio de Salina Cruz, en el Estado de Oaxaca; Actualmente la refinería tiene capacidad para procesar hasta 330,000 BPD de crudo.
TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO “18 DE MARZO”	Se encuentra en Tula; actualmente comercializa gasolina PEMEX Magna, gasolina PEMEX Premium, PEMEX Diesel y turbosina.
REFINERÍA “HÉCTOR R. LARA SOSA”	La refinería abastece a la terminal de almacenamiento y distribución de Cadereyta, situada junto a la refinería y a través de ella, por medio de auto tanques, abastece a las terminales de Reynosa y Nuevo Laredo, en el estado de Tamaulipas. Estas terminales también reciben importaciones.
REFINERÍA “MIGUEL HIDALGO”	La Refinería en el estado de Hidalgo, a 82 kilómetros al norte de la Ciudad de México. Cuenta con capacidad para procesar 150,000 BPD.
CENTROS PROCESADORES DE GAS	
COMPLEJO PROCESADOR DE GAS “REYNOSA”	Las actividades principales de este complejo son las de tratar el gas natural, mediante el proceso de absorción para separar sus líquidos y obtener además gas natural seco, así como el fraccionamiento de condensados del gas natural de los campos.
COMPLEJO PROCESADOR DE GAS “POZA RICA”	El Complejo Procesador de Gas Poza Rica procesa el gas natural para eliminar los contaminantes y separar sus componentes, mediante los procesos industriales de endulzamiento de gas húmedo amargo, recuperación de azufre, recuperación de licuables del gas natural y el fraccionamiento de licuables.
COMPLEJO PROCESADOR DE GAS “NUEVO PEMEX”	Las actividades principales de este complejo son las de tratar el gas natural para eliminar los contaminantes y separar sus componentes, mediante cinco procesos industriales.
COMPLEJO PROCESADOR DE GAS “CACTUS”	Las principales actividades de este complejo son tratar el gas natural, para eliminar los contaminantes, y separar sus componentes, mediante cinco procesos industriales: endulzamiento de gas y líquidos, recuperación de azufre, recuperación de líquidos del gas y fraccionamiento.
COMPLEJO PROCESADOR DE GAS “CIUDAD PEMEX”	Las actividades principales de este complejo son las de tratar el gas húmedo amargo para eliminar los contaminantes y separar sus componentes, mediante tres procesos industriales: endulzamiento de gas amargo, recuperación de azufre y recuperación de licuables del gas natural (etano + pesados y propano + pesados).
COMPLEJOS PETROQUÍMICOS	
COMPLEJO PETROQUÍMICO “TULA”	En este complejo petroquímico se produce acrilonitrilo, que se utiliza para piezas automotrices, de teléfonos, interiores de refrigeradores, paneles y juguetes, sellos, empaques, protectores para tubería, diafragmas para bombas, retenes, deflectores, mangueras para aceite y gasolina, rodillos para imprentas, suelas y tacones para calzado industrial y tapones para envases.
COMPLEJO PETROQUÍMICO “CANGREJERA”	Este complejo produce derivados de etileno y aromáticos. Listado de productos: Acetaldehído, Estireno, Etileno, Óxido de etileno, Oxígeno, Polietileno baja densidad, Benceno, Tolueno, Hexano, Heptano, Aromina 100, Xilenos 5 grados, Aromáticos pesados, Ortoxileno, Paraxileno, Gas nafta, Isohexano, Hidrógeno de BTX, Líquidos de BTX

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

COMPLEJO PETROQUÍMICO “PAJARITOS”	En el Complejo Petroquímico "Pajaritos" se producen productos petroquímicos derivados del etileno y el cloro. El Cloruro de vinilo también es un derivado de Etileno, sólo que éste presenta la característica de ser un derivado clorado, sirve para fabricar PVC (Policloruro de Vinilo) que se utiliza para tuberías, juguetes, material médico como jeringas, entre otros.
COMPLEJO PETROQUÍMICO “MORELOS”	Los productos de este complejo constituyen una materia prima para la industria procesadora y transformadora de fibras sintéticas, envases de plástico, cremas, tuberías, solventes, pinturas, esmaltes, entre otros.
COMPLEJO PETROQUÍMICO “INDEPENDENCIA”	El Complejo Petroquímico "Independencia" está enfocado a la producción de metanol y acrilonitrilo. Metanol: materia prima para manufactura de proteínas sintéticas por fermentación continua, malatión, palatión metílico, salicilato de metilo, acetato de metilo, propionato de metilo, benzoato de metilo, antidetonante en la gasolina Magna Sin. Acrilonitrilo: fibra sintética utilizada en la confección de ropa.
COMPLEJO PETROQUÍMICO “COSOLEACAQUE”	El Complejo Petroquímico "Cosoleacaque" produce amoniaco y anhídrido carbónico que sirven como materias primas para explosivos, fibras sintéticas y solventes entre otros; además, como producto secundario, se genera bióxido de carbono para las industrias de fertilizantes, refresquera y química.

1.7. CONDICIONES ÓPTIMAS DEL PETRÓLEO PARA SU VENTA

El crudo tiene propiedades intrínsecas diferentes. Tradicionalmente se consideran los indicadores para determinar las calidades relativas: los grados API y el contenido de azufre. Al ser procesado bajo un mismo esquema de refinación el primer indicador tiene una relación con el tipo y cantidad de productos que se obtienen, mientras que el segundo se vincula con la calidad de los productos.

A continuación se muestra una tabla con las pruebas de calidad que se deben realizarse al petróleo crudo para que este se encuentre dentro de sus condiciones óptimas de venta

TABLA No.5 PRUEBAS DE CALIDAD PARA CRUDO MAYA

PRUEBAS DE CALIDAD PARA CRUDO MAYA		
PRUEBA	UNIDADES	MÉTODOS
DENSIDAD (1)	° API	ASTM D-287
DENSIDAD RELATIVA 20°/4° C (1)	ADIMENSIONAL	ASTM D-1298
AGUA Y SEDIMENTOS (2)	% EN VOLUMEN	ASTM D-4007
AGUA POR DESTILACIÓN (1)	% EN VOLUMEN	ASTM D-4006
SEDIMENTOS POR EXTRACCIÓN (3)	% EN VOLUMEN	ASTM D-473
SALINIDAD (1)	Lb/ Mbl	ASTM D-3230
VISCOSIDAD A 37.8° C (1)	SSU cst	ASTM D-88, ASTM D-445 o ASTM D-2161
AZUFRE POR RAYOS X (2)	% EN PESO	ASTM D-4294 o ASTM D-2622
PRESIÓN DE VAPOR REID (2)	Lb/pulg ²	ASTM D-323
METALES (Ni, V) (4)	Ppm	ASTM D-5863 o UOP-391/91
ACIDEZ (4)	MgKOH/gr MUESTRA	ASTM D-974
(1) Método para facturación diaria		
(2) Métodos de referencia		
(3) Método para facturación semanal		
(4) Método de referencia, incluido durante análisis ASSAY con periodicidad acordada		

A continuación se presentan las especificaciones de calidad que debe de presentar el petróleo crudo por buque tanque para su venta

TABLA No. 6 CARACTERÍSTICAS DE CALIDAD EN EL CRUDO

TIPO DE PETRÓLEO CRUDO	CARACTERÍSTICAS DE CALIDAD						
	DENSIDAD RELATIVA (°API)	VISCOSIDAD (SSU @ 25°C Y 100°F)	AGUA Y SEDIMENTOS (% EN VOL)	AZUFRE (% PESO)	PVR (lb/pulg ²)	PUNTO DE ESCURRIMIENTO (°F)	CONTENIDO DE SAL (lb/mb)
MAYA	21.0-22.0	320	0.5	3.4	6.0	-25	50.0
ISTMO	32.0-33.0	60	0.5	1.8	6.0	-35	50.0
OLMECA	38.0-39.0	38	0.5	0.95	6.2	-55	50.0

1.8. PRECIOS DEL PETRÓLEO

Un factor importante por el cual se presentan los precios del petróleo es que mientras más agua y mas sal contenga el crudo el precio de este disminuye de tal forma que es conveniente realizar la deshidratación y el desalado del mismo para que se encuentre en condiciones optimas de ventas antes descritas.

Los datos referentes al precio del petróleo que a continuación se presentan se encuentran en dólares por barril de petróleo crudo, así como también se presenta una reseña de cómo ha variado el precio del petróleo desde el año 2000, estos datos son extraídos del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

TABLA 7. PRECIOS DEL PETRÓLEO (US DLS/BARRIL)

FECHA	WTI	BRENT	OLMECA	ITSMO	MAYA	MEZCLA
AÑO 2007						
ENERO	54.42	54.40	53.19	50.84	43.99	44.35
FEBRERO	59.43	58.85	58.28	53.81	46.38	47.96
MARZO	60.93	62.43	61.90	56.69	47.81	49.68
ABRIL	64.01	67.59	66.28	60.67	52.24	53.70
MAYO	63.67	67.81	65.85	60.38	54.08	55.36
JUNIO	67.94	70.12	70.45	65.03	58.74	59.94
JULIO	74.15	75.93	75.63	70.33	62.73	64.06
AGOSTO	72.36	71.23	71.87	66.70	60.68	61.75
SEPTIEMBRE	79.53	77.12	78.31	73.40	65.28	66.45
OCTUBRE	85.47	82.57	83.66	78.83	70.54	71.70
NOVIEMBRE	92.74	89.44	92.52	87.53	79.32	80.48
AÑO 2008						
ENERO	92.91	92.13	93.06	88.58	78.19	80.12
FEBRERO	95.34	94.07	95.36	90.37	79.21	80.94
MARZO	105.54	102.89	104.74	99.76	86.24	89.06
ABRIL	112.19	110.18	111.72	106.62	91.46	93.98
MAYO	125.33	124.46	124.41	120.24	103.24	105.30
JUNIO	134.13	133.75	135.43	130.71	113.27	115.37
JULIO	133.35	133.91	136.34	130.46	120.80	122.14
AGOSTO	116.71	114.98	118.61	113.05	106.87	108.65
SEPTIEMBRE	103.61	100.30	102.92	95.99	100.81	94.10
OCTUBRE	91.39	87.30	85.79	83.13	92.87	81.89
NOVIEMBRE	52.96	51.92	53.08	46.80	37.32	37.97
DICIEMBRE	42.06	43.00	44.50	38.21	31.91	32.41

**“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A
TANQUES GUN BARREL”**

AÑO 2009						
ENERO	41.92	45.80	46.81	40.57	36.85	37.44
FEBRERO	39.25	43.91	45.10	39.19	37.83	38.11
MARZO	48.07	47.27	50.28	44.91	41.23	41.68
ABRIL	47.64	47.57	49.43	50.76	45.94	46.06
MAYO	59.18	57.86	60.76	59.08	55.29	55.61
JUNIO	69.72	69.25	71.28	70.04	63.25	63.56
JULIO	64.54	66.01	67.19	65.73	60.28	60.65
AGOSTO	71.13	73.05	73.61	73.42	67.43	67.41
SEPTIEMBRE	69.31	68.14	70.19	69.07	63.89	64.10
OCTUBRE	75.82	73.88	76.50	76.07	68.13	69.24

2. EMULSIONES

2.1. DEFINICIÓN

La emulsión es un sistema de dos fases que consta de dos líquidos parcialmente miscibles, uno de los cuales es dispersado en el otro en forma de glóbulos. La fase dispersa, discontinua o interna es el líquido desintegrado en glóbulos. El líquido circundante es la fase continua o externa. La suspensión es un sistema de dos fases muy semejante a la emulsión, cuya fase dispersa es un sólido. La espuma es un sistema de dos fases similar a la emulsión, en el que la fase dispersa es un gas. El aerosol es lo contrario de la espuma: el aire es la fase continua y el líquido la fase dispersa. Un agente emulsivo es una sustancia que se suele agregar a una de las fases para facilitar la formación de una dispersión estable.

2.2. EMULSIONES DE AGUA EN PETRÓLEO

El agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos y el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas pero varían dramáticamente, desde 0.0022 ppm para el tetradecano hasta 1760 ppm del benceno en el agua. La presencia de dobles enlace carbono-carbono (por ejemplo alkenos, dialkenos y aromáticos) incrementan la solubilidad del agua. El agua está lejos de ser soluble en hidrocarburos saturados (por ejemplo: parafinas o alcanos) y la solubilidad del agua decrece con el incremento del peso molecular de los hidrocarburos.

Una emulsión es una suspensión cuasi-estable de finas gotas de un líquido dispersa en otro líquido, como se muestra en la figura 4. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa. Las emulsiones algunas veces son clasificadas de acuerdo al tamaño de las gotas dispersas; considerándose como macro emulsión cuando el rango de las gotas es de 10 a 150 micras y como micro emulsión o micela cuando el tamaño de gotas varía de 0.5 a 50 micras.

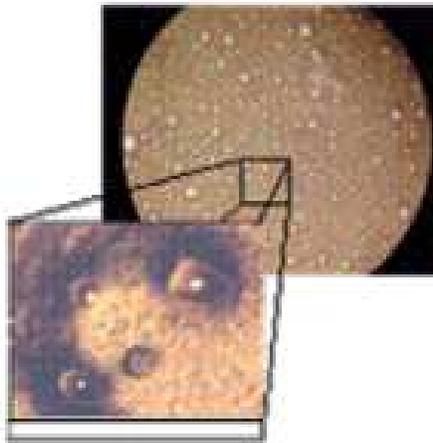


FIGURA 4.- MICROFOTOGRAFÍA DE UNA EMULSIÓN AGUA EN PETRÓLEO

En el caso de un yacimiento de petróleo cuando la saturación de agua es mayor que la crítica se presenta flujo simultáneo de agua y aceite, o sea, se tiene la presencia de las dos fases inmiscibles; la agitación también se tiene debido al flujo a través de la formación, pero principalmente al salir del fondo del pozo donde se presenta una zona de alta turbulencia.

2.3. CLASIFICACIÓN

Las emulsiones se pueden clasificar de diferentes maneras, dependiendo del aspecto que se tenga en cuenta para hacerlo, de acuerdo a la estabilidad

- Estables
- Inestable

Una emulsión es estable cuando luego de formada, la única forma de conseguir que las fases se separen es aplicando un tratamiento especial; una emulsión es inestable, cuando luego de formada, si se deja en reposo durante un tiempo, las fases se separan por gravedad; de todas maneras el tiempo requerido para que se presente segregación es bastante mayor, que cuando las fases no están emulsionadas, de acuerdo a la facilidad para romperlas

- Flojas
- Duras

Una emulsión estable es floja, cuando se puede romper con un tratamiento sencillo y dura, cuando requiere de un proceso más complicado para romperla.

- De acuerdo a su naturaleza
 - Normales
 - Inversa

Una emulsión normal es aquella en la cual la fase continua es el aceite y la dispersa es el agua; la fracción de agua en la emulsión puede estar entre 10 y 35%. Se le llama emulsión normal por que es la de mayor ocurrencia; aproximadamente el 99% de las emulsiones presentes en los campos de petróleo son normales. Una emulsión es inversa, cuando la fase dispersa es el petróleo y la continua es el agua; se le llama inversa o invertida porque son raras.

2.4. TEORÍA SOBRE LA FORMACIÓN DE LAS EMULSIONES

Con varias teorías diferentes se ha tratado de explicar la formación de emulsiones estables, es decir, el hecho de que dos líquidos inmiscibles y de diferente gravedad específica se dispersen o formen una mezcla íntima estable. Sin embargo, algunas de ellas no permiten explicar por si solas la gran estabilidad de ciertas emulsiones.

2.4.1. TEORÍA COLOIDAL

Explica el proceso de emulsificación relacionándolo con la química coloidal. Los coloides son sustancias que permanecen en suspensión en los líquidos, siguiendo aparentemente leyes físicas peculiares que le dan características muy diferentes a las sustancias no coloidales. Por ejemplo, ciertas arcillas, sustancias coloidales permanecen suspendidos en el agua por mucho tiempo después de un periodo de agitación que asegure suficiente dispersión de las partículas de arcilla. Se cree que las pequeñas gotas de agua suspendidas en una emulsión agua en aceite, están influenciadas por las mismas leyes físicas que controlan la suspensión de arcilla en agua.

2.4.2. TEORÍA DE TENSIÓN INTERFACIAL

Explica las propiedades peculiares de las emulsiones por su relación con los fenómenos de la tensión interfacial. Las relaciones de tensión interfacial permiten explicar la oclusión de un glóbulo de líquido dentro de otro, debido a que el líquido de tensión superficial mayor (agua) asume una forma convexa, originando glóbulos esféricos o esferoidales y tiende a presentar la menor superficie al segundo líquido (aceite). Sin embargo, si la tensión interfacial es alta, por ejemplo entre aceite y agua pura, la emulsificación se dificulta porque el aceite tiende a extenderse sobre la superficie del agua formando una capa delgada. En este caso, la tensión interfacial se puede reducir lo suficiente para facilitar la formación de emulsiones agregando Al agua ciertas sales solubles (carbono de sodio, sulfato de aluminio etc.); por el contrario, si la tensión interfacial se aumenta, agregando al agua cloruros solubles, la emulsificación se dificulta mucho más.

2.4.3. TEORÍA DEL AGENTE EMULSIFICANTE

Las teorías anteriores permiten explicar la formación de emulsiones, pero no explican porque las gotas dispersas no se unen al ponerse en contacto, ni la persistencia al rompimiento de algunas emulsiones. La teoría del agente emulsificante es la más aceptada universalmente y explica la repulsión de las gotas dispersas a unirse debido a que están recubiertas por una sustancia denominada agente emulsificante, concentrado y retenido en la interfase por el proceso físico denominado absorción. (Penetración superficial de un gas o un líquido en un sólido). El tipo de emulsión que se forme normal o invertida depende de las características del agente emulsificante y su relación con los dos líquidos.

- El líquido que humecta preferencialmente al agente emulsificante será la fase continua de la emulsión.
- Para agentes emulsificantes solubles, el líquido en el cual es soluble el emulsificante será la fase continua.
- La teoría del agente emulsificante es la más aceptada para explicar la formación de las emulsiones.
- La acción del agente emulsificante puede ser de tres maneras:
 - Creando cargas repulsivas sobre la superficie de las gotas de la fase dispersa.
 - Formando una película delgada que rodea las gotas de la fase dispersa y evita que las gotas se unan.
 - Depositándose como polvo fino sobre las gotas de la fase dispersa.

De acuerdo con la teoría del agente emulsificante, la más aceptada para explicar la teoría de la formación de emulsiones, para que se presente una emulsión estable se requiere lo siguiente:

- Presencia de dos fases inmiscibles
- Agitación fuerte

Presencia de un agente emulsificante, el cual es el principal responsable de la estabilización de la emulsión.

2.5. FACTORES QUE AFECTAN LA FORMACIÓN DE LA EMULSIÓN

Existe una serie de factores que pueden aumentar o disminuir la posibilidad de que se forme emulsiones o afectar las características de la emulsión formada. Entre estos factores se pueden mencionar:

2.5.1. PORCENTAJE Y SALINIDAD DEL AGUA

El agua y el aceite pueden emulsionarse en proporciones variables, pero para cada petróleo crudo existe un porcentaje específico de agua que ocasiona emulsificarse. La salinidad afecta la tensión interfacial entre las fases y entre el emulsificante y las fases; se ha encontrado que los cloruros solubles aumentan la tensión interfacial dificultando la emulsificación.

2.5.2. CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO

El tipo de crudo, la viscosidad, densidad y tensión superficial son las características del crudo que mayor influencia tienen sobre la tendencia a formar emulsiones. Los crudos nafténicos muestran mayor tendencia a formar emulsiones que los parafínicos. Al aumentar la viscosidad y la densidad de los crudos aumenta la tendencia a formar emulsiones.

2.5.3. PRESENCIA DE GAS O AIRE

Las emulsiones se forman más fácil, más rápidamente y de una estabilidad mayor, cuando el gas natural o el aire se mezclan íntimamente con el aceite y el agua. Esto se explica por la mayor velocidad de flujo, al igual que mayor turbulencia y agitación propician una mezcla más íntima de los fluidos.

2.5.4. TIPO Y CANTIDAD DE EMULSIFICANTE

Hay emulsificantes que pueden ser más efectivos que otros y además el grado de emulsificación puede depender de la cantidad de emulsificante. El tipo de emulsificante puede definir que la emulsión sea normal o invertida.

2.5.5. TIEMPO

El tiempo de contacto de las fases puede ayudar a la formación de emulsiones, específicamente si durante el tiempo de contacto hay agitación continua.

2.5.6. MÉTODO DE PRODUCCIÓN

En el levantamiento artificial se presenta agitación extra que no ocurre en el flujo natural, especialmente cuando se tiene bombeo con varilla o neumático (gas Lift); el efecto es quizás mayor en el caso del bombeo neumático, pues la inyección de gas de por sí crea turbulencia y además, ya se vio que la presencia de gas favorece la formación de emulsiones.

2.6. TRATAMIENTO DE EMULSIONES

Tratar una emulsión significa someterla a algún proceso con el fin de separar sus fases (es decir con el fin de romperla). Las emulsiones que se someten a tratamiento son generalmente las emulsiones estables, pues ya se vio que las inestables, si se deja un determinado tiempo en reposo, la separación de fases se presenta por simple segregación; aunque algunas veces el tiempo que se deben dejar en reposo puede ser largo y para acelerar la separación se le hace a las emulsiones inestables algún tratamiento sencillo. El tratamiento al que se debe someter una emulsión depende de las características de ésta, si es dura o blanda, grado de emulsificación, tipo de emulsificante y muchas veces, de la disponibilidad de equipo y/ o materiales.

El primer paso en el tratamiento de una emulsión es un análisis de ésta en el laboratorio donde se podrá determinar:

- Tipo de emulsión (normal o invertida)
- Estabilidad
- Porcentaje de fases
- Respuesta a diferentes métodos posibles de tratamiento

En el tratamiento de emulsiones se busca neutralizar de alguna manera la acción del agente emulsificante, por ejemplo, venciendo las fuerzas repulsivas que impiden que las gotas de la fase dispersa se unan o destruyendo la película adherida a las gotas de la fase dispersa. Aunque existen muchos métodos para tratar emulsiones, los más comunes son:

- Método térmico
- Método químico
- Método eléctrico
- Combinaciones de los anteriores

Cuando la emulsión es floja generalmente es suficiente alguno de los tres primeros, pero cuando es apretada se recurre a tratamientos combinados.

2.6.1. TRATAMIENTO QUÍMICO

Consiste en agregar a la emulsión ciertas sustancias químicas, llamadas demulsificantes, las cuales atacan la sustancia emulsificante y neutralizan su efecto para promover la formación de la emulsión. La acción del demulsificante se ha tratado de explicar de varias maneras. Una dice que el demulsificante es una sustancia que trata de formar una emulsión inversa a la existencia, bien sea afectando la tensión interfacial o presentando una tendencia de humectabilidad opuesta a la que muestra el emulsificante; al haber tendencia a formar emulsión de agua en aceite y a la vez de aceite en agua, ambas tendencias se neutralizan y las fases se separan. Una segunda explicación de la acción del agente demulsificante es que éste actúa sobre la película que cubre las gotas de fase dispersa debilitándola y al hacerlo, las gotas se pueden unir lo cual lleva finalmente a que las fases se separen.

El éxito en el rompimiento químico, consiste en seleccionar el demulsificante apropiado y usarlo en la proporción adecuada. Existen en el mercado gran variedad de demulsificantes, muchos de los cuales son el mismo químico pero con diferente nombre comercial, dependiendo de la casa fabricante. La mayoría de los demulsificantes son solubles en agua y algunos en petróleo y sus derivados; para aplicarlos se pueden utilizar puros o disueltos en agua, crudo, gasolina o kerosene.

El sitio de aplicación depende principalmente de las características de la emulsión y al elegirlo se debe tener presente:

- Se necesita agitación para que el demulsificante se pueda mezclar íntimamente con la emulsión, aunque la agitación no debe ser excesiva porque puede ocurrir que se presente la separación de fases y una nueva emulsificación.
- Si hay mucha agua libre es recomendable retirarla antes de agregar el demulsificante, porque como casi siempre éste es soluble en agua, cierta parte se puede disolver en el agua libre y disminuir el porcentaje que actúa para ayudar a romper la emulsión.
- Mientras mayor sea el tiempo de agitación mayor podrá ser el grado de emulsificación y por tanto, para emulsiones muy duras una forma de acelerar la separación de fases será agregando el demulsificante tan pronto como se pueda.
- A mayor temperatura mejor será el efecto del demulsificante y la temperatura disminuye desde el fondo del pozo hacia el separador.

Teniendo en cuenta los aspectos anteriores, se puede pensar que un sitio apropiado para agregar el demulsificante será en la línea de superficie lo más cerca posible de la cabeza del pozo; si se trata de pozos con mucha agua libre se debe agregar en un punto después de que ésta haya sido retirada de la mezcla y cuando se trata de emulsiones muy duras se podrá mejorar la separación agregando el producto en el fondo del pozo.

Las principales ventajas del tratamiento químico son:

- Bajo costo de instalación y operación
- Proceso y equipo sencillo
- Versátil. Se puede aplicar a procesos en grande y pequeña escala.
- La cantidad del crudo no se altera
- La calidad del crudo no se altera
- Separación rápida y efectiva

2.6.2. TRATAMIENTO TÉRMICO

Junto con el tratamiento químico, son los métodos más comunes y casi siempre se acostumbra agregar el demulsificante antes de calentar la mezcla. El aplicar temperatura a la emulsión tiene las siguientes ventajas:

- Debilitar la película de emulsificante.
- Aumentar el movimiento de las partículas de la fase dispersa, lo cual implica mayor número de choques incrementando la posibilidad de unión.
- Disminuye la viscosidad de la fase continua.

Las principales desventajas del tratamiento térmico son:

- Incremento en costos por problemas de corrosión y mantenimiento.
- No es tan versátil como el tratamiento químico en el sentido de poderse aplicar sin problemas en grande o pequeña escala.
- Aunque el funcionamiento de calentadores y tratadores es seguro, el riesgo potencial de accidentes graves puede ser mucho mayor que en el caso del tratamiento químico.

2.6.3. TRATAMIENTO ELÉCTRICO

El principio básico de este tratamiento consiste en colocar la emulsión bajo la influencia de un campo eléctrico de corriente alterna o continua de alto potencial, después de un calentamiento previo moderado. La corriente alterna es la más barata y la más empleada. El tratamiento eléctrico (coalescencia electrostática) a alto voltaje es utilizado en los campos petroleros o refinerías que trabajan con petróleo crudos que contienen agua y sal. El fenómeno de coalescencia electrostática se hace posible y actúa sobre la composición molecular del agua.

La molécula del agua está conformada por un átomo de oxígeno (polo negativo) y dos átomos de hidrógeno (polo positivo), de tal forma que al ubicarse dentro de un campo electrostático se orientan de acuerdo con éste. Al ser sometidas las moléculas de agua a un campo electrostático, éstas aparecen en forma elíptica; esta elongación

distorsionará la película en la superficie de las gotas exponiendo más gotas a otras superficies adyacentes, facilitando la coalescencia y dando como resultado gotas más grandes las cuales se precipitan por gravedad.

Los elementos necesarios para la creación del campo electrostático, dentro del tratador utilizando voltaje AC son:

- 1) Una fuente de potencia que suministre el voltaje primario de línea (una fase AC, 220 V, 50-60 Hz) al transformador del tratador, el cual lo convierte al voltaje necesario (12000-30000, 50-60 Hz) que es alimentado al tratador a través de un buje (bushing).
- 2) Un electrodo superior, denominado electrodo cargado
- 3) Un electrodo inferior, el cual está suspendido por debajo del Electrodo cargado y conectado a tierra.

Los tratadores electrostáticos son utilizados en los campos en busca de mejorar la eficiencia de la operación, se han diseñado de tal forma que en el mismo recipiente se incorporen, tanto los elementos de calentamiento en la zona de separación de gas y remoción de agua libre.

Los agentes emulsificadores son numerosos y pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- Compuestos naturales de superficie activa tales como asfaltenos y resinas conteniendo ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de sulfuro, fenoles, cresoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, finos de formación, esquistos, lodos de perforación, fluidos para estimulación, incrustaciones minerales, compuestos de corrosión (por ejemplo sulfuro de hierro, óxidos), parafinas, asfaltenos precipitados. Los fluidos para estimulación de pozos son notablemente efectivos para formar emulsiones muy estables.
- Químicos añadidos tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

3. TANQUES DE ALMACENAMIENTO PARA HIDROCARBUROS

Los tanques de almacenamiento se usan como depósitos para contener una reserva suficiente de algún producto para su uso posterior y/o comercialización. Los tanques de almacenamiento, se clasifican en:

1. Cilíndricos Horizontales.
2. Cilíndricos Verticales de Fondo Plano.

Los Tanques Cilíndricos Horizontales, generalmente son de volúmenes relativamente bajos, debido a que presentan problemas por fallas de corte y flexión. Por lo general, se usan para almacenar volúmenes pequeños.

Los Tanques Cilíndricos Verticales de Fondo Plano nos permiten almacenar grandes cantidades volumétricas con un costo bajo. Con la limitante que solo se pueden usar a presión atmosférica o presiones internas relativamente pequeñas.

Estos tipos de tanques se clasifican en:

- De techo fijo.
- De techo flotante.
- Sin techo.

3.1. TANQUES VERTICALES

Constan de una membrana solidaria al espejo de producto que evita la formación del espacio vapor, minimizando pérdidas por evaporación al exterior y reduciendo el daño medio ambiental y el riesgo de formación de mezclas explosivas en las cercanías del tanque.

El techo flotante puede ser interno (existe un techo fijo colocado en el tanque) o externo (se encuentra a cielo abierto). En cualquier caso, entre la membrana y la envolvente del tanque, debe existir un sello.

Los nuevos techos internos se construyen en aluminio, y se coloca un domo geodésico como techo fijo del tanque.

Las ventajas que presenta el domo con respecto a un techo convencional son:

- Es un techo autoportante, es decir, no necesita columnas que lo sostenga. Esto evita el tener que perforar la membrana.
- Se construye en aluminio, lo cual lo hace más liviano.
- Se construyen en el suelo y se montan armados mediante una grúa, evitando trabajos riesgosos en altura.

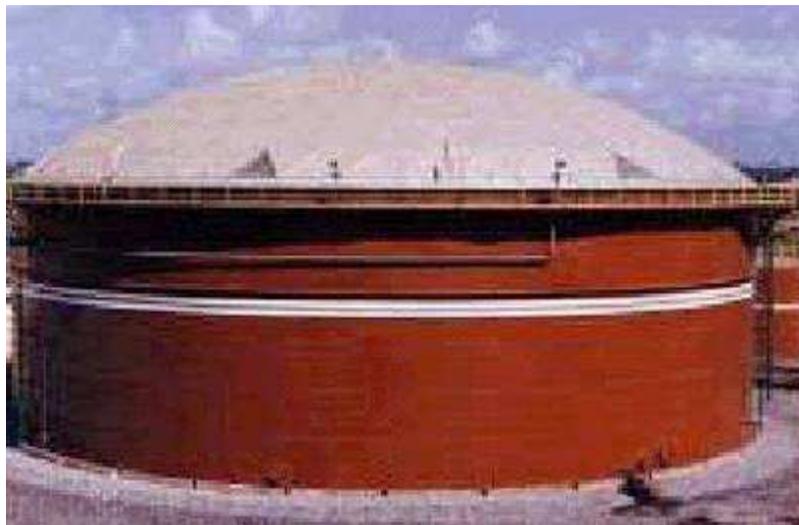


FIGURA 5. TANQUE VERTICAL

3.2. TANQUES FLOTANTES PLEGABLES

Los tanques flotantes RO-TANK han sido desarrollados para el almacenamiento de hidrocarburos recuperados por embarcaciones antipolución que no disponen de tanques propios o cuya capacidad es insuficiente.

Los RO-TANK pueden ser remolcados llenos o vacíos a velocidades de hasta 7 nudos en función del estado del mar. Gracias a sus conexiones rápidas ASTM es posible unir varios tanques para su remolque o fondeo conjunto.

Los RO-TANK están fabricados de una gruesa plancha de caucho Neopreno reforzado con 4 capas interiores de tejido de poliéster, un material extraordinariamente resistente a la abrasión y a la perforación. Su recubrimiento de caucho Hypalon los hace especialmente resistentes a los hidrocarburos y a los agentes atmosféricos (rayos ultravioleta, ozono, salitre).

Los RO-TANK vacíos se almacenan enrollados en una caja de madera de dimensiones reducidas. También es posible estibar hasta 10 tanques de 15 m³ en un sólo carretel de accionamiento hidráulico. Los RO-TANK pueden ser abiertos en ambos extremos para su limpieza interior mediante agua a presión o con detergentes.

3.3. ESFERAS

Las esferas se construyen en gajos utilizando chapas de acero. Se sostienen mediante columnas que deben ser calculadas para soportar el peso de la esfera durante la prueba hidráulica (pandeo). Al igual que en los tanques horizontales, todas las soldaduras deben ser radiografiadas para descartar fisuras internas que se pudieran haber producido durante el montaje.

Cuentan con una escalera para acceder a la parte superior para el mantenimiento de las válvulas de seguridad, aparatos de telemedición, etc.

Por lo general estos tanques son utilizados para almacenar gases.



FIGURA 6. TANQUE ESFERA

3.4. HORIZONTALES

Los recipientes horizontales (tanque salchicha) se emplean hasta un determinado volumen de capacidad. Para recipientes mayores, se utilizan las esferas. Los casquetes de los cigarros son toriesféricos, semielípticos o semiesféricos. Sus espesores están en el orden de (para una misma p , T y φ):

- semielíptico: es casi igual al de la envolvente.
- toriesférico: es aproximadamente un 75% mayor que el semielíptico.
- semiesférico: es casi la mitad del semielíptico.



FIGURA 7. TANQUE HORIZONTAL

CAPÍTULO

2

TANQUES GUN BARREL

1. CARACTERÍSTICAS DE LOS TANQUES “GUN BARREL”

Existen varios nombres que son dados a los tanques de deshidratación utilizados para tratar emulsiones de aceite crudo. Algunos de los nombres más comunes para este tipo de tanques son: Tanques de lavado y tanques de asentamiento con distribuidor tubular de emulsión (conocidos como “Gun Barrel” Setting Tanks). Aunque el diseño de estos varía, todos contienen los elementos básicos que es representativo de la mayoría de los tanques deshidratadores en uso.

En este equipo la emulsión entra a una cámara de separación de gas, si existe demasiado gas en el crudo, es preferible utilizar un separador de 2 o 3 fases corriente arriba del tanque. La corriente fluye a través de una tubería conductora bajo la interfase agua – aceite hacia la sección de lavado de agua. En la mayoría de los tanques grandes se utiliza un distribuidor para esparcir el flujo en toda la sección transversal del tanque. A medida que se distribuya mas el flujo de emulsión ascendente y sea uniforme, será menor su velocidad promedio de ascenso, permitiendo la precipitación de las gotas de agua pequeñas.

Al provocar que el distribuidor disperse el crudo en corrientes pequeñas, se logra que exista un mayor contacto de estos flujos individuales con el agua de lavado, lo cual ayuda a la coalescencia en el lavado. En muchos tanques deshidratadores se utiliza calor para mejorar el tratamiento. El calor puede adicionarse al crudo mediante un calentador indirecto, o cualquier tipo de intercambiador de calor.

Los calentadores a fuego directo son equipos requeridos dentro de la industria de refinación y petroquímica para suministrar grandes cantidades de energía a corrientes de proceso contenidas en serpentines tubulares a partir de la combustión de combustibles líquidos y gaseosos, para elevar sus niveles de temperatura y modificar sus características químicas y físicas, para cumplir con las condiciones de proceso. Estos equipos son conocidos también como calentadores de proceso u hornos de proceso.

Un calentador de fuego indirecto es una unidad donde el crudo pasa a través de un serpentín o de tubos sumergidos en un baño de agua, aceite u otro medio de transferencia calorífica, que a la vez es calentado por un tubo calefactor de inmersión, similar al que se usa en un calentador a fuego directo. Este calefactor calienta el baño de agua, la cual calienta al crudo que se encuentre dentro del serpentín sumergido en el baño. Este tipo de equipo se emplea generalmente para calentar crudos corrosivos o para un calentamiento a alta presión.

Los intercambiadores de calor normalmente se emplean cuando existe una fuente generadora de calor que puede ser recuperado como un motor una turbina o algún otro proceso relacionado, con el flujo de la producción. Estos equipos pueden ser constituidos por serpentines o placas calefactores internas. En instalaciones complejas especialmente en plataformas, un sistema central de transferencia calorífica que recupera el calor que puede ser aprovechado y lo aporta a los intercambiadores y a los procesos que lo requieran.

Un "Gun Barrel" es un tanque tratador con flujo descendente central vertical que opera a presión atmosférica. Un “Gun Barrel” típico tiene una cámara superior desgasificadora o bota en el tope.

La emulsión a tratar desciende por el centro hasta un dispersor (spreader) donde ingresa al nivel de agua buscando su camino de ascenso por flotación (diferencia de densidad) hasta el nivel superior de petróleo.

Tienen un sifón lateral, vistos lateralmente presentan tres secciones verticales:

- Gas (superior).
- Petróleo (media, zona de decantación).
- Agua separada (zona de lavado o corte).

Los “Gun Barrel” son, básicamente tanques sedimentadores, y existen un número muy grande de diseños interiores. El gas disuelto en la emulsión atenta contra la eficiencia del proceso de deshidratación por gravedad diferencial porque las burbujas de gas, al liberarse "frenan" la decantación libre, para evitar esto se incorpora la cámara separadora de gas en la entrada. estos recipientes usualmente operan con media parte de agua y la otra parte lo cubre el aceite, la alimentación de crudo se realiza por la parte inferior por medio de distribuidores de tal manera que el agua que viene con el aceite entre en contacto con el agua del recipiente para que la coalescencia del agua se lleve a cabo, y por la parte superior, está la salida de aceite limpio cumpliendo con especificaciones de sal y de contenido de agua, cabe hacer mención que para una mayor eficiencia de separación agua-aceite se usan desemulsificantes químicos.

Prácticamente, un tanque “*Gun Barrel*” es un tratador vertical a presión atmosférica. Tiene una cámara separadora de gas, donde se separa el gas y luego es descargado a una línea de baja presión o a una línea de venteo al aire. Posee un tubo bajante por donde circula hacia el fondo la emulsión o la producción del campo proveniente del separador general; hacia el final de este dispositivo se encuentra el distribuidor de flujo localizado en la sección de lavado, el cual contribuye a crear un flujo uniforme ascendente a través del agua y distribuido en toda el área transversal del tanque.

Generalmente, los tanques “*Gun Barrel*” son diseñados para operar en frío. Sin embargo, se le puede acondicionar en el fondo del tanque un sistema de calentamiento, ya sea mediante vapor o eléctrico. También, mediante un intercambiador de calor localizado en la línea de entrada.

Los tanques “*Gun Barrel*” se utilizan preferiblemente para crudos livianos o semi-livianos que requieren la última etapa de deshidratación de emulsiones flojas e inestables.

El tratamiento en el tanque “*Gun Barrel*” o tanque de lavado se fundamenta en que la “coalescencia de las gotas de agua ocurre más rápidamente en dispersiones concentradas. En este caso la emulsión agua/aceite es puesta en contacto con el agua disponible en el fondo del tanque, lo cual favorece la coalescencia.

Los tanques deshidratadores “*Gun Barrel*” (Ver Fig. 8) están constituidos esencialmente de 5 partes:

1. La línea de entrada; es el tubo que conduce la emulsión del separador al tanque deshidratador.
2. El tubo conductor, a través del cual pasa la emulsión antes de entrar al fondo del tanque deshidratador. Tiene tres propósitos principales:
 - Separar el gas de la emulsión y reducir la turbulencia dentro del cuerpo del tanque deshidratador;
 - Sirve como sección de amortiguamiento al reducir la presión de entrada de la emulsión;
 - Permite a la emulsión distribuirse uniformemente a través del colchón de agua de lavado, mediante un esparcidor generalmente en el fondo del tubo conductor.
3. El cuerpo del deshidratador, el cual tiene un colchón de agua sirve de lavado a la emulsión.
4. La línea de salida del agua, constituida por un sifón. Esta línea tiene dos propósitos; proporcionar una salida para el agua separada, y regular la altura del colchón de agua en el deshidratador.
5. La línea de salida del aceite, que conduce el aceite limpio del tanque deshidratador a los tanques de almacenamiento.

La acción que tiene lugar en un tanque deshidratador consta de dos etapas: *lavado* y *asentamiento*. El lavado ocurre en el colchón de agua; el asentamiento se efectúa en el estrato de emulsión. La altura del colchón es variable de acuerdo al tipo de emulsión.

El sistema de descarga del agua en los tanques deshidratadores está constituido por un sifón. (Ver Fig. 9) que funciona de la siguiente manera: el agua pasa a través de un tubo conductor y asciende hasta entrar en un tubo ajustable.

La altura de la interfase se puede modificar cambiando la altura de este tubo ajustable. A través del tubo igualador se mantiene la misma presión en el sifón y el tratador. Por lo tanto, cualquier flujo del tratador al sifón depende solamente de los niveles mantenidos en el tratador.

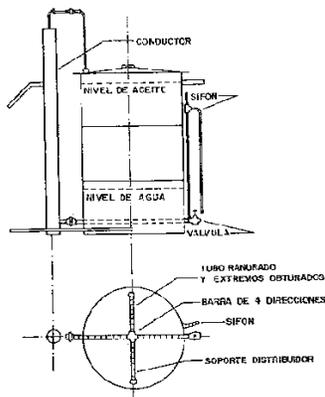


FIGURA 8. TANQUE DESHIDRATADOR

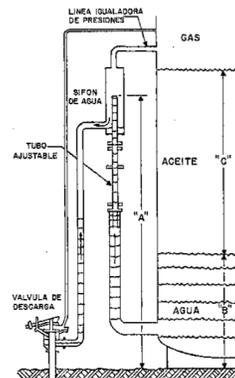


FIGURA 9. DIAGRAMA DEL SISTEMA DE DESCARGA DE UN DESHIDRATADOR

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

Inicialmente, la altura de la columna “A” en el tubo ajustable, será tal que su peso por unidad de área es igual a los pesos combinados por unidad de área del aceite y el agua en el deshidratador. Puesto que el agua es más pesada que el aceite, una columna de agua menor, equilibra una columna de agua “B” y de aceite “C”. Siendo el tubo ajustable se elevará la interfase aceite-agua. Al llegar a la cima del tubo ajustable, el agua se derrama a un tubo de descarga en el cual, al alcanzarse una determinada carga hidrostática se opera una válvula de descarga, que permite la salida del agua excedente, repitiéndose continuamente el ciclo.

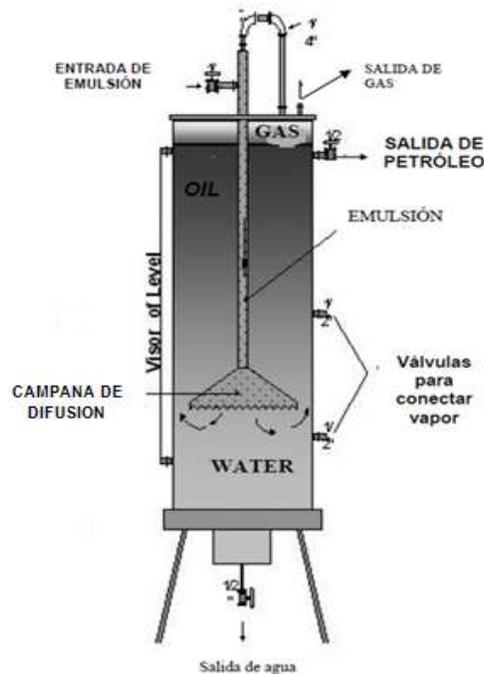


FIGURA 10. TANQUE “GUN BARREL”

A continuación se presenta una tabla comparativa de los tanques de deshidratación “Gun Barrel” contra los separadores electrostáticos.

TABLA 8 TABLA COMPARATIVA DE TANQUE “GUN BARREL” Y SEPARADOR ELECTROSTÁTICO

ASPECTOS	DESHIDRATADOR (“GUN BARREL”)	SEPARADOR ELECTROSTÁTICO
Eficiencia de deshidratación	Eficiente	Eficiente
Eficiencia de desalado	Poco eficiente	Eficiente
Tiempo de proceso	12 horas	1 hora
Tipo de operación	Sencilla	Sencilla
Control de corrosión	Necesario	Necesario
Control de incrustación	No requiere	Necesario
Consumo de combustibles	Variable	Variable
Consumo de reactivo	Alto	Bajo
Sistema contra incendios	Complicado	Sencillo
Tamaño de recipiente	Muy grande	Pequeño
Tiempo de instalación	Largo	Corto
Capacitación de operadores	Minima	Regular
Costo de la unidad *	1 millón (\$)	2 millones (\$)
Mantenimiento	Poco frecuente	Frecuente
Vida útil	20 años	15 años
Valor de rescate	10%	10%
Tiempo de entrega	90 días	90 días

* para unidades de 60 000 bl/día

Un tanque “Gun Barrel” es un gran tanque que se utiliza para separar el aceite del agua que fluye de los pozos de producción. La Figura 11 muestra una imagen visual de un tanque “Gun Barrel”, la figura 12 muestra una imagen térmica del tanque “Gun Barrel”. Estos tanques “Gun Barrel” van desde 500 barriles hasta 10.000 barriles. Están hechas de acero o fibra de vidrio y generalmente se pintan dependiendo de la sustancia que contiene para esto se puede basar en la norma de referencia NRF-09-PEMEX. Los “Gun barrel” forman parte de una sección de tanques que generalmente se utilizan para el petróleo así como para almacenamiento de agua. Si los contaminantes en el crudo como: agua, sedimentos u otros materiales, son superiores al límite preestablecido que es del 1% más o menos entonces el precio del petróleo disminuye y este tiene que ser enviado a almacenamiento para un tratamiento posterior. Este crudo pasa por otro proceso de tratamiento para estar dentro de los límites aceptables de venta y así ser enviado a los tanques de venta.



FIGURA 11. TANQUE GUNBARREL DE 5000 BARRILES DE CAPACIDAD



FIGURA 12. IMAGEN TÉRMICA DEL TANQUE “GUN BARREL”

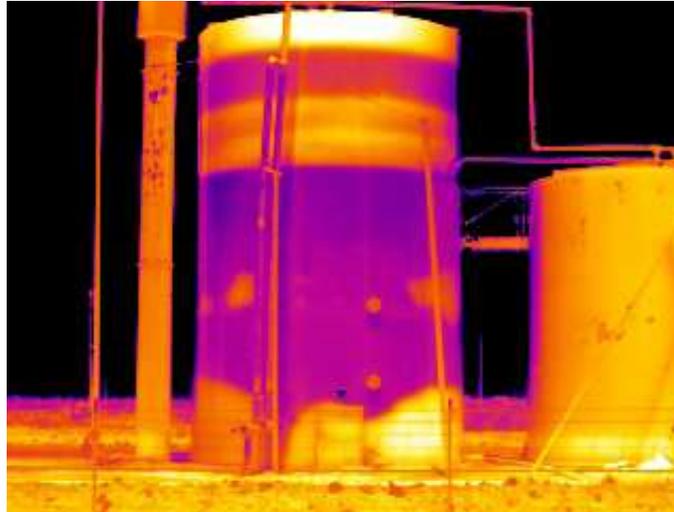


FIGURA 13. TANQUE “GUN BARREL” DE 750 BARRILES DE CAPACIDAD, ANTES DE SER LIMPIADOS

El tanque “Gun Barrel” es una parte vital de las ventas de petróleo crudo y el proceso de tratamiento de agua. El petróleo crudo que proviene de los pozos llega directamente a estos tanques cuando el gas, petróleo, agua, y pequeñas cantidades de sólidos pasan por un proceso de separación. El aceite se separa y se eleva hacia la parte superior del tanque “Gun Barrel” y de la misma forma el gas. Mientras que el agua y diversos sólidos por sus propiedades de ser más pesados se asientan en el fondo del tanque. La figura 12 muestra una imagen térmica de un tanque de “Gun Barrel” con todas estas capas. La capa entre el aceite y el agua se llama la plataforma de interfaz. Esta capa es una parte normal del proceso de separación, pero hay ocasiones que ciertos compuestos como parafinas, asfaltenos, hierro pueden estar suspendidos dentro de la plataforma de interfaz (capa entre agua y petróleo).

Cuando esto sucede, la capa se hace más espesa y puede llegar a ser dura, inhibiendo el proceso de separación, causando una serie de problemas operativos. Mediante el uso de infrarrojos se localizan estas pastillas y su espesor, y así se obtiene una mejor idea lo que sucede dentro del tanque y se pueden tomar medidas correctivas. Si se detecta con anticipación estas capas antes de que sea demasiado espesa o dura se pueden emplear diversos productos químicos que ayudaran a romper dichas capas dentro del tanque “Gun Barrel”. Este tratamiento puede ser muy caro.

Otro método consiste en el paro de operaciones en los “Gun Barrel” y manualmente eliminar el contenido, que generalmente requiere de personal para entrar y raspar los sólidos, cargarlos en los camiones, y disponer de los materiales de desecho. La figura 14 es el tanque de “Gun Barrel” que se muestra en la Figura 13, después de la limpieza.



FIGURA 14. TANQUE “GUN BARREL” DE 750 BARRILES DE CAPACIDAD, DESPUÉS DE SER LIMPIADOS

CAPÍTULO 3

DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE CRUDO

INTRODUCCIÓN

El tratamiento de crudos (TC) es un proceso industrial que abarca el diseño y la operación de instalaciones de superficie para el logro técnico y económico de la entrega de crudo en especificación (atributo de calidad contractual) y de una densidad (relativa) adecuada para la venta y así obtener mejor paga posible. Para ello el productor recurre a dos procesos: Deshidratación y desalado.

El objetivo del proceso de **deshidratación** es remover el agua coproducida emulsionada (el **agua** libre se separa al ingreso de la planta de tratamiento de crudo (PTC) para evitar el manejo de grandes volúmenes de agua, mediante un F.W.K.O. (Free Water Knock Out) o separador de agua libre).

El objetivo del **desalado** es remover las sales existentes en el crudo hasta los valores de especificación para venta.

Un proceso óptimo de Deshidratación y Desalación debe resultar en:

1. Un mínimo costo de procesamiento: consumos de químicos, combustibles y/o electricidad óptimos.
2. Un crudo de la mejor densidad posible de venta (evitar pérdida de livianos por excesivo calentamiento del crudo lo que redundaría en un aumento de densidad del mismo y un menor precio de venta).
3. Un crudo en especificación del contenido de agua y sales para la venta.
4. Un manejo óptimo de las instalaciones de tratamiento minimizando: fondos de tanques, depósitos orgánicos/inorgánicos en calentadores, excesivas interfaces (pads) en tanques de tratamiento, etc.
5. La entrega de un agua de purga de calidad aceptable para disposición final o inyección a reservorio.

Es por tal motivo que en el capítulo anterior se hizo mención de las características del crudo como de las emulsiones, para entender mejor las características que presentan cada una y como se forman en el crudo en los yacimientos petroleros es por eso que se buscan diferentes métodos para lograr la separación de las fases presentes en el crudo, teniendo en cuenta que la presencia en exceso de agua como sal hacen que el valor comercial del petróleo disminuya, es por este motivo que en este capítulo se enfocará a los diferentes métodos que existen para llevar a cabo el proceso de deshidratación y desalado de crudo y así obtener el petróleo en condiciones óptimas de venta.

1. DESHIDRATACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

En esta etapa se remueve el agua libre y las gotas de mayor tamaño. Los agentes químicos desemulsificantes juegan un papel sumamente importante al promover la coalescencia y acelerar el asentamiento del agua dispersa.

La temperatura de tratamiento debe seleccionarse considerando la estabilidad de la emulsión, la temperatura del aceite a la entrada del sistema, la volatilidad del aceite y el costo de calentamiento.

Un diagrama de un proceso de deshidratación se presenta en la Fig 15 Se incluyen:

- 1) Eliminación del agua libre para evitar el desperdicio de calor (para elevar 1 °F se requiere 150 BTU para el agua y 280 para el aceite).
- 2) Precalentamiento donde se aprovecha el calor del aceite tratado que lo cede para precalentar el crudo de entrada.
- 3) Calentamiento para alcanzar la temperatura de proceso seleccionada.
- 4) Unidad de deshidratación donde el contenido de agua se reduce a 0.2-2% de agua.

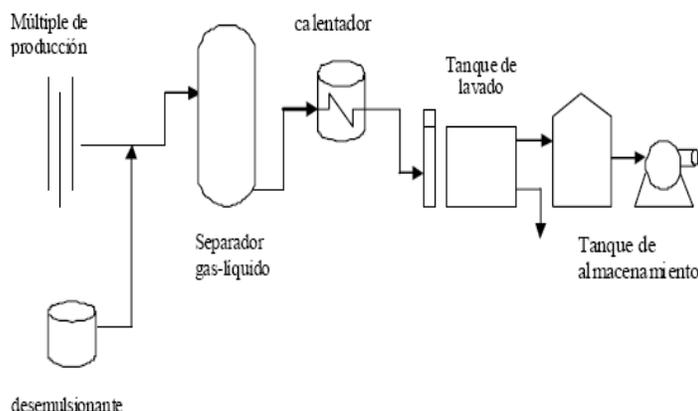


FIGURA 15. PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDOS

La deshidratación de crudo o tratamiento de aceite consiste en la remoción de agua, sales, arenas, sedimentos y otras impurezas del petróleo crudo. Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo:

1. Tratamiento químico
2. Tratamiento gravitacional
3. Tratamiento térmico
4. Tratamiento eléctrico

A continuación se hace una breve explicación de cada uno de los métodos para la deshidratación de crudos.

1.1. TRATAMIENTO QUÍMICO

Los compuestos químicos desemulsificantes son agentes activos de superficie, similares a los emulsificadores. Los desemulsificantes tienen tres acciones principales:

1. Fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua; ellos deben desplazar y/o neutralizar a los emulsificadores presentes en la película de la interfase.
2. Floculación: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.
3. Coalescencia: permiten que pequeñas gotas se unan a gotas más grandes que tengan suficiente peso para asentarse. Para esto se requiere que la película que rodea y estabiliza las gotas sea rota.

Las teorías de cómo actúan los desemulsificantes están incompletas. Estas teorías fallan al pretender explicar el funcionamiento de los diferentes tipos de compuestos químicos. Sin embargo, dos generalidades son válidas. Primero, los desemulsificantes efectivos tienen alto peso molecular, que son comparables a los surfactantes naturales. Segundo, usados como emulsificadores, los desemulsificantes tienden a producir emulsiones inversas (w/o).

Una teoría tradicional acerca de cómo trabajan los desemulsificantes, es que ellos “neutralizan” a los agentes emulsificadores; en otras palabras, rompen las emulsiones w/o, al tender en forma natural a formar emulsiones w/o. Otra explicación es que los desemulsificantes hacen que la película que rodea a la gota de agua se vuelva muy rígida o se contraiga para finalmente romperse.

Los productos químicos desemulsificantes pueden caracterizarse como sigue:

- Esteres, son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua, pero al sobre dosificarse provocan emulsiones inversas (o/w).
- Di-epóxicos, son excelentes deshidratadores, pero provocan un asentamiento lento de las gotas de agua
- Uretanos, buenos deshidratadores, provocan un asentamiento lento de las gotas de agua
- Resinas, son buenos deshidratadores, provocan un asentamiento rápido de las gotas de agua, dan un agua separada limpia.
- Polialquilenos, pobres deshidratadores, lento asentamiento de las gotas de agua
- Glicoles, requiere mezclarse con otros para aplicarse
- Sulfonatos, buenos humectantes de sólidos y tiene capacidad para el asentamiento de las gotas de agua, sobre dosificándose no causa emulsiones inversas (o/w), pero pueden causar la precipitación de partículas de sulfuro de hierro en el agua separada.
- Poliesteraminas, agentes de superficie activa violentos, deshidratan en bajas dosificaciones, al sobre dosificarse producen emulsiones inversas (o/w)
- Oxialquilados, buenos agentes humectantes, son usados en mezclas.
- Poliaminas, son lentos en el asentamiento de las gotas de agua.
- Alcanolaminas, son rápidos en el asentamiento de las gotas de agua.

Un solo compuesto químico no puede proveer las tres acciones requeridas anteriormente citadas, por lo que los desemulsificantes comerciales son una mezcla de varios desemulsificantes básicos (30-60 %) más la adición de solventes adecuados, tales como nafta aromática pesada, benceno, tolueno o alcohol isopropílico para obtener un líquido que fluya a la menor temperatura esperada. Los desemulsificantes son insolubles en agua y muy solubles en aceite para que puedan difundirse rápidamente a través de la fase de aceite y alcancen las gotas de agua. Por el contrario, los desemulsificantes para emulsiones inversas w/o son muy solubles en agua. Comúnmente son poliaminas cuaternarias de amonio de alto peso molecular mezcladas con aluminio, hierro o cloruro de zinc.

Los desemulsificantes deben ser dosificados en forma continua en la relación determinada por pruebas de botella y/o pruebas de campo. La dosificación en forma de choque no es muy recomendable. Los rangos de dosificación pueden variar de 2 a 200 ppm, aunque generalmente se dosifican en un rango de 10 a 60 ppm. Generalmente los crudos pesados requieren mayor dosificación que los crudos ligeros.

El exceso de dosificación de desemulsificante incrementa los costos de tratamiento, incrementa el aceite contenido en la salmuera separada, puede estabilizar aun más la emulsión regular (agua/aceite) y puede producir emulsiones inversas (agua/aceite). Los desemulsificantes deben ser inyectados tan temprano como sea posible (en el fondo o en la cabeza del pozo).

Esto permite más tiempo de contacto y puede prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.

La selección y preparación del tipo de desemulsificante debe coincidir con el recipiente de tratamiento de la emulsión. Los tanque de lavado que tienen largo tiempo de retención (8-24 horas), requieren desemulsificantes de acción lenta. Por otro lado, los tratadores-calentadores y las unidades electrostáticas con corto tiempo de retención (15-60 minutos) requieren desemulsificantes de acción muy rápida. Problemas como precipitación de parafinas en climas fríos, incremento de sólidos por corridas de diablo, adición de compuestos químicos para estimulación de pozos, pueden requerir el cambio del desemulsificante de línea.

Debido a que los agentes desemulsificantes son tan numerosos y complejos para permitir su completa identificación, seleccionar el desemulsificante más adecuado es un arte y una ciencia. La selección está basada en pruebas empíricas de laboratorio conocidas como pruebas de botella, cuyo procedimiento específico es descrito en el método API MPMS 10.4 (1988).

Obviamente, para el éxito de la prueba de botella se requiere de una buena muestra de la emulsión del sistema. Para que una muestra sea buena, debe reunir las siguientes características:

1. Debe ser representativa de la corriente
2. Debe ser un compósito de la producción de los pozos individuales que están alimentando al tratador
3. Contener cantidades representativas de los químicos presentes en el sistema, tales como inhibidores de corrosión y parafinas
4. Debe ser fresca para evitar la estabilización por envejecimiento de la emulsión

El tratamiento químico en general ofrece las siguientes ventajas:

1. La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los desemulsificantes desde una etapa temprana del tratamiento.
2. La emulsión puede ser rota en frío, reduciendo los costos de calentamiento de la emulsión y la pérdida de gravedad asociada con el calentamiento.

Las desventajas del tratamiento químico son:

1. Una sobre dosificación puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales.
2. No siempre es económico romper las emulsiones sólo con el tratamiento químico, generalmente es necesario el uso de energía adicional, como calentamiento o electricidad, para reducir los costos del tratamiento químico.

1.2. TRATAMIENTO GRAVITACIONAL

El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, “Gun Barrels” y eliminadores de agua libre (EAL). Los eliminadores de agua libre (EAL) son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua libre, la cual es agua producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 10-20 minutos. El crudo de salida de un EAL todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada. En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia.

El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible de los calentadores. Un calentador requiere de 350 Btu para calentar un barril de agua 1 °F, pero solamente requiere 150 Btu para calentar 1 barril de crudo 1 °F. El calentamiento de agua, aparte de que es un desperdicio de energía provoca problemas de incrustación y requiere del uso adicional de tratamiento químico muy costoso para prevenir la incrustación.

Los eliminadores de agua libre (EAL), no son lo mejor ya que ellos solo remueven el agua libre. Los compuestos químicos rompedores de emulsión pueden, ser adicionados a la alimentación del recipiente. Los EAL están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditamentos para prevenir la corrosión por el efecto del agua de sal.

1.3. TRATAMIENTO TÉRMICO

Los tratadores-calentadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. En los calentadores-tratadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con el calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos. Estos calentadores directos operan eficientemente en procesos operando en baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos.

El esquema típico de calentadores-tratadores directos tipo vertical y horizontal se muestra en las figuras 6 y 7 respectivamente.

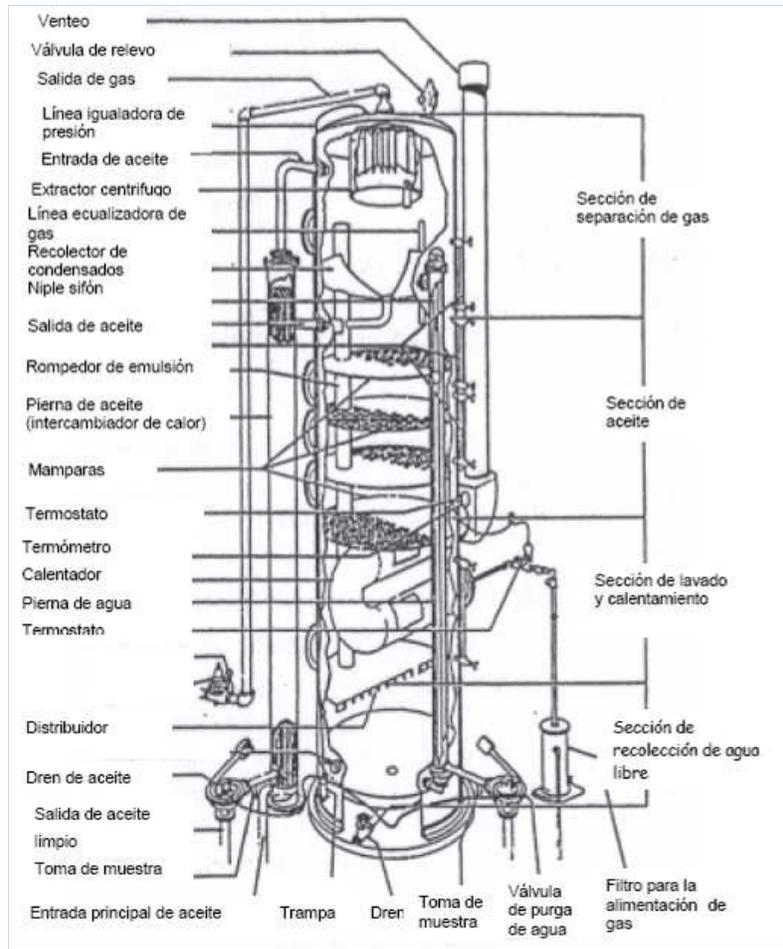


FIGURA 16. ESQUEMA TÍPICO DE CALENTADOR- TRATADOR DIRECTO TIPO VERTICAL

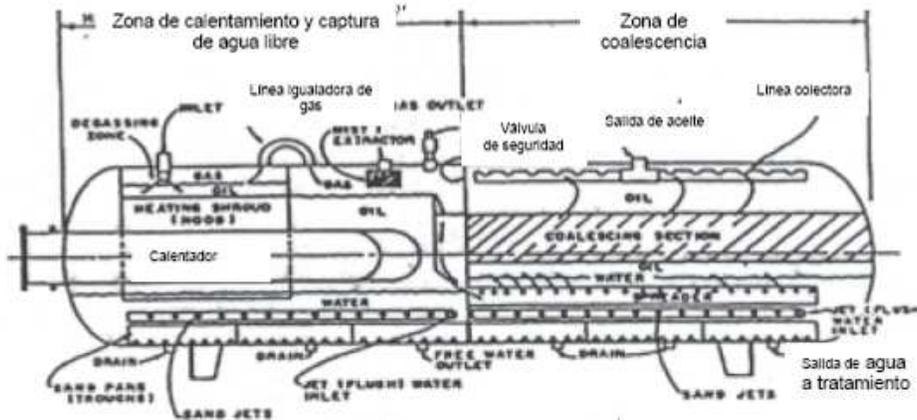


FIGURA 17. ESQUEMA TÍPICO DE CALENTADOR-TRATADOR DIRECTO TIPO HORIZONTAL

El diseño normal de un tratador-calentador tipo vertical cumple las siguientes funciones:

1. Desgasificado de la emulsión de entrada.
2. Remoción de arenas, sedimentos y agua libre previo al calentamiento.
3. Lavado con agua y calentamiento de la emulsión.
4. Coalescencia y asentamiento de las gotas de agua. Coalescencia mecánica puede ser usada en ésta sección.

El aceite deshidratado caliente puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada usando un intercambiador de calor. Los calentadores-tratadores no son recomendables para remover grandes cantidades de agua libre y ésta limitante llega a ser más aguda en yacimientos viejos con gran producción de agua congénita. En estos casos la instalación previa de un EAL es una solución ideal.

Las mismas funciones básicas son previstas en un calentador directo tipo horizontal, como se muestra en la figura 6. La alimentación es parcialmente desgasificada, luego direccionada hacia la parte de abajo para la precipitación del agua libre y la arena. Después la alimentación es calentada y sufre una última desgasificación. Posteriormente a través de un distribuidor pasa a un baño de agua para finalmente pasar a la sección de coalescencia

Las partículas sólidas, tales como arena, escama, productos de corrosión se depositarán en la parte inferior de estos equipos. Si estos sedimentos no son removidos puede causar los siguientes problemas:

1. Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente y eventualmente bloquear la corriente de alimentación.
2. Bloquear la transferencia de calor y causar quemado del equipo de calentamiento
3. Interferir los controles de nivel, ánodos, válvulas, medidores y bombas.
4. Asimismo pueden incrementar el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión.

Para prevenir la depositación de estos sedimentos se pueden instalar “hidrojets” que operando a 30 psi por arriba de la presión de operación del calentador pueden remover los sedimentos para su drenado por la parte inferior del recipiente. En los calentadores de tipo indirecto primero se calienta un fluido. Posteriormente a través de un intercambiador de calor el fluido de calentamiento transfiere calor a la corriente de alimentación. En este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como el gas caliente de salida de las turbinas.

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas:

1. Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
2. Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
3. Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo
4. Promueve una mejor distribución del desemulsificante
5. Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones. Esto se logra manteniendo la temperatura del crudo por arriba de su punto de nube.
6. Debilita la película de emulsificante que rodea a las gotas de agua.

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

1. Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de ligeros en el crudo provoca una disminución de volumen del crudo calentado (encogimiento) y una disminución en su gravedad API.
2. Incrementa los costos de combustible
3. Incrementa los riesgos en las instalaciones
4. Requieren mayor instrumentación y control
5. Causa depósitos de coke.

1.4. TRATAMIENTO ELECTROESTÁTICO

La velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, tal como se expone en la Ley de Stokes. Por ejemplo una gota de agua de 20 micras de diámetro en un crudo de 33 °API a 100 °F y una viscosidad de 6.5 cp se asienta a una velocidad de 0.07 ft/hr. La molécula de agua es polar, por lo tanto, un campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite, por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

1. Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
2. La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite, al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo).

Una gota de agua aislada en contacto con un electrodo cargado adquiere la siguiente carga:

$$Q = 1.65(4\pi r^2)\epsilon_{oil}\epsilon_o E \dots\dots\dots Ec. (1)$$

Donde:

Q = carga de la gota, Coulombs (C)

r = radio de la gota (m)

ϵ_{OIL} = constante dieléctrica relativa del crudo, adimensional

ϵ_0 = constante dieléctrica del vacío
= $8.85 * 10^{-12}$ Faradio/metro (F/m)

E = campo eléctrico entre electrodos (V/m)
= PD/ Δx

PD = diferencia de potencial entre los electrodos, voltios (V)

Δx = espacio entre electrodos, m

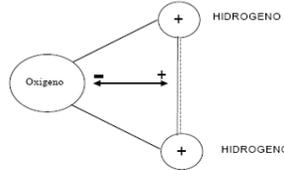


FIGURA 18.-EFECTOS DE LOS CAMPOS ELECTROSTÁTICOS EN GOTAS DE AGUA (NATCO, 1991)

Esta gota de agua con carga eléctrica tiene la siguiente fuerza electrostática:

$$F_e = Q * E = 6.6 * \pi * r^2 * \epsilon_{OIL} * \epsilon_0 * E^2 \dots\dots\dots Ec. (2)$$

Donde: F_e = fuerza electrostática en la gota de agua, Newtons (N).

La fuerza de atracción entre dos gotas de agua con cargas opuestas es, de acuerdo con la ley de Coulomb:

$$F_e = \frac{Q_1 * Q_2}{4 * \pi * \epsilon_{OIL} * \epsilon_0 * x^2} \dots\dots\dots Ec. (3)$$

Donde:

Q_1 = carga en la primera gota de agua, C

Q_2 = carga en la segunda gota de agua, C

x = distancia entre los centros de las dos gotas, m

Para dos gotas polarizadas de igual tamaño, alineadas en el campo eléctrico, la fuerza de atracción es:

$$F_e = 3 * \pi * \epsilon_{OIL} * \epsilon_0 * E^2 * d^6 / x^4$$

Donde:

d = diámetro de la gota de agua, m.

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad presente. La relación de fuerza electrostática con la fuerza de gravedad es de aproximadamente de 1000 para gotas de agua de 4 micras de diámetro en crudo de 20° API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 Kv/in.

Un tratador horizontal electrostático típico es mostrado en la figura 18. La alimentación pasa a través de un distribuidor a un baño de agua para la coalescencia de las gotas de mayor tamaño. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-aceite. En caso que el nivel del baño de agua esté tan alto que alcance a los electrodos se produce un violento cortocircuito, por lo que esto debe ser evitado para la correcta operación del tratador.

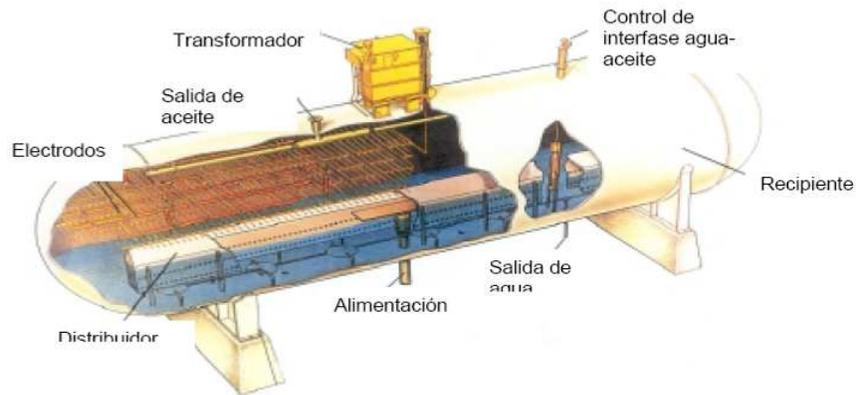


FIGURA 19.- TRATADOR ELECTROSTÁTICO (1991)

En la figura 19 se observan los componentes eléctricos principales de un tratador electrostático de corriente alterna (CA). El transformador convierte el voltaje de línea (440 V) al voltaje requerido (16,000 V). Este alto voltaje es alimentado a través de un buje aislado al electrodo inferior, también llamado electrodo cargado. El electrodo a tierra está suspendido y aislado, arriba del electrodo cargado. Usualmente los dos electrodos horizontales están paralelos a una distancia de 6 a 8 pies.

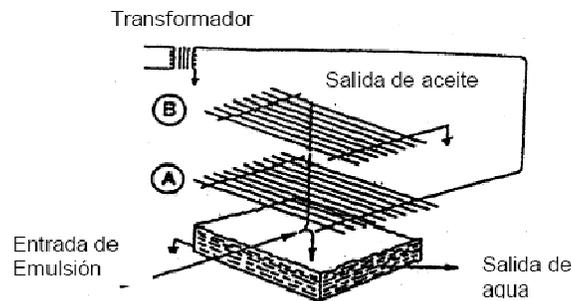


FIGURA 20- ELECTRODOS DE CORRIENTE ALTERNA

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

Las ventajas del tratamiento electrostáticos son:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores-calentadores.
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los tratadores-calentadores, eliminadores de agua libre y Gun-Barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Las bajas temperaturas de tratamiento provoca menores problemas de corrosión e incrustación.

La mayor desventaja de los tratadores electrostáticos es el gasto adicional del sistema eléctrico requerido, sistemas de control y de mantenimiento.

En general se puede decir que el uso de un tratador electrostático de determinadas dimensiones procesará el doble que un tratador de otro tipo que tenga las mismas dimensiones. Asimismo el uso de la electricidad permite la deshidratación a bajas temperaturas.

2. DESALADO DEL PETRÓLEO CRUDO

En esta segunda etapa el agua residual (0.2-2%) y la salinidad asociada se reduce, mediante la adición de agua de baja salinidad. De acuerdo con los resultados de campo, el volumen de agua de dilución es aproximadamente 2 ó 3 veces el volumen de agua residual. Sin embargo, esta relación podrá variar considerando los siguientes factores:

- 1) La salinidad del agua residual.
- 2) El porcentaje de agua remanente después de la etapa de deshidratación.
- 3) La salinidad del agua de dilución.
- 4) Eficiencia del mezclado del agua de dilución con la emulsión
- 5) Contenido de sal requerido al final del tratamiento.

Conviene señalar la importancia de efectuar un mezclado lo más eficiente posible entre el agua de dilución y las gotas de agua residual. Puede decirse que la ineficiencia está dada por el volumen de gotas de agua de dilución que no entran en contacto con las gotas remanentes. Esta mezcla es algo difícil de lograr y, en consecuencia, el proceso empleado para desalar debe ser muy eficaz, ya que generalmente se trata una emulsión más difícil. En la Fig. 20 se muestra el diagrama de desalado de crudos.

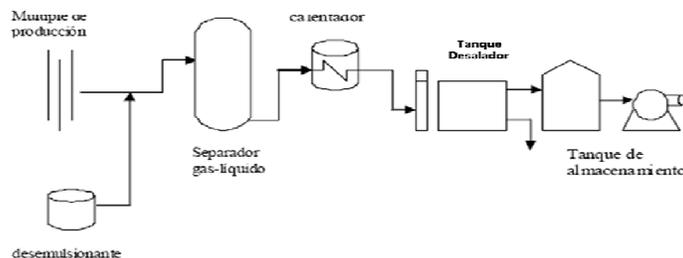


FIGURA 21. PROCESO DE DESALADO DE CRUDO

Las sales minerales están presentes en el crudo en diversas formas, tales como: cristales solubilizados en agua emulsionada, productos de corrosión o incrustación insolubles en agua y compuestos organometálicos como las porfirinas o los naftenatos. Después de la deshidratación o del rompimiento de la emulsión, el petróleo crudo todavía contiene un pequeño porcentaje de agua remanente. Un petróleo de salida de un proceso de desemulsificación (deshidratación) puede contener 1 % de agua o menos.

Si el agua es de una salinidad de 200.000 mg/lit, un 1 % de agua indica que el petróleo contiene, aproximadamente 2.000 mg/lit de sales requiriéndose su desalado porque el petróleo no cumple lo especificado en sales (usualmente 100 mg/lit). Si, por otro lado, el agua es de una salinidad de 5.000 mg/lit, un 1% indicaría unos 50 mg/lit no siendo necesario desalar para la venta. Se deshidrata para evitar transportar agua sin valor y se desala para evitar corrosión y problemas con los procesos de refinación (envenenamiento de catalizadores).

La salinidad de la salmuera producida puede variar desde 1,000 ppm hasta la saturación, que es de 300,000 ppm (30 % peso); sin embargo lo usual es encontrar salmueras en el rango de 20,000-150,000 ppm (2 a 15 %peso). Por comparación, el agua de mar contiene de 30,000-43,000 ppm (3-4.3 % peso) de sales disueltas. El contenido de sal en el crudo normalmente es medido en libras de cloruros, expresado como cloruro de sodio equivalente, por 1000 barriles de crudo limpio (Libras por Mil Barriles –LMB-, Pounds per Thousand Barrels –PTB).

Cuando el crudo es procesado en las Refinerías, la sal puede causar numerosos problemas operativos. Las incrustaciones de sal en los equipos causa disminución de flujo, taponamiento, reduce la transferencia de calor en los intercambiadores, taponan los platos de las fraccionadoras. La salmuera es también muy corrosiva y representa una fuente de compuestos metálicos que puede envenenar los costosos catalizadores. Por lo tanto, las refinerías usualmente desalan el crudo de entrada a menos de 1 Libra por Mil Barriles (LMB). Esta corrosividad de la salmuera producida ha resultado también en especificaciones en el contenido de salinidad del crudo de 20-30 LMB para la transportación en carros tanque o ductos.

El desalado en campo reduce la corrosión corriente abajo (bombeo, ductos, tanques de almacenamiento, carros tanque). Adicionalmente la salmuera producida puede ser adecuadamente tratada para que no cause los daños mencionados en los equipos y sea inyectada al yacimiento, resolviendo un problema ambiental. En ausencia de cristales de sal sólidos, el contenido de sal en el crudo deshidratado (LMB) está directamente relacionado con el porcentaje de agua y con la concentración de salinidad de la salmuera (ppm de NaCl), de la siguiente forma:

$$lb_{sal} = (bl_{crudo}) \left(\frac{bl_{agua}}{bl_{crudo}} \right) \left(\frac{lb_{agua}}{bl_{agua}} \right) \left(\frac{lb_{sal}}{lb_{agua}} \right) \dots\dots\dots Ec. (4)$$

Usando la base convencional de 1,000 bl de crudo limpio:

$$LMB = (1000) \left(\frac{\% \text{ Agua}}{100 - \% \text{ Agua}} \right) (350 GE_{Agua}) \left(\frac{ppm \text{ peso}}{10^6} \right) \dots\dots\dots Ec. (5)$$

La ecuación (5) se utiliza para calcular el contenido de sal en el crudo para un nivel de deshidratación/desalado expresado como % volumen remanente de agua y salinidad.

TABLA 9. CONTENIDO DE SAL VS % AGUA Y SALINIDAD		
Especificación de sal (LMB)	Nivel de Deshidratación (% Vol., de Agua)	Dilución requerida de la salmuera (ppm de NaCl en el % de Agua remanente)
10	0.1	28,100
10	0.2	14,100
10	0.3	9,500

Estos cálculos muestran que la especificación de salinidad de 10 LMB puede alcanzarse si el % de agua remanente está debajo de 0.1 % volumen, cuando la salmuera remanente contiene 28,100 ppm de sal. Sin embargo, en muchos casos una salmuera residual conteniendo 0.1 % volumen no siempre se logra y menos cuando la salmuera del campo contiene más de 28,100 ppm de sal. La conclusión obvia es que, a menudo el desalado es necesario. El desalado, el cual continúa después de un proceso de rompimiento de la emulsión y deshidratación consiste de los siguientes pasos:

1. Adición de agua de dilución (o menos salina) al crudo.
2. Mezclado del agua de dilución con el crudo.
3. Deshidratación (tratamiento de la emulsión) para separar el aceite crudo y la salmuera diluida.

Como se muestra en la figura 20 el equipo convencional para el desalado incluye:

1. Un equipo convencional de deshidratación (eliminador de agua libre, tratador- calentador o unidad electrostática).
2. Una “tee” para inyectar el agua de dilución.
3. Un mecanismo que mezcle adecuadamente el agua de dilución con el agua y las sales del crudo.
4. Un segundo tratador (tipo electrostático o tratador-calentador) para separar nuevamente el crudo y la salmuera.

En base al desalado de una etapa, el requerimiento del agua de dilución es usualmente de 5-7 % con respecto a la corriente de crudo. Sin embargo, si el agua de dilución es escasa, el desalado en dos etapas reduce el requerimiento del agua de dilución a 1-2 % con respecto a la corriente del crudo. A continuación se muestra la figura 21 diagrama de flujo de un sistema convencional de deshidratación y desalado.

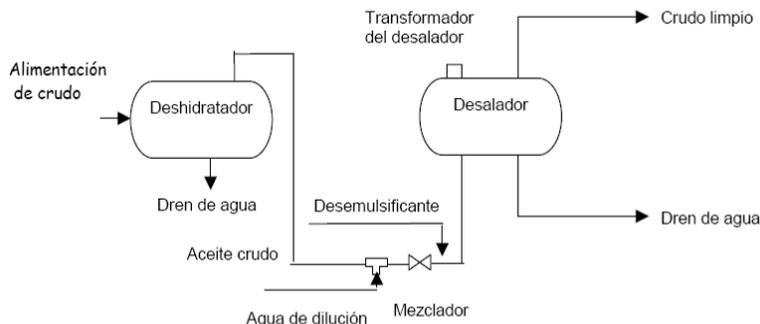


FIGURA 22. DIAGRAMA DE FLUJO CONVENCIONAL DE UN SISTEMA DE DESHIDRATADO Y DESALADO DE CRUDO

2.1. CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Los principales parámetros para el diseño del sistema de desalado son:

1. El nivel de deshidratación alcanzado
2. La salinidad de la salmuera que entra con el crudo
3. La eficiencia de mezclado
4. La salinidad del agua de dilución
5. La especificación de salinidad requerida en el crudo desalado

2.2. NIVEL DE DESHIDRATACIÓN

Esta es la variable más importante para reducir el requerimiento de agua de dilución. La dilución de la salmuera de entrada para alcanzar la especificación de salinidad requerida es inversamente proporcional al nivel de deshidratación alcanzado. Adicionalmente es importante reducir el % de agua del crudo deshidratado para mantener baja la salinidad del crudo. Esto explica el uso frecuente de los tratadores electrostáticos para reducir el % agua remanente en el crudo a valores de 0.1-0.15 % volumen, ya que sin el campo electrostático el % de agua remanente en el crudo varía entre 0.2-1.0 % volumen. En muchos casos es muy difícil alcanzar valores de 0.5 % de agua sin el uso de los tratadores electrostáticos.

2.3. EFICIENCIA DE MEZCLADO

Después de la deshidratación el % de agua remanente en el crudo existe como pequeñas gotas de agua dispersas de modo uniforme en el seno del crudo. Un completo mezclado de todas esas gotas no es posible. Por lo tanto, es una práctica estándar asumir que una fracción, del agua de dilución se mezcla completamente con las pequeñas gotas del % de agua remanente en el crudo, mientras que la porción restante del agua de dilución pasa a través del equipo desalador sin sufrir ningún cambio

En la práctica La eficiencia de mezclado es la relación % entre la cantidad del agua de dilución inyectada y la que realmente coalesce con las pequeñas gotas de agua salina remanente. Los dispositivos comerciales de mezclado tienen eficiencias del 70 - 85 %. Esta variable es la única sobre la que tiene control el operador

Los métodos utilizados para el mezclado son los siguientes:

1. Bombear el agua de inyección al crudo a través de una “tee”.
2. Inyectar el agua de dilución a través de una “tee” y posteriormente provocar el mezclado con una válvula tipo globo parcialmente abierta con una caída de presión de 15-25 psi.
3. Bombear el agua de dilución a través de unas boquillas y posteriormente con una válvula de control provocar una caída de presión de 5-15 psi.
4. Adicionar mezcladores estáticos los cuales requieren altas velocidades de flujo

2.4. LA LEY DE STOKES Y LA DECANTACIÓN

Luego de lograda la floculación y la coalescencia, debemos dar un tiempo para la separación (decantación) del agua del petróleo. La velocidad de la separación esta expresada, en una primera aproximación, por la ecuación de Stokes por:

$$v_{\text{velocidad de sedimentacion}} (V_s) = \frac{2(d_2 - d_1)g r^2}{g \mu_1} \dots\dots\dots\text{Ec. (6)}$$

Donde :

$d_2 = \text{Densidad del agua} *$

$d_1 = \text{Densidad del petroleo} *$

$\mu_1 = \text{Viscosidad del crudo} *$

(*) = Propiedades a la temperatura del tratamiento

Para tanques lavadores y otros separadores son velocidades típicas 2×10^{-2} cm/seg ($4 \cdot 10^{-2}$ pie/min). Observando la tabla se deduce que para poder sedimentar a velocidades operativas deberemos lograr gotas con diámetro no menor a 500 micrones si operamos los tanques separadores con fluido a 250 °F.

De los parámetros que intervienen en la ecuación (1), la viscosidad del petróleo es el parámetro de mayor influencia debido a su gran sensibilidad con la temperatura (el crudo del ejemplo tiene 5.000 cPoise a 100 °F y 100cPoise a 200 °F).

Esta brusca disminución de la viscosidad con la temperatura no es el caso para las diferencias de densidades. Puesto que los coeficientes de expansión térmica son muy semejantes para agua y petróleo, las curvas son casi paralelas aunque puede existir una temperatura a la cual ambas densidades se crucen ($d_2 - d_1 = 0$) donde, la decantación es nula.

3. INSTALACIONES PARA LA DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DEL CRUDO

Existen diversos métodos para deshidratar crudos, los más empleados son los dinámicos entre los que se encuentran:

- A) Tanques lavadores (wash tanks).
- B) Calentadores - tratadores (heaters - treaters).
- C) Separadores de agua libre (free water knockout).
- D) Separadores electrostáticos (electric traters).

3.1. TANQUES LAVADORES (WASH TANKS)

Un tanque lavador está diseñado para "lavar" la emulsión por pasaje, en su carrera ascendente, a través de un colchón acuoso de menor salinidad que la del agua emulsionada.

Es además, un tanque atmosférico que permite acelerar la decantación favoreciendo la coalescencia de las gotas de emulsión.

Como en los tanques "Gun Barrel" existen muchos diseños de tanques lavadores y, en algunos casos, ambos pueden estar funcionando en uno solo.

En un Tanque lavador la salinidad del colchón de agua debe ser controlada regularmente para que mantenga capacidad de dilución de agua salada. Para ello debe alimentarse con agua dulce.

En los tanques lavadores el crudo a tratar ingresa mediante un dispersor, por el fondo del tanque. Un tanque "Gun Barrel" puede operar como *tanque lavador*.

Para el dimensionamiento de un Tanque Lavador debe tenerse en cuenta que la velocidad de ascenso del petróleo debe ser superior a la de sedimentación del agua para que el "lavado" sea eficiente.

Como ya menciono, la temperatura del crudo a tratar es muy importante para lograr la eficiencia del proceso.

3.2. TANQUES CALENTADORES - TRATADORES (HEATER TREATER)

Un Heater Treater HT combina una sección de calentamiento del crudo a tratar con otra de coalescencia en un mismo equipo. Suelen instalarse aguas debajo de separadores y FWKO (Free Water Knock out), tienen tiempos de residencia de 3 a 5 minutos y son horizontales o verticales. En un HT (Heater Treater), vertical por ejemplo, la emulsión ingresa por la parte superior y viaja en caída vertical por un tubo hasta el dispersor que se aloja debajo de la línea del tubo de fuego. La sección inferior obra de FWKO (Free Water Knock out) (de pequeño volumen), la emulsión asciende a través de la sección de coalescencia. Por la cabeza se elimina el gas liberado y se encuentra el rebalse de crudo tratado.

En HT (Heater Treater) de diseño avanzado se incorpora una sección coalescedora para acelerar el proceso. Un coalescedor es un medio mecánico (mallas o placas) que provoca la asociación entre gotas y su crecimiento dentro de la fase continua. Un HT (Heater Treater) resume, en un solo equipo los efectos de químico, calor y decantación. Para ello reúne los siguientes elementos: una zona de separación gas - petróleo; una de separadores de agua libre (FWKO) Free Water Knock out; un calentador; un tanque lavador; una sección filtrante; otra de estabilización y una tercera decantadora.

3.3. TANQUES ELÉCTRICOS (ELECTRICAL DEHYDRATORS)

En el año 1908, una tubería para petróleo crudo de us \$ 4.000.000 cercana a la Universidad de California se hizo inoperable para la emulsificación de agua en el aceite. En esa época el Dr. Cottrel se encontraba desarrollando en la universidad su proceso de precipitación eléctrica de aerosoles (gotas muy finamente dispersas en un gas) con lo que participo del estudio del problema. Resolvió la emulsión aplicando un campo de alto voltaje y esa solución técnica se generalizo. Aunque puede existir cierto predominio de tamaño de gota en una emulsión (distribución gaussiana) el mismo no es uniforme.

Una más ajustada aproximación para gotas de agua dispersas en petróleo fue propuesta por Rybczynski - Hadamard:

$$v = \frac{2g(d_2 - d_1)}{3\mu_0} * r_2 * \frac{\mu_w + \mu_0}{3\mu_w + 2\mu_0} \dots\dots\dots Ec. (7)$$

Donde:

μ_w = viscosidad del agua.

μ_o = viscosidad del petróleo

Aunque es infrecuente, si $\mu_w \gg \mu_o$ la ecuación se transforma en la ecuación de Stokes.

En la mayoría de los casos, $\mu_o \gg \mu_w$ y v puede ser 50 % mayor que para una partícula esférica.

Sigue observándose sin embargo que las propiedades más importantes del fenómeno de sedimentación son la diferencia de densidad entre fases y la viscosidad de la fase continua.

Para apreciar el efecto de estas variables veamos un ejemplo simple que surge de apreciar Stokes: supongamos que alimentamos un equipo deshidratador a un caudal suficiente para lograr sedimentar totalmente gotas de 1,4 μm . Con una estimulación térmica del doble ($d_2 - d_1 / \mu$ se baja a la mitad), cabría esperar una mejora de remoción de tamaño de gotas hasta 1,0 μm . Por otro lado si la alimentación cambiase a gotas predominando en 1,0 μm , deberíamos estimular térmicamente el fluido de entrada en un 50 % para alcanzar niveles iguales de entrega.

Un separador electrostático tiene, en la sección de coalescencia una sección con electrodos que generan un campo electrostático de Corriente Alterna o Corriente Continua el cual promueve la coalescencia de las gotas de agua. En el interior de un campo de alto voltaje una gota aislada se transforma en un dipolo inducido (partícula con cargas positivas y negativas orientadas). Dos gotas atraídas por el dipolo (las cargas opuestas se atraen), coalescen entre si y crecen.

3.4. FUNCIONAMIENTO DE LOS DESEMULSIONANTES QUÍMICOS

El tratamiento de las emulsiones con químicos es un arte más que una ciencia. Ello se debe a que su acción se ejerce en la interfase gota de agua - petróleo y esta tiene características *únicas* en cada sistema a tratar. El desemulsionante debe *desintegrar* la interfase para que se libere la gota de agua a la coalescencia. La interfase puede estar compuesta por muchas especies: asfaltenos, parafinas, finos de la formación, incrustaciones y productos de corrosión, otros químicos de tratamiento, etc. Tanto como existe una viscosidad de la fase continua petróleo, existe una viscosidad de la interfase y aunque usualmente la primera no tiene propiedades viscoelásticas, las mismas son frecuentes en la interfase w/o. Cuando el pH de agua es bajo y existen asfaltenos en el crudo (es de color negro), la interfase w/o se hace rígida y más difícil de penetrar.

Cuando el petróleo se encuentra a una temperatura por debajo de su punto de enturbiamiento existen parafinas insolubles en el seno del mismo que aumentan la viscosidad de la fase continua y por ende la barrera que debe atravesar el químico para llegar a la gota. Un desemulsionante es un surfactante (surface activity agent) que actúa modificando las propiedades, para este caso de la interfase agua - petróleo. Para ello debe llegar a la interfase, toda barrera de difusión que frene el transporte a esa interfase hace más lento el proceso. Una emulsión de un petróleo con alto contenido de asfaltenos y agua muy salina, es más tenaz (difícil de resolver) que otra de petróleo parafinoso o con agua de baja salinidad. Existen asociaciones de cargas eléctricas entre agua y petróleo en las interfaces que dificultan el tratamiento.

El desempeño de un desemulsionante químico es, por lo antes citado sensible al tipo de crudo, naturaleza química del agua, pH de la fase acuosa y, obviamente, temperatura de tratamiento. Los primeros desemulsionantes (1920) fueron jabones, y sulfonatos y se requerían concentraciones de 1.000 ppm, ya en 1980 las bases y sus mezclas desarrolladas como desemulsionantes permitían emplear satisfactoriamente dosis de 5 a 20 ppm.

En la siguiente tabla se hacen mención de las ventajas y las desventajas de dos formas de deshidratación y el desalado del crudo y conforme a esta comparativa se hace la elección de la deshidratación por decantación que es la forma de trabajar de un tanque “Gun Barrel”.

TABLA 10. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE CRUDO

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
DESHIDRATACIÓN ELECTROSTÁTICA	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pueden remover mayor cantidad de agua que otros procesos de deshidratación de crudo. 2. Las variables del proceso son controlables, este control permite entregar el producto en especificación. 3. Incorpora tecnologías de punta que involucran el mejoramiento de la velocidad de asentamiento del crudo, mezclado, rompimiento de las emulsiones, desalado y se trata de un proceso totalmente automatizado. 4. Se pueden tratar grandes volúmenes de crudo a través de un número mínimo de recipientes en un proceso continuo. 5. Se cuentan con un número importante de proveedores de los cuales se puede disponer los equipos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se requiere calentar la corriente de crudo para disminuir la viscosidad del crudo, así como el uso de agentes químicos, para mejorar la operación y el desempeño de los deshidratadores electrostático
DESHIDRATACIÓN POR DECANTACIÓN (GUN BARREL)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Es un sistema eficiente para el retiro de agua del crudo en volúmenes de tratamiento hasta 100 MBLS. Para volúmenes de 200 MBLS se observan que la calidad del crudo varía de manera importante a través del tanque. 2. Se puede eliminar grandes cantidades de agua, siempre y cuando esta no se encuentre emulsionada. Por lo que el consumo y la calidad del agente desemulsificante es de suma importancia. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Es una tecnología que se utiliza desde los años 40 del siglo pasado en donde no han existido mejoras. La calidad del producto de ninguna está garantizado, ya que no hay forma de manipular las variables de un proceso de desalado y deshidratado de crudo. 2. La eficiencia de deshidratado y desalado del crudo, depende totalmente de la eficiente distribución del crudo por medio de los distribuidores. Para áreas tan grandes como lo son tanques de 500 MBLS, resultara compleja llevar a cabo esta operación. Las partículas sólidas, tales como arena, asfaltos y productos de la corrosión se pueden depositar en los orificios de salida del crudo pudiendo bloquear la alimentación del crudo y de este modo modificar el flujo de distribución. 3. La velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta por lo que la deshidratación de grandes volúmenes de crudo requieren de un tiempo considerable de reposo que pueden llegar hasta 48 hr. Por ejemplo una gota de agua de 20 micras de diámetro en un crudo de 33° API a 100 °F y una viscosidad de 6.5 cp se asienta a una velocidad de 0.07 ft/hr 4. Se requiere calentar la corriente de crudo para disminuir la viscosidad del crudo, para mejorar la operación y el desempeño de los deshidratadores por decantación.

CAPÍTULO 4

CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL

1. CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO “GUN BARREL”

En este capítulo se describirá de forma resumida de como se realizó la conversión de los tanques de almacenamiento con capacidad de 500 MB a tanques “Gun Barrel” para la deshidratación y el desalado del petróleo crudo, este estudio se llevó a cabo mediante el simulador dinámico ANSYS. Cabe aclarar que esta simulación fue elaborada por la compañía SSC (Design and Engineering Integrated Solutions) para el proyecto de la deshidratación y desalado de crudo maya en terminal marítima dos bocas que se realizó en el IMP (Instituto Mexicano del Petróleo), el estudio contiene lo siguiente:

ANTECEDENTES.

El estudio de la conversión de los tanques con capacidad de 500 mil barriles se realizó tomando en cuenta que éstos equipos ya existen en la terminal marítima de dos bocas en Paraíso Tabasco y con la premisa de minimizar cualquier posible cambio de diseño de éstos, así mismo considerando la obtención de las especificaciones de calidad requeridas para la venta del crudo pesado, en cuanto a contenido de humedad y sal.

Para tener certeza de que los diseños obtenidos mediante el uso de la herramienta de análisis de flujo de fluidos ANSYS, en los tanques “Gun Barrel” de 500 MB, se requirió validar primero el modelo empleado en los tanques “Gun Barrel” existentes en la Terminal Marítima Dos Bocas en Paraíso Tabasco de 200 MB de crudo ligero y de esta forma se comprobó la confiabilidad de utilizar el simulador dinámico ANSYS, ya que los resultados obtenidos con el simulador fueron similares con los datos reales que se obtienen de los tanques.

A continuación se presentan los resultados obtenidos por el simulador y se comparan con los datos de operación de los tanques “Gun Barrel” de 200 MB existentes:

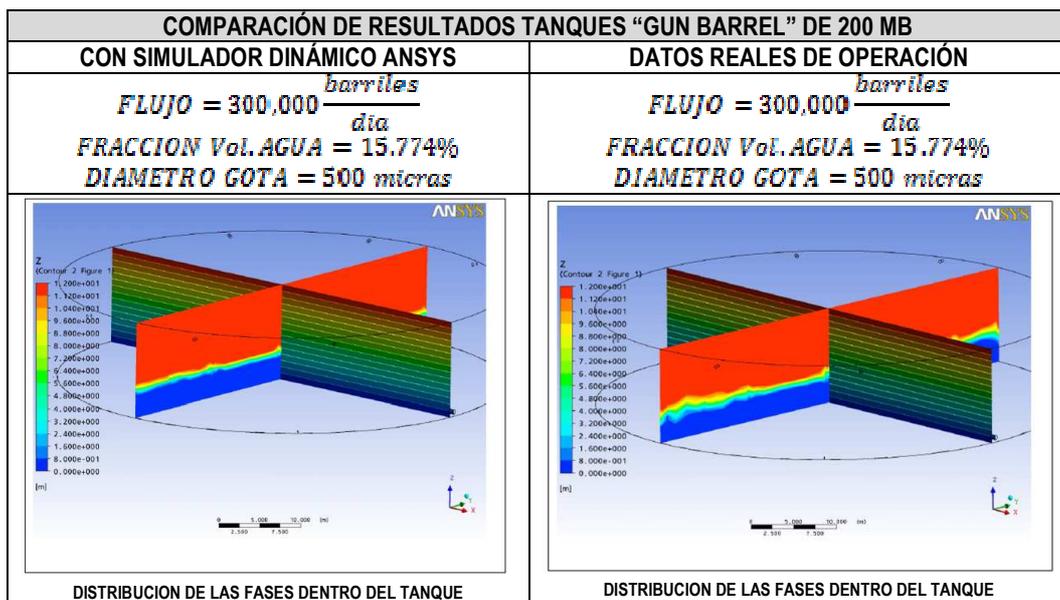


FIGURA. 23. COMPARACIÓN DE CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL TANQUE DE 200 MB CON Y SIN SIMULACION

ESTUDIO REALIZADO PARA UN TANQUE DE 500 MB

Observando los resultados obtenidos de la simulación para los tanques de almacenamiento de 200 MB y viendo que estos datos son similares a los reales en planta, se tomo la decisión de realizar dicha simulación para dos tanques de 500 MB existentes en la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) y que son los que se convertirán a tanques “Gun Barrel” para lo cual se tomaron en cuenta los siguientes datos de los tanques antes de iniciar la simulación:

- Capacidad: 500 MB
- Temperatura: 86°F
- Gasto (Q): 600 MB

- Caída de Presión: 1.904 psi
- Presión Absoluta: 15.233 psi
- Presión a la entrada: 17.137 psi

Con la ayuda del simulador de Flujo de Fluidos ANSYS se pretende establecer la forma que deberá tener el distribuidor de flujo de crudo y agua, así como la cantidad de ramales necesarios para lograr la deshidratación y el desalado del petróleo crudo maya y obtenerlo en condiciones óptimas para su venta.

Lo primero que se realizó fue encontrar recomendaciones en cuanto al número de salidas en el distribuidor, así como la posición de las mismas, para esto se generaron 3 (tres) propuestas de solución en cuanto al número y posición de las salidas en el distribuidor y también la variación de los diámetros de salida del centro del ramas hacia los extremos. Estas tres propuestas son las que se muestran a continuación:

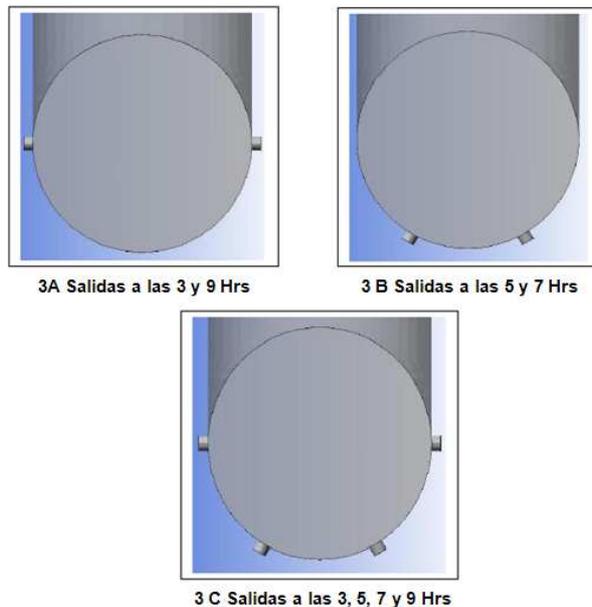


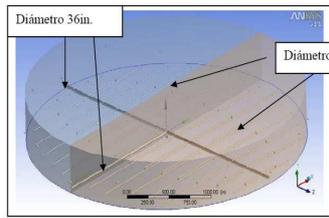
FIGURA 24. PROPUESTAS DE DISTRIBUIDOR Y SALIDAS DE RAMALES

Analizando las 3 (tres) propuestas con una fracción de volumen de agua del 10% con crudo pesado a 86°F, un tamaño de gota de 400 micras se obtuvo lo siguiente:

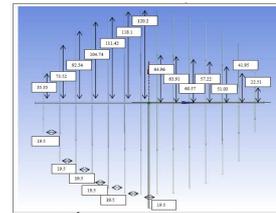
1. Para cuando las salidas del ramal del distribuidor de la propuesta 1 (3A) con diámetros uniformes de $\frac{3}{4}$ " se observa que la diferencia de velocidades de las fases de agua y aceite es de 0.2894 ft/s.
2. Para cuando las salidas del ramal del distribuidor de la propuesta 1 (3A) con diámetros mínimos se observa que las velocidades se incrementan es decir, 0.2086 ft/s en el agua y 0.2831 ft/s en el aceite con respecto al punto número 1.
3. Para cuando las salidas del ramal del distribuidor de la propuesta 1 (3A) con diámetros máximos se observa que las velocidades disminuyen con respecto al punto 1.
4. Para cuando las salidas del ramal del distribuidor de la propuesta 2 (3B) las distribuciones de velocidades son similares a 0.2894 ft/s.
5. Para cuando las salidas del ramal del distribuidor de la propuesta 3 (3C) se observa que las dos salidas inferiores la fracción del volumen de agua incrementa con respecto a las otras 2 salidas, lo cual produce el mismo distribuidor una separación de las fases.
6. Es por eso que se llega a la conclusión que se debe utilizar la propuesta número 3 (3C) ya que la distribución de velocidades del agua y aceite son uniformes favoreciendo con esto la separación desde el mismo distribuidor.

De esta forma se encuentran las dimensiones geométricas del distribuidor dentro del tanque de 500 MB como se muestran en las siguientes figuras:

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”



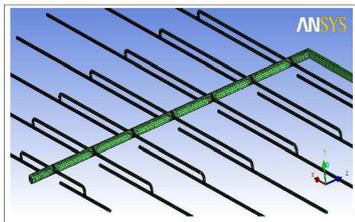
DISPOSICIÓN DEL DISTRIBUIDOR DENTRO DEL TANQUE DE 500 MB ELEVACIÓN EN LA VERTICAL



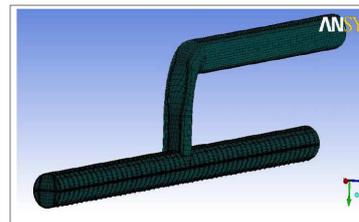
VISTA EN ELEVACIÓN DEL DISTRIBUIDOR Y DIMENSIONES GEOMÉTRICAS EN PIE

FIGURA 25. GEOMETRÍA DEL DISTRIBUIDOR A UTILIZAR EN EL TANQUE DE 500 MB

De forma más detallada se muestra la malla que contiene el distribuidor que se instalará dentro del tanque, así mismo se muestra la figura de un ramal que es parte de la malla que va en el distribuidor:



FORMA DEL DISTRIBUIDOR



DETALLE DE UN RAMAL DE 12" DE DIÁMETRO DEL DISTRIBUIDOR

FIGURA 26. SEPARACIÓN DE LAS MALLAS DEL DISTRIBUIDOR A UTILIZAR EN EL TANQUE DE 500 MB

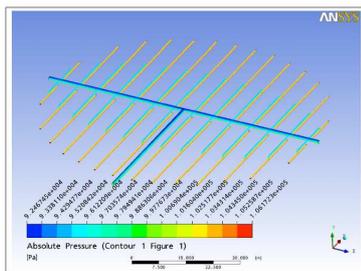
Posterior a la selección del tipo de distribuidor a utilizar se realiza un análisis de la caída de presión del crudo pesado a 86°F en el distribuidor ya seleccionado y en el tanque de 500 MB. Las condiciones de operación del distribuidor dentro del tanque son:

$$Flujo = 600,000 \frac{\text{barriles}}{\text{Dia}}$$

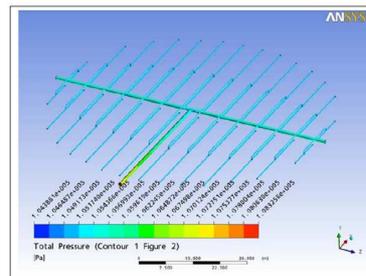
$$Fraccion \text{ Vol. Agua} = 10\%$$

$$\text{Diametro Gota} = 400 \text{ micras}$$

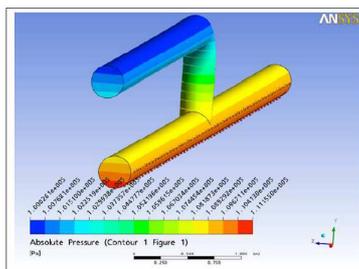
Tomando en cuenta los datos anteriores y realizando el análisis de la caída de presión, se obtiene la distribución de presiones en el distribuidor como se muestran en las siguientes figuras



DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES ABSOLUTAS GLOBALES EN EL DISTRIBUIDOR



DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES TOTALES GLOBALES EN EL DISTRIBUIDOR



DETALLE DE LA DISTRIBUCIÓN DE LA PRESIÓN ABSOLUTA PARA UNA DE LAS RAMAS DEL DISTRIBUIDOR

FIGURA 27. DISTRIBUCIÓN DE PRESIONES EN EL DISTRIBUIDOR DEL TANQUE DE 500 MB

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

La conclusión con el análisis de presión se llega a lo siguiente:

1. La caída de presión dentro del distribuidor es igual a 1.904psi.
2. La presión absoluta en las salidas del distribuidor es igual a 15.233psi
3. La presión en la entrada del distribuidor es igual a 17.137psi

Posterior al análisis de caída de presión se realiza un análisis en cuanto a la sensibilidad de la variación de las alturas de los vertederos de agua y arrastre del aceite en los vertederos que tiene el tanque de 500 MB con crudo pesado a 86°F con un diámetro de gota de 400 micras, por lo cual se obtiene lo siguiente:

1. Cuando se minimiza la altura de los vertederos de agua también se minimiza la fracción de volumen del aceite
2. La altura del colchón de agua es la misma para diferentes alturas de los vertederos

Después se realizó un estudio del efecto de la calidad del crudo pesado a 86°F con 2 diferentes ramales del distribuidor del tanque de 500 MB, este estudio se empleo para conocer bien las calidades del crudo con un diámetro de gota de 400 micras y la altura del vertedero es de 0.5 ft, de esta manera se obtienen los siguientes datos:

TABLA 11.-FLUJO DE 600 MB DE CRUDO PESADO A 86°F, DIÁMETRO DE GOTA DE 400 MICRAS, DISTRIBUIDOR CON PERFORACIONES UNIFORMES DE 3/4”

ELEVACIÓN 0.5 ft	SALINIDAD		
	Deshidratador	Desalador	Colchón Agua
Salidas	ppm	ppm	Ft
Inferior	196,700.000	57,409.000	10.53
Superior	99,500.000	11,025.000	11.48
ELEVACIÓN 0.5 ft	SALINIDAD		
	Deshidratador	Desalador	Colchón Agua
Salidas	LMB	LMB	Ft
Inferior	6,609.120	1,928.942	10.53
Superior	140.000	15.513	11.48

RESULTADOS EN EL TANQUE DESHIDRATADOR

Las dimensiones geométricas del tanque de 500 MB, del distribuidor así como las alturas de los vertederos y diámetros de los mismos, fueron proporcionadas de acuerdo a un tanque de 500mb existente y sus características son:

- El diámetro interior del tanque es de 85.306m.
- La altura total del tanque es de 15.4m
- El número de salidas de agua en la parte inferior del tanque es de 8, distribuidas del lado positivo y negativo de cada eje de 22.5°, en el plano del distribuidor, con un diámetro de 6” y una elevación con respecto de la base de 0.15m.
- El número de salidas de crudo en la parte superior del tanque es de 8, uniformemente distribuidas en el perímetro, con un diámetro de 16” y una elevación con respecto de la base de 10.6m.

Las condiciones de operación del tanque deshidratador “Gun Barrel” 500mb con crudo pesado a 86°F son:

$$Flujo = 600,000 \frac{\text{barriles}}{\text{Dia}}$$

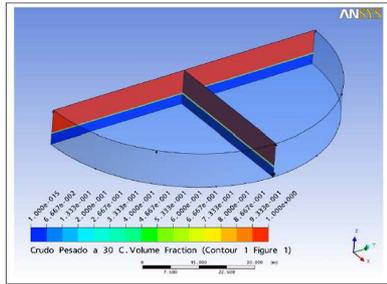
$$FraccionVolAgua = 10\%$$

$$DiametroGota = 400micra$$

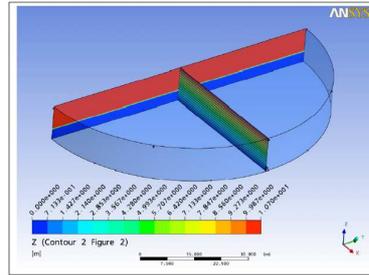
$$Salinidad = 5250LMB$$

Los resultados del análisis de flujo de fluidos para el tanque Deshidratador con capacidad de 500mb con Crudo Pesado a 86° son los siguientes:

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”



RESULTADO DE LA DISTRIBUCIÓN DE FASES, AGUA-CRUDO DENTRO DEL TANQUE DESHIDRATADOR



ELEVACIÓN DEL COLCHÓN DE AGUA, DISTRIBUCIÓN DE FASES, AGUA-CRUDO DENTRO DEL TANQUE DESHIDRATADOR

FIGURA 28. RESULTADO DEL COLCHÓN DE AGUA PARA EL TANQUE DESHIDRATADOR

Las conclusiones del Análisis del Deshidratador, Tanque con capacidad de 500mb, crudo pesado a 86°F, con una fracción de volumen de agua del 10%, tamaño de gota de 400micras y una concentración de salinidad de 5250 LMB. son las siguientes:

- La fracción de volumen de agua en las salidas superiores es de 0.1%.
- La fracción de volumen de crudo en las salidas inferiores es de 0.003%.
- La calidad del agua en las salidas superiores es de 140.00LMB.
- La calidad del agua en las salidas inferiores es de 6609.12LMB.
- La altura del colchón de agua es de 10.5ft., y la transición entre las fases es de 1.15ft.

RESULTADOS EN EL TANQUE DESALADOR

Las dimensiones geométricas del tanque de 500mb, del distribuidor así como las alturas de los vertederos y diámetros de los mismos, fueron proporcionadas de un tanque de 500mb existente y sus características son:

- El diámetro interior del tanque es de 85.306m.
- La altura total del tanque es de 15.4m
- El número de salidas de agua en la parte inferior del tanque es de 8, distribuidas del lado positivo y negativo de cada eje de 22.5°, en el plano del distribuidor, con un diámetro de 6” y una elevación con respecto de la base de 0.15m.
- El número de salidas de crudo en la parte superior del tanque es de 8, uniformemente distribuidas en el perímetro, con un diámetro de 16” y una elevación con respecto de la base de 10.6m.

Las condiciones de operación del tanque desalador “Gun Barrel” 500mb con crudo pesado a 86°F son:

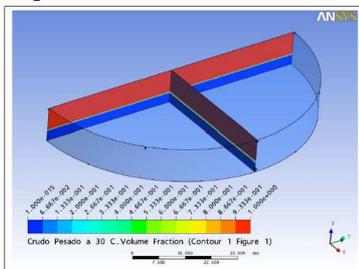
$$Flujo = 600,000 \frac{\text{barriles}}{\text{Dia}}$$

$$FraccionVolAgua = 10\%$$

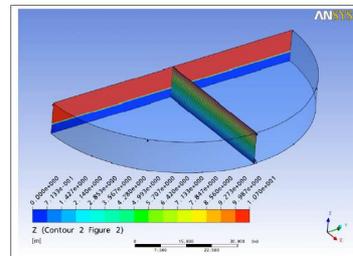
$$DiametroGota = 400\text{micra}$$

$$Salinidad = 735\text{LMB}$$

Los resultados del análisis de flujo de fluidos para el tanque Desalador con capacidad de 500mb con Crudo Pesado a 86° son los siguientes:



RESULTADO DE LA DISTRIBUCIÓN DE FASES, AGUA-CRUDO DENTRO DEL TANQUE DESALADOR



ELEVACIÓN DEL COLCHÓN DE AGUA, DISTRIBUCIÓN DE FASES, AGUA-CRUDO DENTRO DEL TANQUE DESALADOR

FIGURA 29. RESULTADO DEL COLCHÓN DE AGUA EN EL TANQUE DESALADOR

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

Las conclusiones del análisis del desalador, tanque “Gun Barrel” 500mb, crudo pesado a 86°F, con una fracción de volumen de agua del 10%, tamaño de gota de 400micras y una concentración de salinidad de 735LMB. Arranque son:

- La fracción de volumen de agua en las salidas superiores es de 0.1%.
- La fracción de volumen de crudo en las salidas inferiores es de 0.003%.
- La calidad del agua en las salidas superiores es de 15.513LMB.
- La calidad del agua en las salidas inferiores es de 1928.95LMB.
- La altura del colchón de agua es de 10.5ft., y la transición entre las fases es de 1.15ft.

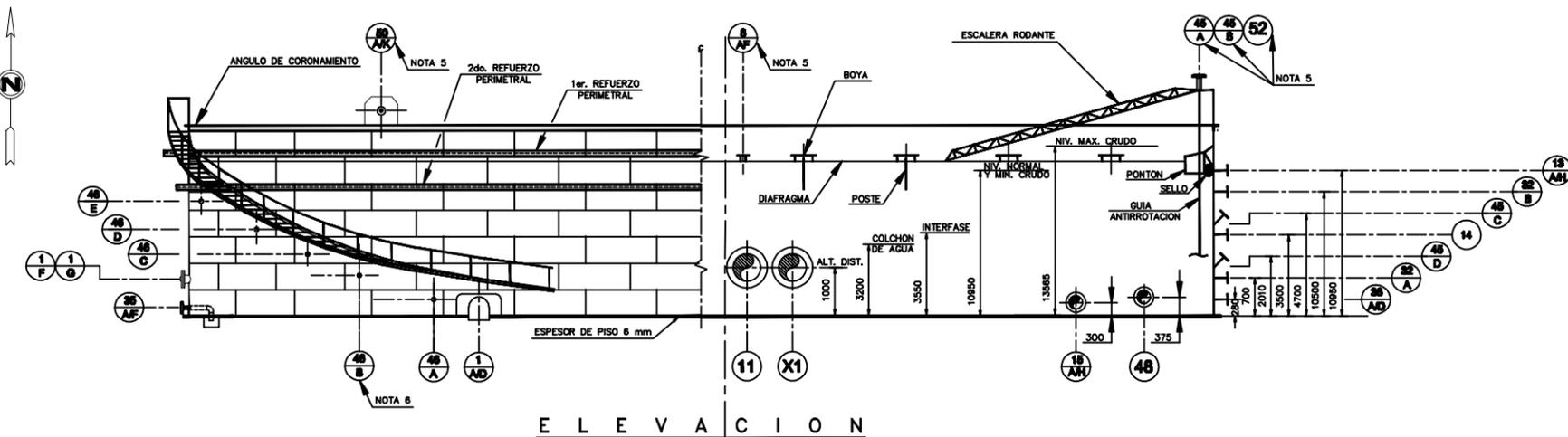
CONSIDERACIONES DEL ANÁLISIS NUMÉRICO DE FLUJO DE FLUIDOS CON ANSYS.

Las propiedades físicas y químicas de las mezclas de crudo ligero y pesado, están constantemente cambiando, debido a la extracción de diferentes pozos, pero también son no uniformes en el mismo pozo de extracción, debido a esta complejidad, se tomaron para realizar el presente estudio, datos medios constantes de balances de estas mezclas.

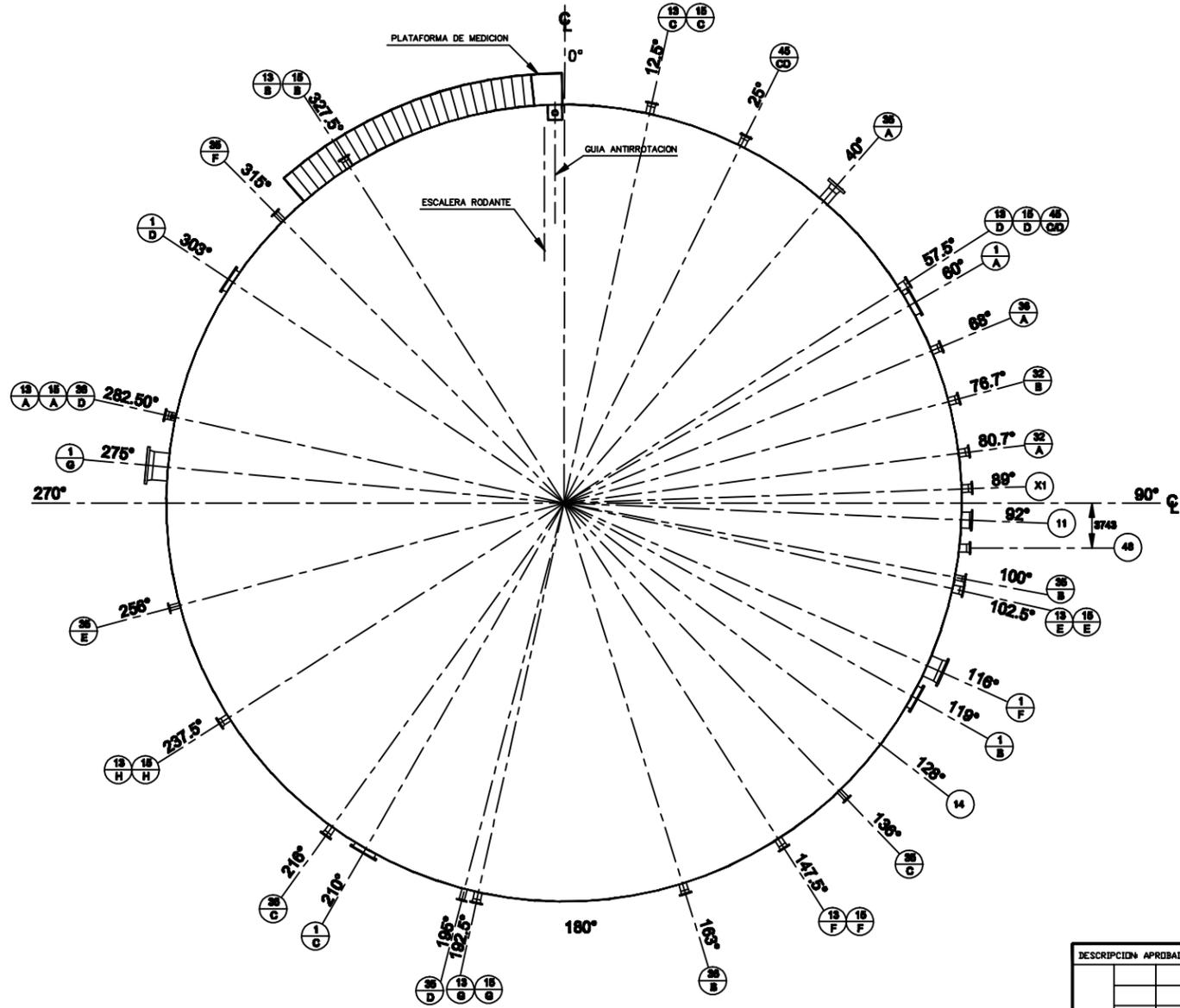
El estudio tomo como aspecto fundamental, que la emulsión de la mezcla de crudo en cuestión que llega al tanque, esta rota o minimizada debido a la inyección del químico (desemulsificante) desde plataforma, donde se extrae el crudo.

Los dispositivos diseñados son para flujo constante, proceso continuo, y controlado el gasto en ellos, gasto constante. Solo se tomo en cuenta la salinidad en el agua de la mezcla, debido a la falta de datos dentro del aceite así como de la transferencia de masa entre el agua y el aceite.

Es por tal motivo que a continuación se presenta el diseño de los tanques en los cuales se aplico todo el procedimiento antes descrito para la conversión de los tanques de almacenamiento a tanques “Gun Barrel” para la deshidratación y desalado de crudo maya, los planos que se presentan son para cada tanque es decir primero se presenta los cambios que se realizaron al tanque TV-5005 y posteriormente al Tanque TV-5007



ELEVACION



PLANTA
ORIENTACION DE BOQUILLAS EN EL CASCO

DATOS DE REACONDICIONAMIENTO			
1. SERVICIO NUEVO:	GUN BARRIL DE SEGUNDA ETAPA	11. TIPO DE INTERNOS:	DISTRIBUIDOR DE CRUDO Y DE AGUA P/LIMPIEZA
2. FLUIDO:	CRUDO MAYA	12. DISTRIBUIDOR DE CRUDO:	CAB. PRINCIPAL 36"; RAMALES 12"
3. DENSIDAD CRUDO / AGUA:	0.92 / 1.04 g/cm ³	13. DISTRIBUIDOR DE AGUA:	CAB. PRINCIPAL 10"; RAMALES 10"
4. FLUJO NORMAL / MAXIMO:	300 MBPD / 600 MBPD	14. ALTURA DIST. CRUDO/ AGUA:	1.0/(NOTA 7)
5. CAPACIDAD TOTAL:	500,000 BLS	15. ALTURA DE COLCHON DE AGUA:	3.2 Mts.
6. PRESION DE OPERACION:	ATMOSFERICA	16. PINTURA EXTERNA:	PRIM. RP-4B, ACABADOS RA-26/RA-28
7. TEMPERATURA DE OPERACION/MAX.:	30 °C / 60 °C	17. PINTURA INTERNA:	PRIM. RP-10, ACABADOS RA-29/RP-13
8. PRESION DE PRUEBA HIDROSTATICA:	LLENO CON AGUA	18. CODIGOS APLICABLES:	API-STD 650 Y 653
9. RADIOGRAFIADO EN BOQ'S NUEVAS:	POR API-650		
10. EFICIENCIA DE JUNTAS NUEVAS:	85%		

MCA.	No. REQ.	DIAM. mm.	PRES. lb/cm ²	DESCRIPCION	PROYECCION	TIPO	CARA	OBSERVACIONES
32A/B	2	610	10.5	SIN SERVICIO	295	W.N.	RZDA	SE BLOQUEA VALVULA DE PASO
X1	1	914	10.5	SIN SERVICIO	457	W.N.	RZDA	SE BLOQUEA VALVULA DE PASO
52	1	63.5	10.5	TOMA P/ MED. DE NIVEL CON CINTA		S.O.	RZDA.	
50 AK	11	102		BOQUILLAS DE CAMARA DE ESPUMA			PLANA	
48	1	254	10.5	AGUA DE LAVADO	250	W.N.	RZDA.	BOQUILLA NUEVA
48A/E	5	19		TOMA DE MUESTREO DE PRODUCTO		ROSC.		COPEL DE 3000#
45 CD	2	51	10.5	INSTRUMENTO DE NIVEL		W.N.	RZDA.	BOQUILLA NUEVA
45 B	1	38		INSTRUMENTO DE TEMPERATURA				
45 A	1	152		INSTRUMENTO DE NIVEL		S.O.	RZDA.	
36A/D	4	152	10.5	DRENAJES PLUVIALES	203	S.O.	RZDA.	
35A/F	6	102	API	DRENAJES ACEITOSOS	152	W.N.	RZDA.	
15 AH	8	152	10.5	SALIDA DE AGUA		W.N.	RZDA.	BOQUILLA NUEVA
14	1	610	10.5	SALIDA DE CRUDO (VACIADO)		W.N.	RZDA.	BOQUILLA NUEVA
13 AH	8	406.4	10.5	SALIDA DE CRUDO (PROCESO)		W.N.	RZDA.	BOQUILLA NUEVA
11	1	914	10.5	ALIMENTACION DE CRUDO	457	W.N.	RZDA.	
8A/F	6	203		VALVULA ROMPEDORA DE VACIO				
1F/G	2	610	API	REGISTRO DE HOMBRE	178	API	PLANA	
1A/D	4	1219/1219	API	PUERTA DE LIMPIEZA	203	API	PLANA	

MCA.	PLANO	REV.	DESCRIPCION
1	N-F.27733-1816-00-5005B	1	ARREGLO GENERAL DEL DISTRIBUIDOR DE ACEITE
2	N-F.27733-1816-00-5005C	1	LOCALIZACION DE BOQUILLAS
3	N-F.27733-1816-00-5005D	1	ARREGLO DEL DISTRIBUIDOR DE AGUA
4	N-F.27733-1816-00-5005E	1	DISTRIBUCION DE SOPORTERIA

NOTAS GENERALES:

- TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO, REACONDICIONADO A DESHIDRATADOR DE SEGUNDA ETAPA.
- PARA EL REACONDICIONAMIENTO DE ESTE TANQUE SE TOMO COMO BASE LA HOJA DE DATOS DE PROCESO No. AV-F.27733-1812-00-150_REV.1, ASI COMO LA ESPECIF. GENERAL DE EQUIPO ESTADICO No. AV-F.27733-1816-00-EG.TQE. DES.
- LAS BOQUILLAS QUE NO SE USEN SE DEBEN CANCELAR CON BRIDA CIEGA.
- LA ALTURA DEL ANILLO DE OIENTACION DEL TANQUE ES DE APROXIMADAMENTE 1.4 MTS. CONSIDERANDO QUE LA SUPERFICIE DEL PISO ES DE TERRACERIA.
- ESTAS BOQUILLAS ESTAN UBICADAS EN EL TECHO DEL TANQUE.
- ESTAS BOQUILLAS ESTAN UBICADAS EN LA PARTE BAJA DE LA ESCALERA HELICOIDAL.
- ELEVACION DE BOQUILLA A 0.375 mts. Y DISTRIBUIDOR A 0.272 mts. DE NIVEL DE PISO DE TANQUE.

DESCRIPCION APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR:	
				FECHA	SUBGERENTE	
				FECHA	COORDINADOR	
REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO	SUPERVISOR

ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PERMITIDO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.

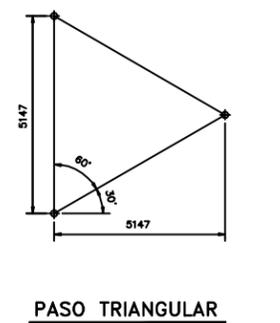
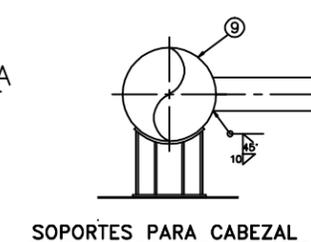
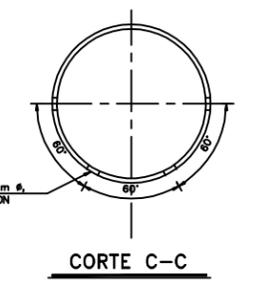
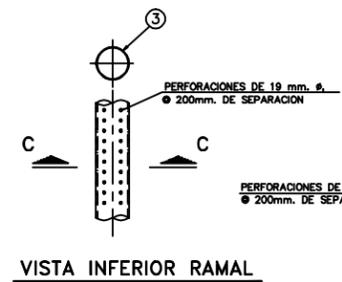
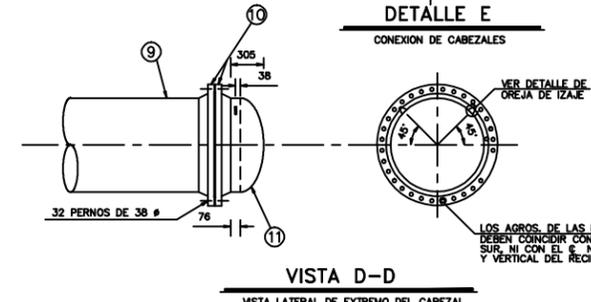
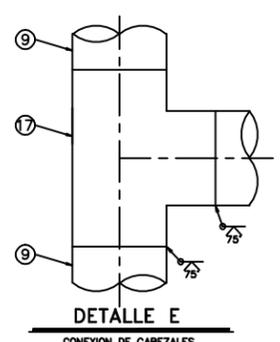
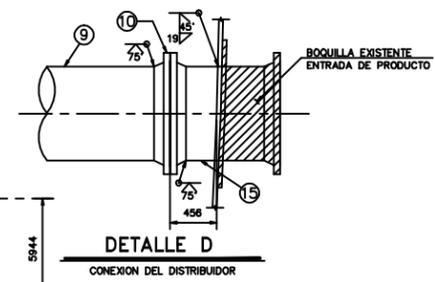
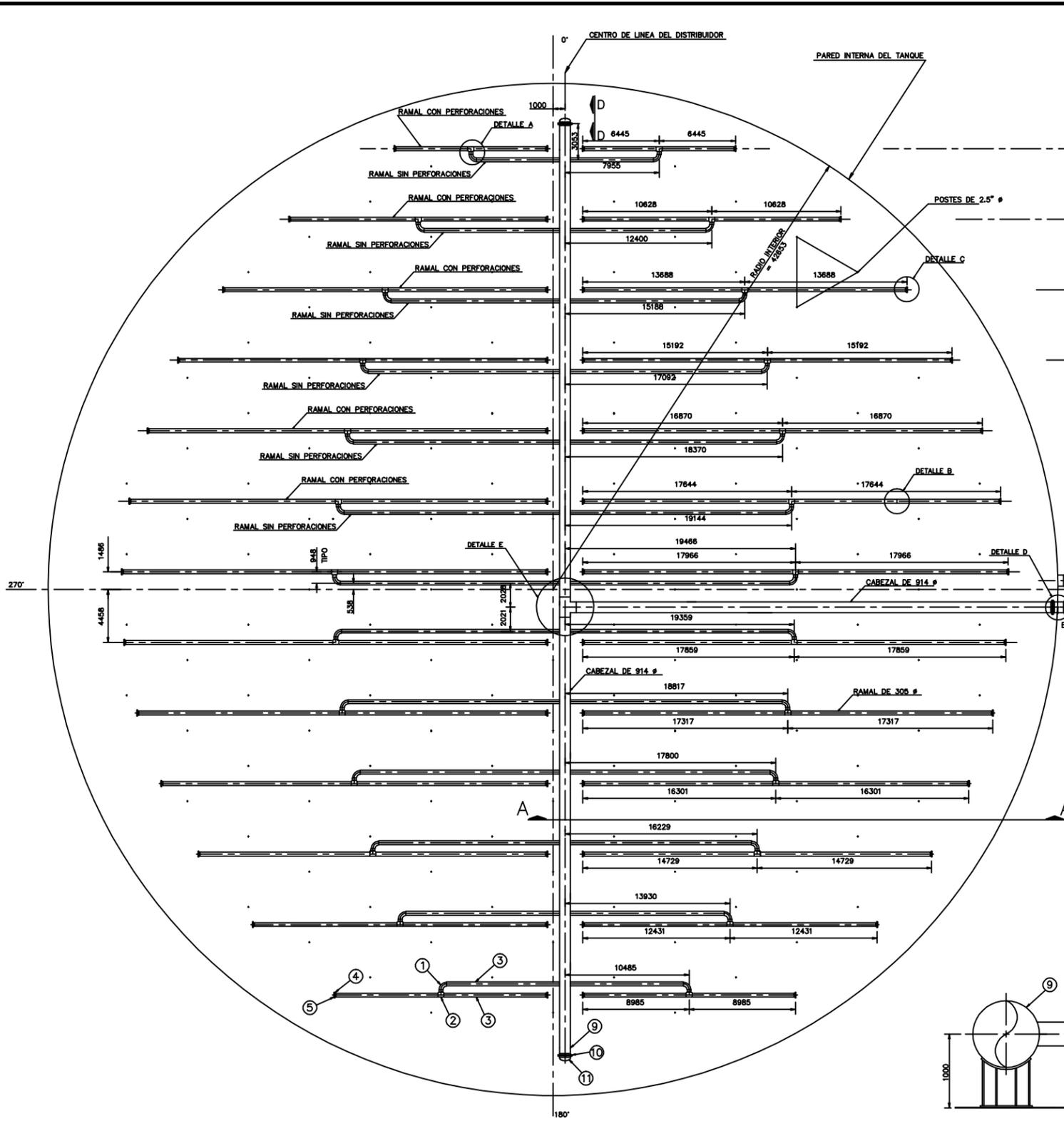
INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN BARRILES EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS

PETROLEOS MEXICANOS
CONTRATO PEMEX NO. CONT. MP. F.27733

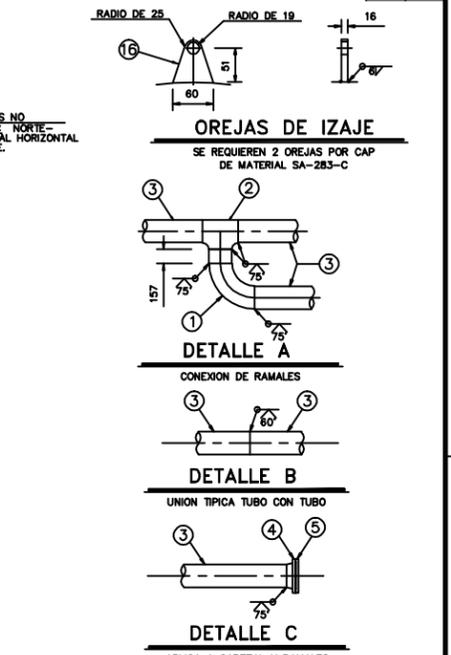
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
PROCESO: PROPORCIONAR SOLUCIONES DE INGENIERIA

TANQUE GUN BARRIL CAP. 500 MBS
ARREGLO GENERAL DE EQUIPO

TV-5005
ESC.:
ACOT.:
Dib. No. N-F.27733-1816-00-5005 A REV. 1



LISTA DE MATERIALES					
MCA. No.	CANT.	DESCRIPCION	MATERIAL (EQUIV.)	PEO POR UNIDAD Kg.	PEO TOTAL Kg.
1	28 Pzas.	CODO DE 90° FL. DE 305 Ø, BCH. STD.	SA-234-WPB	55.8	1481
2	38 Pzas.	Tº DE 305 Ø, BCH. STD.	SA-234-WPB	68.7	1736
3	1250 m.	TUBO DE 305 Ø, BCH. STD.	SA-108-B	73.8	92200
4	82 Pzas.	BRIDA DE 305 Ø, CLASE 150 #	SA-195	36.3	1888
5	82 Pzas.	TAPA CIEGA DE 305, CLASE 150 #	SA-195	48.9	2898
6	824 Pzas.	ESPARRADORES DE 22 MM Ø, LONG. 120 MM	SA-183-27	0.36	224
7	248 Pzas.	TUERCAS DE 22 MM Ø.	SA-184-21	0.886	110
8	82 Pzas.	EMPAQUE TIPO FLEXITALLIC DE 305 Ø	ACERO INOX.	---	---
9	128 m.	TUBO DE Ø14.4 Ø, 19.05 DE ESP.	API Ø1. Ø1. B	289	28988
10	8 Pzas.	BRIDA DE Ø14.4 Ø, CLASE 150, P.F. DIMENSIONES MBS-Ø14.4	SA-195	289	1448
11	2 Pzas.	TAPON CACHALONA (DAP) DE Ø14 Ø, 18.7 EMPISOR.	SA-234-WPB	114	228
12	98 Pzas.	ESPARRADORES DE 38 MM Ø, LONG. 285	SA-183-27	2.25	228
13	182 Pzas.	TUERCAS DE 38 MM Ø.	SA-184-21	0.412	80
14	8 Pzas.	EMPAQUE TIPO FLEXITALLIC DE Ø14 Ø	ACERO INOX.	---	---
15	8.8 m.	TUBO DE Ø14.4 Ø, 19.05 DE ESP.	SA-188-B	439	219
16	4 Pzas.	PLACA DE 80 x 70, 19.05 DE ESP. CORTAR DE ACUERDO A DIMENSIONES DE ESQUEMA	SA-283-C	0.65	2.2
17	1 Pza.	Tº DE Ø14.4 mm Ø, 10.5 mm DE ESP.	SA-234-WPB	748	748
				TOTAL	151143

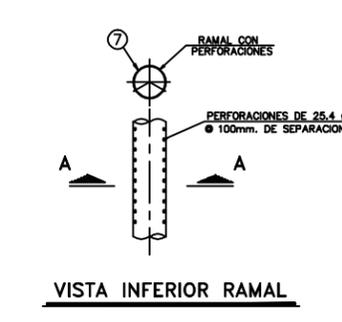
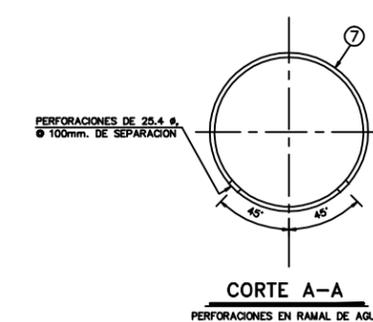
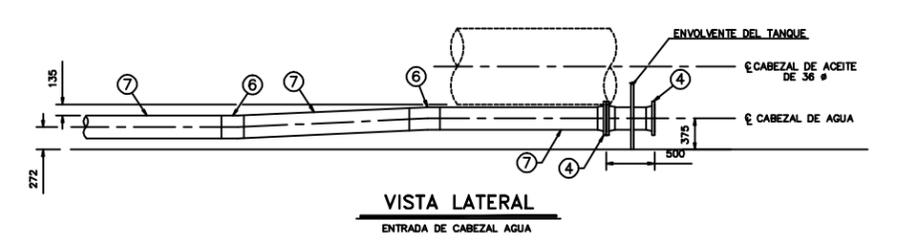
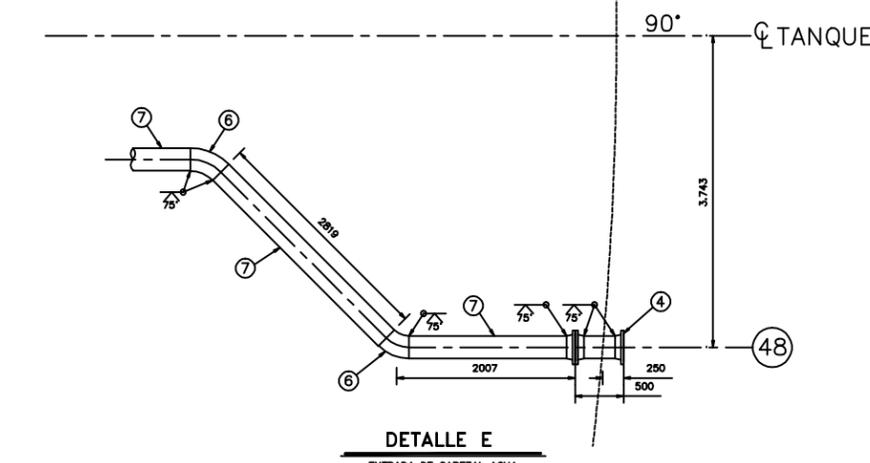
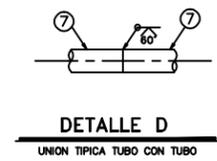
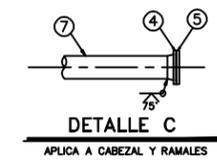
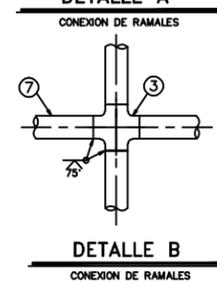
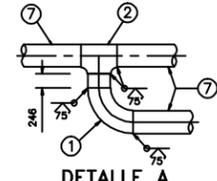
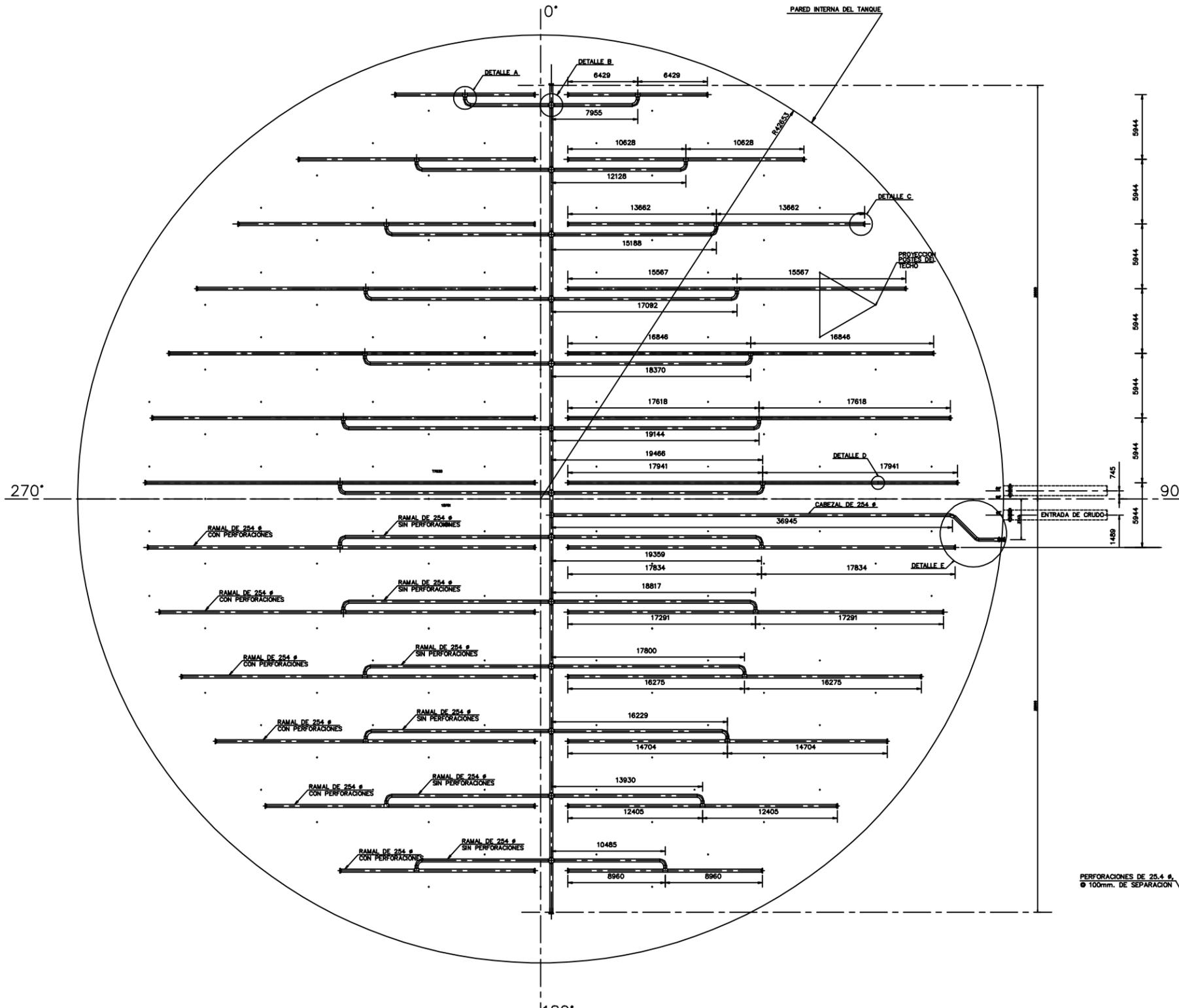


- NOTAS**
- TODAS LAS SOLDADURAS SON DE CAMPO.
 - TODAS LAS SOLDADURAS SERAN SIEMPRE MANUALES.
 - 100% DE PENETRACION EN JUNTAS VERTICALES Y HORIZONTALES
 - ESTE TANQUE SE REHABILITARA ESTRICTAMENTE DE ACUERDO CON EL CODIGO API-650 11a. EDICION JUN. 2007 EN TODAS LAS SECCIONES PERTINENTES, MAS EL CONTENIDO DEL APENDICE C.
 - LA TOLERANCIA EN EL HOMBRO DE RAIZ DE LOS BISELES SERA: MAS 2 mm, MENOS 1 mm.
 - LA TOLERANCIA EN ANGULOS DE BISELES SERA MAS 0°, MENOS 2.5°.
 - LA PARTE EXTERNA DEL DISTRIBUIDOR SE DEBE LIMPIAR DE ACUERDO CON AMBIENTE 5 TABLA 13 ESP. NRF-053 PEMEX 2006 LA APLICACION DE RECUBRIMIENTO DE ACUERDO CON LO SIGUIENTE: PRIMARIO RP-10, ENLACE RA-29 Y ACABADO RP-13

PLANTA
DISTRIBUCION DE CABEZALES

CORTE A-A

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION						APROBADO POR:		ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO DE INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PERMISO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.		INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO PROCESO: PROPORCIONAR SOLUCIONES DE INGENIERIA	
						FIRMA		INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN BARRELS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS		TANQUE GUN BARREL CAP. 500 MBLs ARREGLO DEL DISTRIBUIDOR DE ACEITE	
1						FECHA		CONTRATO PEMEX NO.		TV-5005	
J.V.G. R.R.G. J.V.G. J.V.G. P.E.Y.T.						FECHA		CONTRATO PEMEX NO.		ESC.: SIN mm.	
REV. ELABORO REVISO DIBUJO VERIFICO VALIDO						FECHA		CONT. MP. F.27733		Dib. No. N-F.27733-1816-00-5005 B REV. 1	
						FIRMA		MEXICO			
						SUBGERENTE					
						COORDINADOR					
						SUPERVISOR					



LISTA DE MATERIALES					
MDL No.	Cont.	DESCRIPCION	MATERIAL (EQUIV.)	PESO POR UNIDAD Kg.	PESO TOTAL Kg.
1	20 Pzas.	CODO DE 90° R.L. DE 254 #, SCH. STD.	A-254WPS	27.25	545
2	27 Pzas.	Tc DE 254 #, SCH. STD.	A-254WPS	36.25	979
3	19 Pzas.	CRUZ DE 254 #, SCH. STD.	A-254WPS	45.3	861
4	87 Pzas.	BANDA DE 254, CLASE 100 #	SA-100	25.8	2243
5	24 Pzas.	TAPA CIEBA DE 254, CLASE 100 #	SA-100	21.75	522
6	2 Pzas.	CODO DE 45° R.L. DE 254 #, SCH. STD.	SA-254WPS	19.8	39
7	1918 m.	TUBO DE 254 #, SCH. STD.	SA-100-07	88.9	170502
8	200 Pzas.	ESPARRAMADO DE 22 mm #, LONG. 120 mm	SA-100-07	—	190
9	1200 Pzas.	TUERNO DE 22 mm #.	SA-100-01	—	160
10	80 Pzas.	EMPALME TIPO FLETALTO DE 254 #	ACERO INOC.	—	—
				TOTAL	2489

- NOTAS**
- 1.- TODAS LAS SOLDADURAS SON DE CAMPO.
 - 2.- TODAS LAS SOLDADURAS SERAN SIEMPRE MANUALES.
 - 3.- 100% DE PENETRACION EN JUNTAS VERTICALES Y HORIZONTALES
 - 4.- ESTE TANQUE SE REHABILITARA ESTRICTAMENTE DE ACUERDO CON EL CODIGO API-650 11a. EDICION JUNIO 2007 EN TODAS LAS SECCIONES PERTINENTES, MAS EL CONTENIDO DEL APENDICE C.
 - 5.- LA TOLERANCIA EN EL HOMBRO DE RAIZ DE LOS BISELES SERA: MAS 2 mm, MENOS 1 mm.
 - 6.- LA TOLERANCIA EN ANGULOS DE BISELES SERA MAS 0', MENOS 2.5'.
 - 7.- EL DISTRIBUIDOR DE AGUA Y EL DISTRIBUIDOR DE ACEITE ESTA MONTADOS EN EL MISMO SOPORTE ESTRUCTURAL.
 - 8.- LA PARTE EXTERNA DEL DISTRIBUIDOR SE DEBE LIMPIAR DE ACUERDO CON AMBIENTE 5 TABLA 13 ESP. NRF-053 PEMEX 2006 LA APLICACION DE RECUBRIMIENTO DE ACUERDO CON LO SIGUIENTE: PRIMARIO RP-10, ENLACE RA-29 Y ACABADO RP-13

DISTRIBUIDOR DE AGUA

PLANTA

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR:	
					FECHA	FIRMA
					FECHA	FIRMA
REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO	

ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO DE INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PERMISO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.

INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN BARRELS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS

PETROLEOS MEXICANOS

CONTRATO PEMEX NO. _____

DOS BOCAS, TAB. _____

CONT. MP. F.27733

MEXICO

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO

PROCESO: PROPORCIONAR SOLUCIONES DE INGENIERIA

TANQUE GUN BARREL CAP. 500 MBLs

ARREGLO DEL DISTRIBUIDOR DE AGUA

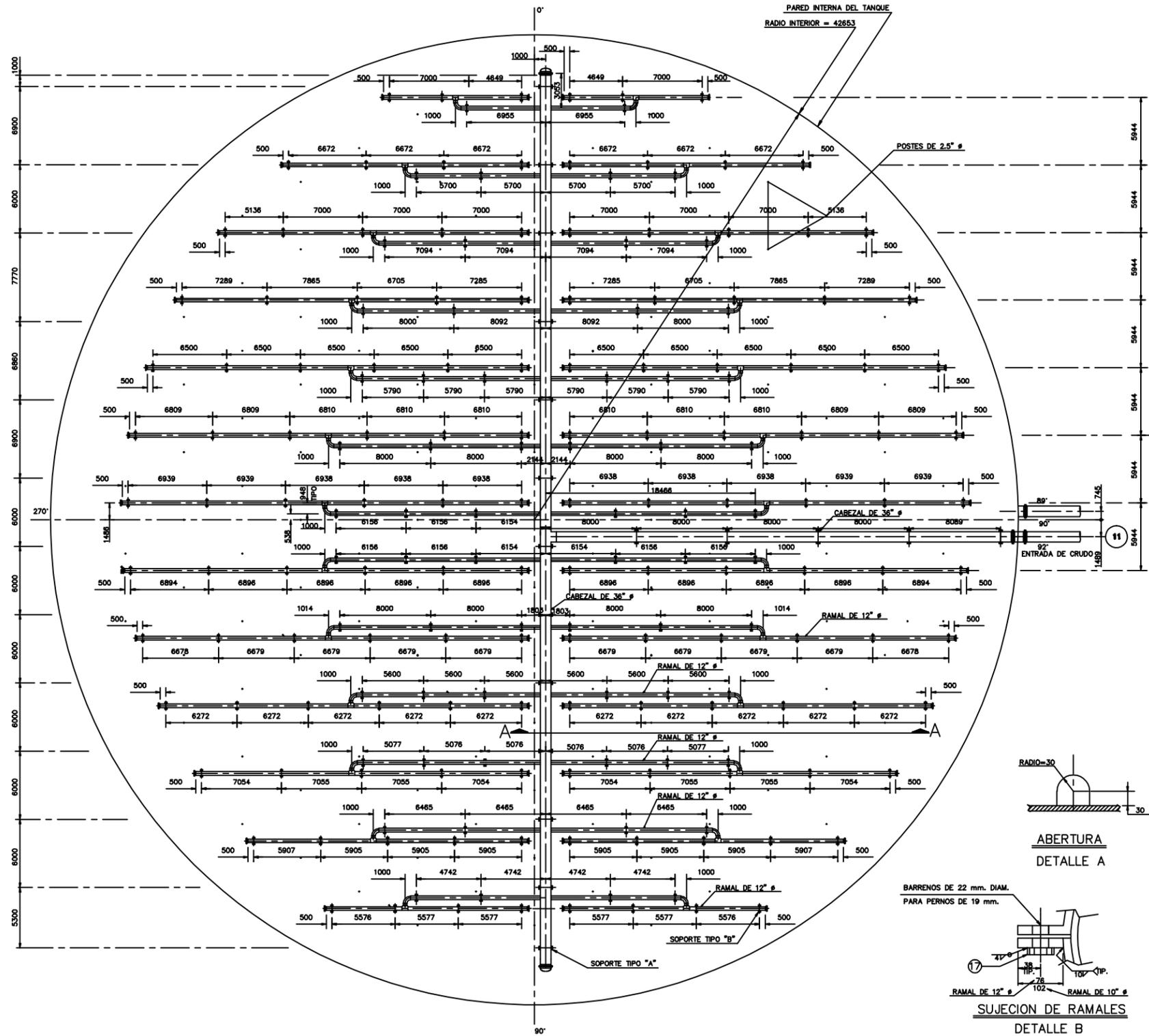
TV-5005

ESC.: SIN mm.

ACOT.: mm.

Dib. No. N-F.27733-1816-00-5005 D

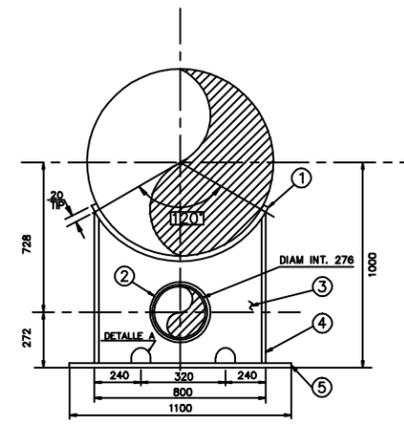
REV. 0



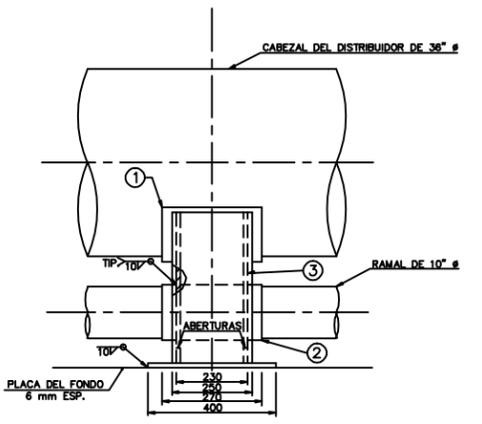
NOTAS

- 1.-LA SOLDADURA PARA EL ARMADO DE LOS SOPORTES SERA DE FILETES CONTINUOS DE 10 mm.
- 2.-EL CABEZAL DE 36" NO SE DEBE SOLDAR A LOS SOPORTES.
- 3.-EL PESO TOTAL DEL SOPORTE "A" (18 PZAS.) ES DE 4160 KGS.
- 4.-EL PESO TOTAL DEL SOPORTE "B" (198 PZAS.) ES DE 20196 KGS.
- 5.-LA SOPORTERIA DE LOS DISTRIBUIDORES SE DEBE LIMPIAR DE ACUERDO CON: AMBIENTE 5 TABLA 13 ESP. NRP-053 PEMEX 2006. LA APLICACION DE REQUERIMIENTO DE ACUERDO CON LO SIGUIENTE: PRIMARIO RP-10, ENLACE RA-29 Y ACABADO RP-13

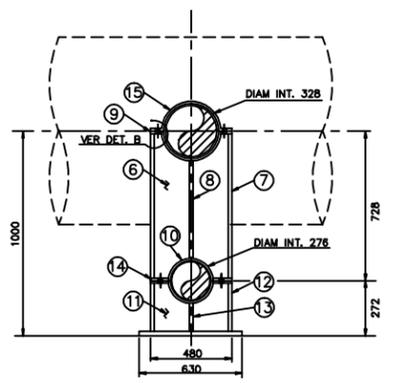
LISTA DE MATERIALES					
MDA No.	QNT.	DESCRIPCION	MATERIAL (PESOS)	PESO POR UNIDAD Kg.	PESO TOTAL Kg.
1	1 Pza.	PLACA DE RESPALDO 1610 X 810 ESP.16MM	SA-285-C	32	320
2	1 Pza.	ANILLO SOPORTE 278 Ø INT. X 100 ESP. 10 MM	SA-285-C	30	300
3	2 Pzas.	PLACA INTERNA 700 X 700 ESP.10MM	SA-285-C	24	480
4	2 Pzas.	PLACA EXTERNA 280 X 700 ESP. 10 MM	SA-285-C	28	560
5	1 Pza.	PLACA BARRIL 1180 X 400 ESP. 10 MM	SA-285-C	28	280
6	1 Pza.	PLACA CENTRAL "C" 700 X 400 ESP. 10 MM	SA-285-C	28	280
7	2 Pzas.	PLACA LATERAL "C" 700 X 100 ESP. 10 MM	SA-285-C	17	340
8	1 Pza.	ATIZADOR CENTRAL "C" 400 X 140 ESP. 10	SA-285-C	8	800
9	2 Pzas.	PLACA DE SUELO 180 X 70 ESP. 10 MM	SA-285-C	2	400
10	1 Pza.	ANILLO SOPORTE 278 Ø INT. X 100 Y ESP. 10	SA-285-C	11	2170
11	1 Pza.	PLACA CENTRAL "B" 280 X 400 ESP. 10 MM	SA-285-C	8	1760
12	2 Pzas.	PLACA LATERAL "B" 280 X 100 ESP. 10 MM	SA-285-C	8	1120
13	1 Pza.	ATIZADOR CENTRAL "B" 114 X 140 ESP. 10	SA-285-C	2	320
14	4 Pzas.	PLACA DE SUELO 180 X 100 ESP. 10 MM	SA-285-C	8	320
15	1 Pza.	SOLETA DE SUELO 70 X 600 ESP. 10 MM	SA-285-C	8	640
16	1 Pza.	PLACA BARRIL 600 X 300 ESP. 10 MM	SA-285-C	18	3240
17	700 Pzas.	TUERCA HEXAGONAL 19 MM Ø	SA-489-BF	---	---
18	700 Pzas.	PERNO DE 10 MM Ø Y 60 MM DE LONG.	SA-184-B1	---	---
				TOTAL	20880



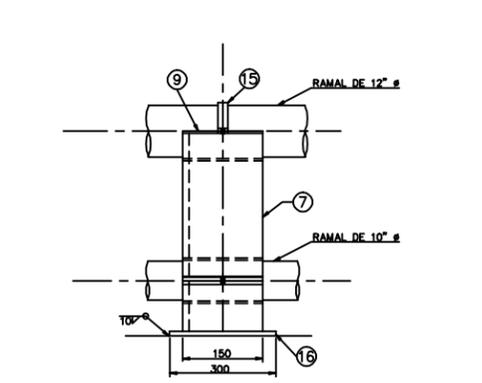
SOPORTE A
(NO. DE PIEZAS 18)



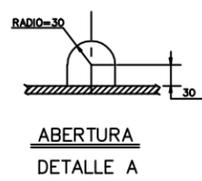
VISTA LATERAL
NOTA 1



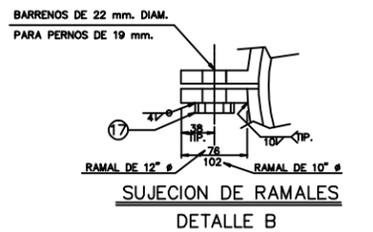
SOPORTE B
(NO. DE PIEZAS 198)



VISTA LATERAL
NOTA 1



ABERTURA DETALLE A



SUJECION DE RAMALES DETALLE B

PLANTA
DISTRIBUCION DE CABEZALES

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR:	
0	24/02/10	24/02/10	24/02/10	24/02/10	24/02/10	FECHA
	J.V.G.	R.R.G.	J.V.G.	J.V.G.	PEY.T	FIRMA
REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO	

ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO, INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PERMISO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.

INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN BARRILES, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS

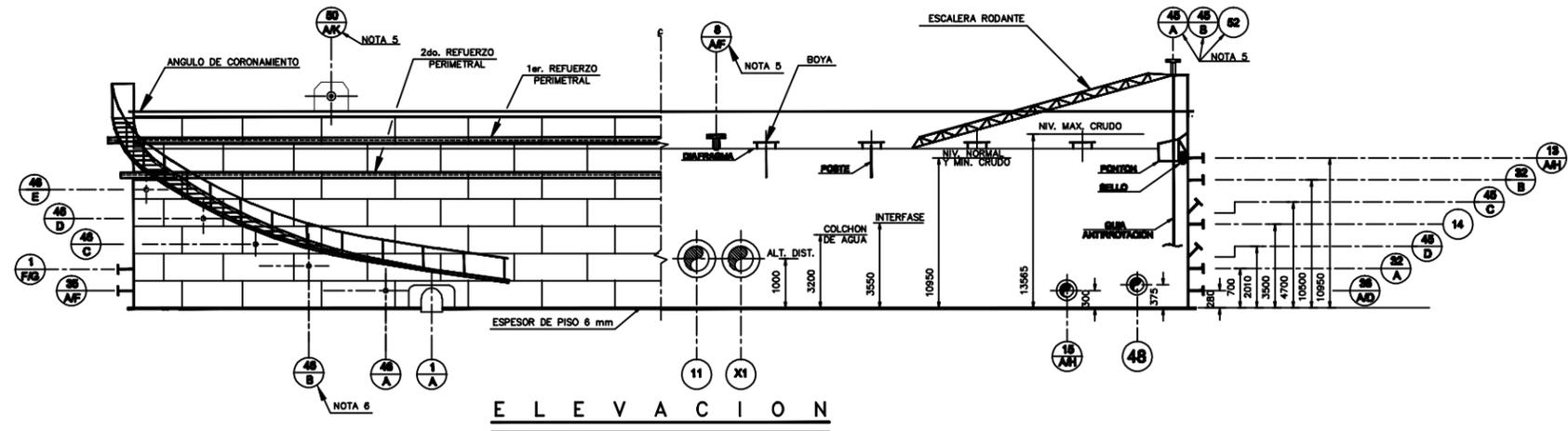
PETROLEOS MEXICANOS
CONTRATO PEMEX NO. F.27733

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
PROCESO: PROPORCIONAR SOLUCIONES DE INGENIERIA

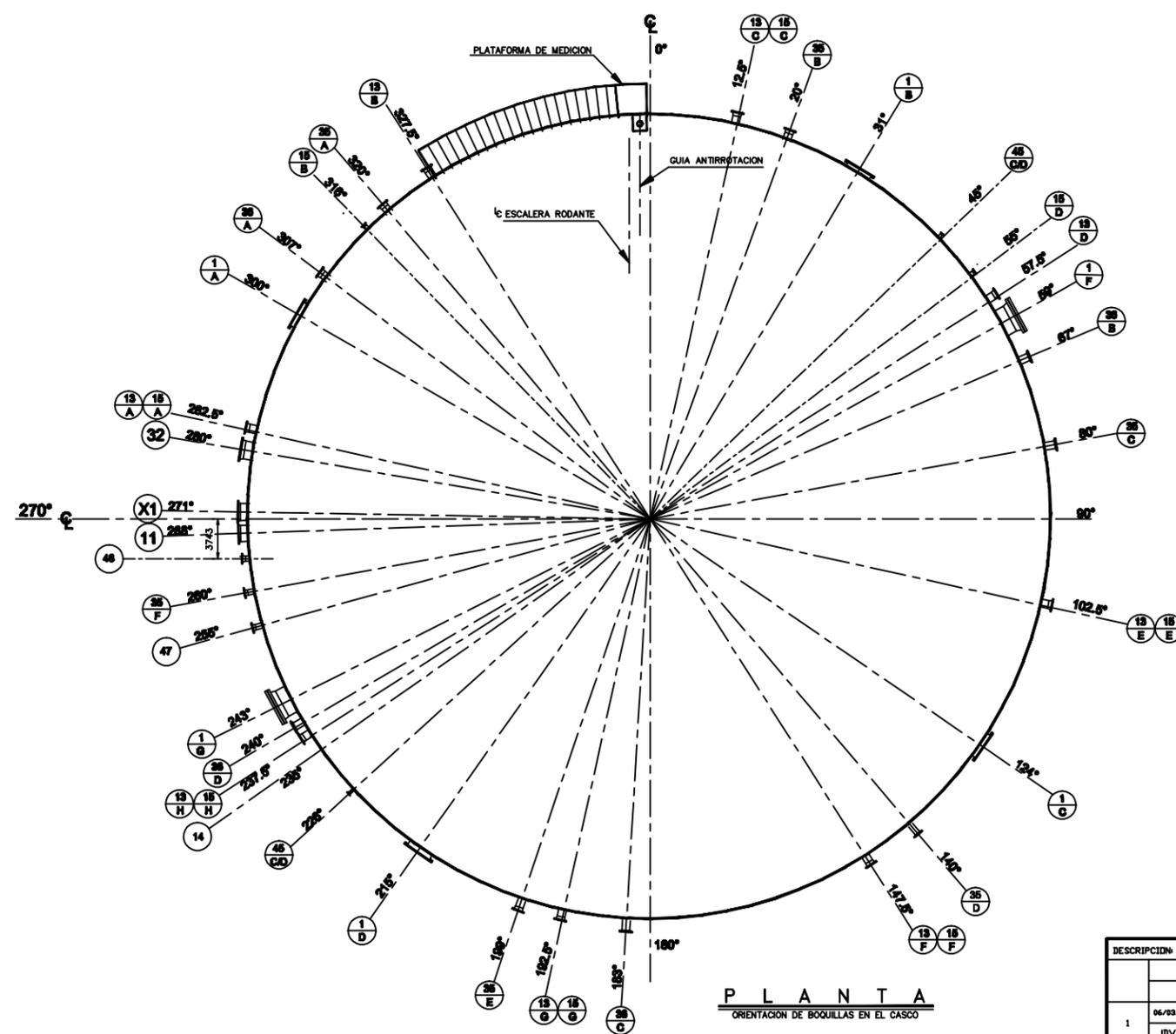
TANQUE GUN BARRIL CAP. 500 MBL
DISTRIBUCION DE SOPORTERIA

TV-5005

ESC.: SIN mm. ACOT.: mm. Dtd. No. N-F.27733-1816-00-5005 E REV. 0



ELEVACION



PLANTA
ORIENTACION DE BOQUILLAS EN EL CASCO

DATOS DE RECONDICIONAMIENTO

1. SERVICIO NUEVO:	GUN BARREL DE PRIMERA ETAPA	11. TIPO DE INTERNOS:	DISTRIBUIDOR DE CRUDO Y DE AGUA P/LIMPIEZA
2. FLUIDO:	CRUDO MAYA	12. DISTRIBUIDOR DE CRUDO:	CAB. PRINCIPAL 36", RAMALES 12"
3. DENSIDAD CRUDO / AGUA:	0.92 / 1.04 g/cm ³	13. DISTRIBUIDOR DE AGUA:	CAB. PRINCIPAL 10", RAMALES 10"
4. FLUJO NORMAL / MAXIMO:	300 MBPD / 600 MBPD	14. ALTURA DIST. CRUDO / AGUA:	1.0/(NOTA 7)
5. CAPACIDAD TOTAL:	500,000 BLS	15. ALTURA DE COLCHON DE AGUA:	3.2 mts.
6. PRESION DE OPERACION:	ATMOSFERICA	16. PINTURA EXTERNA:	PRIM. RP-4B, ACABADOS RA-26/RA-28
7. TEMPERATURA DE OPERACION/MAX.:	30 °C / 60 °C	17. PINTURA INTERNA:	PRIM. RP-10, ACABADOS RA-29/RP-13
8. PRESION DE PRUEBA HIDROSTATICA:	LLENO CON AGUA	18. CODIGOS APLICABLES:	API-STD 650 Y 653
9. RADIOGRAFIADO EN BOG'S NUEVAS:	POR API-650		
10. EFICIENCIA DE JUNTAS NUEVAS:	85%		

MCA.	No. REG.	DIAM. mm.	PRES. kg/cm ²	DESCRIPCION	PROYECCION	TIPO	CARA	OBSERVACIONES
	47	1	102	10.5	VERIFICADOR DE INTERFASE	152	W.N.	RZDA.
	32A/B	2	610	10.5	SIN SERVICIO	295	W.N.	RZDA. SE BLOQUEA VALVULA DE PASO
	X1	1	914	10.5	SIN SERVICIO	457	W.N.	RZDA. SE BLOQUEA VALVULA DE PASO
	52	1	63.5	10.5	TOMA P/ MED. DE NIVEL CON CINTA	---	S.O.	RZDA.
	50 A/K	11	102	---	BOQUILLAS DE CAMARA DE ESPUMA	---	---	PLANA
	48	1	254	10.5	AGUA DE LAVADO	250	W.N.	RZDA. BOQUILLA NUEVA
	46A/E	5	19	---	TOMA DE MUESTREO DE PRODUCTO	---	ROSC.	---
	45 CD	2	51	10.5	INSTRUMENTO DE NIVEL	152	W.N.	RZDA. BOQUILLA NUEVA
	45 B	1	38	10.5	INSTRUMENTO DE TEMPERATURA	152	W.N.	RZDA.
	45 A	1	152	10.5	INSTRUMENTO DE NIVEL	203	S.O.	RZDA.
	36A/D	4	152	10.5	DRENAJES PLUVIALES	203	S.O.	RZDA.
	35A/F	6	102	10.5	DRENAJES ACEITOSOS	152	W.N.	RZDA.
	15 A/H	8	152	10.5	SALIDA DE AGUA	203	W.N.	RZDA. BOQUILLA NUEVA
	14	1	610	10.5	SALIDA DE CRUDO (VACIADO)	305	W.N.	RZDA. BOQUILLA NUEVA
	13 A/H	8	406.4	10.5	SALIDA DE CRUDO (PROCESO)	305	W.N.	RZDA. BOQUILLA NUEVA
	11	1	914	10.5	ALIMENTACION DE CRUDO	457	W.N.	RZDA.
	8A/F	6	203	10.5	VALVULA ROMPEDORA DE VACIO	---	---	---
	1F/G	2	610	API	REGISTRO DE HOMBRE	178	API	PLANA
	1A/D	4	1219/219	API	PUERTA DE LIMPIEZA	203	API	PLANA

LISTA DE BOQUILLAS

MCA.	PLANO	REV.	DESCRIPCION
1	N-F.27733-1816-00-5007 B	0	ARREGLO GENERAL DEL DISTRIBUIDOR DE ACEITE
2	N-F.27733-1816-00-5007 C	0	LOCALIZACION DE BOQUILLAS
3	N-F.27733-1816-00-5007 D	0	ARREGLO DEL DISTRIBUIDOR DE AGUA
4	N-F.27733-1816-00-5007 E	0	DISTRIBUCION DE SOPORTERIA

NOTAS GENERALES:

- TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO, RECONDICIONADO A DESHIDRATADOR DE PRIMERA ETAPA.
- PARA EL RECONDICIONAMIENTO DE ESTE TANQUE SE TOMO COMO BASE LA HOJA DE DATOS DE PROCESO No. AV-F.27733-1812-00-15C_REV.1, ASI COMO LA ESPECIF. GENERAL DE EQUIPO ESTATICO No. AV-F.27733-1816-00-EG.TQUE. DES.
- LAS BOQUILLAS QUE NO SE USEN SE DEBEN CANCELAR CON BRIDA CIEGA.
- LA ALTURA DEL ANILLO DE CIMENTACION DEL TANQUE ES DE APROXIMADAMENTE 1.4 MTS. CONSIDERANDO QUE LA SUPERFICIE DEL PISO ES DE TERRACERIA.
- ESTAS BOQUILLAS ESTAN UBICADAS EN EL TECHO DEL TANQUE.
- ESTAS BOQUILLAS ESTAN UBICADAS EN LA PARTE BAJA DE LA ESCALERA HELICOIDAL.
- ELEVACION DE BOQUILLA A 0.375 mts. Y DISTRIBUIDOR A 0.272 mts. DE NIVEL DE PISO DE TANQUE. (VER DETALLE EN PLANO DE REFERENCIA).

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR:				
FECHA					FIRMA				
SUBGERENTE					COORDINADOR				
SUPERVISOR									

ESTE TRABAJO INCLUYE EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO DE INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONSIDERADO ASÍ QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPIAR, TOTAL O PARCIALMENTE Y NO DIFUNDIR ESTE NI EL MATERIAL, DISEÑO NI EL PARA OTRO PROPOSITO QUE LE PERMITA ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.

INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION A GUN BARRELL PARA DESHIDRATADO DE CRUDO MAYA EN TMBG. Y TV-5005 A GUN BARRELS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS PETROLEOS MEXICANOS

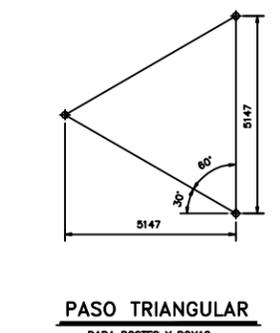
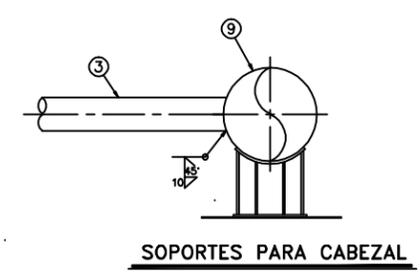
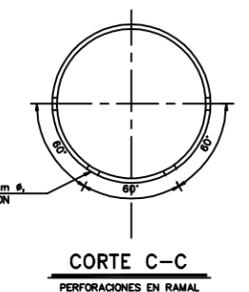
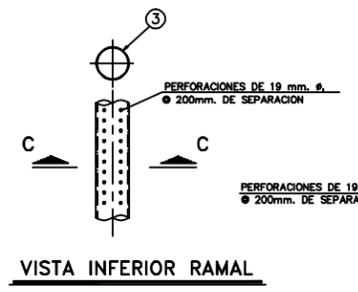
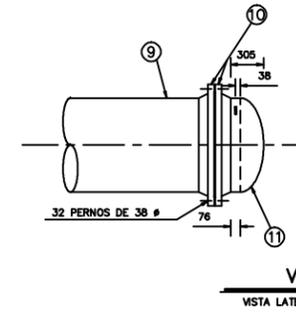
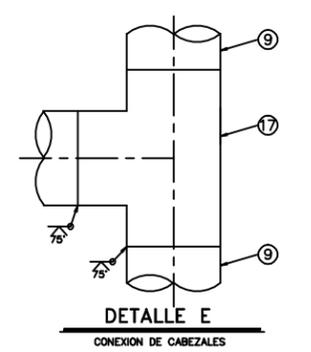
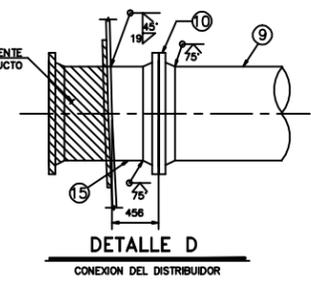
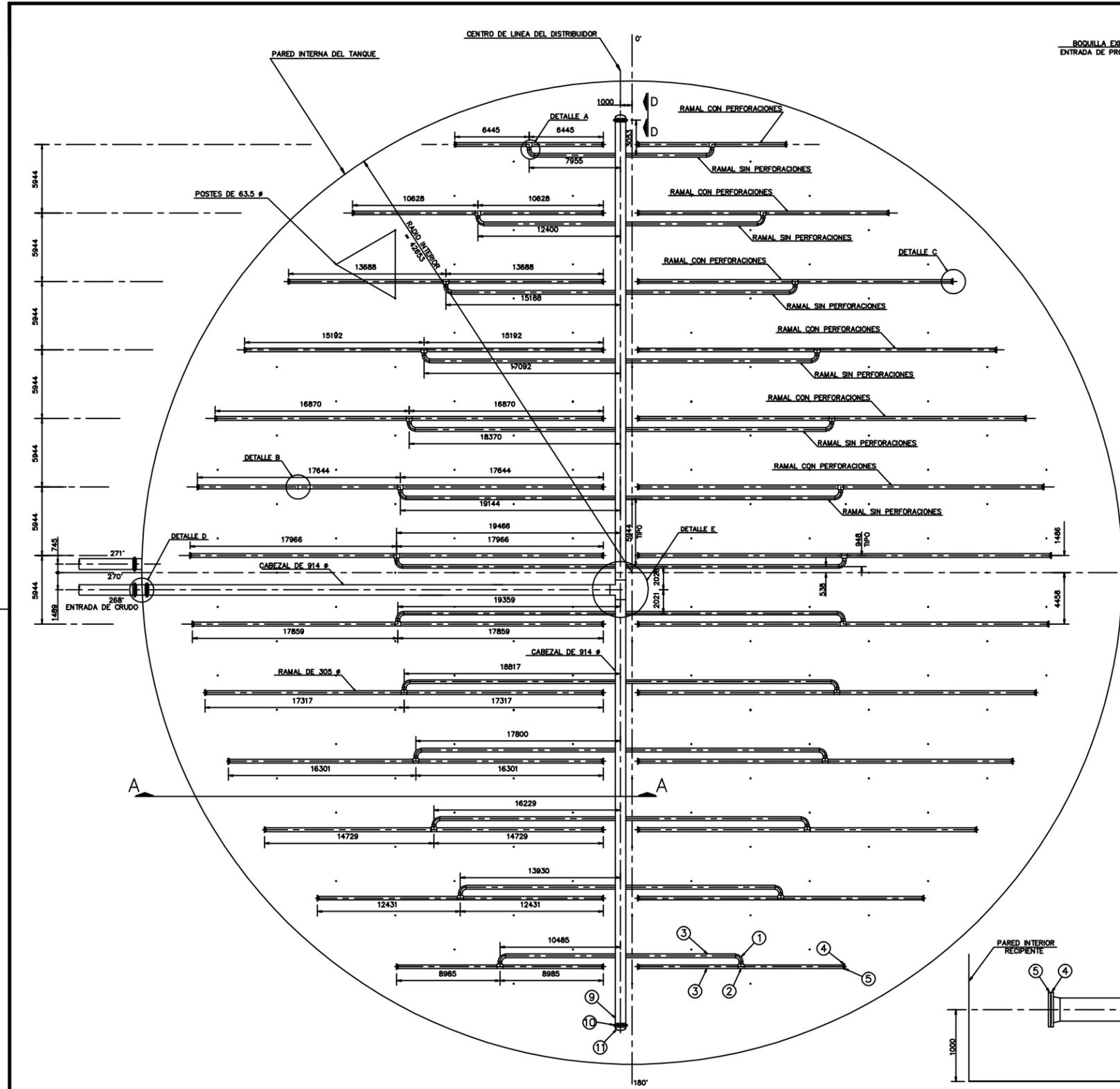
CONTRATO PEMEX NO. CONT. IMP. F.27733

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
PROCESO: PROPORCIONAR SOLUCIONES DE INGENIERIA

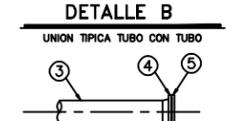
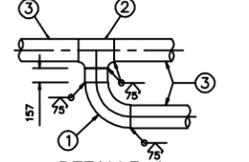
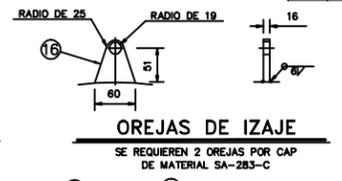
TANQUE GUN BARREL CAP. 500 MBLs
ARREGLO GENERAL DEL TANQUE

TV-5007
ESC.: SIN ACOT.: mm.

Dib. No. N-F.27733-1816-00-5007 A REV. 1



LISTA DE MATERIALES					
IND. No.	CANT.	DESCRIPCION	MATERIAL (EQUIV.)	PERO POR UNIDAD Kg.	PERO TOTAL Kg.
1	28 Pzas.	CODO DE 90° FL. DE 305 Ø, BCH. STD.	SA-234-WPB	55.8	1481
2	38 Pzas.	Tº DE 305 Ø, BCH. STD.	SA-234-WPB	68.7	1736
3	1250 m.	TUBO DE 305 Ø, BCH. STD.	SA-108-B	73.8	92200
4	82 Pzas.	BRIDA DE 305 Ø, CLASE 150 #	SA-195	36.3	1888
5	82 Pzas.	TAPA CIEGA DE 305 Ø, CLASE 150 #	SA-195	48.9	2898
6	824 Pzas.	ESPARRAJOS DE 22 MM Ø, LONG. 120 MM	SA-183-21	0.36	224
7	248 Pzas.	TUERCAS DE 22 MM Ø.	SA-184-21	0.886	110
8	82 Pzas.	EMPAQUE TIPO FLEXITALLIC DE 305 Ø	ACERO INOX.	---	---
9	128 m.	TUBO DE Ø14.4 Ø, 18.3 DE ESP.	API 5L Gr. B	209	26688
10	8 Pzas.	BRIDA DE Ø14.4 Ø, CLASE 150, P.F. DIMENSIONES MBS-Ø14.4	SA-195-B	209	1440
11	2 Pzas.	TAPON CADAVERA (DAP) DE Ø14 Ø, 18.7 ESPESOR.	SA-234-WPB	114	228
12	98 Pzas.	ESPARRAJOS DE 38 MM Ø, LONG. 205	SA-183-27	2.35	229
13	182 Pzas.	TUERCAS DE 38 MM Ø.	SA-184-21	0.412	60
14	8 Pzas.	EMPAQUE TIPO FLEXITALLIC DE Ø14 Ø	ACERO INOX.	---	---
15	8.8 m.	TUBO DE Ø14.4 Ø, 18.0 DE ESP.	SA-188-B	439	219
16	4 Pzas.	PLACA DE 80 x 70, 18.0 DE ESP. CORTAR DE ACUERDO A DIMENSIONES DE ISAJE	SA-283-C	0.85	2.2
17	1 Pza.	Tº DE Ø14.4 mm Ø, 10.5 mm DE ESP.	SA-234-WPB	748	748
				TOTAL	151143



- NOTAS**
- TODAS LAS SOLDADURAS SON DE CAMPO.
 - TODAS LAS SOLDADURAS SERAN SIEMPRE MANUALES.
 - 100% DE PENETRACION EN JUNTAS VERTICALES Y HORIZONTALES
 - ESTE TANQUE SE REHABILITARA ESTRICTAMENTE DE ACUERDO CON EL CODIGO API-650 11a. EDICION JUN. 2007 EN TODAS LAS SECCIONES PERTINENTES, MAS EL CONTENIDO DEL APENDICE C.
 - LA TOLERANCIA EN EL HOMBRO DE RAIZ DE LOS BISELES SERA: MAS 2 mm, MENOS 1 mm.
 - LA TOLERANCIA EN ANGULOS DE BISELES SERA MAS 0', MENOS 2.5'.
 - LA PARTE EXTERNA DEL DISTRIBUIDOR SE DEBE LIMPIAR DE ACUERDO CON AMBIENTE 5 TABLA 13 ESP. NRF-053 PEMEX 2006 LA APLICACION DE RECUBRIMIENTO DE ACUERDO CON LO SIGUIENTE: PRIMARIO RP-10, ENLACE RA-29 Y ACABADO RP-13

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION						APROBADO POR:	
REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO	FECHA	SUBGERENTE
1	J.DVG	RRG	J.DVG	J.DVG	PEYT	28/02/10	COORDINADOR
							SUPERVISOR

PLANTA
DISTRIBUCION DE CABEZALES

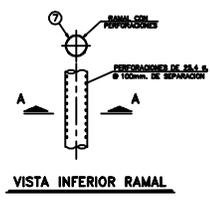
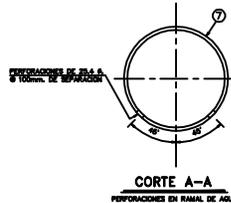
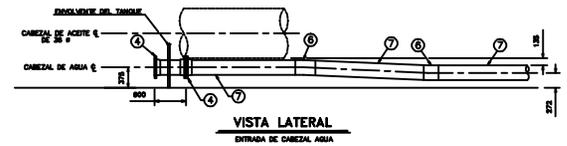
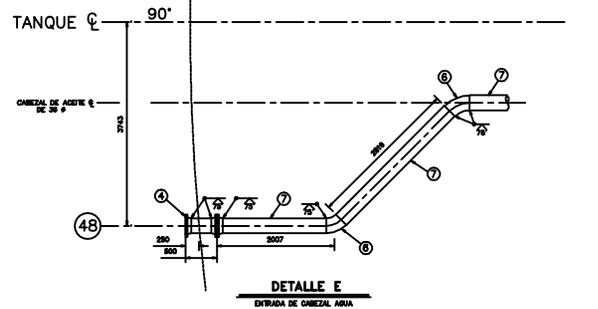
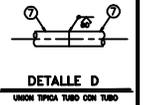
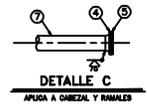
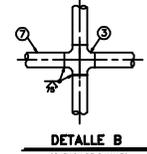
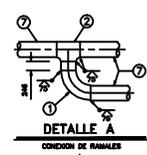
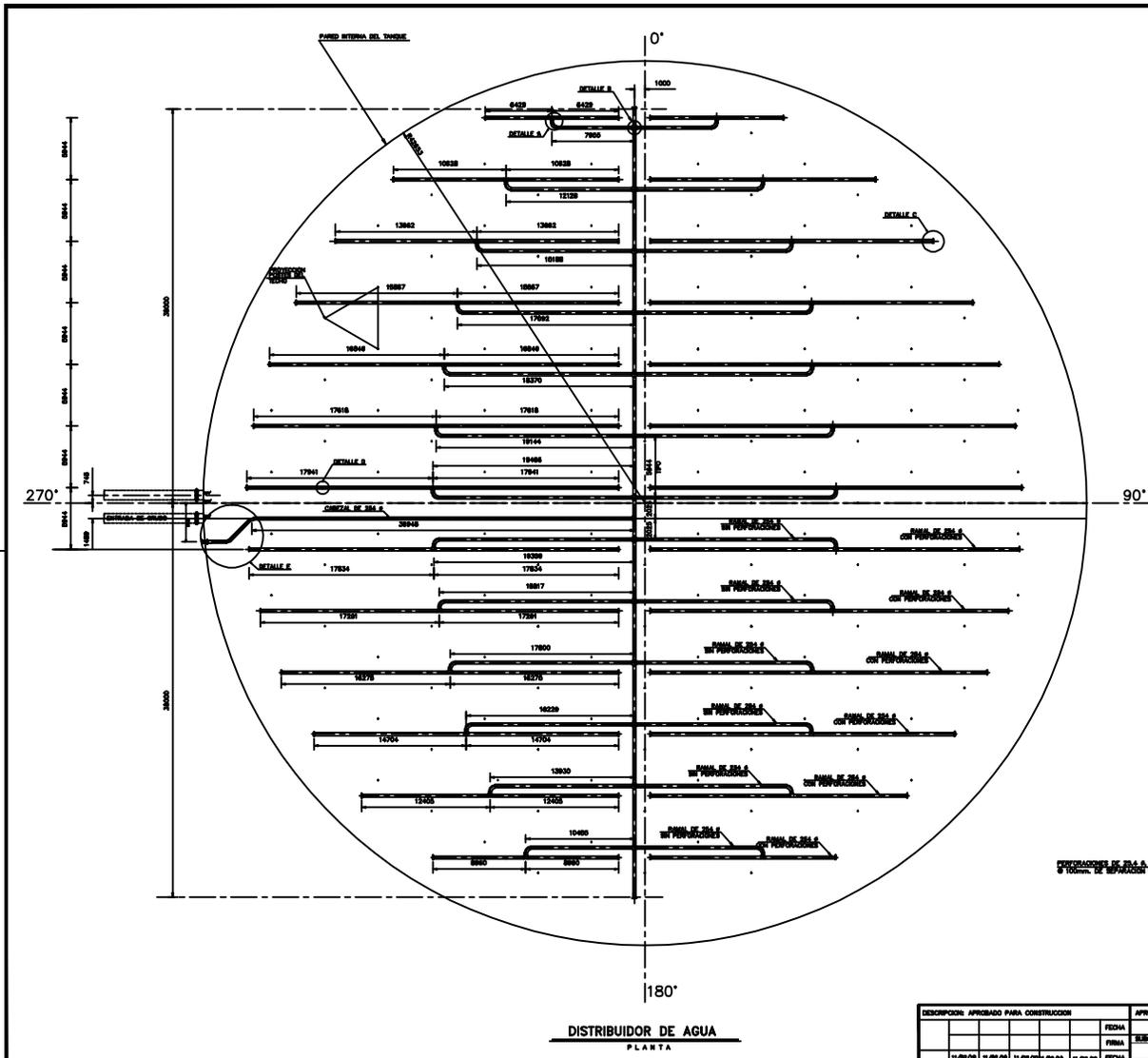
ESTR. TRABAJO INCLUIDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO DE INFORMACION COMERCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PERMISO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.

INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN BARRELS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS
PETROLEOS MEXICANOS
CONTRATO PEMEX NO. DOS BOCAS, TAB. CONT. MP. F.27733

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
PROCESO: PROPORCIONAR SOLUCIONES DE INGENIERIA

TANQUE GUN BARREL CAP. 500 MBL
ARREGLO DEL DISTRIBUIDOR DE ACEITE

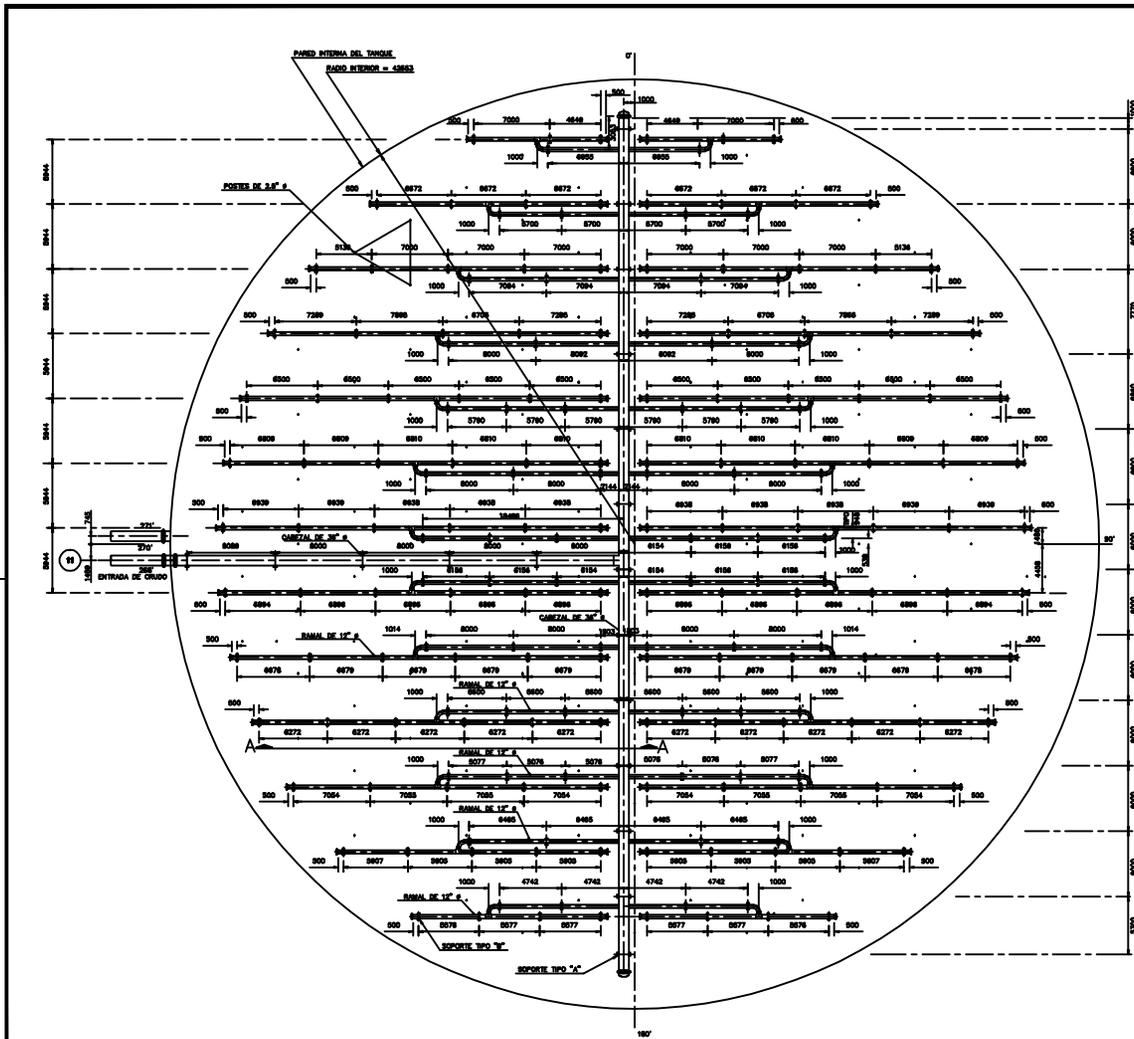
TV-5007
ESC.: SIN mm. ACOT.: D.D. No. N-F.27733-1816-00-5007 B REV. 1



LISTA DE MATERIALES					
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	REMARKS	REVISION
1	ACERO
2
3
4
5
6
7
8
9
10

- NOTAS**
- 1- TODAS LAS SOLDADURAS SON DE CAMPO.
 - 2- TODAS LAS SOLDADURAS SERAN SIEMPRE MANUALES.
 - 3- 100% DE PENETRACION EN JUNTAS VERTICALES Y HORIZONTALES.
 - 4- ESTE TANQUE SE REMEDIARA ESTRUCTURALMENTE DE ACUERDO CON EL CODIGO API-650 11a EDICION JUNIO 2007 EN TODAS LAS SECCIONES PERTINENTES MAS EL CONTENIDO DEL APENDICE C.
 - 5- LA TOLERANCIA EN EL HOMBRO DE RANZ DE LOS BIELES SERA: MAS 2 mm, MENOS 1 mm.
 - 6- LA TOLERANCIA EN HOMBROS DE BIELES SERA MAS 0', MENOS 2.5'.
 - 7- EL DISTRIBUIDOR DE AGUA Y EL DISTRIBUIDOR DE ACEITE ESTAN MONTADOS EN EL MISMO SOPORTE ESTRUCTURAL.
 - 8- LA PARTE EXTERNA DEL DISTRIBUIDOR SE DISEÑA EN LAMINAS DE ACERO CON AMBIENTE 6 TABLA 13 ESP. 100'-003 PUNTO 3000.
 - 9- LA APLICACION DE RECOMENDACIONES DE ACUERDO CON LO MENCIONADO PRIMARIO RP-10, BLAZO RA-50 Y AVANZADO RP-13.

DISEÑADOR: APROBADO PARA CONSTRUCCION FECHA: _____ ELABORADO: _____ REVISADO: _____ DIBUJADO: _____ VERIFICADO: _____ VALIDO: _____	APROBADO POR: ELABORADO: _____ REVISADO: _____ DIBUJADO: _____ VERIFICADO: _____ VALIDO: _____	INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO PROCESO PROPORCIONAR SOLUCIONES DE INGENIERIA TANQUE OUN BARREL CAP. 500 MBLS ARREGLO DEL DISTRIBUIDOR DE AGUA IV-5007 REV. 0 (Dib. No. H-F-2733-1816-00-5007 D)
---	---	--



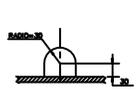
LISTA DE CAMBIOS

NO.	FECHA	REVISOR	REVISADO	VERIFICADO	VALIDO
0	31/05/10	JMS	JMS	JMS	PEVT

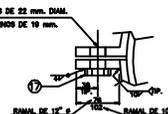
PLANTA
DISTRIBUCION DE CAMEZAS

NOTAS

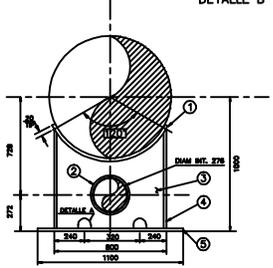
- 1.-LA SOLDADURA PARA EL ARMADO DE LOS SOPORTES SERA DE FILETES CONTINUOS DE 10 mm.
- 2.-EL CAMEZAL DE 30" NO DE DEBE SOLDAR A LOS SOPORTES.
- 3.-EL PESO TOTAL DEL SOPORTE "A" (18 PZAS.) ES DE 4960 KGS.
- 4.-EL PESO TOTAL DEL SOPORTE "B" (18 PZAS.) ES DE 2096 KGS.
- 5.-LA SOPORTERIA DE LOS DISTRIBUIDORES SE DEBE LAMPAR DE ACUERDO CON EL DISEÑO EN TABLA 13 DEL "CIB" PZAS. 2000.
- 6.-LA APLICACION DE REFORZAMIENTO DE ACUERDO CON LO PRESCRITO EN EL DISEÑO EN TABLA 13 DEL "CIB" PZAS. 2000.



ABERTURA
DETALLE A

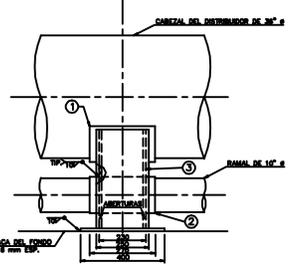


SUJECION DE RAMALES
DETALLE B



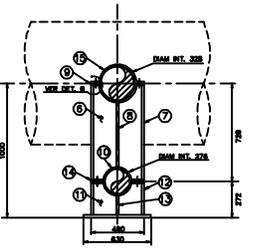
SOPORTE A

(NO. DE PIEZAS 18)



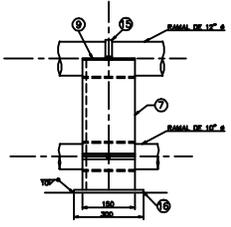
VISTA LATERAL

NOTA 1



SOPORTE B

(NO. DE PIEZAS 198)



VISTA LATERAL

NOTA 1

LISTA DE MATERIALES

ITEM	CANT.	DESCRIPCION	UNIDAD	PESO UNID.	PESO TOTAL
1	17 Pzas	PLACA DE SOPORTE 30\"/>			

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION						APROBADO POR	
FECHA	FECHA	FECHA	FECHA	FECHA	FECHA	FECHA	FECHA
31/05/10	31/05/10	31/05/10	31/05/10	31/05/10	31/05/10	31/05/10	31/05/10
JMS	JMS	JMS	JMS	JMS	JMS	JMS	JMS
REVISOR	REVISADO	VERIFICADO	VALIDO	SUPERVISOR	CONSTRUCCION	CONSTRUCCION	CONSTRUCCION

DEL TITULO TECNICO DE INGENIERO EN PETROLEO, DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO, PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE CAMEZAS Y SOPORTERIA DE LOS TANQUES TIPO 2000.
PETROLEOS MEXICANOS
CONTRATO PZAS. NO. 2000

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
PROCESO PROPORCIONAR SOLUCIONES DE INGENIERIA
TANQUE GUN BARREL CAP. 500 MBLS
DISTRIBUCION DE SOPORTERIA
IV-5007
DB. No. H-F-27733-1816-00-5007 E | REV. 0

CAPÍTULO 5

INGENIERÍA BÁSICA

INTRODUCCIÓN

De acuerdo al capítulo anterior de la conversión de los tanques de almacenamiento a tanques “Gun Barrel” para la deshidratación y el desalado del crudo maya, en este capítulo se describe el desarrollo de la Ingeniería Básica que fue elaborada por el IMP para el proceso antes mencionado con la finalidad de que el petróleo crudo en este caso “Maya” se encuentre dentro de las especificaciones requeridas para su venta (0.5% en volumen de Agua y 50 PTB máximo).

Este proceso se lleva a cabo dentro de las Instalaciones de la Terminal Marítima Dos Bocas de PEMEX que se encuentra Ubicada en el municipio de Paraíso en el Estado de Tabasco.

En la Terminal Marítima Dos Bocas se recibe crudo marino procedente de los complejos costa fuera Akal-C, Akal-J, Abkatún-A, Abkatún-D y Pool-A, así como, de los campos terrestres Puerto Ceiba y el Golpe para su acondicionamiento, almacenamiento, distribución y transporte hacia exportación o para consumo nacional. Para cumplir con esta función, la terminal cuenta con las áreas de estabilización, almacenamiento, deshidratación de crudo ligero y bombeo a exportación, así como el envío de crudo al Sistema Nacional de Refinerías.

Derivado del incremento del contenido de agua y sal en la corriente de crudo maya en lo últimos meses, y con la finalidad de reducir las penalizaciones económicas por incumplimiento de los parámetros contractuales se ha tomado la determinación de implementar el proceso de deshidratación y desalado en la Terminal Marítima Dos Bocas.

INGENIERÍA BÁSICA PARA EL DESHIDRATADO Y DESALADO DE CRUDO

La ingeniería básica de un proyecto es aquella que se refiere a conocer y saber cómo se elabora un producto, es decir, conocer las transformaciones que sufren las materias primas a través de una serie de reacciones químicas, fisicoquímicas o cambios de estado, las cuales deben ser descritas en función de sus propiedades antes y después de alguno de estos cambios, así mismo ésta desarrolla o elabora todos los documentos que son necesarios para efectuar posteriormente la ingeniería de detalle.

La ingeniería básica se inicia con la definición completa del alcance del proyecto y con la elaboración de las bases de diseño. Con la información disponible se debe seleccionar la mejor alternativa de proceso, determinando el equipo principal y secuencia de flujo, además de efectuar el balance de materia y energía para determinar las dimensiones preliminares de equipo principal y la información complementaria para el diseño de tuberías e instrumentos. Así con la información anterior se elabora el documento más importante que es el Diagrama de Flujo de Proceso (DFP) y se determinan los requerimientos de servicios auxiliares

Para desarrollar la ingeniería básica se requieren datos del proceso de acuerdo a la tecnología seleccionada. Con estos datos se elabora el llamado paquete de ingeniería básica, el cual cuenta principalmente con la siguiente información:

1. Descripción del Proceso
2. Diagramas de Flujo de Proceso (DFP)
3. Balances de materia y energía
4. Arreglo del equipo
5. Lista de Equipo
6. Hojas de datos de equipo principal
7. Consumo estimado de servicios auxiliares
8. Materiales especiales requeridos
9. Manual de operación
10. Información complementaria
11. Bases de Diseño
12. Diagrama de Tubería e Instrumentación (DTI) de proceso y Servicios Auxiliares
13. Criterios de Diseño
14. Sumario de alarmas y paros
15. Hojas de datos de equipo
16. Índice de servicios
17. Lista de líneas de Proceso y Servicios Auxiliares

Para poder realizar la ingeniería básica se tomo en cuenta los siguientes criterios que se describen a continuación y de esta manera poder desarrollar cada uno de los documentos que forman parte de la ingeniería básica.

CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO PARA VARIABLES DE PROCESO.

Presión de Diseño:

Aplicar 10% de la Presión de Operación Máxima para presiones por debajo de 101.97 kg/cm² (1450 Psig) pero sin ser menor a 2.0394 kg/cm² (29 Psig).

Aplicar 5% de la Presión de Operación Máxima para presiones de 101.97 kg/cm² (1450 Psig) en adelante.

La Presión Mínima de Diseño (Excluyendo a los tanques de almacenamiento a baja presión) es de 3.5690 kg/cm² (50.75 Psig).

Los Tanques de Almacenamiento que operan a presión atmosférica y que son desfogados se diseñan para estar llenos de agua o como medio de almacenamiento. Los tanques de almacenamiento a Baja Presión y que utilizan gas combustible o gas inerte como “blanqueting” deberán diseñarse para +56.0/-6.5 mbar.

Temperatura de Diseño:

La Temperatura de Diseño deberá ser la Temperatura de Operación Máxima más por lo menos 25 °C. La Temperatura de Diseño será de 40.0 °C para los casos en donde el equipo opere a Temperatura Ambiente o Menor.

La Temperatura Mínima de Diseño será de 5 °C por debajo de la temperatura de Operación Mínima, igual a la Temperatura Mínima Ambiental o 10 °C por debajo de la Temperatura Mínima Resultante de la Despresurización del Sistema, la que resulte menor.

Niveles de Operación de Líquidos para Recipientes de Proceso

TABLA 12. NIVELES DE OPERACIÓN DE LÍQUIDOS PARA TANQUES	
Fondo del Recipiente a LLL (Nivel muy pero muy bajo)	150 mm (Recipientes Horizontales)
Tangente Inferior del Recipiente a LLL (Nivel muy pero muy bajo)	150 mm (Recipientes Verticales, para recipientes pared gruesa utilizar 300mm)
Nivel Normal de Líquido (NLL)	Determinado Conforme al caso, pero no mayor a 75% del Diam. Recipiente.

A continuación se presentan los documentos desarrollados por el Instituto Mexicano del Petróleo para la ingeniería básica de Deshidratación y desalado del Crudo Maya.

1. BASES DE DISEÑO

Este documento establece el alcance del Proyecto y fija los lineamientos con los que se debe efectuar el diseño de la planta. Contiene la información definida conjuntamente con el cliente, relativa a los siguientes puntos:

- a) Generalidades. (Función de la planta y tipo de proceso).
- b) Capacidad, rendimiento y flexibilidad.
- c) Especificación de las alimentaciones.
- d) Especificación de los productos.
- e) Condiciones de las alimentaciones en Límite de Batería
- f) Condiciones de los productos en Límite de Batería
- g) Agentes químicos.
- h) Eliminación de desechos.
- i) Instalaciones requeridas de almacenamiento.
- j) Servicios auxiliares.
- k) Sistemas de seguridad.
- l) Condiciones climatológicas.
- m) Localización de la Planta.
- n) Bases de diseño eléctrico.
- o) Bases de diseño para tubería y drenajes.
- p) Bases de diseño civil
- q) Bases de diseño de equipo.
- r) Bases de diseño para instrumentación y control.
- s) Normas, códigos y especificaciones.

A continuación se presentan las bases de diseño que aplican para el proceso de Deshidratación y desalado del Crudo Maya y que fueron elaboradas por personal del Instituto Mexicano del Petróleo.

	INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO
	Conversión de Tanques de Almacenamiento a “Gun Barrel” para Deshidratar Crudo Maya en TMDB.
	BASES DE DISEÑO

1.1. GENERALIDADES

El crudo maya procedente de plataformas marinas, llega a la TMDB a través de la línea 1(uno) a 30°C y con un contenido de agua de 4% y es enviado directamente a la batería de estabilizado. Posteriormente la corriente de crudo se bombea hacia un tanque deshidratador (TV-5007) de 500 MB tipo “GUN BARREL” donde se elimina el agua libre, para después pasarlo a un sistema de calentamiento donde se eleva la temperatura hasta 60°C. Finalmente el crudo es enviado al tanque desalador (TV-5005) tipo “GUN BARREL” donde se elimina el exceso de agua y sal dejándolo dentro de especificaciones (0.5% en volumen de agua y 50 PTB máximo).

TIPO DE PROCESO

Los procesos que se llevarán a cabo para deshidratar y desalar crudo maya mediante tanques tipo “Gun Barrels”, son los siguientes:

- Deshidratación del crudo maya.
- Calentamiento del crudo maya.
- Separación de la mezcla líquido-vapor, del crudo maya deshidratado.
- Desalado de crudo Maya.
- Recuperación de vapores del crudo maya.
- Tratamiento de Agua Congénita

1.2. FACTOR DE SERVICIO, CAPACIDAD, RENDIMIENTO Y FLEXIBILIDAD.

FACTOR DE SERVICIO.: El factor de servicio para el sistema es de 1.0 y se diseña para operar los 365 días del año.

CAPACIDAD, RENDIMIENTO.

CAPACIDAD, RENDIMIENTO	
CAPACIDAD DE DISEÑO	600 MBPD
CAPACIDAD NORMAL	300 MBPD
CAPACIDAD MINIMA	300 MBPD

FLEXIBILIDAD.

El sistema de deshidratación y desalado esta constituido por dos tanques tipo “Gun Barrel” los cuales operan en serie y tienen la capacidad suficiente para procesar 300 y 600 MBPD de crudo maya, además de recibir hasta un máximo de 20% en volumen de agua libre, también se tiene la flexibilidad de poder optimizar el consumo de agua de lavado recirculando un volumen mayor del agua obtenida en los dos tanques.

A falla de energía eléctrica el sistema no operará.

En caso de paro del sistema de deshidratación y desalado, el crudo será enviado a un tanque de almacenamiento.

1.3. ESPECIFICACIÓN DE LA ALIMENTACIÓN EN LÍMITE DE BATERÍA.

COMPOSICIÓN DE LA MEZCLA

COMPONENTE	% MOL	PM	API
AGUA	13.5220	18	
ÁCIDO SULFÚDRICO	0.1349	65	
BIÓXIDO DE CARBONO	0.0244	44	
NITRÓGENO	0.0004	28	
METANO	0.2484	16	

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

ETANO	0.6721	30	
PROPANO	1.5834	44	
I-BUTANO	0.5171	58	
BUTANO	1.7605	58	
I-PENTANO	1.3010	72	
PENTANO	2.0773	72	
HEXANO	3.7215	86	
CORTE_1	4.0517	99	66.3
CORTE_2	5.7799	110	59.1
CORTE_3	4.8216	125	53.6
CORTE_4	4.8313	138	50.1
CORTE_5	4.3494	154	47.2
CORTE_6	2.4431	165	42.8
CORTE_7	2.4622	180	41.5
CORTE_8	4.8937	196	37.2
CORTE_9	2.4143	208	33.9
CORTE_10	3.9192	222	32.7
CORTE_11	2.2987	234	30.5
CORTE_12	1.5879	245	28.2
CORTE_13	30.5840	635	10.0
TOTAL	100.000		

COMPOSICIÓN DE LA MEZCLA ACTUALIZADA CON 2100 PTB Y 4 % DE AGUA EN VOLUMEN.

COMPONENTE	% MOL
AGUA	41.155
ÁCIDO SULFHÍDRICO	0.088
BIÓXIDO DE CARBONO	0.016
NITRÓGENO	0.000
METANO	0.163
ETANO	0.440
PROPANO	1.036
I-BUTANO	0.338
BUTANO	1.152
I-PENTANO	0.891
PENTANO	1.360
HEXANO (+)	52.160
NACL	2.237
TOTAL	100.000

1.4. ESPECIFICACIÓN DE LOS PRODUCTOS EN LÍMITES DE BATERÍA.

COMPOSICIÓN DEL CRUDO DESHIDRATADO Y DESALADO.

COMPONENTE	% MOL
AGUA	7.736
ÁCIDO SULFHÍDRICO	0.087
BIÓXIDO DE CARBONO	0.006
NITRÓGENO	0.000
METANO	0.024
ETANO	0.314
PROPANO	1.228

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

I-BUTANO	0.476
BUTANO	1.695
I-PENTANO	1.398
PENTANO	2.160
HEXANOS +	84.719
NACL	0.157
TOTAL	100.000

COMPOSICIÓN DEL GAS A COMPRESIÓN.

COMPONENTE	% MOL
AGUA	16.776
ÁCIDO SULFÚDRICO	2.668
BIÓXIDO DE CARBONO	0.901
NITRÓGENO	0.023
METANO	10.510
ETANO	18.778
PROPANO	22.570
I-BUTANO	3.956
BUTANO	10.058
I-PENTANO	3.690
PENTANO	4.481
HEXANOS +	5.589
TOTAL	100.000

1.5. CONDICIONES DE LA ALIMENTACIÓN EN LÍMITE DE BATERÍA.

ORIGEN	ALIMENTACIÓN	ESTADO FÍSICO	PRESIÓN KG/CM2 MAN MÁX / NOR / MÍN	TEMPERATURA °C MÁX / NOR / MÍN	FORMA DE RECIBO
PLATAFORMAS MARINAS	MEZCLA	LÍQUIDO-GAS	5.5/4.0/4.0	44/30/30	TUBERÍA

1.6. CONDICIONES DE LOS PRODUCTOS EN LÍMITE DE BATERÍA.

DESTINO	PRODUCTO	ESTADO FÍSICO	PRESIÓN Kg/cm2 man. Máx /Nor /Mín	TEMPERATURA °C Máx /Nor /Mín	FORMA DE ENTREGA
ALMACENAMIENTO	CRUDO DESALADO Y DESHIDRATADO	LÍQUIDO	8.0/3.0/3.0	60/54/30	TUBERÍA
MÓDULOS DE COMPRESIÓN	GAS	GAS	ATM	57/57/30	TUBERÍA
PLANTA DE TRATAMIENTO	AGUA CONGÉNITA	LÍQUIDO	4.0/4.0/4.0	40/40/30	TUBERÍA

1.7. SERVICIOS AUXILIARES Y AGENTES QUÍMICOS.

1.7.1. SERVICIOS AUXILIARES.

La terminal marítima de dos bocas cuenta dentro de sus instalaciones con un área de generación de servicios auxiliares, tales como aire de planta e instrumentos, agua de servicios, gas combustible, energía eléctrica, agua de sello a bombas, agua cruda para lavado, agua de contra incendio y agua potable. En la actualidad la terminal cuenta con la flexibilidad en cuanto a disponibilidad de algunos servicios auxiliares como para poder distribuir estos servicios a nuevas instalaciones. Se describirán a continuación los servicios requeridos.

- SISTEMA DE AIRE DE INSTRUMENTOS Y DE PLANTA.

El sistema de aire de instrumentos y de planta será suministrado por medio de dos cabezales independientes que se localizan en la trinchera cercana a la sección de deshidratado de crudo ligero. El cabezal de aire de instrumentos es de 3” D.N. igualmente el cabezal del aire de planta.

CARACTERISTICAS	
IMPUREZAS (FIERRO, ACEITE, ETC)	-----
PRESIÓN DE SUMINISTRO	7.5 Kg/cm ² man
TEMPERATURA DE SUMINISTRO	30 °C

- SISTEMA DE DRENAJES ABIERTOS ACEITOSO.

El sistema, estará integrado básicamente por un cabezal principal, un paquete de tratamiento de aguas aceitosas, consistente en un separador de placas corrugadas y dos bombas de drenaje accionadas por motor eléctrico, una para el aceite recuperado y la otra para el agua separada.

La función del sistema es el coleccionar y recuperar el aceite que no genere vapores, proveniente de los equipos de proceso y servicios, localizados en el área destinada para estos equipos, cuando salen de operación por mantenimiento y/o de sus charolas colectoras. El cabezal principal coleccionará los drenajes sin presión provenientes desde las charolas y copas de drenaje de los equipos, por medio de tubería al cabezal colector.

- SISTEMA DE DRENAJE CERRADO ACEITOSO.

El sistema de drenajes cerrado, estará integrado básicamente por un cabezal recolector; un tanque de drenajes cerrados FB-1600 y una bomba de drenaje GA-1600, patín estructural, tubería, instrumentación y accesorios.

La función del sistema es el coleccionar y recuperar el aceite a presión, proveniente de los equipos de proceso y servicios desde las líneas de drenaje de los equipos, por medio de tubería al cabezal colector, para su integración al cabezal de producción. El cabezal principal coleccionará los drenajes a presión provenientes desde las líneas de servicio o de drenajes de cada uno de los equipos de proceso y de servicios auxiliares y lo conducirá al paquete de drenajes cerrados.

- SISTEMA DE DRENAJES SANITARIOS (AGUAS NEGRAS Y JABONOSAS).

El sistema, estará integrado básicamente por un cabezal recolector; una fosa de captación de aguas negras y jabonosas FE-1800, una planta de tratamiento de aguas negras y jabonosas que utilizará el proceso de aeración extendida, un soplador de aire GB-1800 y un tanque de cloro FB-1800, estos últimos tres equipos forman parte del paquete de tratamiento de aguas negras y jabonosas PA-1800, patín estructural, tubería, instrumentación y accesorios.

La función del sistema es el coleccionar y tratar las corrientes de los drenajes sanitarios y jabonosos provenientes de retretes, mingitorios, lavabos, tarjas y regaderas del edificio de cuarto de control.

El paquete deberá producir agua tratada con la calidad tal que permita su disposición a los mantos freáticos, mediante un pozo de absorción, cumpliendo con lo estipulado en las normas oficiales mexicanas, la ley general de aguas nacionales y con la legislación en materia de aguas residuales vigente.

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

- SISTEMA DE AGUA DE SERVICIOS.

El sistema de agua de servicios será suministrado por medio de un cabezal que se localizan en la trinchera cercana a la sección de deshidratado de crudo ligero. El cabezal de agua de servicios es de 3" D.N.

CONDICIONES DE SUMINISTRO	
PRESIÓN	13 Kg/cm ² man
TEMPERATURA	25 °C
DISPONIBILIDAD	LA REQUERIDA

- AGUA CONTRA INCENDIO.

Será proporcionada por la TMDB.

CONDICIONES DE SUMINISTRO	
PRESIÓN	7.0 Kg/cm ² man
TEMPERATURA	30 °C
DISPONIBILIDAD	LA REQUERIDA

- ENERGÍA ELÉCTRICA

Será proporcionada por la TMDB.

1.7.2. AGENTES QUÍMICOS.

Desemulsificante	
TIPO	IMP-RHS-7 ó Similar
ESTADO FÍSICO	LIQUIDO
FORMA DE RECIBO	A TRAVÉS DE TAMBORES

1.7.3. CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS.

CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS		
TEMPERATURA	MINIMA EXTREMA	10 °C
	PROMEDIO ANUAL	31 °C
	MÁXIMA EXTREMA	41.5 °C
	BULBO SECO	31 °C
	BULBO HÚMEDO	29 °C
PRECIPITACIÓN PLUVIAL	HORARIA DIARIA	154.5
	HORARIA MÁXIMA	295
	ANUAL MEDIA	169.3-209.7
	DÍAS DE LLUVIA AL AÑO	120
VIENTOS	DIRECCIÓN DE LOS VIENTOS DOMINANTES	DE NORTE A SUR
	DIRECCIÓN DE LOS VIENTOS REINANTES	E A O; SE a NO, NE a SO
	VELOCIDAD MEDIA	40 Km/hr EN CONDICIONES NORMALES
	VELOCIDAD MÁXIMA	220 Km/hr EN CONDICIONES DE HURACÁN
HUMEDAD RELATIVA	MÁXIMA	95.5 %
	MINIMA	75 %
	PROMEDIO	80.3 %
ATMOSFERA	PRESIÓN ATMOSFÉRICA	760 mmHg
	ATMOSFERA CORROSIVA	SI, (AMBIENTE MARINO)

LOCALIZACIÓN.

El sistema de Desalado de crudo estará localizado en la Terminal Marítima Dos Bocas, en el municipio de Paraíso, al norte del estado de Tabasco, en las siguientes coordenadas:

LOCALIZACIÓN		
COORDENADAS GEOGRÁFICAS	LONGITUD OESTE	93° 10'20"
	LATITUD NORTE	18° 24'00"
COORDENADAS UTM	X	481,809.365
	Y	2034,327.167

1.7.4. BASES DE DISEÑO DE INTERCAMBIADORES DE CALOR.

El intercambiador de calor agua-agua, se diseñarán con un 10 % de sobre diseño en flujo y un 10 % de sobre diseño de carga térmica. Se considera un factor de ensuciamiento para el crudo pesado de alimentación y para el crudo pesado desalado de 0.0006 h-m²-°C/Kcal.

Para todos los precalentadores (economizadores) no se considera el sobre diseño, debido a que se usarán “Promotores de Turbulencia”.

Para el calentador de crudo, se consideró un sistema que recupera el calor de los gases de combustión efluentes de las turbinas de los generadores de energía eléctrica de la TMDB. Este sistema utilizará aceite térmico en circuito cerrado, se considera que la temperatura máxima de película del aceite térmico en el recuperador de calor es menor en 20°C a la temperatura máxima recomendada por el proveedor del aceite térmico para evitar su degradación.

1.7.5. BASES DE DISEÑO DE INSTRUMENTACIÓN CONTROL.

· INSTRUMENTACIÓN.

Toda la instrumentación electrónica que se utilizará para el control será de tipo inteligente, de última tecnología a base de microprocesadores, con capacidad de calibración y con indicación local de la variable de proceso en LCD con un mínimo de 4 dígitos para indicación local y sistema de transmisión de señal a dos hilos. Señal de salida Foundation Fieldbus y suministro eléctrico de 24 VCD. Todos los instrumentos que tengan conexión e intercambio de información y datos con el sistema de control digital serán compatibles al 100%, de tal forma que será posible realizar la configuración, calibración y mantenimiento de instrumentos inteligentes en forma remota.

Se permitirá la señal de salida en 4-20 mA. Únicamente cuando se requiera determinado instrumento electrónico que no cuente con la tecnología Foundation Fieldbus. Todos los instrumentos electrónicos deberán ser de bajo consumo de corriente (menor de 100 mA). La instrumentación para el Sistema de Paro por Emergencia debe ser dedicada para tal fin y deberá cumplir con la arquitectura que cumpla con la redundancia correspondiente al Nivel de Integridad de Seguridad de la instalación que arroje el estudio de análisis de riesgo. Toda la instrumentación neumática contará con filtro regulador de presión para adecuar el suministro de aire a la presión de la señal de control que se necesite.

Los equipos con tablero de control local serán a base de microprocesadores y estarán alojados en una caja o gabinete de acuerdo a la clasificación de área eléctrica en donde se instale, deben tener integrada una pantalla digital de cristal líquido con un mínimo de 4 dígitos para indicación local, deben contemplar una interfaz para comunicarse con el SDMC (Sistema Digital de Monitoreo y Control) mediante un puerto serial RS-485 con protocolo Modbus RTU. Para la medición de crudo y agua, el elemento primario de medición será del tipo cono en “V” para el crudo y de placa de orificio para el agua. Los transmisores-indicadores de medición de flujo serán de celda de presión diferencial tipo diafragma.

Para la medición de nivel, contenido de agua en el aceite y de aceite en el agua en los tanques “GUN BARREL” se utilizarán transmisores-indicadores tipo antena, que operan bajo el principio de absorción de energía de alta frecuencia. Para la medición de temperatura se utilizarán transmisores-indicadores de temperatura, y serán de tipo RTD, Pt-100 Ω. Para la medición de presión se utilizarán transmisores-indicadores de presión tipo diafragma.

Para las válvulas de control el tipo debe ser adecuado a la función a desarrollar (Globo ó Mariposa), el régimen de presión del cuerpo, debe ser como mínimo igual al régimen de la brida de entrada, cuerpo de acero al carbón e interiores de acero inoxidable 316 como mínimo, con sello Clase IV para servicio en líquido y sello Clase VI para servicio en gas (de acuerdo al ANSI o equivalente) característica de acuerdo al servicio, tipo de actuador neumático y posicionador del tipo electro neumático con señal de entrada digital Foundation Fieldbus, señal de salida neumática 3-15 psig, con alimentación eléctrica de 24 VCD a dos hilos y caja de acuerdo a la clasificación de área a donde se instale, incluye accesorios. El flujo máximo que maneje la válvula debe ser menor o igual a 90% de apertura de la válvula y los niveles de ruido deben ser menores de 85 db medidos a 3.0 m de la válvula. Se debe cumplir con la norma de referencia NRF-163-PEMEX-2006 “Válvulas de Control”.

- SISTEMA DE CONTROL.

El sistema digital de monitoreo y control (SDMC) se encargará del control del proceso y estará compuesto por lo siguiente:

SDMC Sistema de Deshidratación y Desalado.

Existe un SDMC en el área de Desalado y Deshidratación Electrostático de Crudo Ligero, su Unidad de Procesamiento Remoto (UPR) es del fabricante EMERSON DeltaV y cuenta con una Interfaz Humano Máquina (HMI) conformada por una Estación de Trabajo, impresoras. La UPR está integrada a la Red de Industrial de Fibra Óptica de la TMDB.

Con base en lo anterior, se empleará el sistema de control existente, para lo cual se considera su escalamiento en hardware, software

El diseño de este sistema debe considerar el escalamiento del hardware, software, programación, configuración y licencias necesarias para monitorear y controlar el sistema de deshidratación de crudo maya en los tanques “GUN BARREL”, este sistema debe monitorear y controlar como mínimo las siguientes variables: flujo, nivel, presión y temperatura, así como el análisis del agua en el crudo, crudo en el agua, y sal en el crudo. Adicionalmente, deberá monitorear las variables principales del proceso de estabilización, casa de bombas 5T y casa de bombas 2.

El hardware adicional se deberá instalar en un gabinete nuevo (el escalamiento debe mantener redundancia en fuentes de alimentación eléctrica, red de comunicaciones con módulos para funciones especiales, como cálculo de flujos entre otros, tabllillas terminales), el gabinete será auto soportable. Para éste proceso se deberá escalar la interfase IHM por medio de una Estación de Operación específica para el monitoreo del proceso de deshidratación de crudo maya y se continuará empleando la estación de ingeniería, impresora de gráficos e impresora de reportes actuales. Las características de los componentes nuevos deben cumplir con lo indicado en la norma NRF-105-PEMEX-2005.

Con base en el desempeño de sistema de fuerza ininterrumpible (UPS) existente, se deberá considerar una UPS nueva (con banco de baterías), cables y accesorios para el correcto funcionamiento del sistema actual y el nuevo. La comunicación de la UPR hacia las IHM de los SDMC del edificio de medición tercer nivel y/o cuarto de control general (futuro) de la TMDB se hará mediante la red industrial de fibra óptica de la TMDB con protocolo TCP/IP. La red de la IHM debe ser de topología de Bus Ethernet 10/100 MBPS mediante cable UTP categoría 5E utilizando protocolo de comunicación TCP/IP.

1.8. BASES DE DISEÑO DE SEGURIDAD.

GENERALIDADES.

Los sistemas de seguridad del sistema de deshidratado y desalado de crudo maya “Gun Barrel” tienen como propósito principal, minimizar o reducir los efectos y/o daños al personal y a las instalaciones asociados a los peligros que pueden presentarse en esta planta, provenientes de alguna fuga o derrame

Considerando la importancia, algunos de los peligros de gran magnitud que pueden presentarse en estas instalaciones son los siguientes:

- a. Fuga de hidrocarburos que pudieran formar y generar nubes de mezclas explosivas, con el subsecuente peligro de explosión.
- b. Fuga de hidrocarburos inflamables que pudieran producir fuego al contacto con el aire.
- c. Fuga de hidrocarburos inflamables con el potencial de generar incendios.

ALCANCE

Los sistemas de seguridad con los que debe contar el sistema de deshidratado y desalado de crudo maya “Gun Barrel” para operar de forma segura sin ocasionar daños al medio ambiente, a las instalaciones y al personal, considera lo siguiente:

- Sistema de aspersión de agua contra incendio en tanques TV-5005 y TV-5007 y Separador Bifásico Elevado incluyendo su automatización.
- Interconexión a la red de agua contra incendio existente.
- Sistema digital de gas y fuego SDG&F que integra: Detección y alarma (visibles y audibles) del área del sistema de deshidratado y desalado de crudo maya “Gun Barrel” que lo requiera por presencia de fuego, mezclas explosivas, gas tóxico (H₂S), gas hidrogeno.
- Monitoreo y/o control de señales del sistema de aspersión en tanques TV-5005, TV-5007 y Separador Bifásico Elevado.
- Sistema de supresión de fuego a base de agente limpio en Cuarto de Control
- Detectores de humo y alarmas audibles y visibles en Cuarto de Control.
- Monitoreo del Tablero de Supresión de Fuego a base de agente limpio en Cuarto de Control.
- Detectores de fuego, gas hidrogeno, mezclas explosivas, gas toxico, alarmas audibles y visibles y estaciones manuales de alarma que deben interconectarse al sistema digital.
- Detectores de mezclas explosivas y gas toxico en la succión de los sistemas de aire acondicionado en el Cuarto de Control.
- Implementación de todo lo indicado en la arquitectura del sistema digital de gas y fuego.
- Hidrantes e hidrantes monitores ubicados estratégicamente en el área del sistema de calentamiento de crudo.
- Sistema de extintores móviles y portátiles ubicados estratégicamente en área de calentamiento de crudo y cuarto de control.
- Sistema de letreros de señalización y advertencia.

SISTEMAS DE SEGURIDAD.

BASES DE DISEÑO CONTRA INCENDIO.

En este inciso se describe lo referente al alcance del sistema contra incendio incluyendo el suministro de agua, los sistemas de aspersión de agua y el sistema de hidrantes e hidrantes monitores.

- **AGUA CONTRA INCENDIO.**

El suministro de agua al sistema de aspersión para protección de los tanques TV-5005, TV-5007 y Separador Bifásico; así como al sistema de hidrantes e hidrantes monitores ubicados estratégicamente en el área de calentamiento de crudo será de la red contra incendio existente.

- **HIDRANTES E HIDRANTES MONITORES.**

El alcance mínimo del chorro de agua de los monitores e hidrantes debe ser de 30 m. de radio con niebla angosta, a una presión de 7 kg/cm² (100 lbs/plg²). La distancia en áreas de proceso entre monitores o hidrantes no debe exceder de 30 m. Si el monitor se opera manualmente, es necesario tomar en cuenta la dirección de los vientos dominantes para su ubicación. Los hidrantes deben estar diseñados de manera que por cada una de las tomas de 63.5 mm. (2 ½ pulg) de diámetro, pueda proporcionarse como mínimo un gasto de 946 l/min (250 gpm). Los hidrantes deben construirse con tubo de 4” diámetro. Se debe contar en el área de las plantas con gabinetes para mangueras contra incendio, para su resguardo y protección contra la intemperie. Para el caso de los hidrantes-monitores de agua contra incendio, la tubería de alimentación debe ser de 8” de diámetro, con dos tomas de 2 1/2” de diámetro, reducción de 8” a 4” y válvula de seccionamiento de 4” de diámetro de acción rápida y boquilla de 500 gpm.

- **SISTEMAS DE ASPERSORES DE AGUA.**

Los sistemas de aspersión de agua se emplean particularmente para el enfriamiento de recipientes que almacenan gases, líquidos inflamables o combustibles para protegerlos de la radiación de un incendio adyacente que pudiera incrementar la presión y temperatura de los gases y líquidos que se manejan. Los sistemas aspersores deben tener doble alimentación de agua a través de ramales de agua contra incendio diferentes, opuestos e independientes entre sí,

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

de manera tal, que al bloquearse o salirse de servicio una de estas, la planta o área de almacenamiento no quede sin protección y abasto de agua contra incendio.

Una alimentación debe ser regulada través de una válvula de diluvio aprobada por UL (Underwriters Laboratories inc.) ó FM (Factory Mutual) con válvula de bloqueo anterior y con filtro y purga. La otra alimentación debe ser regulada a través de una válvula manual de acción rápida de mariposa ó de compuerta. La apertura automática de las válvulas de diluvio debe ser a señal de alarma proveniente de los detectores de fuego y de manera remota manual desde el cuarto de control. Al operarse y/o al ser actuado un sistema de aspersión, deben accionarse al mismo tiempo, las alarmas audibles y visibles de emergencia de la planta y las respectivas alarmas audibles y visibles del cuarto de control. La válvula de diluvio debe estar retirada de los equipos o áreas a proteger mínimo 10 metros.

- TUBERÍA DE AGUA CONTRA INCENDIO.

En la tubería de agua contra incendio se debe considerar la especificación “A77A” y todo lo que se indica a continuación:

- ✓ **Espesor mínimo de pared del tubo.** Los tubos de acero al carbón de 2” de diámetro nominal y más pequeños serán cédula 80.
 - ✓ **Tolerancias por corrosión.** Las tolerancias por corrosión deberán ser de 1/8” para ambiente marino de acuerdo con NACE-MR-75 Última edición. Para diámetros nominales de 2 1/2” y mayores el espesor mínimo será el indicado en la especificación “A77A”.
 - ✓ **Diámetro de la línea y conexiones.** Los diámetros de tubería para los diferentes servicios serán los indicados en la lista de líneas y los DTI'S correspondientes.
 - ✓ **Codos y reducciones.** La tubería será diseñada ya sea con curvas o codos de radio largo soldables. Los cambios en el diámetro de los tubos de las líneas deben ser por medio de reducciones.
 - ✓ **Accesorios y bridas.** Las dimensiones de todos los accesorios de acero de 24” y menores serán conforme al código ANSI B16.9. Las dimensiones de las bridas de acero de 24” y menores serán conforme al código ANSI B16.5. Los tapones macho de 1” y menores serán de acero sólido. Las bridas para todos los servicios deberán ser como se indica en las especificaciones individuales de tubería. Los accesorios roscados deberán tener una rosca conforme al código ANSI B2.1. Cuando se utilicen accesorios o válvulas con caja para soldar (Socket-Weld), la tubería será alojada en la caja dejando un cierto espacio, de modo que no se transmitan esfuerzos a la soldadura debido al asentamiento del tubo. Todos los coples serán biselados y formados para ajustar con el diámetro exterior del cabezal, y serán soldados a penetración completa. En principio, las válvulas de seguridad de cualquier cabezal de tubería, venteo de equipo, drenaje, etc., serán de un mínimo de 3/4” e instaladas de tal forma que no interfieran con ningún accesorio o elemento estructural.
 - ✓ **Empaques.** Los empaques serán del tipo de expansión, de contracción o vibración según lo indicado en las especificaciones individuales de tubería. La tubería no será soldada directamente a los soportes.
 - ✓ **Pasos a desnivel:** Los cruces de tubería en calles serán por medio de pasos a desnivel (trincheras) bajo el piso.
- BASES DE DISEÑO DEL SISTEMA DIGITAL DE GAS Y FUEGO. SDG&F.

El sistema digital de gas y fuego (SDG&F) debe ser el principal de los sistemas de seguridad de la Terminal, que debe instalarse en un área segura. Esta área es comúnmente el cuarto de control principal de la planta, donde toda la información de la estación es recogida y procesada en un solo punto de supervisión y control, que en este caso será el Cuarto de Control. Dicho controlador será estructurado según lo recomendado en la ISA-S84.1 y en la IEC-61508 para esta clase de instalaciones. Está conformado por una unidad de procesamiento remoto (UPR), que debe ser un controlador lógico programable redundante, tolerante a fallas, cuya función es la de adquirir la información proveniente de campo y generar la activación de las salidas de control respectivas de acuerdo a la filosofía de operación de cada uno de los sistemas involucrados en el SDG&F.

El SDG&F debe contar con una interfaz hombre maquina compuesta por una estación de operación / configuración del sistema, para monitorear desde el Cuarto de Control todas las condiciones y estados de los sistemas conectados a él, también incluirá impresoras para poder generar reportes y equipos de comunicación para envío de información a otros centros de supervisión. La estación de configuración / operación, las impresoras, el equipo de comunicación para el exterior, y el cerebro (UPR) del SDG&F deberán estar interconectados en forma de red local de comunicaciones.

El control de los sistemas de seguridad debe estar centralizado en el tablero de la UPR del SDG&F que permita recibir la señal de emergencia y ejecutar las acciones correctivas correspondientes, así como alertar al operador de campo por medio del sistema de alarmas de la condición de seguridad presente en la instalación, por lo que deberá realizar las siguientes funciones:

- ✓ Detección de gas hidrogeno y mezclas explosivas.
 - ✓ Detección de gas toxico
 - ✓ Detección de fuego (detectores UV/IR).
 - ✓ Monitoreo del sistema de aspersión de los anillos de enfriamiento.
 - ✓ Apertura remota de válvulas de diluvio
 - ✓ Monitoreo de la detección de fuego, mezclas explosivas y gas toxico en el área de bombas de crudo, separador bifásico elevado, tanques TV-5005 y TV-5007 y área de calentamiento de crudo.
 - ✓ Monitoreo del sistema de detección y alarma y tablero de supresión de fuego a base de agente limpio en cuarto de control
 - ✓ Control de las alarmas manuales por fuego.
 - ✓ Control de las alarmas audibles.
 - ✓ Control de las alarmas visibles.
 - ✓ Interfaz con el usuario a través de estación de trabajo e impresoras.
- DETECCIÓN DE FUEGO.

Los detectores de luz ultravioleta e infrarroja (UV/IR) son usados en áreas abiertas específicas donde el fuego se puede producir instantáneamente y donde la velocidad de respuesta es una característica vital, tienen la función de supervisar continuamente el área en donde se encuentran instalados y cuando estos detectan la presencia de fuego, mandan la señal a la unidad de procesamiento remoto (UPR) del SDG&F, la cual a su vez envía su respuesta como señal de salida hacia las alarmas visibles y audibles generales de campo y a las válvulas de diluvio correspondientes para su apertura y activación de la aspersión de agua contra incendio en el punto del incendio. Las áreas donde deben incluirse estos detectores son:

- ✓ Tanques “Gun Barrel” TV-5005 y TV-5007
 - ✓ Separador bifásico elevado.
 - ✓ Área de bombas de crudo.
 - ✓ Soplador de gases.
 - ✓ Área de precalentadores de crudo-crudo.
 - ✓ Área de intercambiadores de crudo-aceite.
 - ✓ Paquete de calentamiento de aceite
- DETECCIÓN GAS HIDRÓGENO.

En el cuarto de baterías del Cuarto de Control, se instalarán detectores de gas hidrógeno del tipo puntual. La interconexión de los detectores de hidrogeno será punto a punto desde campo hasta la UPR del SDG&F, la cual enviará una respuesta a través de las alarmas audibles y visibles generales.

- DETECCIÓN DE MEZCLAS EXPLOSIVAS.

En el área de bombas de crudo, soplador de gases, separador bifásico elevado, precalentadores crudo-crudo e intercambiador crudo aceite se instalarán detectores de mezclas explosivas. Se instalarán detectores de mezclas explosivas del tipo puntual. La interconexión de todos los detectores será punto a punto desde campo hasta la UPR del SDG&F, la cual enviará una respuesta a través de las alarmas audibles y visibles generales.

- DETECCIÓN DE GAS TÓXICO.

En el área de bombas de crudo, soplador de gases, separador bifásico elevado, precalentadores crudo-crudo e intercambiador crudo aceite se instalarán detectores de gas toxico (H₂S) por la presencia de vapores de crudo. Los detectores serán del tipo puntual. La interconexión de todos ellos será punto a punto desde campo hasta la UPR del SDG&F, la cual enviará una respuesta a través de las alarmas audibles y visibles generales.

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

- ALARMAS MANUALES, VISIBLES Y AUDIBLES DE CAMPO.

Los dispositivos de alarmas manuales, audibles y visibles generales de campo serán distribuidos estratégicamente en las áreas del sistema de deshidratado y desalado y sistema de calentamiento de crudo, que de acuerdo al color y al tono de las alarmas será el tipo de contingencia, alertando al personal de la condición de emergencia cuando esta ocurra.

- ALARMAS AUDIBLES GENERALES EN CAMPO.

Las alarmas audibles en campo consisten en altavoces capaces de producir un sonido diferente para cada tipo de riesgo detectado. En caso de que reciba más de una señal eléctrica de alarma a la vez en el generador de tonos, se respetará el orden de prioridades y tonos que tenga programadas el generador de tonos. Los altavoces tendrán una impedancia de carga de acuerdo a la salida del amplificador o al transformador de acoplamiento, dichos altavoces serán enfasadas con conexión para tubería conduit roscada de ¾" diámetro de entrada y tendrán las siguientes características:

- ✓ Intensidad de tono en exteriores de 115 db a 3 metros. Adecuados para áreas Clase 1, División 1 y Grupos B, C Y D.
- ✓ Intensidad de tono de 70 db a 3 metros en interiores. Adecuados para interiores en área con ambiente controlado.

La señal provendrá del generador de tonos y su equipo necesario para su funcionamiento. La interconexión de todas ellas será punto a punto desde el generador de tonos hasta campo, estando el generador previamente excitado por las salidas de la UPR del SDG&F. Las áreas en donde se localizarán las alarmas audibles serán aquellas que brinden la cobertura adecuada, de tal modo que puedan ser escuchadas claramente por todo el personal de campo y el del Cuarto de Control.

- ALARMAS VISIBLES GENERALES EN CAMPO.

Este tipo de alarmas servirán para indicar al personal el grado de seguridad existente en el área en que se encuentran y serán operadas por una señal proveniente del SDG&F, tendrán una distribución tipo semáforo. Las cajas donde vendrán contenidas las luces serán para instalarse en áreas de Clase 1, División 1 Grupo B, C Y D, adecuadas para atmósferas corrosivas. Cada luz tendrá el letrero con su respectivo significado:

CONDICIÓN O ESTADO	COLOR
Condición normal	Verde
Fuego	Rojo
Alta concentración de gas combustible y/o mezclas explosivas y/o gas hidrogeno	Amarillo
Alta concentración de gas tóxico	Azul
Abandono de instalación	Transparente

La interconexión de todas ellas será punto a punto desde las salidas de la UPR del SDG&F hasta campo. Podrán estar funcionando una o más alarmas a la vez excepto la verde, que sólo funcionará si no se recibe alguna otra señal para alarma visible. Las áreas en donde se localizarán las alarmas visibles serán aquellas que brinden la cobertura adecuada, de tal modo que puedan ser vistas claramente por todo el personal de campo y el del Cuarto de Control.

- ALARMAS MANUALES.

Consisten de un conjunto de interruptores eléctricos agrupados mecánicamente y localizados estratégicamente. Los tipos de alarma que se considerarán integrados en el sistema SDG&F son los siguientes:

- ✓ Alarma manual por fuego. La interconexión de las alarmas manuales por fuego será punto a punto desde campo hasta la UPR del SDG&F, la cual enviará una respuesta a través de las alarmas audibles y visibles generales. De manera general los interruptores de alarma manual por fuego, se instalarán en los mismos puntos donde se coloquen alarmas visibles y audibles, aunque podrá haber algunas independientes donde sea conveniente.

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

- GENERADOR DE TONOS PARA LAS ALARMAS AUDIBLES.

El generador de tonos estará ubicado en el Cuarto de Control en donde se instalará también la UPR del SDG&F y será capaz de producir los sonidos y mensajes de voz que se listan en la tabla para distinguir el tipo de riesgo que se detecta. Contará con amplificadores acoplados para obtener una intensidad de sonido indicada en la especificación de alarma audible.

PRIORIDAD	MENSAJE	TONO	AUDIO FRECUENCIA	REPETICIÓN	ORIGEN DE LA SEÑAL
Primero	Fuego abandone el área	Sirena rápida	560- 1 055 hz	3.3 Ciclos / seg.	Detectores de fuego uv/ir, y alarmas manuales por fuego.
Segundo	Alta concentración de mezclas explosivas abandone el área	Corneta continua	470 Hz	Continuo	Detectores de mezclas explosivas
Tercero	Alta concentración de gas tóxico abandone el área	Sirena lenta temporal	Bajo 424 Hz Alto 77 Hz	15 Ciclos / min.	Detectores de gas tóxico.
Cuarto	Abandono de área	Sirena extremadamente rápida	560- 1 055 hz Nota 1	6 Ciclos/ seg	
Quinto	Prueba de alarmas audibles	Corneta/ intermitente/ lenta	470 Hz	50 Ciclos / seg.	Activación desde la interfaz hombre-maquina y a través de CEP.

- INTEGRACIÓN DE SEÑALES DE LOS SISTEMAS DE ASPERSIÓN AL SDG&F.

Para la automatización de la presencia de presión en los anillos de aspersión de agua derivadas del anillo principal ante un incendio y del control automático de las válvulas de diluvio (solenoides). Se deben instalar y controlar válvulas de diluvio en:

- ✓ Tanque TV-5005
- ✓ Tanque TV-5007
- ✓ Separador Bifásico elevado.

- INTEGRACIÓN DE SEÑALES DEL TABLERO DE SUPRESIÓN DE FUEGO A BASE DE AGENTE LIMPIO (FM-200) AL SDG&F.

Dada la conveniencia de efectuar por el SDG&F el monitoreo de las señales de estado operativo de los paquetes de supresión de fuego a base de agente limpio ubicados en Cuarto de Control se debe contar en el tablero con un puerto RS-485, que se utilizará para enviar la información de dicho tablero hasta la UPR del SDG&F donde se efectuará el proceso de esta para mostrar la que sea considerada útil en desplegados gráficos de la interfaz hombre máquina del SDG&F.

- MATERIALES Y ACCESORIOS ELÉCTRICOS PARA EL CABLEADO DE LAS SEÑALES DE CAMPO HASTA LA UPR DEL SDG&F.

Se deben considerar que las trayectorias de las tuberías conduit desde campo hasta la UPR del SDG&F, serán superficiales y/o subterráneas y serán de aluminio libre de cobre cedula 40, recubiertas de PVC al igual que sus respectivos accesorios. Se deben considerar los tipos de cables adecuados para el manejo de señales:

- ✓ Analógicas de 4-20 ma.
 - ✓ Digitales de 24 VCD
 - ✓ Digitales de 120 VCA
 - ✓ Para comunicación serial con interfaz RS-485.
 - ✓ Para comunicación serial con interfaz RS-232C.
 - ✓ Para señal de audio de las alarmas audibles
 - ✓ Para implementación de la red local de comunicaciones ethernet TCP/IP necesaria para la instalación de la interfaz hombre máquina del SDG&F.
- SISTEMA DE EXTINTORES MÓVILES Y PORTÁTILES
 - ✓ **Extintor móvil a base de espuma mecánica.** Como medida preventiva el área de calentadores de crudo del sistema de deshidratado y desalado de crudo ubicados en la Terminal Marítima de Dos Bocas, contarán con un sistema de extintores móviles de espuma mecánica a base de solución espumante al 3% con cartucho, equipado con cilindro de nitrógeno, montado sobre ruedas. Clasificación UL 3-20, método de operación presión contenida a base de nitrógeno grado industrial, capacidad del agente extinguidor 151 lb, superficie mínima a extinguir 7 m² (75 pies 2), tiempo aproximado de descarga 120 seg. Alcance de descarga 15 m.
 - ✓ **Extintor portátil de polvo químico seco (PQS).** Como medida preventiva del área de calentadores de crudo del sistema de deshidratado y desalado de crudo ubicados en la Terminal Marítima de Dos Bocas, contarán con un sistema de extintores portátiles a base de fosfato monoamonico de sodio, estos deben cumplir con las siguientes características: Clasificación UL 3-20 ABC, Tipo de agente extinguidor polvo químico seco a base de fosfato monoamonico de sodio, método de operación presión contenida a base de nitrógeno grado industrial, capacidad del agente extinguidor 9 Kg. (20 lb.), superficie mínima a extinguir 7 m² (75 pies 2), tiempo aproximado de descarga 28 seg. Alcance de descarga 6 m (19 pies).
 - ✓ **Extintor portátil de bióxido de carbono (CO₂).** Como medida preventiva las áreas de comedor, oficinas y archivo contará con un sistema de extintores portátiles a base de bióxido de carbono (CO₂). Clasificación UL 10 B:C., Tipo de agente extinguidor bióxido de carbono, método de operación presión contenida, capacidad del agente extinguidor 9 Kg. (20 lb.), superficie mínima a extinguir 3 m² (32 pies²), tiempo aproximado de descarga 10-30 seg., alcance de descarga 6 mts. (19 pies).

NORMATIVIDAD.

Se debe considerar la aplicación de las normas y/o códigos nacionales y/o internacionales de acuerdo al criterio siguiente: En orden de prioridad se deberán aplicar en primer término las normas oficiales mexicanas (NOM), después las normas mexicanas (NMX), las normas de referencia (NRF) de PEMEX y finalmente se utilizarán las normas y/o códigos internacionales.

1.9. BASES DE DISEÑO ELÉCTRICO.

ALCANCE.

Este documento cubre los requisitos generales y particulares que deben considerarse para desarrollar la ingeniería de detalle para el diseño del sistema eléctrico, incluyendo los sistemas de fuerza, suministro de energía eléctrica, sistema de distribución eléctrica, clasificación de áreas peligrosas, alumbrado y contactos, sistema de puesta a tierra y pararrayos, así como la selección y suministro de equipo, materiales y accesorios según la clasificación de áreas peligrosas, instalación, pruebas y puesta en operación del sistema eléctrico para que el proporcione seguridad y continuidad en el servicio.

INGENIERÍA

Se desarrollaran documentos de ingeniería eléctrica de detalle soportados por memorias de calculo, para la construcción del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, tomando como base lo indicado en este documento, así como lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, en la norma de referencia NRF-048-PÉMEX-2007. Estos documentos cubrirán como mínimo los siguientes conceptos:

- Diagramas unifilares
- Arreglos de equipo eléctrico
- Distribución de fuerza (en el área existente del cuarto eléctrico de deshidratadores electrostáticos y en área nueva para el sistema de deshidratación y desalado de crudo maya)
- Cedula de conductores y canalizaciones.
- Alumbrado exterior (normal y emergencia).
- Sistema de puesta a tierra
- Sistema de protección contra tormentas eléctricas (pararrayos).
- Clasificación de áreas peligrosas.
- Detalles típicos de instalación y montaje (alumbrado, fuerza, tierras, etc.).

DIAGRAMA UNIFILAR.

Se elaboraran planos de diagramas unifilares para representar el sistema eléctrico de las nuevas instalaciones del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya indicando todos los alimentadores y las cargas de los diferentes niveles de tensión del sistema eléctrico, tomando como base lo indicado en la norma NRF-048-PEMEX-2007, a las disposiciones contenidas en la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2005. La potencia de cortocircuito mínima que deben soportar los equipos y materiales del sistema eléctrico, de acuerdo a lo establecido en la NRF-048-PEMEX-2007 según su nivel de voltaje son los siguientes:

13,8 KV	1000 MVA
4,16 KV	250 MVA
480 V	42 KA
220/127 V	22 KA (CCM's en 220 V
220/127V	10 KA (Tableros de alumbrado y receptáculos)

El voltaje de los motores y cargas requeridos para las nuevas instalaciones del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya será seleccionado de acuerdo a la siguiente tabla:

Potencia del motor		Tensión de sistema (Volts)	Tensión de utilización (Volts)	Fases (Φ)	Frecuencia (Hertz)
KW	CP				
Menor de 0,75	1	120/220	115/ 220	1/3 *	60
De 0,75 a 149,2	1 a 200	480	460	3	60
DE 149,5 a 1 492	201 a 2 000	Hasta 4 160	Hasta 4 000	3	60
1 492 y mayores	2 000 y mayores	Hasta 13 800	Hasta 13 200	3	60
Servicio					
Control de motores		120/220	120/220	1	60
Iluminación (int./ext.)		127/220	127/220	1/3	60
Instrumentos de control		120/24	120/24	1	60

EQUIPO ELÉCTRICO.

- **TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN EN 13,8 KV.**

Se considera desarrollar la ingeniería para instalar un interruptor de potencia en media tensión en 13,8 KV, del tipo removible, ensamblado en fabrica con gabinete de uso general NEMA-1A, frente muerto, Metal Clad, con extinción del arco en vacío para instalarse en el bus “A” de un tablero de media tensión en 13,8 KV, Metal Clad, de frente muerto, existente en el Cuarto eléctrico de Deshidratadores Electroestáticos, marca Square´D. Este Interruptor debe cumplir con los requerimientos de ingeniería para el Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, con lo establecido en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007, con lo indicado en la norma de referencia NRF-146-PEMEX-2005 “tablero de distribución en media tensión”.

- **TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN EN 4,16 KV.**

Se considera desarrollar la ingeniería para instalar un tablero de distribución en media tensión en 4,16 KV, Metal Clad, de frente muerto, ensamblado en fabrica con gabinete de uso general NEMA-1A, con interruptores de potencia del tipo removible, con extinción del arco en vacío para instalarse y acoplarse a un tablero de media tensión en 4,16 KV, Metal Clad, de frente muerto, existente en el Cuarto eléctrico de Deshidratadores Electroestáticos, marca Square´D, para el Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, con lo establecido en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007, con lo indicado en la norma de referencia NRF-146-PEMEX-2005 “tablero de distribución en media tensión”.

- **TRANSFORMADOR DE POTENCIA RELACIÓN 13,8/4,16 KV.**

Se considera desarrollar la ingeniería para instalar un transformador de potencia inmerso en aceite mineral aislante, enfriados por aire, tipo ONAN / ONAF, relación 13,8/4,16 KV. Este transformador debe cumplir con los requerimientos de ingeniería que se desarrollara para el Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, con lo establecido en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007, con lo indicado en la norma de referencia NRF-144-PEMEX-2005 “Transformadores de Potencia”.

- **TRANSFORMADOR DE POTENCIA RELACIÓN 4,16 / 0,48 KV.**

Se considera desarrollar la ingeniería para instalar un transformador de potencia inmerso en aceite mineral aislante, enfriados por aire, tipo ONAN / ONAF, relación 4,16 / 0,48 KV. Este transformador debe cumplir con los requerimientos de ingeniería para el Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, con lo establecido en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007, con lo indicado en la norma de referencia NRF-144-PEMEX-2005 “Transformadores de Potencia”.

- **TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.**

Se considera desarrollar la ingeniería para instalar un transformador de distribución tipo seco, autoenfriado por ventilación natural (Tipo AN), relación 480/220-127 volts, delta estrella, para servicio interior NEMA 1. Este transformador debe cumplir con los requerimientos de ingeniería para el Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, así como con lo establecido en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007 y en la norma NMX-J-351-ANCE. El acabado de los gabinetes de estos equipos para todas las partes de acero, excepto las galvanizadas debe recibir un tratamiento anticorrosivo de acuerdo a lo siguiente:

1. Limpieza a metal blanco.
2. Dos capas de primario epóxico poliamida de dos componentes (RP-6 modificado) de 100-150 micras de espesor cada capa.
3. Una capa de acabado poliuretano acrílico alifático de dos componentes (RA-28 modificado) de 75-100 micras de espesor, color verde PEMEX 628 (Pantone Matching System PM-577).

- **BANCOS DE RESISTENCIAS DE PUESTA A TIERRA.**

Se considera desarrollar la ingeniería para instalar dos bancos de resistencias de puesta a tierra para el sistema del neutro de los transformadores de potencia con relación 13,8/4,16 KV y 4,16 / 0,48 KV estos equipos deben cumplir con los requerimientos de ingeniería para el Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, con lo indicado en la norma de referencia NRF-168-PEMEX-2006.

- CENTROS DE CONTROL DE MOTORES (CCM's) EN 480.

Se considera desarrollar la ingeniería para instalar un Centro de Control de motores en 480 Volts, ensamblado en fabrica con gabinete de uso general NEMA-1, para instalarse y acoplarse a un Centro de Control de Motores existente en el Cuarto eléctrico de Deshidratadores Electroestáticos, marca Cutler-Hammer, este tablero debe cumplir con los requerimientos de ingeniería para el Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, con lo establecido en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007, con lo indicado en la especificación GNT-SSNP-E019-2006 de PEMEX.

- SISTEMA DE FUERZA ININTERRUMPIBLE.

Se considera desarrollar la ingeniería para instalar un sistema de fuerza ininterrumpible (SFI) de uso industrial, para los servicios de alumbrado de emergencia y luces de obstrucción, este equipo debe ser fabricado para servicio interior nema 1, metálico, de frente muerto, montaje autosoportado, también debe cumplir con los requerimientos de ingeniería para el Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, con lo indicado en la norma de referencia NRF-091-PEMEX-2007 “sistemas eléctricos de emergencia”. El nuevo SFI y su banco de baterías para los servicios de alumbrado de emergencia y luces de obstrucción se instalaran en el Cuarto de control eléctrico y cuarto de baterías existentes del área de los Deshidratadores Electroestáticos.

CEDULA DE CONDUCTORES Y CANALIZACIONES.

Se elaboraran planos de cedula de conductores y canalizaciones indicando todos los alimentadores de las cargas de los diferentes niveles de tensión del sistema eléctrico para las nuevas instalaciones del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, tomando como base lo indicado en la norma NRF-048-PEMEX-2007 a las disposiciones contenidas en la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2005. Las características de los cables a utilizar, de acuerdo a lo establecido en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007 son las siguientes:

- Los conductores para media tensión, 13.8 KV Y 4.16 KV deben ser cables de cobre monopares aislamiento XLP o EPR, 15 KV Y 5 KV, 90 °C de elevación de temperatura, nivel de aislamiento 133%. asimismo deben cumplir de acuerdo con lo indicado en la especificación GNT-SNP-E009-2003 de PEMEX.
- Los conductores para baja tensión hasta 600 Volts deben ser cable monoconductor o multiconductor, constituido por conductor de cobre con aislamiento a base de policloruro de vinilo (PVC), tipo THW-LS /THHW-LS 90/75 °C con características de no propagación de incendio, de baja emisión de humos y bajo contenido de gas acido. aplica para instalaciones en exteriores visibles por tubo conduit y en interiores por charola y tubo conduit.
- La caída de tensión de circuitos será de acuerdo al artículo. 210-19 de la norma NOM-001-SEDE-2005, que indica que la caída de tensión global, de cualquier circuito no excederá 5%, distribuyéndose razonablemente en el circuito alimentador y derivado procurando caída de tensión no mayor a 3% en cualquiera de ellos.
- La selección del calibre de conductor será la que resulte mayor de los cálculos por corriente, caída de tensión y cortocircuito, pero en cualquier caso no menor a los siguientes calibres:
 1. Para conductores de fuerza y contactos calibre 10 AWG.
 2. Para conductor de media tensión, calibre 2/0 AWG.
 3. Para conductores de alumbrado y control de motores calibre 12 AWG.
 4. Para conductores monopares en charolas calibre 4 AWG.
 5. La utilización de cables multiconductores en charola deben ser para cables calibre 4 AWG y menor y monopolar calibre 2 AWG y mayor de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2005.

Las características de la tubería conduit a utiliza, de acuerdo a lo establecido en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007 es el siguiente:

Para distribución eléctrica aérea en interiores (instalaciones ocultas y visibles), de acuerdo a lo indicado en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007, debe ser de acero galvanizado por inmersión en caliente, pared gruesa tipo pesado fabricado de acuerdo a norma NMX-J-534-ANCE 2001.

Para distribución eléctrica aérea visible en exteriores, de acuerdo a lo indicado en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007, debe ser de aluminio libre de cobre tipo pesado de acuerdo a NEMA C80.5, UL6A o equivalente, recubiertas exteriormente de PVC de 1,0 mm (0.040 pulg), y recubrimiento interior de uretano de acuerdo con NEMA RN1 o equivalente, de 0,05 mm (0.002 pulg), se debe cumplir con las pruebas requeridas para este tipo de material, como son:

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

- ✓ Dureza del recubrimiento exterior de PVC.
- ✓ Adherencia del recubrimiento exterior de PVC.
- ✓ Espesor del recubrimiento exterior de PVC.
- ✓ Espesor del recubrimiento interior de pintura de uretano.
- ✓ Todos los accesorios de soportería para instalaciones eléctricas visibles en área de proceso como abrazaderas, canal“U”, deben ser con cubierta exterior de PVC.
- ✓ Todos los accesorios de canalización para instalación eléctrica visible en áreas de proceso como cajas de paso, tuercas unión, sellos, coples flexibles, caja para tubería (condulets), cajas de conexión, conectores, deben ser de aluminio libre de cobre con cubierta exterior de PVC y pintura interior de uretano, de acuerdo con NEMA RN1 o equivalente.

Para distribución eléctrica subterránea de acuerdo a lo indicado en el numeral 8.4.4.1 de la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007 debe ser de tubo conduit de acero galvanizado por inmersión en caliente, pared gruesa tipo pesado fabricado de acuerdo a norma NMX-J-534-ANCE 2001.

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PARA LAS NUEVAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE CRUDO MAYA.

Los requerimientos de energía en los niveles de tensión de 13 800, 4 160, 480 y 220-127 Volts, para las nuevas instalaciones del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya se tomarán de la subestación eléctrica existente del área de los Deshidratadores Electroestáticos. El equipo eléctrico requerido (Tableros de Distribución en media tensión, Transformadores de Potencia y Distribución, CCM's, SFI's, etc.) para el suministro de energía para las nuevas instalaciones del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya será nuevo y se instalará en las instalaciones existentes indicadas en el punto anterior.

El alcance de los trabajos eléctricos a realizar en la subestación eléctrica del área de los deshidratadores electroestáticos serán los siguientes:

- ARREGLO DE EQUIPO ELÉCTRICO.

Se elaborarán planos de arreglo de equipo eléctrico de la subestación eléctrica existente del área de los deshidratadores electroestáticos (cuarto de control eléctrico, cuarto de baterías y patio de transformadores y trincheras para cables, etc.) indicando el equipo eléctrico nuevo requerido (Tableros de Distribución en media tensión, Transformadores de Potencia y Distribución, CCM's, SFI's, etc.) para el suministro de energía para las nuevas instalaciones del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, tomando como base lo indicado en la NRF-048-PEMEX-2007 a las disposiciones contenidas en la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2005.

- DISTRIBUCIÓN DE FUERZA.

Se elaborarán planos de arreglo y distribución de canalizaciones eléctricas mostrando las trayectorias de alimentación (subterráneas y aéreas) a los servicios que se requieran en el cuarto de control eléctrico, trincheras de cables, patio de transformadores, cuarto de baterías, etc. para el suministro de energía al equipo eléctrico nuevo (Tableros de Distribución en media tensión, Transformadores de Potencia y Distribución, CCM's, SFI's, etc.) y sus servicios auxiliares, requerido para las nuevas instalaciones del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, tomando como base lo indicado en la NRF-048-PEMEX-2007, a las disposiciones contenidas en la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2005. El alambrado a equipos eléctricos se realizará de acuerdo con la norma NRF-048-PEMEX-2007.

- SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Se elaborarán planos del sistema de puesta a tierra para los servicios que se requieran en el cuarto de control eléctrico, trincheras de cables, patio de transformadores, cuarto de baterías, etc. De la subestación eléctrica existente del área de los deshidratadores electroestáticos, para la puesta a tierra del equipo eléctrico nuevo (Tableros de Distribución en media tensión, Transformadores de Potencia y Distribución, CCM's, SFI's, Cables de energía, etc.) y sus servicios auxiliares, requerido para las nuevas instalaciones del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, tomando como base lo indicado en la NRF-048-PEMEX-2007, a las disposiciones contenidas en la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2005, y en la NOM-022-STPS-1999.

El equipo eléctrico nuevo (Tableros de Distribución en media tensión, Transformadores de Potencia y Distribución, CCM's, SFI's, Cables de energía, etc.) y sus servicios auxiliares se conectaran a la red general de tierras de la subestación eléctrica existente del área de los deshidratadores electrostáticos con el objeto de evitar gradientes de potencial que afecten las instalaciones o generen riesgos a las personas y dar cumplimiento al artículo 250-86 de la norma NOM-001-SEDE. Para conexiones subterráneas de la red de puesta a tierra, se utilizaran conectores del tipo a compresión o de soldadura exotérmica. Se aterrizaran invariablemente todos los equipos a fin de evitar riesgos para el personal y equipos, el calibre mínimo a utilizar para conectar el nuevo equipo a la malla de tierras existente de la subestación eléctrica debe ser de 2 AWG. Todos los accesorios para la instalación de los sistemas de puesta a tierra se especificaran para cumplir con los lineamientos establecidos en la norma de referencia NRF-070-PEMEX.

ÁREA DE PROCESO DE LAS NUEVAS INSTALACIONES PARA SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE CRUDO MAYA.

El alcance de los trabajos eléctricos a realizar en el área de proceso de las nuevas instalaciones para del sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo maya, mediante la modificación de los tanques TV 5007 y TV-5005 A “Gun Barrels”, es el siguiente:

- **CLASIFICACIÓN DE ÁREAS.**

Se elaboraran planos de clasificación de áreas peligrosas para las nuevas instalaciones del área de proceso del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, tomando como base lo indicado en la norma NRF-048-PEMEX-200, a las consideraciones establecidas en la norma NRF-036-PEMEX-2003 “clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico”, a las disposiciones contenidas en el capítulo 5 de la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2005.

Los planos de clasificación de áreas peligrosas, en base al documento “procedimiento para evaluación de la conformidad de la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2005, publicado en el diario oficial de la federación el 24 de octubre de 2006” se requiere ubicar los límites de las áreas clasificadas en vistas de planta, 2 elevaciones transversales y 2 longitudinales, una tabla con los productos manejados en la planta así como una tabla con la clasificación de temperatura máxima (clasificación t) de los equipos eléctricos seleccionados para estas áreas.

Estos planos también servirán como base para la selección del equipo y materiales eléctricos a utilizarse en la instalación del sistema eléctrico. La determinación del tipo de materiales a utilizar en la instalación eléctrica se realizara en base a la NOM-001-SEDE-2005, NRF-036-PEMEX-2003 y NRF-048-PEMEX-2007. Para mayor seguridad en las instalaciones eléctricas, y de acuerdo a lo indicado en la norma NRF-048-PEMEX-2007, se ratifica que para áreas clasificadas, todos los accesorios de canalización para clase I división 2, serán para uso en áreas a prueba de explosión clase I división 1. Los motores de inducción para áreas clasificadas se especificaran de acuerdo con lo indicado en la norma NRF-048 -PEMEX-2007.

- **SISTEMA DE ALUMBRADO Y RECEPTÁCULOS.**

Se elaboraran planos para el sistema de alumbrado (normal y de emergencia) y receptáculos para los servicios que se requieran en el área de las nuevas instalaciones del área de proceso del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya tomando como base lo indicado en la norma NRF-048-PEMEX-2007, a las disposiciones contenidas en la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2005 y en la NOM-025-STPS-1999. Las luminarias para alumbrado exterior serán del tipo de sodio alta presión, con lámparas de 150 Watts, 220 VCA, 60 HZ. Estas lámparas serán controladas a través de un tablero de distribución con un contactor, selector de 3 posiciones y fotocelda (con protección al medio ambiente) instalado en la subestación eléctrica existente del área de los Deshidratadores Electroestáticos.

También, las nuevas instalaciones del área de proceso del sistema de deshidratación y desalado de crudo maya contara con un sistema de alumbrado de emergencia, el cual entrara en operación automáticamente cuando falte la fuente de alimentación del alumbrado normal. La fuente de emergencia debe ser desde un sistema de fuerza ininterrumpible de uso exclusivo para el alumbrado de emergencia, con duración de 90 minutos. Todo el sistema de alumbrado de emergencia será independiente del sistema de alumbrado normal, las luminarias serán del tipo fluorescentes de tamaño compacto, y con envolvente apropiada para el área de acuerdo a la clasificación de áreas, con emisión luminosa mínima de 1360 lúmenes y serán identificadas con la letra “e” en forma visible y contar con un dispositivo que permita efectuar pruebas periódicas de funcionamiento.

Se instalarán luces de obstrucción en las partes más altas de las nuevas instalaciones del área de proceso del sistema de deshidratación y desalado de crudo maya la alimentación a estos equipos es considerada como servicio crítico y serán alimentados por una unidad de energía ininterrumpible (SFI) y serán controladas por fotocelda, las luces de obstrucción deben ser dobles de al menos 1,300 lúmenes, operadas por un relevador de transferencia. Los tableros para el sistema de alumbrado y receptáculos serán para servicio interior NEMA 1, gabinete metálico, de frente muerto, para sobreponer o embutir, asimismo se deberá cumplir con lo indicado en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007. También se instalarán receptáculos (para equipos portátiles y para soldadoras) en las áreas de las nuevas instalaciones del área de proceso del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya alojados en envolventes apropiados para el lugar en donde serán instalados, asimismo se cumplirá con lo indicado en la norma de referencia NRF-048-PEMEX-2007.

- **DISTRIBUCIÓN DE FUERZA.**

Se elaborarán planos de arreglo y distribución de canalizaciones eléctricas mostrando las trayectorias de alimentación a los servicios que se requieran en las nuevas instalaciones del área de proceso del sistema de deshidratación y desalado de crudo maya tomando como base lo indicado en la norma NRF-048-PEMEX-2007, a las disposiciones contenidas en la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2005. Se dará suministro de energía eléctrica a los sistemas de alumbrado normal y emergencia, receptáculos, fuerza y control eléctricos necesarios para las nuevas instalaciones del área de proceso del sistema de deshidratación y desalado de crudo maya. Los requerimientos de energía se proporcionarán desde la subestación eléctrica existente del área de los Deshidratadores Electroestáticos. El alambrado a equipos eléctricos se realizará de acuerdo con lo establecido en la norma NRF-048-PEMEX-2007.

- **SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y PARARRAYOS.**

Se elaborarán planos del sistema de puesta a tierra y pararrayos para las nuevas instalaciones del área de proceso del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya tomando como base la norma NRF-048-PEMEX-2007, a las disposiciones contenidas en la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2005 y en la NOM-022-STPS-1999. La resistencia de la red de tierras para las nuevas instalaciones del área de proceso del sistema de deshidratación y desalado de crudo maya será de 5 Ohm (Ω) máximo.

La(s) red(es) de puesta a tierra de las nuevas instalaciones del área de proceso del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, se conectarán a la red general de tierras de la TMDB, con objeto de evitar gradientes de potencial que afecten las instalaciones o generen riesgos a las personas y dar cumplimiento al artículo 250-86 DE LA “NORMA NOM-001-SEDE. El calibre mínimo para la malla de tierras de las nuevas instalaciones del área de proceso del Sistema de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya será 2/0 AWG. Para conexiones subterráneas de la red de puesta a tierra, se utilizarán conectores del tipo a compresión o de soldadura exotérmica.

Se aterrizarán invariablemente todos los equipos a fin de evitar riesgos para el personal y equipos, los racks de tuberías y las tuberías de proceso y servicios auxiliares se aterrizarán al menos a intervalos de 50 mts. El calibre mínimo a utilizar para conectar el nuevo equipo a la malla de tierras será de 2 AWG. Todos los accesorios para la instalación de los sistemas de puesta a tierra se especificarán para cumplir con los lineamientos establecidos en la norma de referencia NRF-070-PEMEX.

1.10. BASES DE DISEÑO DE TUBERÍAS.

DESCRIPCIÓN GENERAL.

El proceso de deshidratado y desalado en dos etapas y utilizando tanques de almacenamiento de 500 MB convertidos a “Gun Barrel”, tiene como objetivo procesar 600 MBPD de crudo 100% Maya en dos módulos de 300 MBPD cada uno, obteniendo un crudo con 0.5% vol. de agua y 50 PTB como máximo.

REQUERIMIENTOS DE DISEÑO PARA SISTEMAS DE ARREGLOS DE TUBERÍAS.

ORDEN JERÁRQUICO DE LA NORMATIVIDAD APLICABLE.

Además de los requerimientos de estas Bases, el Diseño General de sistemas de tubería, deberá cumplir a las secciones aplicables de NORMAS, CÓDIGOS, ESTÁNDARES Y PRÁCTICAS DE INGENIERÍA, establecido en el orden jerárquico descendente de acuerdo a la LEY FEDERAL DE METROLOGÍA Y NORMALIZACIÓN y a la utilidad que esta información tenga para el desarrollo de la ingeniería, como se muestra a continuación:

- Convenios y Tratados Internacionales.
- Leyes
- Reglamentos
- Normas Oficiales Mexicanas (NOM).
- Normas Mexicanas (NMX).
- Normas Internacionales (ISO; IEC; ITU).
- Normas Regionales (COPANT).
- Normas de Referencia de PEMEX (NRF).
- Documentos normativos y no normativos institucionales.
- Circulares y/u oficios institucionales.
- Códigos, estándares y prácticas recomendadas extranjeras (Ejemplo: ASME, API, ANSI, NFPA, etc.).
- GENERALIDADES PARA ARREGLOS DE LOS SISTEMAS DE TUBERÍAS.

A. DETALLES

Los sistemas de tubería deberán satisfacer diseños detallados que cumplan la normatividad aplicable correspondiente a los sistemas de proceso, servicios auxiliares, drenajes y agua contra incendio, teniendo como base los requerimientos indicados en los diagramas de tubería e instrumentación de proceso, servicios auxiliares, drenajes y de la Ingeniería Básica de la red de agua contra incendio, así como en el plano(s) de localización general de equipo y los criterios operativos del proceso, operación y seguridad.

Todas las áreas de acceso hacia los equipos para mantenimiento y operación, deberán estar considerados en los arreglos de tuberías. El diseño debe estar libre de interferencias e inconsistencias.

En el caso de requerimientos de tratamientos térmicos por manejo de fluidos peligrosos y corrosivos indicados por NACE, las especificaciones particulares de tuberías aplicables serán actualizadas en su momento. Toda tubería en equipos deberá diseñarse y soportarse de manera que el equipo, válvulas de control, etc. puedan ser fácilmente removidos con un mínimo de desmantelamiento y sin la adición de soportes provisionales. Se debe considerar drenes en puntos bajos y venteo en puntos altos de las líneas. Las válvulas con operación frecuente deben ser operadas desde nivel de piso.

B. DIMENSIONAMIENTO.

En los dibujos de tubería las dimensiones, serán en milímetros y las coordenadas en metros.

C. MATERIALES.

Los materiales para la prefabricación y ensamble de los arreglos de tubería, debe estar de acuerdo a lo especificado en las clases de material que conforman la Especificación, H-202 “Materiales para Tubería”.

D. RUTAS Y SOPORTES.

Todas las tuberías deben proyectarse, considerando optimización de espacios, para accesos a mantenimiento, de manera que los arreglos sean simples y económicos, con trayectorias lo más cortas posibles y que tengan el mínimo número de accesorios, congruente con las buenas prácticas de ingeniería. Todo cambio de dirección será acompañado, generalmente, de elevación diferente.

Las líneas de succión de bombas desde recipientes se diseñarán hacia las bombas, de manera tal que no se generen trampas de vapores y condensados en las líneas. Se evitarán formación de bolsas en las rutas de tubería en donde pudiesen acumularse líquidos. Hasta donde sea práctico y económico, todas las tuberías deben agruparse y diseñarse (modelar) conjuntamente, tratando de tener una elevación común a los lechos bajos de las tuberías. Las separaciones mínima entre tuberías, entre uniones con bridas (alternadas) y tubería, así como el cruce entre tuberías, cruces con equipos, soportes elevados y estructuras, debe ser en base a lo indicado en la Norma NRF-032 de PEMEX, del espesor del aislamiento, así como los movimientos derivados por las expansiones o contracciones térmicas.

E. ACCESIBILIDAD.

Los arreglos de los sistemas de tuberías, deben diseñarse para prevenir obstáculos que generen peligros para la operación y/o mantenimiento de las instalaciones, por los que se deben considerar accesos o pasillos, así como las plataformas y escaleras que permitan el mantenimiento de equipos, su remoción, operación o inspección. Donde la interferencia para remover un equipo no sea posible evitarse, en el desarrollo de la ingeniería de detalle deben considerarse carretes para permitir los trabajos de mantenimiento.

Las válvulas manuales, válvulas de control y válvulas automáticas, así como los múltiples o peines de válvulas se localizarán de tal manera que tengan fácil acceso para operación y reparación. Donde haya dificultad, debe preverse el uso de plataformas, bancos, canastillas y/o cualquier otro medio apropiado para ello. Las instalaciones no deben representar ningún riesgo en la operación y el libre tránsito de personas y con acceso seguro hacia las rutas de escape por emergencia. Las válvulas de control y tuberías adyacentes, deben localizarse y soportarse tal que las válvulas puedan retirarse sin ninguna interrupción de los sistemas de operación o de soporte. Se debe dejar espacio suficiente por encima o a un lado de las válvulas para permitir su cambio, ya sea de estas o bien de las válvulas adyacentes del by-pass o de las válvulas de bloqueo.

F. CLAROS.

Acceso para operación y mantenimiento se deben considerarse a ambos lados de las bombas, válvulas de control, filtros, hidrantes, monitores, etc.

G. FLEXIBILIDAD

Deben prevenirse los esfuerzos excesivos en sistemas de tubería, debidos a expansión o contracción con el uso de resortes, codos adicionales, dobleces, curvas de expansión u otros medios aprobados,. Los sistemas de tubería deben ser diseñados de tal manera que las fuerzas en los equipos debidas a cargas de operación o estáticas, incluyendo aquellas producidas por expansión, no deberán exceder las fuerzas permisibles o causar desalineamientos más grandes que los permitidos por los fabricantes de equipos.

H. CONEXIONES EXTREMAS PARA INTERCONEXIÓN.

En los equipos paquete, las conexiones extremas de las líneas a conectar por el cliente serán bridadas, a menos que se indique expresamente otra cosa. Se protegerán las caras de las bridas con placas (comales) sujetadas firmemente.

I. REQUERIMIENTOS MISCELÁNEOS.

Se deben usar filtros temporales en las tuberías de succión que se conectan a equipos principales, como bombas, compresores, para remover toda basura que contengan las tuberías, durante el arranque. La instalación de estos filtros debe diseñarse de manera que puedan removerse sin afectar la tubería y la soportería. Los puntos altos y bajos de todas las líneas deberán estar provistos con conexiones de 3/4" mínimo para venteo y drenaje, las cuales pueden ser con tapón si se requieren solamente para el arranque o con válvula si son requeridos durante la operación normal.

• ESPACIOS LIBRES.

La altura la parte inferior (lecho bajo) de bridas, aislamiento y soportes estructurales desde nivel de piso de operación, debe ser mínimo:

DESCRIPCIÓN	ALTURA MÍNIMA (MM)
Sobre soportes elevados de tubería	3000
Sobre pasillos y plataformas	2400
Sobre pasillos de zona de bombas, módulos, paquetes u otros	2400
Distancia entre elementos estructurales y/o equipo	800

• DETALLES DE DISEÑO.

A. MÍNIMO ESPESOR DE PARED DE LA TUBERÍA.

Todos los espesores de tubería para servicios de hidrocarburos serán revisados de acuerdo a las Normas vigentes de PEMEX y con lo indicado en las especificaciones particulares aplicables de tuberías por servicio “Especificación H-202 de materiales de tubería” y al Código ASME B31.3. Todos los nipples de tubería de $\frac{3}{4}$ ” de diámetro y menores para servicios de hidrocarburos, deberán ser cédula 160 sin costura como mínimo y cédula 80 para todos los otros servicios, al menos que se indique lo contrario en la clase de material. En los sistemas de tubería de $2\frac{1}{2}$ ” \varnothing y mayores, con soldadura a tope, preferentemente usar codos de radio largo, de acuerdo a lo indicado en el estándar ASME B16.9.

B. DIÁMETROS DE LÍNEAS Y CONEXIONES.

La tubería menor de $\frac{3}{4}$ ” no deberá ser usada excepto para conexiones de instrumentos y de aire a válvulas de control. Tuberías con diámetros de $1\frac{1}{4}$ ”, $2\frac{1}{2}$ ”, $3\frac{1}{2}$ ” y los números impares de diámetros mayores de 3”, no deberán ser usados comúnmente.

C. CODOS Y REDUCCIONES.

Los arreglos de tubería serán diseñados considerando codos de radio largo. El uso de codos de radio corto debe restringirse al mínimo. Los cambios de diámetro de líneas serán hechos con conexiones reductoras, reducciones inserto soldables, reducciones soldables o “swages”. No deben usarse reducciones “bushing”. La línea de mayor cédula determinará el espesor de pared de la conexión. Los codos reductores se usarán únicamente cuando sea requerido por condiciones del proceso o bien por condiciones críticas del espacio.

D. ACCESORIOS Y BRIDAS.

Las dimensiones de las conexiones de acero de 36” y menores, estarán conforme al código ANSI B16.9. Las conexiones de acero mayores de 36” estarán de acuerdo al estándar MSS-SP-75. Las dimensiones de las bridas de acero de 24” y menores estarán de acuerdo al código ANSI B16.5. Las bridas de acero mayores de 24” estarán de acuerdo al estándar MSS-SP-44.

Las conexiones especiales no deberán ser usadas excepto en donde las conexiones estándar no pueden ser empleadas. Los tapones machos de 1” y menores, serán de acero sólido lo suficientemente largos para sobresalir del aislamiento. Las bridas serán como se indica en las clases de materiales particulares aplicables de tuberías por servicio “Especificación H-202 de materiales de tubería” Las bridas deberán ser cara plana cuando se conecte la tubería a boquillas de cara plana de bombas, turbinas, compresores y otros equipos, y se usarán empaques de cara completa. Las bridas de cuello soldable pueden ser substituidas por las bridas deslizables, solamente en donde sea requerido por limitaciones de espacio.

Las conexiones roscadas, exceptuando las de conexiones de instrumentos y equipos, serán de acuerdo a lo indicado en las especificaciones por servicio (Especificación H-202 de Materiales de Tubería). Las conexiones roscadas tendrán su rosca conforme al código ASME B1.20.1 Donde sean usadas conexiones o válvulas inserto soldables, la tubería será espaciada en el inserto de manera que ningún esfuerzo será provocado a la soldadura debido al asentamiento de la tubería en el inserto. Cuando el espacio lo permita, deberán considerarse “figuras ocho” en lugar de placa ciega y espaciadores. Los espesores de las placas, serán calculados de acuerdo con el “código ASME B31.3”. Los tornillos separadores deberán ser provistos según se requiera.

E. CONEXIONES A RAMALES.

Las conexiones a ramales serán de acuerdo a lo indicado en las especificaciones particulares aplicables de tuberías “Especificación H-202 de materiales de tubería”. La cédula de tubo de un ramal debe ser como mínimo igual a la del cabezal de origen.

F. VÁLVULAS.

Todas las válvulas utilizadas en servicios de hidrocarburos amargos deberán estar conforme al estándar NACE MR-01-75. La dimensión cara a cara de las válvulas bridadas será conforme al código ASME B16.10, excepto para las válvulas de retención tipo Wafer y de mariposa. Las bridas en todas las válvulas de acero de 24” y menores serán conforme al código ASME B16.5. Las bridas en las válvulas de acero mayores de 24” estarán de acuerdo al estándar MSS SP-44. Las válvulas de globo serán usadas solamente donde se requiera regulación de flujo. Las válvulas utilizadas para bloqueo o totalmente abiertas, serán de compuerta, macho, mariposa o de bola para productos y servicios, según se requiera.

Las válvulas de operación frecuente serán colocadas de manera que se permita la operación desde el nivel de piso de la cubierta o el nivel de plataforma. Las válvulas manualmente operadas localizadas a más de 2 100 mm arriba del nivel de piso, serán provistas con dispositivos de impactor y cadena, excepto en válvulas con vástagos de bronce o de otro tipo que tenga baja resistencia al impacto. La parte inferior de las cadenas para volantes quedarán a niveles de operación de 1 200 mm y no deberán obstruir pasillos. No se usarán operadores de cadena para válvulas de 2” y menores. Todas las válvulas en tanques para servicio de bloqueo que están localizadas cerca del tanque, serán de compuerta tipo cuña flexible con fondo perforado. La primera válvula de cualquier cabezal, para venteo o dren será de ¾” de diámetro mínimo.

G. EMPAQUES

Los empaques serán de acuerdo a lo indicado en la especificación de tuberías por servicio (Especificación H-202 de Materiales de Tubería).

H. ESPÁRRAGOS

Los materiales de los espárragos y/o tornillería y tuercas serán de acuerdo a lo indicado en la especificación de tuberías (Especificación H-202 de Materiales de Tubería).

• LÍNEAS EN BOMBAS.

Las líneas de succión de bombas deben estar libres de bolsas. Se debe considerar un tramo recto de tubo equivalente a 5 diámetros de la tubería entre la brida de succión de la bomba y el primer accesorio (filtro, válvula, codo, o cualquier otra obstrucción). Las tuberías de succión y descarga de bombas, compresores, etc., deberán diseñarse para eliminar ó minimizar los efectos causados por las pulsaciones y vibraciones de operación del equipo. El arreglo de tuberías en bombas, filtros u otro equipo que requiera mantenimiento, debe estar libre de tubería por encima de los mismos que dificulte el mantenimiento. La orientación de las reducciones excéntricas para succión horizontales de bombas, deben instalarse con la cara plana hacia arriba. Para otro tipo de bomba de acuerdo a la normativa correspondiente. Deberán proveerse drenes y venteos en las líneas de succión y descarga de bombas, con conexiones mínimas de ¾”. Las bombas llevarán drenes con válvula de ¾” mínimo, niple y tapón cachucha roscado.

• ESTACIONES DE SERVICIO

La ingeniería de detalle debe considerar estaciones de servicio para el suministro de aire de planta, agua de servicios, vapor (si se requiere) o algún otro fluido de servicio requerido para mantenimiento y limpieza. Para las estaciones de servicio serán conexiones de manguera de ¾” de diámetro con válvulas de compuerta; las mangueras se suministrarán de 15 m de longitud, para cubrir las áreas de trabajo.

• INTERCONEXIONES (TIE-INS) A TUBERÍAS FUERA DE OPERACIÓN (LIBRANZAS) Y VIVAS (HOT TAP O TAPPING MACHINE).

Se debe presentar un croquis definitivo y la localización física en campo de cada tie-ins, (libranza o Hot tap) con la finalidad de que sea aprobado por personal del área operativa y de seguridad. Se debe cumplir con todos los requerimientos y permisos del Área Operativa y Seguridad con la finalidad de garantizar la seguridad del personal y las operaciones a realizar. Los materiales para las Interconexiones serán de acuerdo a lo indicado en las especificaciones particulares aplicables de tuberías por servicio “Especificación H-202 de materiales de tubería”.

- LÍNEAS PARA LA RED DE AGUA CONTRA INCENDIO.

El diseño, arreglos e instalación de las tuberías de agua contra incendio, deberá ser de acuerdo a lo indicado en el Diagrama de Tubería e Instrumentación de la Ingeniería Básica de la Red de Agua Contra incendio. Los ramales o preparación para las boquillas de aspersión deben localizarse de preferencia por la parte superior del cabezal, para evitar el taponamiento por el arrastramiento de sólidos. Debe existir un traslape mínimo del 15% entre las coberturas de las boquillas aspersoras. Las conexiones a ramales serán de acuerdo a lo indicado en las especificaciones particulares aplicables de tuberías por servicio “Especificación H-202 de materiales de tubería”. Los materiales para las líneas que conforman la red de agua contra incendio serán de acuerdo a lo indicado en las especificaciones particulares aplicables de tuberías por servicio “Especificación H-202 de materiales de tubería”.

- LÍNEAS DRENAJE.

En los servicios de proceso, los drenes operacionales en puntos bajos, serán conducidos a un sistema de drenaje cerrado. Cada línea deberá tener una válvula de bloqueo de 1” mínimo. Un sistema de drenaje combinado será proporcionado para captar drenes desde el piso, placas de base de bombas y otras fuentes de agua contaminada con aceite. Un sistema de drenaje cerrado de proceso con venteo, deberá instalarse para proveer un medio seguro para la disposición de desechos por “flasheo” y drenado de equipos en emergencias o reparaciones. Se debe considerar un sistema de drenes de las líneas de proceso, a partir de los puntos operacionales más bajos. Cada línea deberá incluir una válvula de bloqueo de 3/4” de diámetro mínimo. Los cabezales de drenaje de flujo por gravedad deberán llevar pendiente no menor 0.001m por metro en cabezales de tubería y estos no deben ser menores de 4” de diámetro. Las discontinuidades en la inclinación de la línea, tales como un cambio de pendiente o sifones invertidos (pandeos), deberán evitarse.

Todos los ramales deberán conectarse a los cabezales en un ángulo de 45° con una pendiente mínima del uno por ciento. Los drenajes de piso o de equipos llevarán sellos u otro medio para prevenir el contra flujo de gases. Se proveerán boquillas de limpieza para líneas de drenaje de proceso o de drenaje abierto. En todo drenaje abierto deberá procurarse que los ramales y cabezales puedan limpiarse sin que los equipos necesiten removerse. Se deben evitar en los arreglos de tubería los cambios bruscos de dirección. Los materiales para las líneas de drenajes serán de acuerdo a lo indicado en las especificaciones particulares aplicables de tuberías por servicio “Especificación H-202 de materiales de tubería”.

- LÍNEAS PARA VENTEOS Y DESFOGUES.

La tubería cabezal de venteo será diseñada para evitar bolsas donde los líquidos podrían acumularse. Los cabezales llevarán una pendiente mínima de 0.001 m por cada metro. La elevación de la descarga de válvulas de alivio debe ser por arriba de la línea de centro del cabezal principal, para prevenir entrapamientos. El ramal debe ser proyectado con llegada a 45° en sentido del flujo. Las líneas de venteo se localizarán en los puntos operacionales más altos de los sistemas de tuberías de proceso y servicios, deberá tener una válvula de 3/4” como mínimo. Los puntos operacionales más altos de las líneas de proceso deberán tener una conexión para venteo. Las líneas de venteo deberán tener una válvula de bloqueo de 3/4” de diámetro mínimo.

Los venteos operacionales en puntos altos serán conducidos a un cabezal de venteos de proceso. Cada línea tendrá una válvula de bloqueo de 1” como mínimo. Las líneas de desfogue llevarán una pendiente mínima de 0.001 m por cada metro, en dirección a los tanques receptores de líquidos cuando la longitud de la línea sea mayor a los 200m. No se permiten tramos ascendentes en los arreglos de tubería en el sentido del flujo. Las líneas de desfogue, no deben llevar ninguna curva que permita la acumulación de líquidos con el subsecuente represionamiento de la línea. Deberá proveerse el barrido con vapor y/o gas desde los extremos de las líneas de venteo y desfogue. Los materiales para las Líneas de venteos y desfogues serán de acuerdo a lo indicado en las especificaciones particulares aplicables de tuberías por servicio “Especificación H-202 de materiales de tubería”.

- VÁLVULAS DE CONTROL, RELEVO Y ESPECIALES.

Las válvulas de control, alivio y especiales se suministrarán como se indica en la hojas de datos y típicos de instrumentación. Las válvulas de seguridad que descargan a cabezales, deberán hacerlo por arriba de la línea de centros de este, para prevenir entrapamientos. El ramal deberá llegar a 45° en el sentido de flujo. Las válvulas de seguridad,

se deberán bloquear durante las pruebas hidrostáticas. Las válvulas operadas por piloto se deberán retirar o cambiar por un carrete durante las pruebas.

- CONEXIONES PARA INSTRUMENTOS.

Las conexiones con instrumentos serán de acuerdo a lo requerido en los diagramas de tuberías e instrumentación, y a las especificaciones de instrumentos. Todas las conexiones para los indicadores de presión serán de ¾” de diámetro con rosca NATIONAL PIPE THREAD (NPT). Todas las conexiones para los indicadores de temperatura serán de 1” de diámetro con rosca NATIONAL PIPE THREAD (NPT), a menos que se indique bridado en los DTI’s. Las conexiones a instrumentos de flujo o presión tendrán una válvula de bloqueo en la línea o recipiente. Los árboles de instrumentos tendrán válvulas de bloqueo en el recipiente.

- SOLDADURAS

La tubería soldada a tope será por el proceso de soldadura manual eléctrica de arco protegido, de acuerdo a las normas aplicables de la AWS (American Welding Society). Todos los trabajos de soldadura se efectuarán de acuerdo a las indicaciones del código ASME B31.3. Para servicio amargo, tomar en cuenta las recomendaciones del estándar NACE MR- 01-75.

- RADIOGRAFIADO.

El radiografiado se hará de acuerdo a las indicaciones del código ASME B31.3 a menos que se indique otra cosa.

- TRATAMIENTO TÉRMICO.

Se deben seguir las recomendaciones de código ASME B31.3, para tratamientos térmicos de precalentamiento y post-calentamiento (relevado de esfuerzos) a los arreglos de tubería que lo requieran, de acuerdo a lo indicado en la clase de material.

- PRUEBA HIDROSTÁTICA

Las tuberías sujetas a pruebas hidrostáticas deberán señalizarse en el índice de líneas, indicando además, el valor de la prueba. Donde sea posible, se probará todo el circuito completo, si no, se deberá señalar cómo se dividirá el circuito, para facilitar la localización de los cómales de taponamiento. Para llevar a efecto estas pruebas debe cumplirse con lo estipulado en la NRF-150-PEMEX “PRUEBAS HIDROSTÁTICAS DE TUBERÍAS Y EQUIPOS”. Todos los sistemas de tuberías sujetos a pruebas de presión, deberán someterse a un barrido de limpieza a todo lo largo del circuito, antes de la prueba. Todos los sistemas de tuberías deberán someterse a pruebas de presión, de acuerdo a los requerimientos del código ASME B31.3.

- PROTECCIÓN ANTICORROSIVA.

Aplicar a las superficies de las tuberías de acero sobre la cubierta en plataforma que estén expuestas a un medio ambiente marino e industrial, salinidad y gases derivados del petróleo, definido por la norma ISO 12944 “Corrosión protección of steel structures by protective paint systems”. La preparación de las superficies, la selección, aplicación de la capa primaria, intermedia y el terminado debe ser en base a lo indicado en la NRF-053-PEMEX.

- AISLAMIENTO DE SUPERFICIES CALIENTES.

El aislamiento y la protección mecánica de este aplicado a las líneas de proceso y servicios auxiliares, será de conformidad con lo indicado en la NRF-034-PEMEX-2004, a menos que otra cosa sea indicada. Para protección del personal, las superficies de equipos tuberías que se localicen a menos de 2.15 M arriba del nivel de piso o distantes 60 cm o menos de extremos u orillas de andadores, pasillos o plataformas deben aislarse de acuerdo a lo indicado en la NRF-034-PEMEX-2004. El sistema termo aislante debe tener puertos de inspección ultrasónica para medición de espesores de pared de tubería y equipos conforme a la norma NRF-034-PEMEX-2004.

1.11. BASES DE DISEÑO RECIPIENTES.

La reconversión de los tanques de almacenamiento TV-5005 y TV-5007 a deshidratadores “Gun Barrel” incluyen las siguientes actividades: limpieza, inspección, mantenimiento e instalación de distribuidores internos, pruebas y puesta en operación. Dichas actividades deben estar de acuerdo con lo indicado en los estándares API-RP 575 “Guidelines and Methods for Inspection of Existing Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks” o similar. API STD-653 “Tank Inspection, Repair, Alteration, And Reconstruction” o similar. Las actividades de inspección interna del equipo deben documentarse en un reporte de inspección. El reporte de inspección evaluación y dictamen debe indicar las actividades requeridas para reacondicionar el interior del tanque y garantizar su integridad estructural. Adicionalmente a las actividades de inspección, mantenimiento y reacondicionamiento se deben desarrollar la ingeniería necesarias para garantizar que las actividades se están realizando de acuerdo con la normatividad aplicable.

1.12. BASES DE DISEÑO INGENIERÍA MECÁNICA.

CRITERIO DE DISEÑO

El equipo de bombeo a instalarse en la Terminal Marítima Dos Bocas se debe diseñar con la tecnología más reciente incluyendo los dispositivos de seguridad, accesorios y materiales y deben estar diseñados y construidos para un mínimo de 20 años de vida útil de servicio y al menos 3 años de operación continua.

BOMBA DE CRUDO, CLAVE GA-3100 A/C.

La función de esta bomba es la de transferir el crudo del tanque “Gun Barrel” de primera etapa TV-5007 al tanque elevado FA-3010, las cuales se instalaran en la casa de bombas 2 de la Terminal Marítima Dos Bocas. La bomba debe ser del tipo centrífugo, con los dispositivos y medios suficientes para descargar un flujo uniforme sin turbulencias para eficientar el proceso de deshidratado. La bomba debe ser accionada con motor eléctrico, alimentado con corriente disponible en la terminal. Debido a que el crudo contiene agua con 5,750.0 ppm de NaCl y 150.0 ppm de H₂S, el material de construcción de las bombas deben estar de acuerdo con el NACE MR-0175, NACE RP-0475 y como mínimo ser de acero inoxidable duplex. Las partes expuestas al medio ambiente deben ser protegidas con anticorrosivos.

PRIMER BOMBA DE AGUA DE RECIRCULACIÓN, CLAVE GA-3101 A/C

La función de esta bomba es la de transferir el agua congénita del tanque “Gun Barrel” de primera etapa TV-5007 a la planta de tratamiento de agua congénita para su posterior inyección a pozos en la Terminal Marítima Dos Bocas. La bomba debe ser del tipo centrífugo. La bomba debe ser accionada con motor eléctrico, alimentado con corriente disponible en la terminal. Debido a que el agua congénita contiene 98,600.0 ppm de NaCl y 20.0 ppm de H₂S, el material de construcción de las bombas deben estar de acuerdo con el nace MR 0175, NACE RP- 0475 y como mínimo ser de acero inoxidable duplex. Las partes expuestas al medio ambiente deben ser protegidas con anticorrosivos.

SEGUNDA BOMBA DE AGUA DE RECIRCULACIÓN, CLAVE GA-3102 A/C

La función de esta bomba es la de recircular el agua congénita del tanque “Gun Barrel” de segunda etapa TV-5005 a la línea de llenado del tanque “Gun Barrel” de primera etapa TV-5007 en la Terminal Marítima Dos Bocas. La bomba debe ser del tipo centrífugo. La bomba debe ser accionada con motor eléctrico, alimentado con corriente disponible en la terminal. Debido a que el agua congénita contiene 64,300.0 ppm de NaCl y 10.0 ppm de H₂S, el material de construcción de las bombas deben estar de acuerdo con el NACE MR- 0175, NACE RP- 0475 y como mínimo ser de acero inoxidable duplex. Las partes expuestas al medio ambiente deben ser protegidas con anticorrosivos.

SOPLADOR DE GAS AMARGO, CLAVE GB-3100 /R.

La función de este soplador es la de recuperar los vapores del tanque elevado FA-3010 y enviarlos al sistema de compresión de la Terminal Marítima Dos Bocas. El soplador debe ser del tipo centrífugo multietapa. El soplador debe ser accionado con motor eléctrico, alimentado con corriente disponible en la terminal. Debido a que los vapores recuperados contienen 2.681%mol de H₂S, el material de construcción del soplador deben estar de acuerdo con el NACE MR-0175 y como mínimo ser de acero inoxidable. Las partes expuestas al medio ambiente deben ser protegidas con anticorrosivos.

BOMBAS DE LOS PAQUETES DE DESEMULSIFICANTE, CLAVE GA-3251 A/R, GA-3252 A/R, GA-3253 A/R YGA-3254 A/R.

La función de las bombas de desemulsificante GA-3251 A/R y GA-3252 A/R del paquete PA-3251, es inyectar el químico en el cabezal de alimentación al tanque TV-5007. La función de las bombas de desemulsificante GA-3253 A/R y GA-3254 A/R del paquete PA-3252, es inyectar el químico en el cabezal de alimentación al tanque FA-3010. Las bombas

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

deben ser del tipo de desplazamiento positivo. Las bombas deben ser accionadas con motor eléctrico, alimentado con corriente disponible en la terminal. La cantidad de bombas debe ser una en operación y una de relevo, y a la capacidad del equipo de bombeo encontrado en el mercado. El material de construcción de las bombas debe ser de acero inoxidable 316. Las partes expuestas al medio ambiente deben ser protegidas con anticorrosivos.

BOMBA DEL PAQUETE DE DRENAJES ACEITOSOS, CLAVE GA-1600

La función de la bomba de drenaje aceitoso es enviar los líquidos drenados en el tanque FA-1600 al cabezal de alimentación de crudo del tanque “Gun Barrel” TV-5007. La bomba debe ser del tipo centrífuga. La bomba debe ser accionada con motor eléctrico, alimentado con corriente disponible en la terminal. Debido a que el aceite recuperado contiene trazas de H₂S y CO₂, el material de construcción de la bomba debe estar de acuerdo con el NACE MR- 0175 y como mínimo ser de acero inoxidable 316. Las partes expuestas al medio ambiente deben ser protegidas con anticorrosivos.

BOMBAS DEL PAQUETE DE TRATAMIENTO DE AGUAS ACEITOSAS, CLAVE GA-1650 Y GA-1651.

La función de la bomba de aceite recuperado GA-1650 del paquete PA-1650, es enviar el aceite del tanque FB-1650 al tanque de aceite recuperado FB-1600. La función de la bomba de agua recuperada GA-1651 del paquete PA-1650, es enviar el agua del tanque FB-1650 a efluentes. Las bombas deben ser del tipo de desplazamiento positivo. Las bombas deben ser accionadas con motor eléctrico, alimentado con corriente disponible en la terminal. Debido a que el agua aceitosa contiene agua congénita, H₂S y CO₂, el material de construcción de las bombas deben estar de acuerdo con el NACE MR- 0175, NACE RP-0475 y como mínimo ser de acero inoxidable duplex. Las partes expuestas al medio ambiente deben ser protegidas con anticorrosivos.

EQUIPOS DEL PAQUETE DE TRATAMIENTO DE AGUAS NEGRAS Y JABONOSAS, CLAVE GA-1800 Y GB-1800.

La función de la bomba de aguas negras y jabonosas GA-1800, es enviar las aguas negras y jabonosas de la fosa de captación FE-1800 al paquete de tratamiento de aguas negras y jabonosas PA-1800. La función del soplador de aire GB-1800 del paquete PA-1800, es suministrar aire a los tanques de aereación del paquete PA-1800. La bomba y el soplador deben ser del tipo centrífugo, la bomba vertical. La bomba y el soplador deben ser accionados con motor eléctrico, alimentados con corriente disponible en la terminal. Debido a que las aguas negras y jabonosas contienen sólidos en suspensión y que el soplador maneja aire de un ambiente húmedo y corrosivo, el material de construcción de los equipos debe estar de acuerdo para resistir estos medios. Las partes expuestas al medio ambiente deben ser protegidas con anticorrosivos.

1.13. NORMAS CÓDIGOS Y ESPECIFICACIONES

Las normas, códigos y especificaciones utilizadas durante el desarrollo de la ingeniería básica deben ser de acuerdo a la última edición de los documentos listados a continuación:

• NORMAS OFICIALES MEXICANAS

NOM-001-ECOL-1996	Norma Oficial Mexicana que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales
NOM-003-ECOL-1997	Norma oficial que establece los límites máximos permisibles de contaminantes para las aguas tratadas que se rehúsen en servicios al público.

• NORMAS PEMEX

2.411.01	Sistema de protección anticorrosiva a base de recubrimientos.
3.411.01	Aplicación e inspección de recubrimientos para protección anticorrosiva
4.411.01	Recubrimientos de protección anticorrosiva
	Las disposiciones en materia de seguridad industrial y protección ambiental que deben de cumplir los contratistas de PEMEX exploración y producción.

• AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API)

API RP 55	Recommended practice for oil and gas producing and gas processing operations involving hydrogen sulfide
API RP 520	Recommended practice for the design and installation of pressure relieving systems in refineries parts I and II.
API RP 521	Guide for pressure relief and depressuring systems

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

API 526	Flanged steel safety relief valves for use in petroleum refineries.
API 675	Positive displacement pumps – controlled volume type.
API 2000	Venting atmospheric and low-pressure storage tanks.
API-RP-551	“Process measurement instrumentation”. 1st ed. 1993
API-STD-614	“Lubrication, shaft-sealing and control-oil systems and auxiliaries for petroleum, chemical and gas industry services”, 4th ed. 1999.
API-STD-610	“Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries”, 10th ed. 2004.
API-STD-670	“Machinery protection systems”, 4th ed. 2000.
API-STD-671	“Special-purpose couplings for petroleum, chemical, and gas industry services”, 3rd ed. 1998.
API-STD-673	“Centrifugal fans for petroleum, chemical and gas industry services”, 2nd ed. 2002.
API-STD-675	“Positive displacement pumps – controlled volume”, 2nd ed. Rev 2000.

• **AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME)**

ASME SECC. II	Materials.
ASME SECC. V	Non-destructive examination.
ASME SECC. IX	Welding and brazing qualifications.
ASME SECC. VIII	Unfired pressure vessel, division 1 and 2.
ASME/ANSI B31.3	Process piping (refinery code for pressure piping).
ASME/ANSI B31.8	Gas transmission and distribution systems.

Cabe aclarar que en este trabajo se hace mención del código ASME por el hecho de que se diseñó un Tanque de separación Elevado el cual se encuentra ubicado dentro del proceso antes de que la mezcla de Crudo pase por el Tanque Desalador, así mismo es conveniente aclarar que no se diseñaron los Tanques de Almacenamiento que fueron los que se convirtieron en “Gun Barrel”. Por otro lado también es importante mencionar que estos Tanques de Almacenamiento están diseñados bajo el Código API:

• **AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM)**

ASTM A105	Forgings, carbon steel for piping component.
ASTM A106	Seamless carbon steel pipe for high-temperature service.

• **NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE)**

NACE MR 0175	Sulfide stress cracking resistant metallic material for oil field equipment.
NACE No. 1	“Joint surface preparation standard white metal blast cleaning”, 1999
NACE No. 2	“Joint surface preparation standard near white metal blast cleaning”, 1999
NACE RP 0475	“Selection of metallic materials to be used in all phases of water handling for injection into oil-bearing formations”, 1998

• **INSTRUMENT SOCIETY OF AMERICA (ISA)**

ISA RP 60.11	Crating, shipping and handling for control centers.
ISA S 5.3	Graphic symbols for distributed control/shared display instrumentation, logic and computer systems.
ISA - RP-2.1	“Manometer tables”.
ISA – 20	“Specification forms for process measurement and control instruments, primary elements and control valves”.
ANSI ISA S5.1	Instrumentation symbols and identification.
ANSI ISA S5.5	Graphic symbols for process displays.
ANSI ISA S51.1	Process instrumentation terminology.

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

• **ELÉCTRICO.**

NOM-016-ENER-2002	Eficiencia energética de motores de corriente alterna trifásicos de inducción, tipo jaula de ardilla, de uso general, en potencia nominal de 0.746 a 343 kw. Límites, métodos de prueba y marcado.
NOM-008-SCFI-2002	Sistema general de unidades de medida.
NOM-063-SCFI-2001	Conductores – requisitos de seguridad.
NOM-064-SCFI-2000	Luminarios para uso en interiores y exteriores – especificaciones de seguridad y métodos de prueba.
NOM-001-SEDE-2005	Instalaciones eléctricas (utilización)
PEC-NOM-001-SEDE-2005	Procedimiento para evaluación de la conformidad de la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2005, publicado en el diario oficial de la federación
NOM-002-SEDE-1999	Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.
NOM-007-ENER-1995	Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales. (nota: aplicar sólo para sistemas de control de alumbrado).
NOM-013-ENER-1995	Eficiencia energética en sistemas de alumbrado para vialidades y exteriores de edificios
NOM-022-STPS-1999	Electricidad estática en los centros de trabajo – condiciones de seguridad e higiene.
NOM-025-STPS-1999	Condiciones de iluminación en los centros de trabajo
NMX-J-098-ANCE-1999	Sistemas eléctricos de potencia – suministro – tensiones eléctricas normalizadas.
NMX-J-203/1-ANCE-2005	Capacitores de potencia en conexión paralelo - especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-534-ANCE-2001	Tubos (conduit) de acero tipo pesado para la protección de conductores eléctricos y sus accesorios – especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-535-ANCE-2001	Tubos (conduit) de acero tipo semipesado para la protección de conductores eléctricos y sus accesorios-especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-549-ANCE-2005	Sistema de protección contra tormentas eléctricas - especificaciones, materiales y métodos de medición
NRF-036-PEMEX-2003	Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico
NRF-048-PEMEX-2007	Diseño de instalaciones eléctricas en plantas industriales.
NRF-070-PEMEX-2004	Sistemas de protección a tierra para instalaciones petroleras
NRF-091-PEMEX-2007	Sistemas eléctricos de emergencia
NRF-095-PEMEX-2005	Motores eléctricos
NRF-143-PEMEX-2006	Transformadores de distribución
NRF-144-PEMEX-2005	Transformadores de potencia
NRF-146-PEMEX-2005	Tablero de distribución en media tensión
NRF-168-PEMEX-2006	Bancos de resistencia
GNT-SSNP-E001-2005	Cargador y banco de baterías.
GNT-SNP-E008-2003	Rótulos para equipo eléctrico en plantas y subestaciones eléctricas.
GNT-SNP-E009-2003	Cable de energía en media tensión 5 y 15 kv
GNT-SSNP-E019-2006	Centro de control de motores en 480 y 220 volts”
P.2.201.01 (2003)	Símbolos eléctricos
IEC	International electrotechnical commission
IEEE	Institute of electrical and electronics engineers
NFPA	National fire protection association
NEMA	National electrical manufactures association

• **NORMA MEXICANA.**

NMX-J-534-ANCE-2005	“Tubos metálicos rígidos de acero tipo pesado y sus accesorios para la protección de conductores eléctricos – especificaciones y métodos de prueba”
NMX-O-081-1968	“Nomenclatura para definir las partes utilizadas en la fabricación de bombas centrífugas de flujo radial y mixto”.
NMX-O-139-1971	“Terminología de bombas para el manejo de fluidos”

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

MX-O-140-1972	“Método de prueba hidrodinámica e hidrostática para bombas centrífugas”
MX-O-141-1971	“Funcionamiento para bombas centrífugas”
MX-O-191-1983	“Equipo mecánico en general -bombas- clasificación”.

• **INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION.**

ISO - 3266	“Eyebolts for general lifting purposes”, 1984
ISO -10438	“Petroleum and natural gas industries – lubrication, shaft-sealing and control-oil systems and auxiliaries”,
ISO- 10441	“Petroleum and natural gas industries – flexible couplings for mechanical power transmission – special purpose applications”, 1st ed. 1999.
ISO- 13709	“Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries”, 1st ed. 2003.
ISO- 21049	“Pumps-shaft sealing systems for centrifugal and rotary pumps”, (api-std-682, 2nd. Ed.2002)

• **NORMAS DE REFERENCIA.**

NRF-027-PEMEX	“Espárragos y tornillos de acero de aleación y de acero inoxidable para servicios de alta y baja temperatura”, rev. 0, 2001
NRF-028-PEMEX	“Diseño y construcción de recipientes a presión”, rev. 0, 2004.
NRF-034-PEMEX	“Aislamientos térmicos para altas temperaturas en equipos, recipientes y tubería superficial”, rev. 0, 2003.
NRF-036-PEMEX	“Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico”, rev. 0, 2003.
NRF-048-PEMEX	“Diseño de instalaciones eléctricas en plantas industriales”, rev. 0, 2003.
NRF-050-PEMEX	“Bombas centrífugas”, rev. 0, 2001.
NRF-053-PEMEX	“Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales”, rev. 0, 2006
NRF-095-PEMEX	“Motores eléctricos”, rev. 0, 2004
NRF-150-PEMEX	“Pruebas hidrostáticas de tuberías y equipos”, rev 0, 2005
NRF-182-PEMEX	“Bombas de desplazamiento positivo dosificadoras”, rev. 0, 2007

• **ESPECIFICACIONES INTERNAS.**

P.1.0000.09	“Embalaje y marcado para embarque de equipos y materiales”, rev. 1, 1998
P.2.0220.01	“Diseño de sistemas de tierras”
P.2.0333.04	“Sistemas de aceite de lubricación, control y sello de flechas”, rev. 1, 2001.
P.2.0351.01	“Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales”
P.4.0351.01	“Especificaciones y métodos de prueba para recubrimientos anticorrosivos”

• **INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS.**

IEEE-RP-43	“Recommended practice for testing insulation resistance of rotating machinery”.
IEEE STD. 112	“Standard test procedure for polyphase induction motors and generators”.

• **MANUFACTURES STANDARDIZATION SOCIETY OF VALVE & FITTING IND.**

MSS-SP-6	“Standard finishes for contact faces of pipe flanges and connecting – end flanges of valves and fittings”.
----------	--

• **NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURERS ASSOCIATION.**

NEMA MG1	“Motors and generators”.
NEMA MG2	“Safety standard for construction and guide for selection, installation, and use of electric motors and generators”.

• **SOCIETY FOR PROTECTIVE COATINGS.**

SSPC-SP-3	“Power Tool Cleaning”, rev 2004
SSPC-SP-5	“White Metal Blast Cleaning”, 2007
SSPC-SP-10	“Near White Metal Blast Cleaning”, 2007

2. CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO

La finalidad de este documento consiste en establecer e informar la aplicación de todos aquellos criterios que se deben considerar en el diseño del proceso y equipo principal.

Algunos de estos lineamientos son considerados como estándares de diseño de equipo, y como tal deberán aparecer en las especificaciones generales de proceso y en los requisitos específicos.

A) Criterios generales:

- a) Criterios de sobre diseño de equipo.
- b) Expansiones futuras de planta.
- c) Criterios para absorber cambios en alimentación y en las condiciones de operación.

B) Criterios de equipo:

- a) Criterios de selección del tipo de equipo.
- b) Criterios de flexibilidad y sobre diseño
- c) Establecimiento de parámetros o variables principales.
- d) Requerimientos especiales de materiales de construcción.

Los criterios de diseño que aplican para el proceso de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya son los siguientes:

	INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO
	Conversión de Tanques de Almacenamiento a “Gun Barrel” para Deshidratar Crudo Maya en TMDB.
	CRITERIOS DE DISEÑO

Para cumplir con los requerimientos que se establecen en las Bases de Diseño, el sistema operará en dos fases: En la primera fase el sistema operará sin equipo de calentamiento y sin el sistema de recuperación de vapores. En la segunda fase se contará con equipos de calentamiento y el sistema de recuperación de vapores.

2.1 ALIMENTACIÓN.

La instalación esta diseñada para acondicionar una corriente de crudo maya proveniente de plataformas, eliminándole exceso de sal y agua y dejándola en especificaciones contractuales para su envío a refinación y a exportación.

2.2 CAPACIDAD.

Se contará con un sistema de dos etapas utilizando 2 tanques de almacenamiento de 500 MB convertidos a “Gun Barrel” para el tratamiento de crudo, con una capacidad máxima de 600 MBPD cada uno. De acuerdo con los pronósticos de producción, la capacidad normal será de 300 MBPD y la capacidad mínima será igual a la capacidad normal.

2.3 CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO.

- PRIMERA FASE (sin equipo de calentamiento).
 - ✓ La temperatura a la cual operará el sistema será de 30°C en ambas etapas.
 - ✓ La presión de operación será atmosférica para las dos etapas.
 - ✓ La presión de succión del sistema de bombeo (CB-2) será la que se tenga por columna hidrostática, mientras que la presión de descarga será de 3.0 kg/cm² man cuando se envíe el crudo a los tanques de almacenamiento y de 8 kg/cm² man cuando se envíe a la succión de la CB-4T.
 - ✓ Se recirculara agua parcialmente saturada del tanque TV-5005 a la alimentación del TV-5007 y a la alimentación del mismo TV-5005, con el fin de optimizar el consumo de agua de lavado.
 - ✓ Con el fin de remover los sedimentos que se depositarán en el fondo de los tanques de deshidratador y desalador “Gun Barrel” se contempla un disparo a la descarga de la bomba GA-3101AC/D hacia el fondo de cada uno de los tanques “Gun Barrel” respectivos.
 - ✓ Se contará con analizadores de sal y agua en la corriente de salida de crudo del tanque TV-5005, con el fin de entregar el crudo producto dentro de especificaciones.
 - ✓ Con el fin de conocer el contenido de agua en el crudo a tratar, se cuenta con un analizador de humedad en la alimentación de TV-5007.
 - ✓ Con el fin de que haya una distribución uniforme de crudo en los tanques de almacenamiento “Gun Barrel”, cada uno de ellos contará con un distribuidor de flujo.
 - ✓ Se contará con un tanque elevado antes de la alimentación al desalador de segunda tapa con el propósito de separar los gases formados por calentamiento y proporcionar la presión requerida en el distribuidor.

- SEGUNDA FASE (con equipo de calentamiento).
 - ✓ El sistema contará con el precalentador (economizador) de tubos y coraza EA-3100AH para precalentar el crudo hasta 39°C y con el calentador de tubos y coraza EA-3101AB para elevar temperatura hasta

60°C, con el fin de disminuir la viscosidad del crudo e incrementar la eficiencia del proceso de deshidratación y desalado en la segunda etapa.

- ✓ El sistema contará con un recuperador de vapores GB-3100/R para el manejo de los vapores obtenidos en separador elevado.
- ✓ Para calentar el agua fresca de lavado se utiliza el calentador de tubos y coraza EA-3102 el cual obtiene su carga térmica del circuito de aceite de calentamiento.
- ✓ Se contará con un sistema de aceite de calentamiento que dará servicio a los calentadores EA-3101AB y EA-3102, el cual obtendrá su carga térmica del sistema de recuperación de calor a partir de los gases de combustión calientes de las turbinas de los generadores de energía eléctrica de la TMDB.

3. FILOSOFÍAS BÁSICAS DE OPERACIÓN

En este documento se analiza el comportamiento de la planta, definiéndose los lineamientos generales para su adecuada operación en situaciones normales y especiales. Se incluyen los siguientes tópicos:

Generalidades.

En este punto se proporciona un análisis global del proceso, mencionando su objetivo, alcance, rendimientos y problemas intrínsecos.

VARIABLES DE OPERACIÓN Y CONTROL DE PROCESO.

Consiste en la descripción del efecto que las variables de operación pueden tener en el proceso, indicándose el funcionamiento de los controles básicos del proceso para mantener dichas variables dentro de los rangos de operación seleccionados.

OPERACIONES ANORMALES.

Existen diferentes situaciones en las cuales se pueden presentar operaciones diferentes a la normal:

- a) Dependiendo de la flexibilidad de operación que se especifique en Bases de Diseño, se podrán presentar condiciones anormales o especiales de operación (cambio de carga o de capacidad, etc.).
- b) De acuerdo a lo establecido en Criterios de Diseño, pudiera anticiparse que la planta continúe operando a paro de determinados equipos, secciones o servicios de la misma.

PROCEDIMIENTOS DE CONTROL ANALÍTICO.

Menciona las corrientes que deberán ser sometidas periódicamente a análisis para control de sus especificaciones, así como las pruebas que deberán realizarse.

RECOMENDACIONES PARA LAS OPERACIONES DE ARRANQUE, PARO Y EMERGENCIAS.

Marca la secuencia en la cual deberán arrancar o parar los diferentes equipos de proceso, así como las medidas de seguridad que deben tomarse.

A continuación se presentan las filosofías de operación para el proceso de Deshidratación y desalado del Crudo Maya

	INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO
	Conversión de Tanques de Almacenamiento a “Gun Barrel” para Deshidratar Crudo Maya en TMDB.
	FILOSOFÍA DE OPERACIÓN

El proceso de deshidratado y desalado en dos etapas y utilizando tanques de almacenamiento de 500 MB convertidos a “Gun Barrel”, tiene como objetivo procesar una carga máxima de 600 MBPD de crudo 100% Maya, obteniendo un crudo con 0.5% vol. de agua y 50 PTB como máximo.

El sistema en general cuenta con las siguientes operaciones unitarias:

- Primera etapa de deshidratación de crudo.
- Precaentamiento y calentamiento de crudo.
- Segunda etapa de desalado de crudo.
- Manejo y acondicionamiento del agua de lavado requerida en el proceso.

En este documento se señalan los puntos más relevantes de la operación del proceso en lo que se refiere a los siguientes aspectos:

- Variables de operación y control de proceso.
- Operaciones anormales.
- Métodos de control analítico.
- Variables de operación y control de proceso.

3.1. PRIMERA ETAPA DESHIDRATACIÓN DE CRUDO.

3.1.1. PRESIÓN.

El proceso de deshidratación y desalado de crudo maya, se lleva a cabo en dos etapas utilizando dos tanques de almacenamiento de 500 MB convertidos a “Gun Barrel”, estos tanques operan a presión atmosférica.

3.1.2 NIVEL.

Una fracción del agua rica en sales (5 a 9%), se extrae por la parte inferior del tanque “Gun Barrel” de primera etapa, parte de esta agua se recircula a la entrada de la misma primera etapa para completar el 10% volumen, en régimen estable, el agua se envía a control de nivel de interfase agua-crudo a un cabezal el cual la conduce hacia la planta de tratamiento de aguas congénitas. El agua que sale de la segunda etapa también a control de nivel de interfase parte se reintegra a la entrada de esta segunda etapa para completar un 10% volumen y el resto se recircula hacia la entrada de la primera etapa.

3.2 PRECALENTAMIENTO Y CALENTAMIENTO.

3.2.1. PRESIÓN

La corriente de crudo procedente de la bomba del tanque deshidratador “Gun Barrel”, se alimenta a 3.0 Kg/cm² al economizador EA-3100 A-H y posteriormente al calentador con aceite EA-3101 A-B, en estos equipos la temperatura de la corriente de crudo se incrementa hasta 60°C. A continuación la corriente de crudo se mezcla con agua de lavado o recirculada en cantidad suficiente para tener en la alimentación del tanque desalador “Gun Barrel”, una cantidad de agua equivalente al 10% en volumen con relación a la carga manejada, antes que la mezcla sea alimentada al desalador es pasado por una separador elevado que opera a presión atmosférica aquí se eliminan los vapores producidos por el calentamiento del crudo, los cuales son enviados a un soplador para finalmente mandarlos al sistema de compresión actual.

3.2.2. TEMPERATURA

El sistema de calentamiento establecido, deberá incrementar la temperatura del crudo de alimentación a la etapa de desalado en un valor máximo de 60°C, para evitar afectar la calidad del crudo por una separación excesiva de compuestos ligeros.

La temperatura del crudo efluente de la primera etapa de deshidratación, se incrementa hasta 39°C, aprovechando el calor de la corriente de crudo tratado proveniente de la etapa de desalado de crudo en el tren de 8 intercambiadores de calor (economizadores).

La temperatura de 60°C de alimentación a la etapa de desalado se logra mediante la adición de calor a través de dos calentadores de tubos y coraza EA-3101 A-B, estos equipos utilizan como medio de calentamiento aceite térmico, el cual se controla por medio de una válvula automática que opera a través de un control de temperatura, que toma su señal de la línea de crudo corriente a bajo de estos equipos.

3.3. ETAPA DE DESALADO DE CRUDO.

3.3.1. PRESIÓN.

Como antes se indicó, la etapa de tratamiento de crudo (desalado) a presión atmosférica, y para lograr esto, se cuenta con un sistema que recupera los vapores generados por el calentamiento del crudo hasta 60°C en los equipos de intercambio de calor antes mencionados. El sistema de recuperación de vapores consta de un soplador (GB-3100/R) que toma su carga del separador elevado para enviarlos hacia la sección de compresión de baja presión de la TMDB.

3.3.2. TEMPERATURA.

Para ajustar la temperatura del crudo de carga al tanque desalador “Gun Barrel” en 60°C, se cuenta con un controlador de temperatura localizado a la salida de crudo del intercambiador de calor EA-3101 A-B que utiliza aceite caliente como medio energético. Asimismo, para evitar desviaciones de temperatura por la incorporación de agua fresca al proceso, se cuenta en la línea de salida de agua caliente del calentador de agua EA-3102 A-B, con un controlador de temperatura, el cual ajusta en 60°C la temperatura del agua fresca que se mezcla con la corriente de crudo hacia la segunda etapa (desalado).

3.3.3. NIVEL.

Una fracción de agua consistente en 18,000 BPD (6% en volumen con respecto a la carga manejada), parcialmente saturada en sales obtenida en el desalador TV-5005, se recircula hacia la primera, a través de la bomba GA-3102/R, mientras que el resto de la salmuera obtenida en el deshidratador TV-5007 (15,000 BPD) y en el desalador TV-5005 (4,800 BPD), se envía a control de nivel de los tanques “Gun Barrel”, hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas fuera de L.B.

3.4. OPERACIONES ANORMALES.

En esta sección, se consideran aquellas situaciones en las cuales el proceso continuará operando, no obstante que algún equipo del proceso pudiera incluso salir de operación o que el contenido de agua en la mezcla aumentara. A continuación se describen las condiciones o fallas más probables que pueden presentarse en el proceso, que llevarían a mantener una operación anormal.

- Operación a capacidad mínima.
- Manejo de agua en las etapas de deshidratación y desalado.
- Operación sin algún banco de precalentadores (economizadores).
- Crudo fuera de especificación por alto contenido de sal.

3.4.1. OPERACIÓN A CAPACIDAD MÍNIMA.

El sistema de deshidratado y desalado considera dos módulos de intercambio de calor de 300 MBPD de crudo maya cada uno y dos tanques (1a y 2a etapa) de 500 MB convertidos a “Gun Barrel”, para procesar un total de 600 MBPD. Cada modulo puede operar de manera independiente o integral y para ello se cuenta con una válvula de bloqueo y arreglos de tubería específicos, de tal manera que el flujo total se divida en dos partes iguales, alimentando cada parte a un módulo de intercambio de calor.

Si el flujo a procesar dividido en dos partes iguales se encuentra por debajo de la capacidad mínima a la que puede operar un módulo, entonces se deberá sacar de operación uno de ellos para operar el restante dentro de los límites permitidos. La capacidad mínima de procesamiento, es la capacidad normal de 300 MBPD, esta capacidad puede manejarse únicamente a través de un módulo de intercambio de calor.

3.4.2. MANEJO DE AGUA EN LAS ETAPAS DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO.

El esquema de procesamiento esta basado en procesar crudo Maya con un contenido de agua del 4 % volumen y 2,100 PTB de sal. Para obtener el crudo dentro de especificación se considera la operación en dos etapas de deshidratación y desalado en serie, alimentando agua de lavado fresca en la segunda etapa y recirculando el agua de esta segunda etapa a la primera. La válvula mezcladora controla el tamaño de gotas adecuado para tener un contacto que permita la transferencia de masa entre la fase hidrocarburo y la fase acuosa para posteriormente agrupar el agua y así separarla, ya con la sal.

Para el caso de que el crudo de alimentación contenga un volumen de agua superior del 10 %, la primera etapa se deberá operar como deshidratación y la segunda como desalado. Para este caso específico, se tendrán los arreglos necesarios para enviar el agua del desalador TV-5005 directamente al proceso y el agua que se separo en la primera etapa TV-5007 se envíe directamente a la planta de tratamiento.

En el caso de que fuera necesario optimizar el uso de agua, se tienen contempladas preparaciones para enviar el total del agua que sale del desalador TV-5005 hacia la alimentación de cada uno de los tanques y se recircularía entre un 3 y 6% el agua obtenida en el deshidratador TV-5007, el resto del agua se enviaría directamente a la planta de tratamiento.

3.4.3. OPERACIÓN SIN ALGÚN BANCO DE PRECALENTADORES (ECONOMIZADORES).

Al presentarse la necesidad de que algún banco de dos cuerpos de precalentadores de crudo (economizadores), tuvieran que salir de operación ya sea para mantenimiento o por fuga, entonces la capacidad de procesamiento del módulo afectado deberá reducirse al 82.5% equivalente al procesamiento de 247,500 BPD, con la finalidad de continuar manteniendo las condiciones normales de operación, en el caso de los calentadores con aceite para crudo o agua, a la falla de un cuerpo, la temperatura de operación resultante no permitirá la operación normal, en esta situación será conveniente el procesamiento en un solo módulo de intercambio de calor para lo cual la capacidad de procesamiento de crudo en el proceso será de 300 MBPD.

3.4.4. CRUDO FUERA DE ESPECIFICACIÓN POR ALTO CONTENIDO DE SAL.

Si por alguna razón el sistema de deshidratado y desalado se encuentra fuera de operación o el contenido de sal es mayor a lo máximo esperado, se deberá desviar el crudo de carga hacia tanques de almacenamiento de crudo fuera de especificación.

3.5. MÉTODOS DE CONTROL ANALÍTICO.

Para el adecuado control de la operación del sistema, es conveniente determinar la calidad del crudo, maya tanto de la carga que se recibe en la TMDB, como del crudo maya que se comercializa, y para esto es conveniente realizar las pruebas analíticas de control correspondientes, recomendándose seguir las que se indican en el siguiente punto.

3.5.1. PRUEBAS ANALÍTICAS DE CONTROL EN LABORATORIO

Llevar un programa de pruebas analíticas en el laboratorio, tanto al crudo maya carga como al crudo maya producto, como se describe a continuación:

PROPIEDAD	UNIDAD	MÉTODO
Densidad API	°API	ASTM D-287-92 (2000)
Viscosidad @ 15.6°C 21.1°C 25.0°C	Cst/SSU	ASTM D-445 Saybolt
Agua por destilación	% vol.	ASTM D-4006
Agua y sedimentos	% vol.	Centrifugación ASTM D-4007
Sedimentos por extracción	% vol.	ASTM D-473
Contenido de sal	lb/1000 Bls	ASTM D-3230-05

Asimismo para el agua salada efluente de la Planta, se recomiendan las siguientes pruebas analíticas:

PROPIEDAD	UNIDAD	MÉTODO
Grasas y aceites	% vol.	NMX-AA-005
Sólidos suspendidos totales	micras	NMX-AA-034
Contenido de sal	ppm	

Las pruebas indicadas antes deben realizarse por turno (cada 8 hrs).

3.6. ANALIZADORES EN LÍNEA PARA CONTROL DE LA PLANTA

En el sistema para el deshidratado y desalado de crudo maya, se tienen considerados los siguientes analizadores en línea para la determinación de propiedades claves a las corrientes indicadas.

CORRIENTE	PROPIEDAD A EVALUAR
Crudo producto	Contenido de sal (30-50 PTB)
Crudo producto	Contenido de agua (0.3-0.5 % volumen)
Crudo carga a la 1a etapa	Contenido de agua (2-4 % volumen)
Crudo carga a la 2a etapa	Contenido de sal (200-400 PTB)

4. BALANCE DE MATERIA E INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

El Balance de materia y energía es el documento que contiene los resultados del balance de masa y calor de la Planta, referido a las corrientes de proceso numeradas que se indican en el Diagrama de Flujo de Proceso.

La información incluye para cada línea de entrada, salida e interconexión de equipos, los siguientes datos:

- a) Balance de materia
 - Flujos másicos, volumétricos y molares
 - Flujos y composiciones molares para cada componente.
- b) Balance de energía
 - Incluye carga térmica, mediante diferencias de entalpías para cada paso de proceso donde exista adición, remoción o generación de calor.
- c) Propiedades termofísicas
 - Proporciona aquellas propiedades y características de los fluidos de proceso, que sean necesarias para el dimensionamiento y especificación de equipo, tuberías e instrumentos.

La información complementaria es el documento del Libro de Ingeniería Básica que contiene los datos de proceso para diseño de tuberías y especificación de instrumentos.

Teniendo el balance de materia y energía de la planta para condiciones normales de operación, se efectúa un análisis del proceso bajo condiciones especiales o de falla de la unidad.

Los resultados de dicho análisis constituyen la información complementaria, que consta de las condiciones máximas, normales y mínimas de flujo, presión y temperatura para cada una de las corrientes que se indican en el Diagrama de Flujo de Proceso.

Adicionalmente, se incluyen notas aclaratorias, en las que se explican las posibles causas o frecuencias con que se anticipa que ocurran las variaciones en las condiciones de operación.

Indicar en todas las corrientes los valores mínimos, normales y máximos que se pueden alcanzar en tales corrientes de acuerdo a un análisis de operación máximo y mínimo.

A continuación se presenta el Balance de Materia y Energía para el proceso de Deshidratación y desalado del Crudo Maya

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

CORRIENTE	BALANCE DE ENTRADAS / SALIDAS							
	Crudo Maya de carga	Agua Fresca de L.B.	Agua congénita a L.B.	Crudo deshidratado y desalado producto	Entrada a TV-5007	Salida de TV-5007	Crudo a FA-3010	Vapores a recuperación
Fase	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Vapor
Flujo másico (lb/hrs)	4109202.2 50	131251.5 47	302190.9 38	3926414.2 50	4388592 .0	4159442. 50	4384253 .0	10246.325
Temperatura (°C)	30	25	40	54	34	34	60	61
Presión (Psig)	57.0	25.6	57.0	42.8	0.0	0.0	11.4	0.5
Entalpía total (MM Btu/hrs)	-27.495	6.468	-31.391	91.708	-33.834	-4.174	103.228	2.857
Flujo molar (lb mol/hrs)	21951.146	7285.681	15719.15 8	13227.427	36793.8 32	24954.93 4	37201.4 30	241.140
Peso Molecular	187.198	18.015	19.224	296.839	119.275	166.678	117.852	42.491
Entalpía Std. (Btu/lb)	-6.691	49.277	-103.877	23.357	-7.709	-1.003	23.545	278.824
Densidad Std. (lb/ft³)	58.134	62.338	65.285	57.909	58.518	58.178	58.415	34.131
API	20.300	10.063	3.674	20.892	19.306	20.187	19.570	127.054
Viscosidad (CP)	114.15	0.430	0.470	27.110	92.590	92.050	21.400	0.009
H2O (% mol)	41.155	100.000	97.008	7.736	64.151	48.738	65.335	18.821
N2 (% mol)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.004
CO2 (% mol)	0.016	0.000	0.000	0.006	0.008	0.010	0.007	0.741
H2S (% mol)	0.088	0.000	0.001	0.087	0.050	0.073	0.049	2.681
METANO (% mol)	0.163	0.000	0.000	0.024	0.059	0.075	0.050	6.382
ETANO (% mol)	0.440	0.000	0.000	0.314	0.236	0.339	0.227	17.844
PROPANO (% mol)	1.036	0.000	0.000	1.228	0.600	0.877	0.588	23.401
i-BUTANO (% mol)	0.338	0.000	0.000	0.476	0.199	0.293	0.197	4.212
BUTANO (% mol)	1.152	0.000	0.000	1.695	0.682	1.003	0.673	10.797
i-PENTANO (% mol)	0.891	0.000	0.000	1.398	0.529	0.780	0.523	4.014
PENTANO (% mol)	1.360	0.000	0.000	2.160	0.809	1.192	0.800	4.892
HEXANO (% mol)	2.436	0.000	0.000	3.978	1.452	2.141	1.436	3.317
NaCl (% mol)	2.236	0.000	2.991	0.157	2.179	1.654	1.388	0.000

 INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO <small>DELEGACIÓN ZONA CENTRO</small>		Rev. A AH-F.27733-1812-00-012_INFCOM				DATOS DE PROCESO PARA DISEÑO DE TUBERÍAS Y ESPECIFICACIÓN DE INSTRUMENTOS						
CLIENTE:		PLANTA: Deshidratación de Crudo Maya en la TMDB con Gun Barrel.				LOCALIZACIÓN: TMDB		PROYECTO: F.27733				
REFERENCIA:		DFP: N-F27733-1812-00-00011 REV.2				HOJA: 1		DE: 1				
NÚMERO DE CORRIENTE	SERVICIO	FASE	FLUJO kg/h			PRESIÓN kg/cm ² man			TEMPERATURA °C			OBSERVACIONES
			MÁX.	NOR.	MIN.	MÁX.	NOR.	MIN.	MÁX.	NOR.	MIN.	
1	Crudo Maya de L. B.	L	3,727,802	1,863,901	1,863,901	4.0	4.0	4.0	44	30	30	NOTAS: 1.-SE CONSIDERA QUE EL CRUDO PROVENIENTE DE PLATAFORMAS CONTIENE UN 4% EN VOLUMEN DE AGUA Y 2100 PTB DE SAL. 2.-ESTA INFORMACIÓN CORRESPONDE A UN FLUJO NORMAL DE 300 MBPD DE CRUDO Y UN FLUJO MAXIMO DE 600 MBPD. 3.-ESTA PRESIÓN SE AJUSTARA DE ACUERDO A LA LOCALIZACIÓN DEL EQUIPO. 4.-PRESIÓN MÁXIMA DE DESCARGA DE LA BOMBA.
2	Agua Fresca de Lavado de L. B.	L	113,117	59,535	59,535	8.0	3.0	3.0	28	25	20	
3	Agua a planta de tratamiento	L	274,184	137,092	137,071	4.0	4.0	4.0	40	40	30	
4	Crudo a almacenamiento	L	3,561,980	1,780,991	1,780,991	8.0	3.0	3.0	60	54	30	
5	Vapores a compresión	V	11,870	5,232	5,935	0.14	atm	atm	60	60	30	
6	Crudo a estabilización	L	3,727,802	1,863,901	1,863,901	0.14	atm	atm	44	30	30	
7	Crudo a casa de bombas 5T.	L	3,726,634	1,863,317	1,863,317	0.8	atm	atm	44	30	30	
8	Gas de batería de estabilizado	V	1,168	584	584	0.14	atm	atm	44	30	30	
9	Crudo de casa de bombas 5T.	L	3,726,634	1,863,317	1,863,317	6.5	2.0	2.0	44	30	30	
10	Crudo a válvula mezcladora.	L	3,981,262	1,990,630	1,990,631	6.5	2.0	2.0	44	33	30	
11	Crudo a Gun Barrel TV-5007.	L	3,981,262	1,990,630	1,990,631	1.5	atm	atm	44	34	30	
12	Vapores a interconexión.	V	284	142	142	atm	atm	atm	44	34	30	
13	crudo a Bombas GA-3100.	L	3,773,382	1,886,690	1,886,690	0.8	atm	atm	44	34	30	
14	Agua a bomba GA-3101.	L	207,596	103,798	103,798	0.8	atm	atm	44	34	30	
15	Crudo deshidratado a EA-3100.	L	3,773,382	1,886,690	1,886,690	3.0	3.0	2.5	34	34	30	
16	Crudo deshidratado a EA-3101.	L	3,773,382	1,886,690	1,886,690	3.0	2.0	2.0	39	39	30	
17	Crudo deshidratado de EA-3101.	L	3,773,382	1,886,690	1,886,690	3.0	1.0	1.0	60	60	30	
18	Crudo a válvula mezcladora.	L	3,977,326	1,988,662	1,988,663	1.5	1.0	0.8	60	60	30	
19	Crudo a Gun Barrel TV-5005.	L	3,977,326	1,988,662	1,988,663	1.5	atm	atm	60	60	30	
20	Vapores a soplador GB-3100.	V	9,296	4,647	4,648	atm	atm	atm	60	60	60	
21	Vapores de soplador GB-3100.	V	9,582	4,647	4,791	2.0 (3)	0.04	0.04	65	61	61	
23	Crudo deshidratado y desalado a casa de bombas 2.	L	3,561,980	1,780,991	1,780,990	0.8	atm	atm	60	60	30	
24	Agua congenita a Bomba GA-3102.	L	406,050	203,024	203,025	0.8	atm	atm	60	60	30	
25	Crudo deshidratado y desalado a EA-3100.	L	3,561,980	1,780,990	1,780,990	8.0 (4)	4.0	4.0	60	60	60	
26	Agua congenita de GA-3102.	L	406,050	203,024	203,025	4.0	4.0	4.0	60	60	30	
27	Agua a interconexión con descarga de bombas GA-3101	L	66,548	33,274	33,274	4.0	4.0	4.0	60	60	30	
28	Agua congenita a interconexión.	L	339,502	169,750	169,751	4.0	4.0	4.0	60	60	30	
29	Agua congenita de interconexión.	L	84,876	42,438	42,438	4.0	4.0	4.0	59	59	30	
30	Agua de lavado a interconexión.	L	197,993	101,972	101,972	1.0	0.8	atm	60	60	30	
31	Agua de recirculación a Gun Barrel TV-5007.	L	254,626	127,313	127,313	4.0	4.0	4.0	60	60	30	
32	Agua congenta de bombas GA-3101.	L	207,596	103,798	103,798	4.0	4.0	4.0	34	34	30	
33	Agua de lavado de EA-3102.	L	113,117	59,535	59,535	1.0	0.8	atm	60	60	60	
REVISIÓN:						0	1	2	3	4	5	
FECHA:						10/04/10						
ELAB. POR:						AAS						
APRO. POR:						PEVT						

5. DESCRIPCIÓN DE PROCESO

En este documento se da a conocer las características fundamentales del proceso para facilitar la interpretación de los diagramas de flujo correspondientes.

Básicamente, incluye la información más relevante del proceso, que permita conocer las características y condiciones de operación de los equipos involucrados en el mismo, así como aspectos que se consideran de utilidad para anticiparse a posibles problemas operacionales.

A continuación se presenta la descripción del proceso de Deshidratación y desalado del Crudo Maya.

	INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO
	Conversión de Tanques de Almacenamiento a “Gun Barrel” para Deshidratar Crudo Maya en TMDB.
	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

5.1. GENERALIDADES

El proceso de deshidratado y desalado de crudo, consiste en separar la mezcla agua-crudo posterior a un lavado con agua en dos etapas en serie, mediante decantación en tanques de atmosféricos de 500 MB de capacidad, convertidos a “Gun Barrel”.

Los tanques de almacenamiento atmosféricos TV-5005 y TV-5007 de 500 MB de capacidad, se han convertido como deshidratador/desalador tipo “Gun Barrel” con el propósito de incrementar la eficiencia en la deshidratación y desalado del crudo, logrando con esto las especificaciones requeridas para su comercialización.

El proceso de deshidratado y desalado de crudo se lleva a cabo en dos etapas de procesamiento, en la primera se realiza el deshidratado a una temperatura de 30 °C en el “Gun Barrel” TV-5007, y en la segunda, por medio del TV-5005 en donde el crudo previamente calentado hasta 60°C, se lava con agua (desalado) y se desala.

5.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

(Basado en el Diagrama de Flujo de Proceso N-UNAM-505-118-01)

El Crudo Maya proveniente de Plataformas Marinas, se recibe en la Terminal Marítima Dos Bocas en Límite de Batería a 4.0 kg/cm² man y 30°C, la corriente de crudo maya es enviada al Separador de Estabilizado (actualmente en operación), en donde se separan las fases líquido-vapor a presión atmosférica y 30°C, el vapor obtenido es enviado a la succión de los compresores, donde se eleva la presión para su envío a Cunduacán (Batería de Separación en Tabasco).

El crudo maya ya estabilizado y con un contenido de agua de 4% en volumen, es enviado a la succión de las bombas seleccionadas de la Casa de Bombas 5T, en donde incrementa su presión hasta 8.0 Kg/cm² man. A estas condiciones, el crudo se envía hacia la válvula controladora de presión en donde esta variable es reducida hasta aproximadamente 2 kg/cm², bajo estas condiciones se mezcla en línea con agua de lavado procedente del tanque desalador TV-5005 para completar el 10% en volumen, referido a la carga manejada, a continuación a la mezcla se le inyecta desémulsificante como complemento al tratamiento iniciado costa fuera, para romper la emulsión, posteriormente la mezcla agua-crudo pasa por una válvula mezcladora para alimentarse posteriormente al primer tanque deshidratador TV-5007 tipo “Gun Barrel”, en este equipo se separa el agua por decantación obteniéndose un crudo con un contenido de agua de 1 a 5% en volumen con respecto a carga, los pocos vapores obtenidos en el “Gun Barrel” son enviados a la atmósfera, este deshidratador opera a presión atmosférica y aproximadamente 34 °C .

El crudo deshidratado obtenido de esta primera etapa es enviado a la succión de la bomba GA-3100AB/C, en donde se le incrementa la presión hasta 6 kg/cm² y a una temperatura de 34°C, en estas condiciones la mezcla se envía hacia un tren de precalentadores EA-3100 AH (economizadores), en estos equipos el crudo incrementa su temperatura hasta 39°C, y la presión baja a 5 kg/cm² aprovechando el calor del crudo procedente del desalador, posteriormente la corriente de crudo estabilizado pasa por el calentador EA-3101AB de tubos y coraza en donde se calienta hasta 60°C y a una presión de 5.0 kg/cm² aprovechando el calor proporcionado por una corriente de aceite de calentamiento procedente de un sistema de recuperación de calor, que utiliza como medio de calentamiento los gases de combustión efluentes de los generadores de energía eléctrica, (instalados en el área de servicios auxiliares de la TMDB). A continuación, a la corriente de crudo se le inyecta una corriente de agua de lavado necesaria mas la recirculación de agua de la segunda etapa para alcanzar el 10% en volumen, referido a la carga manejada, posteriormente la mezcla agua-crudo pasa por una válvula mezcladora para alimentarse al tanque separador bifásico elevado FA-3010 que opera a presión atmosférica, en este equipo se separa el vapor por la parte superior enviándose hacia el sistema de recuperación de vapores GB-3100/R, mientras que por la parte inferior se obtiene el crudo, el cual por diferencia de nivel pasa al tanque de desalado

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

TV-5005 tipo “Gun Barrel”, en este equipo por decantación se separa el agua dejando el crudo con un contenido de agua hasta un valor máximo de 0.5% en volumen con respecto a la carga y 50 PTB máximo.

El sistema de recuperación de vapores consiste de un soplador cuya función es enviar el gas recuperado a la succión de los compresores de la TMDB.

El crudo desalado y deshidratado a 60°C obtenido del tanque “Gun Barrel” TV-5005 es enviado a la succión de las bombas destinadas para tal fin en la CB-2, de donde se bombea hacia el tren de precalentadores EA-3100 AH de tubos y coraza (economizadores), en estos equipos el crudo cede parte de su calor, enfriándose hasta 54°C, para posteriormente enviarse hacia distribución o almacenamiento a través de la CB-4T.

El agua salada obtenida en la primera etapa (deshidratación), es enviada a control de nivel mediante la bomba GA-3101/R, hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas a una presión de 4.0 Kg/cm².

El agua requerida (agua fresca) para el lavado del crudo (9,000 a 16,200 BPD) pasa a control de flujo a los intercambiadores de calor EA-3102 AB, en donde se calienta hasta 60°C aprovechando el calor proporcionado por una corriente de aceite de calentamiento procedente del sistema de recuperación de calor indicado antes, a estas condiciones el agua fresca se mezcla con el crudo antes de pasar por la válvula mezcladora de la etapa de deshidratado y desalado.

Dada la naturaleza del crudo a procesar y para facilitar la remoción de sedimentos, se cuenta con corrientes de recirculación de agua separada en el deshidratador “Gun Barrel”; para lo cual se utilizan las bombas GA-3102AC/D para la primera etapa y segunda etapa. En la primera etapa se podrán manejar hasta 30,000 BPD para el deshidratado y desalado.

El nivel de los tanques de primera y segunda etapa “Gun Barrel”, se mantiene mediante un control de nivel de interfase en cada uno de ellos, este control actúa sobre las válvulas automáticas que regulan la salida de agua salada de cada uno de ellos.

Para lograr el objetivo anterior, será necesario que en todo momento se revise o verifique que la inyección del agente químico desemulsificante suministrado al crudo en plataformas y en el área de trampas norte, se realice de manera continua, siguiendo en forma estricta los lineamientos de dosificación establecidos por el fabricante del mismo. Además se recomienda que cuando se modifique la inyección de químicos abordado se notifique a la TMDB lo más pronto posible, con el motivo de tomar las acciones necesarias y poder salir en calidad.

6. DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO

El Diagrama de Flujo de Proceso es el documento fundamental que muestra de una forma clara y precisa como se lleva a cabo el proceso, las características de un Diagrama de Flujo de Proceso (DFP) son las siguientes:

- Con frecuencia es un solo documento
- Indica condiciones de operación de la planta.
- De allí se obtiene parte de la información de procesos necesaria para el dimensionamiento de equipos, tuberías y válvulas de control
- Es utilizado casi exclusivamente por los ingenieros de procesos
- Muestra la estrategia de control del proceso
- Indica dimensiones de equipos.
- No indica el tipo de equipo ni muestra detalles de internos
- Utiliza simbología genérica para los equipos
- Sólo muestra las líneas principales de proceso
- No se muestran circuitos auxiliares
- No muestra válvulas manuales, ni válvulas de retención o de seguridad
- No indica materiales de construcción
- Debe permitir calcular los consumos de servicios (vapor y agua de enfriamiento)

Para este proceso de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya el Diagrama de Flujo de Proceso es el que se muestra a continuación:

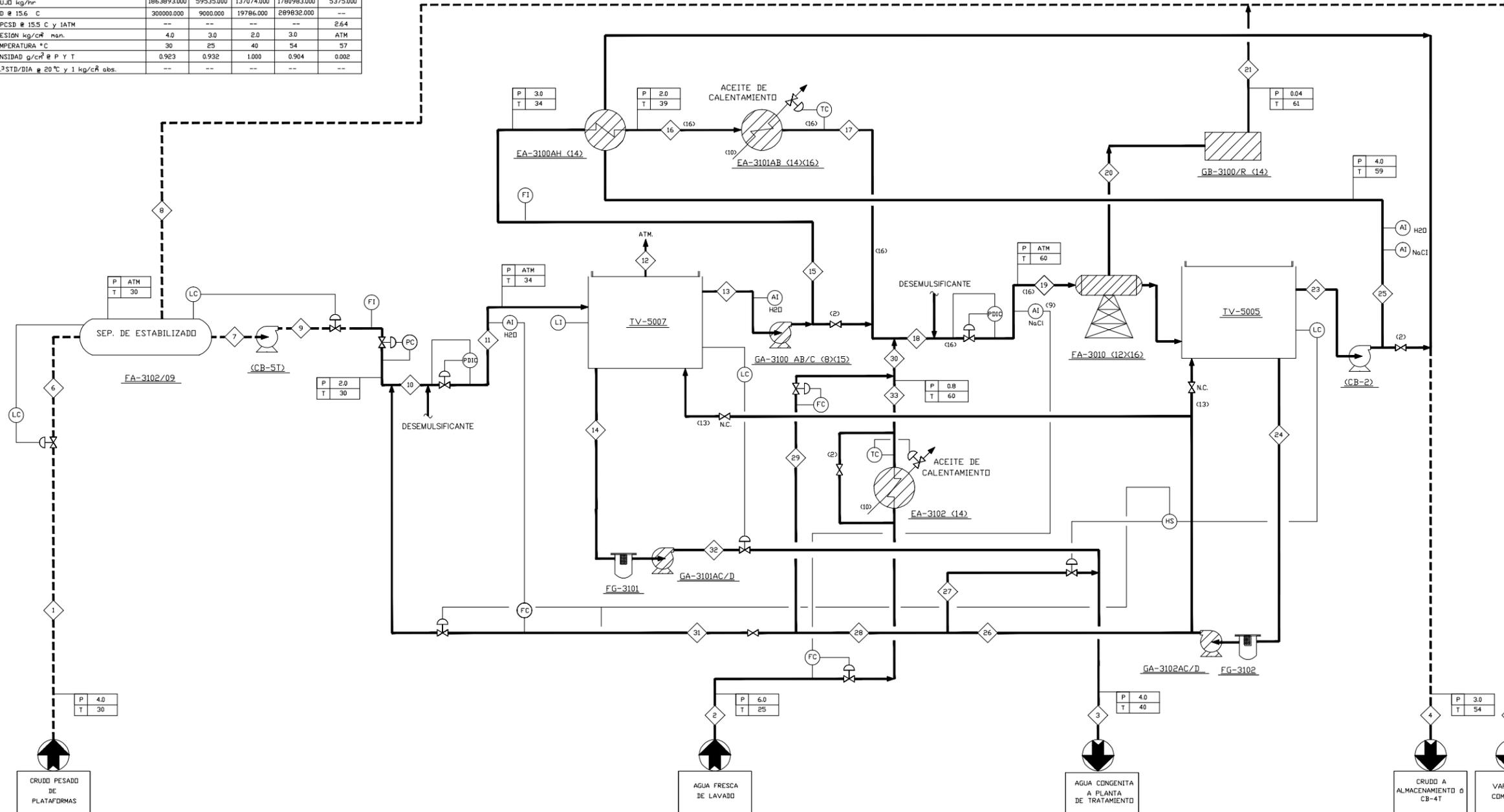
CORRIENTE	CARACTERÍSTICAS (C3)				
	1	2	3	4	5
H2O	41.155	100.000	97.007	7.736	16.401
H2S	0.088	---	---	0.087	2.669
CO2	0.016	---	---	0.000	0.930
N2	0.000	---	---	0.000	0.025
C1	0.162	---	---	0.040	11.182
C2	0.440	---	---	0.314	18.981
C3	1.037	---	---	1.228	22.435
IC4	0.339	---	---	0.476	3.913
NC4	1.152	---	---	1.695	9.932
IC5	0.891	---	---	1.398	3.634
NC5	1.360	---	---	2.160	4.409
NC6+	51.124	---	---	84.709	5.489
NaCl	2.236	---	2.993	0.157	---
T D T A L	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
FLUJO kg mol/hr	9957.000	3305.000	7136.000	6000.000	132.000
FLUJO kg/hr	1863893.000	59535.000	137074.000	1780983.000	5375.000
BPD @ 15.6 C	30000.000	9000.000	19786.000	28982.000	---
MMPCSD @ 15.5 C y 1 ATM	---	---	---	---	2.64
PRENSION kg/cm ² man.	4.0	3.0	2.0	3.0	ATM
TEMPERATURA °C	30	25	40	54	57
DENSIDAD g/cm ³ @ P Y T	0.923	0.932	1.000	0.904	0.002
Mm ³ STD/DIA @ 20 °C y 1 kg/cm ² abs.	---	---	---	---	---

LISTA DE EQUIPO

CLAVE	SERVICIO	CARACTERÍSTICAS (C3)
FA-3102/09	SEPARADORES BIFÁSICOS	DI = 3962 mm, LT-T= 18288 mm
FA-3101 (12)	SEPARADOR BIFÁSICO ELEVADO	DI = 3962 mm, LT-T= 11887 mm
GA-3100 AB/C	BOMBAS DE CRUDO	27600 LPM, ΔP= 4.5 Kg/cm ² man.
GA-3101 AC/D	PRIMER BOMBA DE AGUA DE RECIRCULACION	3312 LPM, ΔP= 5.0 Kg/cm ² man.
GA-3102 AC/D	SEGUNDA BOMBA DE AGUA DE RECIRCULACION	2208 LPM, ΔP= 5.0 Kg/cm ² man.
EA-3100AH	ECONOMIZADOR (INTER. CRUDO-CRUDD)	Q= 5.1 x 1.1 MMkcal/h (11) (14)
EA-3101AB	CALENTADOR DE CRUDO	Q= 18.93 x 1.1 MMkcal/h (11) (14)
EA-3102	CALENTADOR DE AGUA FRESCA	Q= 1.79 x 1.1 MMkcal/h (11) (14)
GB-3100/R	SEPLADOR DE GAS RECUPERADO	HP= 5 (14)
TV-5007	GUN BARREL DE DESHIDRATACION	DI = 85,300 mm, L = 15,300 mm.
TV-5005	GUN BARREL DE DESALADO	DI = 85,300 mm, L = 15,300 mm.
FG-3101	FILTRO DUPLEX TIPO CANASTA	Q= 3312 LPM ΔP= 0.21 Kg/cm ²
FG-3102	FILTRO DUPLEX TIPO CANASTA	Q= 2208 LPM ΔP= 0.21 Kg/cm ²

NOTAS:

- 1- PRESION EN Kg/cm² MAN, TEMPERATURA EN °C.
- 2- ESTAS LINEAS OPERARAN EN LA PRIMERA FASE, CUANDO NO SE CUENTE CON EQUIPO DE CALENTAMIENTO.
- 3- LAS CARACTERÍSTICAS ESTAN DADAS POR UNIDAD.
- 4- EQUIPO NUEVO
- 5- LA INFORMACION MOSTRADA EN EL CUADRO DE BALANCE CORRESPONDE A 300 MBPD DE ALIMENTACION EN CONDICION NORMAL, CON UN CONTENIDO DE SAL DE 2,100 PTB Y UN CONTENIDO DE AGUA DE 4% EN VOLUMEN CON RESPECTO A LA CARGA.
- 6- LINEA EXISTENTE
- 7- PARA QUE LA OPERACION DE ESTE PROCESO SEA LA ESPERADA, ES IMPORTANTE QUE SE REVISE O VERIFIQUE CONSTANTEMENTE QUE LA INYECCION DEL QUIMICO EN PLATAFORMA SE HAGA CONTINUAMENTE DE ACUERDO A LO INDICADO POR EL PROVEEDOR EN PROPORCION A LA CAPACIDAD MANEJADA.
- 8- EL ACCIONADOR DE ESTAS BOMBAS SERAN DE VELOCIDAD VARIABLE.
- 9- ESTE SALINMETRO OPERA EN UN RANGO DE 0 A 350 PTB.
- 10- LAS CONDICIONES DE OPERACION Y EL TIPO DE ACEITE TERMICO SERA RESPONSABILIDAD DEL FABRICANTE.
- 11- CARGA TERMICA TOTAL.
- 12- EQUIPO PARA MANEJAR UN FLUJO MAXIMO DE 600 MBPD.
- 13- AGUA DE RECIRCULACION PARA REMOVER SEDIMENTOS (10MBPD MAXIMO).
- 14- ESTOS EQUIPOS OPERARAN EN LA ETAPA DE DESALADO
- 15- INICIALMENTE PARA ESTE SERVICIO SE USARA LA CB-2
- 16- ESTAS LINEAS Y ESTOS EQUIPOS DEBERAN CONSIDERAR AISLAMIENTO PARA CONSERVACION DE ENERGIA.



LISTA DE CAMBIOS

DESCRIPCION PARA COTIZACION	VALIDADO POR:	APROBADO POR:	ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTINENTE INFORMATICO CONSERVACION DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PERMITIDO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.
2 26-ENE-10 26-ENE-10 26-ENE-10 26-ENE-10 26-ENE-10 R.D.C.M. A.A.S. J.L.B.D. A.A.S. P.E.V.T.	L.F.L.C. GTDH	SUBGERENTE	INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN BARRELS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS PETROLEOS MEXICANOS CONTRATO PEMEX NO. CONT. IMP. F.27733
3 26-FEB-10 26-FEB-10 26-FEB-10 26-FEB-10 26-FEB-10 R.D.C.M. A.A.S. J.L.B.D. A.A.S. P.E.V.T.	J.V.V. GD.	COORDINADOR	
REV. ELABORO REVISO DIBUJO VERIFICO VALIDO		SUPERVISOR	

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
DIRECCION DE INGENIERIA DE PROYECTO

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO
SISTEMA DE DESHIDRATADO Y DESALADO DE CRUDO MAYA EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS

ESC: ACOT:

Dib. No. N-F.27733-1812-00-00011 REV. 3

7. HOJA DE DATOS

En términos generales, estas hojas contienen los datos necesarios (flujos, propiedades a manejar, boquillas, condiciones de diseño y operación, materiales, esquema, internos, etc.), para el diseño mecánico o especificación de los equipos involucrados en el proceso. Esta información consiste fundamentalmente en datos de flujos, condiciones de entrada y salida, propiedades del fluido manejado, recomendaciones de los materiales de construcción, capacidad, condiciones de diseño, dibujos esquemáticos con las dimensiones principales, etc.

EQUIPOS	DESCRIPCIÓN
CALENTADORES A FUEGO DIRECTO (CLAVE BA)	Deben contener la información requerida para dimensionamiento térmico, carga térmica, flux térmico recomendado, características del combustible y recomendaciones generales para diseño mecánico.
CALDERAS DE VAPOR Y SOBRECALENTADORES (CLAVE BF)	Esta hoja debe incluir, flujo de vapor generado, eficiencia, flux máximo promedio, análisis del agua, propiedades del combustible y materiales de construcción
EQUIPO DE TRATAMIENTO DE AGUA (CLAVE BG, DD, DE, DH, SD)	Se deben incluir las características del agua a tratar y de la que se pretende obtener. La hoja se elabora de acuerdo al tipo de tratamiento propuesto
DESOBRECALENTADORES (CLAVE BH, DS)	En esta hoja se deben especificar capacidades, condiciones de entrada y salida del vapor, caída de presión del vapor y condiciones del agua de sobre calentamiento.
TORRES (CLAVE DA)	Se deben proporcionar datos como conexiones principales, número y tipo de platos y otros internos, boquillas para instrumentos y dimensiones mandatorias; en los equipos que así lo requieran se indica si deben ir aislados
INTERNOS DE TORRES (CLAVE DB)	Proporcionar los flujos internos y las propiedades de las fases líquida y vapor, tipo de plato o empaque, características geométricas requeridas y requerimientos de caídas de presión e inundación
REACTORES (CLAVE DC)	La hoja de datos se elabora de acuerdo al proceso y al tipo de reactor propuesto. Se deben incluir las dimensiones, tipo de internos, cantidad de internos, materiales para cuerpo, cabezas e internos, recubrimientos requeridos (clad, lining), boquillas para instrumentos y en los equipos que así lo requieran se indica si deben ir aislados
CAMBIADORES DE CALOR (CLAVES EA, EB y EC)	Las hojas de datos deben incluir, entre otros, factor de incrustación, caída de presión permisible y calculada, coeficiente y área de transferencia de calor y carga térmica
RECIPIENTES (CLAVES FA, FB, FC, FE)	Incluir, entre otros, datos de conexiones principales, internos, boquillas para instrumentos y dimensiones mandatorias; en los equipos que así lo requieran se indica si deben ir aislados
FILTROS (CLAVE FG)	Hoja de datos incluyendo tipo recomendado, grado de filtración, boquillas, internos requeridos y características del material o elemento filtrante
BOMBAS (CLAVE GA)	Se elaboran las hojas de datos indicando clave y nombre, así como su servicio, se anota su capacidad normal y de diseño, NPSH disponible tentativo, presiones de succión y de descarga, temperaturas de operación, propiedades de los fluidos manejados, tipo de accionador, potencia hidráulica y requerimientos auxiliares para este equipo

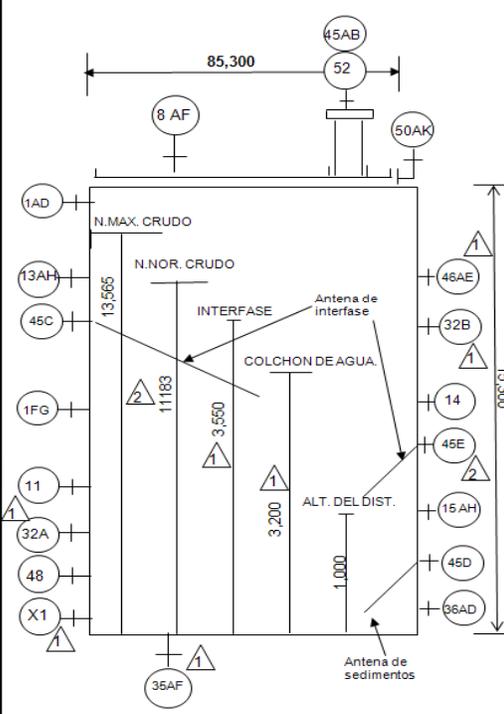
A continuación se presentan las Hojas de Datos que se generaron para los tanques de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, así mismo se presenta la siguiente tabla en donde se explican cuales fueron los criterios utilizados para generar este documento.

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

CARACTERÍSTICA	CRITERIO	VALOR ASIGNADO																																																																				
Niveles en los Tanques	La determinación de los niveles en los tanques convertidos a Gun Barrel fue por medio del estudio realizado en ANSYS	N. max crudo = 13.565 m N. nor. crudo = 11.183 m Interfase = 3.550 m Colchón de agua = 3.200 m Alt. Distribuidor = 1.0 m																																																																				
Corrosión Permissible	Se emplearon los criterios utilizados en el Instituto Mexicano del Petróleo el cual indica lo siguiente: Se dan algunas recomendaciones a tomarse en cuenta para la tolerancia a la corrosión, en base al material empleado: <table border="1"> <thead> <tr> <th>Material</th> <th>Tolerancia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>S.S</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Aleaciones</td> <td>1/16"</td> </tr> <tr> <td>C.S</td> <td>1/8"</td> </tr> </tbody> </table>	Material	Tolerancia	S.S	0	Aleaciones	1/16"	C.S	1/8"	Corrosión permissible = 3.2 mm = 1/8"																																																												
Material	Tolerancia																																																																					
S.S	0																																																																					
Aleaciones	1/16"																																																																					
C.S	1/8"																																																																					
Diámetros de Boquillas	Para la determinación de del diámetro de las boquillas se emplearon los siguientes criterios: DIÁMETRO REQUERIDO <table border="1"> <thead> <tr> <th>Diámetro de la torre ft</th> <th>Diámetro nominal Ø</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2-6" a 10</td> <td>18" Ø</td> </tr> <tr> <td>11 a 18</td> <td>20" Ø</td> </tr> <tr> <td>19 o mas</td> <td>24" Ø</td> </tr> </tbody> </table> DIMENSIONES DE BOQUILLAS <table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad del Recipiente, ft³</th> <th>Diámetro de la Boquilla, pulg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>50 o menos</td> <td>¾" Ø</td> </tr> <tr> <td>50 – 200</td> <td>1" Ø</td> </tr> <tr> <td>200 – 600</td> <td>1" Ø</td> </tr> <tr> <td>600 - 2500</td> <td>1 ½" Ø</td> </tr> <tr> <td>2500 o mayor</td> <td>2" Ø</td> </tr> </tbody> </table> BOQUILLAS DE DRENAJE <table border="1"> <thead> <tr> <th>Capacidad del Recipiente, ft³</th> <th>Diámetro de la Boquilla, pulg</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>50 o menos</td> <td>1" Ø</td> </tr> <tr> <td>50 – 200</td> <td>1 ½" Ø</td> </tr> <tr> <td>200 – 600</td> <td>2" Ø</td> </tr> <tr> <td>600 o mas</td> <td>3" Ø</td> </tr> </tbody> </table>	Diámetro de la torre ft	Diámetro nominal Ø	2-6" a 10	18" Ø	11 a 18	20" Ø	19 o mas	24" Ø	Capacidad del Recipiente, ft ³	Diámetro de la Boquilla, pulg	50 o menos	¾" Ø	50 – 200	1" Ø	200 – 600	1" Ø	600 - 2500	1 ½" Ø	2500 o mayor	2" Ø	Capacidad del Recipiente, ft ³	Diámetro de la Boquilla, pulg	50 o menos	1" Ø	50 – 200	1 ½" Ø	200 – 600	2" Ø	600 o mas	3" Ø	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Ø NOM.</th> <th>SERVICIO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>48" X 48"</td> <td>Puerta de Limpieza</td> </tr> <tr> <td>24"</td> <td>Registro de Hombre</td> </tr> <tr> <td>8"</td> <td>Válvula Rompedora de Vacío</td> </tr> <tr> <td>36"</td> <td>Alimentación de Crudo</td> </tr> <tr> <td>16"</td> <td>Salida de Crudo</td> </tr> <tr> <td>24"</td> <td>Salida de Crudo (Vaciado)</td> </tr> <tr> <td>6"</td> <td>Salida de Agua</td> </tr> <tr> <td>24"</td> <td>Sin Servicio</td> </tr> <tr> <td>4"</td> <td>Drenaje Aceitoso</td> </tr> <tr> <td>6"</td> <td>Drenaje Pluvial</td> </tr> <tr> <td>6"</td> <td>Instrumento de Nivel</td> </tr> <tr> <td>1 1/2"</td> <td>Medidor de Temperatura</td> </tr> <tr> <td>2"</td> <td>Instrumento de Nivel</td> </tr> <tr> <td>¾"</td> <td>Tomas de Muestra</td> </tr> <tr> <td>10"</td> <td>Agua de -Lavado</td> </tr> <tr> <td>4"</td> <td>Boquilla para cámara de espuma</td> </tr> <tr> <td>2 ½"</td> <td>Toma para medición de nivel con cinta</td> </tr> <tr> <td>36"</td> <td>Sin servicio</td> </tr> </tbody> </table>	Ø NOM.	SERVICIO	48" X 48"	Puerta de Limpieza	24"	Registro de Hombre	8"	Válvula Rompedora de Vacío	36"	Alimentación de Crudo	16"	Salida de Crudo	24"	Salida de Crudo (Vaciado)	6"	Salida de Agua	24"	Sin Servicio	4"	Drenaje Aceitoso	6"	Drenaje Pluvial	6"	Instrumento de Nivel	1 1/2"	Medidor de Temperatura	2"	Instrumento de Nivel	¾"	Tomas de Muestra	10"	Agua de -Lavado	4"	Boquilla para cámara de espuma	2 ½"	Toma para medición de nivel con cinta	36"	Sin servicio
Diámetro de la torre ft	Diámetro nominal Ø																																																																					
2-6" a 10	18" Ø																																																																					
11 a 18	20" Ø																																																																					
19 o mas	24" Ø																																																																					
Capacidad del Recipiente, ft ³	Diámetro de la Boquilla, pulg																																																																					
50 o menos	¾" Ø																																																																					
50 – 200	1" Ø																																																																					
200 – 600	1" Ø																																																																					
600 - 2500	1 ½" Ø																																																																					
2500 o mayor	2" Ø																																																																					
Capacidad del Recipiente, ft ³	Diámetro de la Boquilla, pulg																																																																					
50 o menos	1" Ø																																																																					
50 – 200	1 ½" Ø																																																																					
200 – 600	2" Ø																																																																					
600 o mas	3" Ø																																																																					
Ø NOM.	SERVICIO																																																																					
48" X 48"	Puerta de Limpieza																																																																					
24"	Registro de Hombre																																																																					
8"	Válvula Rompedora de Vacío																																																																					
36"	Alimentación de Crudo																																																																					
16"	Salida de Crudo																																																																					
24"	Salida de Crudo (Vaciado)																																																																					
6"	Salida de Agua																																																																					
24"	Sin Servicio																																																																					
4"	Drenaje Aceitoso																																																																					
6"	Drenaje Pluvial																																																																					
6"	Instrumento de Nivel																																																																					
1 1/2"	Medidor de Temperatura																																																																					
2"	Instrumento de Nivel																																																																					
¾"	Tomas de Muestra																																																																					
10"	Agua de -Lavado																																																																					
4"	Boquilla para cámara de espuma																																																																					
2 ½"	Toma para medición de nivel con cinta																																																																					
36"	Sin servicio																																																																					
Cantidad de Flujo en la entrada de los Tanques	El flujo máximo que se presenta en la hoja de datos y de acuerdo con los criterios empleados es un 20% arriba del flujo normal, por lo general la cantidad de flujo normal se determina con la capacidad de la planta	Flujo Normal = 300 MBPD Flujo Entrada a Tanque = 34185 LPM Flujo Máximo = 600 MBPD																																																																				

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

		INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION EJECUTIVA DE PROCESO SUBCOMPETENCIA DE DISEÑO DE PROCESO				HOJA DE DATOS GUN BARREL			
		CLIENTE: SISTEMA DE DESHIDRATADO Y DESALADO DE CRUDO MAYA EN LA TMDB						PROYECTO No. F.27733	
LOCALIZACION: TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS						HOJA 1 DE 1			
CLAVE DEL EQUIPO: TV-5005						No. UNIDADES: 1 (UNO)			
SERVICIO: GUN BARREL DE SEGUNDA ETAPA (NOTA 2) ¹						POSICION: VERTICAL			
TIPO DE FLUIDO: LIQUIDO		CRUDO/AGUA		FLUJO (3) 33017 / (10) LPM		DENSIDAD 0.92 / 1.04		g/cm ³	
VAPOR O GAS		GAS		FLUJO 0.029 (3)		m ³ /s; DENSIDAD 0.0013		g/cm ³	
TEMPERATURA OPERACIÓN 30		° C		MAXIMA 60		DISEÑO 75		°C	
PRESION OPERACIÓN ATM.		Kg/cm ² man.;		MAXIMA ATM		Kg/cm ² man.;		DISEÑO ---	
DIMENSIONES: ALTURA: 15,300		mm; DIAMETRO 85,300		mm. CAP. TOT: 88,017.854		M3		(553,675.9 barriles)	
NIVEL: NORMAL 10950		mm; MAXIMO 13565		mm.		MÍNIMO 10950		mm	
ALARMA ALTO NIVEL ---		mm; ALARMA BAJO NIVEL ---		mm;		NIVEL DE PARO ---		mm	
MATERIALES CUERPO: AC. C.		TECHO: ACERO AL CARBON		MALLA SEPARADORA: NO		mm			
CORROSION PERM. REQUERIDA: CUERPO:		3.2		mm TECHO: AISLAMIENTO: NO		RECUBRIMIENTO INTERNO: SI			
BOQUILLAS									
No.	CANT.	Ø NOM	SERVICIO						
1 AD	4	48"X48"	PUERTA DE LIMPIEZA						
1 FG	2	24"	REGISTRO DE HOMBRE						
8 AF	6	8"	VALVULA ROMPEDORA DE VACIO						
11	1	36"	ALIMENTACIÓN DE CRUDO (PROCESO)						
13 AH	8	16"	SALIDA DE CRUDO (PROCESO, BOQ. NUEVA) ¹						
14	1	24"	SALIDA DE CRUDO (VACIADO, BOQ. NUEVA) ¹						
15 AH	8	6"	SALIDA DE AGUA (BOQ. NUEVA) ¹						
32 AB	2	24"	SIN SERVICIO ¹						
35 AF	6	4"	DRENAJE ACEITOSO						
36 AD	4	6"	DRENAJE PLUVIAL						
45A	1	6"	INSTRUMENTO DE NIVEL						
45B	1	1 1/2"	MEDIDOR DE TEMPERATURA						
45CDE	2	2"	INSTRUMENTO DE NIVEL (BOQ. NUEVA) ¹						
46 AE	5	3/4"	TOMA DE MUESTRA						
48	1	10"	AGUA DE LAVADO (BOQ. NUEVA) ¹						
50 AK	11	4"	BOQUILLA PARA CAMARA DE ESPUMA						
52	1	21/2"	TOMA PARA MEDICIÓN DE NIVEL CON CINTA						
X1	1	36"	SIN SERVICIO ¹						
NOTAS									
1.- ACOTACIONES EN mm.									
2.- EQUIPO RECONVERTIDO CON INTERNOS NUEVOS (DISTRIBUIDORES DE FLUJO)									
3.- FLUJO NORMAL (300 MBPD), FLUJO MÁXIMO 600 MBPD									
4.-DETALLES DE LA RECONVERSIÓN SE ENCUENTRAN EN LOS PLANOS MECÁNICOS DE EQUIPO ESTÁTICO.									
5.- EL DISTRIBUIDOR DE FLUJO DE CRUDO ESTARA A UNA ALTURA DE 1.0 m DEL FONDO DEL TANQUE.									
6.- EL DISTRIBUIDOR DE AGUA PARA REMOVER SEDIMENTOS SE UBICARA ABAJO DEL DISTRIBUIDOR DE CRUDO.									
7.-EL VOLUMEN DE AGUA CONTENIDO EN LA MEZCLA ES DE 20% MAX. CON RESPECTO AL CRUDO.									
8.-EL PUNTO DE AJUSTE DEL MEDIDOR DE INTERFASE SE REAJUSTARA EN CAMPO.									
9.-LA BOQUILLA 14 SE USARA CUANDO SE TENGA QUE VACIAR EL TANQUE. Y SE ENCONTRARA A UNA ALTURA DE APROXIMADAMENTE 3500mm									
10.-ESTE FLUJO ESTA EN FUNCIÓN DEL VOLUMEN DE AGUA SEPARADA.									
11.-LA BOQUILLA DE SALIDA DE CRUDO ESTARÁ APROXIMADAMENTE A 10950 mm Y LA DE AGUA A 300 mm.									
		A	0	1	2	3	4	5	
FECHA		02/03/2010	10/03/2010	24/03/2010	26/04/2010				
ELAB. POR		AAS	AAS	AAS/JMBR	AAS				
APR. POR			PVT	PVT	PVT				

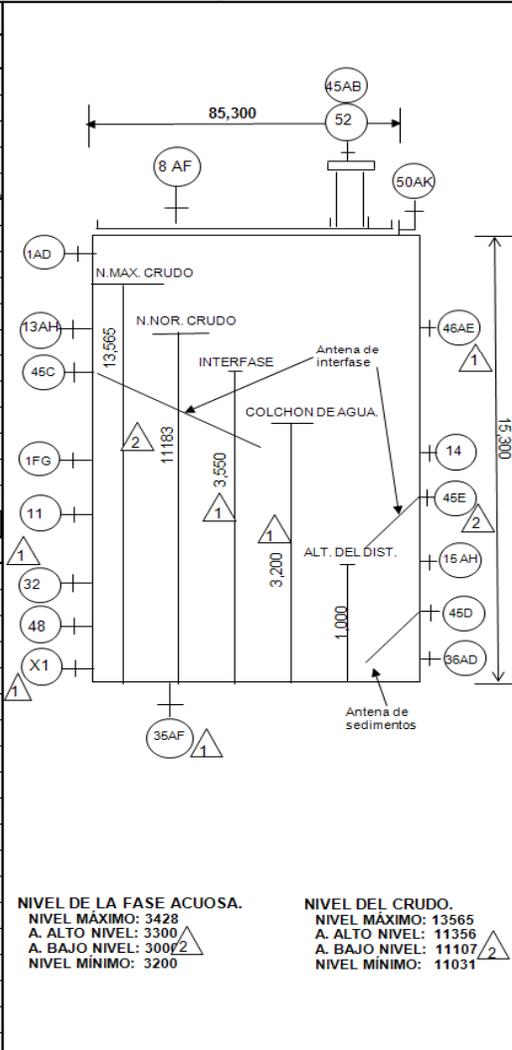


NIVEL DE LA FASE ACUOSA.
 NIVEL MÁXIMO: 3428
 A. ALTO NIVEL: 3300 ¹
 A. BAJO NIVEL: 3000 ²
 NIVEL MÍNIMO: 3200

NIVEL DEL CRUDO.
 NIVEL MÁXIMO: 13565
 A. ALTO NIVEL: 11356 ²
 A. BAJO NIVEL: 11107 ²
 NIVEL MÍNIMO: 11037

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

		INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION EJECUTIVA DE PROCESO SUBCOMPETENCIA DE DISEÑO DE PROCESO			HOJA DE DATOS GUN BARREL			
		CLIENTE: PLANTA: SISTEMA DE DESHIDRATADO Y DESALADO DE CRUDO MAYA EN LA TMDB LOCALIZACION: TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS		No. UNIDADES: 1 (UNO)			PROYECTO No. F.27733 HOJA 1 DE 1	
CLAVE DEL EQUIPO: TV-5007		SERVICIO: GUN BARREL DE PRIMERA ETAPA (NOTA 2) 1			POSICION: VERTICAL			
TIPO DE FLUIDO: LIQUIDO VAPOR O GAS		CRUDO/AGUA GAS		FLUJO (3) 34185 / (10) LPM FLUJO 0.029 (3) m³/s;		DENSIDAD 0.92 / 1.04 DENSIDAD 0.0013		g/cm³ g/cm³
TEMPERATURA: OPERACIÓN 30 °C		MAXIMA 34		DISEÑO 49		°C		
PRESION: OPERACIÓN ATM. Kg/cm² man.;		MAXIMA ATM		Kg/cm² man.;		DISEÑO --- Kg/cm² man.		
DIMENSIONES: ALTURA: 15,300 mm;		DIAMETRO 85,300 mm.		CAP. TOT. 88,017.854 M3		(553,675.9 barriles)		
NIVEL: NORMAL 10950 mm;		MAXIMO 13565 mm.		MINIMO 10950		mm		
ALARMA ALTO NIVEL --- mm;		ALARMA BAJO NIVEL --- mm;		NIVEL DE PARO ---		mm		
MATERIALES CUERPO: AC. C.		TECHO: ACERO AL CARBON		MALLA SEPARADORA: NO		mm		
CORROSION PERM. REQUERIDA: CUERPO:		3.2 mm		TECHO: AISLAMIENTO: NO		RECUBRIMIENTO INTERNO: SI		
BOQUILLAS								
No.	CANT.	Ø NOM	SERVICIO					
1 AD	4	48"X48"	PUERTA DE LIMPIEZA					
1 FG	2	24"	REGISTRO DE HOMBRE					
8 AF	6	8"	VALVULA ROMPEDORA DE VACIO					
11	1	36"	ALIMENTACIÓN DE CRUDO (PROCESO)					
13 AH	8	16"	SALIDA DE CRUDO (PROCESO. BOQ. NUEVA) 1					
14	1	24"	SALIDA DE CRUDO (VACIADO. BOQ. NUEVA) 1					
15 AH	8	6"	SALIDA DE AGUA (BOQ. NUEVA) 1					
32	1	24"	SIN SERVICIO 1					
35 AF	6	4"	DRENAJE ACEITOSO					
36 AD	4	6"	DRENAJE PLUVIAL					
45A	1	6"	INSTRUMENTO DE NIVEL					
45B	1	1 1/2"	MEDIDOR DE TEMPERATURA					
45CDE	2	2"	INSTRUMENTO DE NIVEL (BOQ. NUEVA) 1					
46 AE	5	3/4"	TOMA DE MUESTRA					
48	1	10"	AGUA DE LAVADO (BOQ. NUEVA) 1					
50 AK	11	4"	BOQUILLA PARA CAMARA DE ESPUMA					
52	1	21/2"	TOMA PARA MEDICIÓN DE NIVEL CON CINTA					
X1	1	36"	SIN SERVICIO 1					
NOTAS								
1.- ACOTACIONES EN mm.								
2.- EQUIPO RECONVERTIDO CON INTERNOS NUEVOS (DISTRIBUIDORES DE FLUJO)								
3.- FLUJO NORMAL (300 MBPD), FLUJO MÁXIMO 600 MBPD								
4.-DETALLES DE LA RECONVERSIÓN SE ENCUENTRAN EN LOS PLANOS MECÁNICOS DE EQUIPO ESTÁTICO.								
5.- EL DISTRIBUIDOR DE FLUJO DE CRUDO ESTARA A UNA ALTURA DE 1.0 m DEL FONDO DEL TANQUE.								
6.- EL DISTRIBUIDOR DE AGUA PARA REMOVER SEDIMENTOS SE UBICARA ABAJO DEL DISTRIBUIDOR DE CRUDO.								
7.-EL VOLUMEN DE AGUA CONTENIDO EN LA MEZCLA ES DE 20% MAX. CON RESPECTO AL CRUDO.								
8.-EL PUNTO DE AJUSTE DEL MEDIDOR DE INTERFASE SE REAJUSTARA EN CAMPO.								
9.-LA BOQUILLA 14 SE USARA CUANDO SE TENGA QUE VACIAR EL TANQUE. Y SE ENCONTRARA A UNA ALTURA DE APROXIMADAMENTE 3500mm								
10.-ESTE FLUJO ESTA EN FUNCIÓN DEL VOLUMEN DE AGUA SEPARADA.								
11.-LA BOQUILLA DE SALIDA DE CRUDO ESTARÁ APROXIMADAMENTE A 10950 mm Y LA DE AGUA A 300 mm.								
		A	0	1	2	3	4	5
FECHA		02/03/2010	10/03/2010	24/03/2010	26/04/2010			
ELAB. POR		AAS	AAS	AAS/JMBR	AAS			
APR. POR			PVT	PVT	PVT			



NIVEL DE LA FASE ACUOSA.
 NIVEL MÁXIMO: 3428
 A. ALTO NIVEL: 3300
 A. BAJO NIVEL: 3000/2
 NIVEL MÍNIMO: 3200

NIVEL DEL CRUDO.
 NIVEL MÁXIMO: 13565
 A. ALTO NIVEL: 11356
 A. BAJO NIVEL: 11107/2
 NIVEL MÍNIMO: 11031

8. LISTA DE EQUIPOS

Este documento contiene el listado de los equipos de proceso de la Planta.

La información de que consta este escrito es:

- Claves de equipos.
- Servicio de cada equipo.
- Características principales del equipo

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

	INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO
	Conversión de Tanques de Almacenamiento a “Gun Barrel” para Deshidratar Crudo Maya en TMDB.
	LISTA DE EQUIPO

CLAVE	SERVICIO	CARACTERÍSTICAS
INTERCAMBIADORES DE CALOR		
EA-3100 AH	Economizador (Intercambiador crudo-crudo)	Q= 5.1 x 1.1 MMKcal / h.
EA-3101AB	Calentador de Crudo	Q= 18.93 x 1.1 MMKcal / h.
EA-3102	Calentador de Agua Fresca	Q= 1.79 x 1.1 MMKcal / h.
RECIPIENTES		
TV-5007	“Gun Barrel” de primera etapa	D.I.= 85.300 mm L = 15.300 mm
TV-5005	“Gun Barrel” de segunda etapa	D.I.= 85.300 mm L = 15.300 mm
FA-3102	Separador Bifásico	D.I.= 3962 mm LT-T = 18288 mm
FA-3010	Separador Bifásico	D.I.= 3962 mm LT-T = 11887 mm
FILTROS		
FG-3101	Filtro Duplex Tipo Canasta	Q = 3312 LPM $\Delta P = 0.21 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$
FG-3102	Filtro Duplex Tipo Canasta	Q = 2208 LPM $\Delta P = 0.21 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$
BOMBAS		
GA-3100 AB/C (1)	Bomba de Crudo	27600 LPM $\Delta P = 4.5 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$
GA-3101AB/C (1)	Primera Bomba de Agua de Recirculación	3312 LPM $\Delta P = 5.0 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$
GA-3102AB/C(1)	Segunda Bomba de Agua de Recirculación	2208 LPM $\Delta P = 5.0 \text{ Kg/cm}^2 \text{ man.}$
GB-3100/R (1)	Soplador de gas recuperado	HP = 5

Notas:

- Equipos pertenecientes a los Paquetes de Desalado.
- Equipos pertenecientes a los Paquetes de Aceite de Calentamiento

9. ÍNDICE DE SERVICIOS

OBJETIVO:

El Índice de Servicios es un documento que edita el departamento de Sistemas y tiene como finalidad indicar la Clase, Libraje, Material, Tolerancia a la Corrosión y condiciones máximas de temperatura y presión de la tubería que se va a emplear en determinado proceso.

A continuación se describe el sistema de trabajo que se utiliza para elaborar el índice de servicios:

1. Selección del Material

Es necesario considerar los siguientes factores para la selección del material de tubería:

Factores Químicos.

- Resistencia a la Corrosión
- Resistencia Mecánica del Material
- Resistencia Térmica
- Factores Económicos
- Seguridad de la Instalación y del Personal
- Factores Químicos: son los efectos reactantes del fluido con el material de la tubería o del equipo y viceversa (Corrosión sobre el metal; impurezas del metal sobre los reactantes).
- Corrosión: Es la oxidación de un metal que puede dar lugar a su disgregación. Existen varios tipos de corrosión.

Corrosión Intergranular.- Es la corrosión selectiva en los límites del grano de un metal o aleación, sin ataque apreciable en los granos o cristales. Cuando esta es severa causa una pérdida en la dureza y ductibilidad del material. Las aleaciones tales como los aceros austeníticos inoxidables y algunas aleaciones de cobre-aluminio, cuando son calentadas inadecuadamente, son susceptibles a esta corrosión debido a la precipitación de compuestos intergranulares.

Corrosión por Picadura.- Es una forma de corrosión que se localiza ampliamente en áreas determinadas de la superficie de un metal, esto ocasiona el desarrollo de cavidades o agujeros. Ejemplos de este tipo de corrosión: Cuando se manejan soluciones acuosas conteniendo cloro en aleaciones inoxidables y aluminio. Algunos inhibidores ayudan a controlar este tipo de corrosión. Otra forma de controlarla se obtiene cuando la superficie del metal está limpia y pulida.

Rompimiento por esfuerzo de Corrosión: La corrosión puede acelerarse por el esfuerzo, ya sea residual interno o por el esfuerzo externo aplicado.

Corrosión Galvánica: Es la velocidad de corrosión mayor que la normal, que es asociada con el flujo de corriente a un metal menos activo (cátodo) en contacto con un metal más activo en el mismo medio.

Corrosión por Agrietamiento: Ocurre en el interior o lado contiguo a una grieta formada por contacto con otra pieza del mismo o diferente metal o un material no metálico. Cuando esto ocurre la intensidad del ataque es generalmente más severa que en el área limitada de la misma superficie. Esta forma de corrosión puede resultar debido a una deficiencia de Oxígeno en la grieta, cambios de acidez o merma de un inhibidor.

Corrosión por Fatiga: Es una reducción por fatiga de un metal que ocasiona la pérdida de la habilidad a resistir ciclos o esfuerzos repetidos.

Factores que Influyen en la Corrosión:

- Acidez de las soluciones.
- Agentes Oxidantes
- Temperaturas de Operación
- Velocidad de Flujo
- Formación de Películas
- Concentración del Flujo
- Impurezas

Control de la Corrosión:

- Selección apropiada del Material
- Pruebas de Corrosión
- Diseño Apropiado
- Cambios en el Medio
- Uso de Inhibidores
- Protección Catódica
- Recubrimientos y Forros

• **RESISTENCIA MECÁNICA DEL MATERIAL**

Resistencia Mecánica: Estudio de las tensiones o esfuerzos continuos y discontinuos, cargas máximas, temperaturas altas o bajas.

1. Elongación: Debida a variación de esfuerzos y/o cambios de Temperatura.
2. Conductividad Térmica, Luz, Electricidad.
3. Dureza y Suavidad: (Ductibilidad y Maleabilidad): Repercute en la resistencia a la erosión
4. Elasticidad: Repercute en el tipo de fluido manejado y condiciones de operación
5. Maquinabilidad: Facilidad de trabajar o cortar un material
6. Erosión: Es la destrucción de un material por la acción combinada de la corrosión y abrasión o desgaste causada por el flujo de un líquido o gas (con o sin sólidos en suspensión). Cuando el líquido o gas contienen partículas sólidas que son más duras que la superficie del material afectado, la erosión ocurrirá por la acción combinada de corrosión y abrasión. Cuando el líquido o gas no contiene sólidos en suspensión entonces la erosión será por corrosión y desgaste

• **FACTORES ECONÓMICOS**

Son de gran importancia, pues hacen un estudio comparativo de propiedades y servicio que brindaran los diferentes metales. Esta comparación se basa en el tiempo de vida útil del material, todo esto con el fin de obtener el mejor servicio al menor costo. El mantenimiento del material también se considera dentro del estudio económico.

Existen en la literatura especializada muchas tablas de selección de material que están basadas en su mayoría en la resistencia la corrosión, ya que generalmente al buscar este factor, los demás quedan cubiertos. Para efectuar una buena selección del material es recomendable que se fije un procedimiento a seguir, como el que se indica a continuación:

1. Definición del Servicio: Es muy importante que este bien identificado el fluido que se manejará y el servicio que va a prestar, así como las características corrosivas de este.

El conocer el fluido a manejar, nos permitirá ir a las tablas de corrosión en la literatura, y hacer las primeras selecciones. Si el fluido a manejar es puro, la selección puede ser fácil, pero en la práctica, ningún fluido es totalmente puro, por lo que es necesario conocer el tipo de contaminantes que lleva para empezar a discriminar entre las primeras selecciones. Por ejemplo, el Monel es adecuado y recomendable para manejar salmuera, pero si la salmuera lleva trazas de mercurio, éste atacará la parte de cobre que lleva el Monel y se tendrá una falla si se seleccionara este material. También como ejemplo el Acero Inoxidable 304 es útil para manejar cloruros orgánicos, pero si este cloruro se contamina con agua, puede sobrevenir la hidrólisis y formar ácido clorhídrico, que atacará irremisiblemente al inoxidable 304.

A continuación se enlistan los Servicios que se manejan más comúnmente en los proyectos de Exploración y Explotación, así como sus características:

SERVICIO		MATERIAL RECOMENDADO
AIRE	El Servicio que se presta es de dos tipos: Aire de Planta y Aire de Instrumentos.	Para ambos servicios se recomienda tubería de acero al carbón galvanizado.
	El aire del medio ambiente es el utilizado para cubrir este servicio, es tomado por un compresor para darle la energía requerida por el servicio y la diferencia entre ambos servicios es que para Servicio de Aire de Instrumentos, se requiere un	En el caso de Aire de Planta que de hecho es aire húmedo, el galvanizado le proporciona al acero al carbón la suficiente protección anticorrosiva para

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

	<p>suministro adecuado de aire seco y limpio; en cambio para servicio de aire de planta no requiere ser aire seco.</p>	<p>obtener una vida de servicio promedio de 12 años y mantener una baja contaminación en el aire.</p>																						
AGUA DE MAR	<p>Los Servicios que presta son los siguientes: Agua de Mar para ser sometida a Tratamiento, Agua Contra incendio, Agua de Servicios. Las Características del Agua de Mar son las siguientes:</p> <table border="0"> <tr> <td>Sólidos Disueltos</td> <td align="center">30000-40000 ppm</td> </tr> <tr> <td>Oxígeno Disuelto</td> <td align="center">8 ppm</td> </tr> <tr> <td>Sólidos Suspendidos</td> <td align="center">3 ppm (10 ppm max.)</td> </tr> <tr> <td>Gravedad Específica</td> <td align="center">1.019 – 1.025</td> </tr> <tr> <td>Demanda de Cloro</td> <td align="center">5 ppm</td> </tr> <tr> <td>Ph</td> <td align="center">7 - 8</td> </tr> </table> <p>Antes de que el agua de mar se emplee en algunos de los servicios mencionados, es necesario someterla a un proceso de cloración con hipoclorito de sodio para controlar la proliferación de bacterias y vida marina. Las Características del Agua de Mar ya clorinada son las siguientes:</p> <table border="0"> <tr> <td>Hipoclorito de Sodio</td> <td align="center">1 ppm en tratamiento continuo (cloro residual 1 ppm y 10-15 ppm de cloro en tratamiento de shock)</td> </tr> <tr> <td>Oxígeno Disuelto</td> <td align="center">8 ppm</td> </tr> <tr> <td>Carbonatos y Bicarbonatos</td> <td align="center">165 ppm</td> </tr> <tr> <td>Sólidos Suspendidos</td> <td align="center">3 ppm (10 ppm max)</td> </tr> <tr> <td>Ph</td> <td align="center">7 - 8</td> </tr> </table>	Sólidos Disueltos	30000-40000 ppm	Oxígeno Disuelto	8 ppm	Sólidos Suspendidos	3 ppm (10 ppm max.)	Gravedad Específica	1.019 – 1.025	Demanda de Cloro	5 ppm	Ph	7 - 8	Hipoclorito de Sodio	1 ppm en tratamiento continuo (cloro residual 1 ppm y 10-15 ppm de cloro en tratamiento de shock)	Oxígeno Disuelto	8 ppm	Carbonatos y Bicarbonatos	165 ppm	Sólidos Suspendidos	3 ppm (10 ppm max)	Ph	7 - 8	<p>El plástico reforzado con fibra de vidrio (FRP) es el material de tubería más práctico y económico que se recomienda usar en los sistemas para agua de mar a bajas presiones y que además se encuentre saturada en oxígeno. El FRP es inmune a la corrosión y fácil de instalar, pero además es necesario que la superficie externa de la tubería tenga un recubrimiento que prevenga la degradación por luz ultravioleta y de esta manera evitar problemas posteriores que pudieran presentarse durante la operación y manejo de este material.</p> <p>Se recomiendan resinas de vinil ester para el FRP. Para el caso de instalaciones marinas en Plataformas Costafuera, la tubería de FRP no es muy apropiada, ya que los tubos pueden verse sujetos a movimientos ondulatorios o de vibración que no son muy comunes en tierra; por lo que en los servicios de agua de contra incendio y agua de servicios, se recomienda utilizar aleaciones de cobre 706 (90-10 Cu-Ni) o 715 (70-30 Cu-Ni).</p> <p>Si en el agua hay presencia de H₂S arriba de 5 ppm, las aleaciones de Cobre-Níquel no son apropiadas. Otra alternativa es utilizar acero al Carbón A-53 Gr. B tipo “S” Galvanizado para líneas de pequeño diámetro y A-106 Gr. B para tubería de diámetros mayores con una tolerancia a la corrosión de 0.250 pulg. de espesor. La velocidad del agua no debe exceder de 15 ft/s.</p>
Sólidos Disueltos	30000-40000 ppm																							
Oxígeno Disuelto	8 ppm																							
Sólidos Suspendidos	3 ppm (10 ppm max.)																							
Gravedad Específica	1.019 – 1.025																							
Demanda de Cloro	5 ppm																							
Ph	7 - 8																							
Hipoclorito de Sodio	1 ppm en tratamiento continuo (cloro residual 1 ppm y 10-15 ppm de cloro en tratamiento de shock)																							
Oxígeno Disuelto	8 ppm																							
Carbonatos y Bicarbonatos	165 ppm																							
Sólidos Suspendidos	3 ppm (10 ppm max)																							
Ph	7 - 8																							
AGUA DE MAR TRATADA	<p>El término Agua de Mar Tratada se refiere al agua de mar que ha sido sometida a alguno de los siguientes procesos:</p> <ol style="list-style-type: none"> Filtración la cual consiste en la eliminación de sólidos suspendidos. Desaeración que consiste en la eliminación del oxígeno disuelto. Tratamiento Químico con los siguientes reactantes: Hipoclorito de Sodio, Polielectrolito como coagulante, Antiespumante, Bisulfito de Amonio como barredor de oxígeno, Bactericida Orgánico, Inhibidor de Corrosión e Inhibidor de Incrustaciones. <p>Las Características del Agua de Mar son las siguientes:</p> <table border="0"> <tr> <td></td> <td align="center">Promedio</td> <td align="center">Máximo</td> </tr> <tr> <td>Sólidos Suspendidos</td> <td align="center">0.20 ppm</td> <td align="center">-</td> </tr> <tr> <td>Oxígeno Disuelto</td> <td align="center">0.00 ppm</td> <td align="center">0.01 ppm</td> </tr> <tr> <td>Polielectrolito (Coagulante)</td> <td align="center">0.01 ppm</td> <td align="center">0.50 ppm</td> </tr> </table>		Promedio	Máximo	Sólidos Suspendidos	0.20 ppm	-	Oxígeno Disuelto	0.00 ppm	0.01 ppm	Polielectrolito (Coagulante)	0.01 ppm	0.50 ppm	<p>Se recomienda Acero al Carbón con tolerancia a la corrosión de 0.125 pulg. de espesor para el servicio de agua de mar tratada.</p> <p>Como el contenido de oxígeno del agua de mar esencialmente es cero, la corrosión interna en la tubería de acero al carbón debe ser mínima.</p> <p>En el caso de que hubiera presencia de oxígeno o de otros iones reductores, puede presentarse la Erosión-Corrosión. Experiencias anteriores han demostrado que la corrosión-erosión en la tubería de acero al carbón para agua tratada será mínima si la velocidad normal del fluido no excede a los 15 ft/s. Basados en estas experiencias, se</p>										
	Promedio	Máximo																						
Sólidos Suspendidos	0.20 ppm	-																						
Oxígeno Disuelto	0.00 ppm	0.01 ppm																						
Polielectrolito (Coagulante)	0.01 ppm	0.50 ppm																						

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

	<p>Barredor de Oxígeno 3.50 ppm 5.00 ppm</p> <p>Bactericida Orgánico 0.00 ppm 100.0 ppm</p> <p>Inhibidor de Incrustación 3.00 ppm 6.00 ppm</p> <p>Inhibidor de Corrosión 3.00 ppm 10.0 ppm</p> <p>Hipoclorito de Sodio 0.00 ppm -</p> <p>Ph 7.0</p>	<p>recomienda que en la tubería de acero al carbón que maneja agua de mar tratada, la velocidad de flujo máxima sea de 15 ft/s.</p>																						
AGUA POTABLE	<p>El Agua Potable que se utiliza en las plataformas marinas se obtiene mediante el tratamiento o desalado de agua de mar, generalmente mediante paquetes de Osmosis Inversa o Plantas de Vaporización al Vacío. Esta agua es usada para el consumo humano, para su aseo personal, para uso en la lavandería, y para los sanitarios</p> <p>Un análisis típico del Agua Potable son las siguientes:</p> <table border="0"> <tr> <td></td> <td align="right">Promedio</td> </tr> <tr> <td>Sodio</td> <td align="right">123 mg/lit</td> </tr> <tr> <td>Calcio</td> <td align="right">12 mg/lit</td> </tr> <tr> <td>Magnesio</td> <td align="right">5 mg/lit</td> </tr> <tr> <td>Sulfatos</td> <td align="right">35 mg/lit</td> </tr> <tr> <td>Cloruros</td> <td align="right">138 mg/lit</td> </tr> <tr> <td>Bicarbonatos</td> <td align="right">107 mg/lit</td> </tr> <tr> <td>Sólidos Disueltos totales</td> <td align="right">420 mg/lit</td> </tr> <tr> <td>Ph</td> <td align="right">7.9</td> </tr> <tr> <td>Desinfectante Residual</td> <td align="right">0.3 mg/lit</td> </tr> <tr> <td>Coniformes Fecales</td> <td align="right">0 por 100 ml</td> </tr> </table>		Promedio	Sodio	123 mg/lit	Calcio	12 mg/lit	Magnesio	5 mg/lit	Sulfatos	35 mg/lit	Cloruros	138 mg/lit	Bicarbonatos	107 mg/lit	Sólidos Disueltos totales	420 mg/lit	Ph	7.9	Desinfectante Residual	0.3 mg/lit	Coniformes Fecales	0 por 100 ml	<p>Para este servicio se recomienda PVC/CPVC o acero al carbón galvanizado, dependiendo de las características de resistencia mecánica que se requiera. El acero al carbón galvanizado es idóneo para la conducción de agua fría y caliente para consumo humano.</p> <p>Los recubrimientos galvanizados obtenidos por inmersión en baño de zinc en caliente, tienen la característica especial y muy importante de estar integrados metalúrgicamente al acero base, lo que les confiere una gran adherencia.</p> <p>Las incrustaciones calcáreas que se pueden observar en determinadas conducciones, dependen sólo y exclusivamente de las características físico-químicas del agua. El contenido en disolución de CO₂ (anhídrido carbónico) en el agua y el valor de las variables que determinan su solubilidad en ella: presión y temperatura, es lo que determina que un agua sea incrustante o por el contrario agresiva (diluyente), nunca el material de que está constituida la conducción.</p>
	Promedio																							
Sodio	123 mg/lit																							
Calcio	12 mg/lit																							
Magnesio	5 mg/lit																							
Sulfatos	35 mg/lit																							
Cloruros	138 mg/lit																							
Bicarbonatos	107 mg/lit																							
Sólidos Disueltos totales	420 mg/lit																							
Ph	7.9																							
Desinfectante Residual	0.3 mg/lit																							
Coniformes Fecales	0 por 100 ml																							
SOLUCIÓN DE HIPOCLORITO DE SODIO (NAOCL)	<p>La solución de hipoclorito de sodio se emplea para controlar la proliferación de bacterias y de organismos marinos que pudieran obstruir el flujo de agua a través de la tubería.</p> <p>El hipoclorito de sodio se obtiene mediante la descomposición electrolítica del agua de mar y la concentración que se obtiene, es proporcional a la corriente que fluye en la celda electrolítica, por lo que se puede controlar la entrada de corriente continua y obtener una producción constante de NaOCl.</p>	<p>Se recomienda tubería de PVC/CPVC para el manejo del hipoclorito. Este material es mucho más económico que el Titanio el cual también es muy resistente a la corrosión producida por el hipoclorito. Solo para casos muy especiales donde se requiera una buena resistencia mecánica se recomienda tubería de titanio; por ejemplo, en las líneas que inyectan hipoclorito en la succión de bombas verticales o bombas sumergibles, las cuales se emplean para la captación desagua de mar en las plataformas costafuera.</p>																						
ACEITE DE LUBRICACIÓN Y ACEITE DE SELLOS		<p>Si el aceite no contiene agua, se puede utilizar acero al carbón con tolerancia a la corrosión de 0.125 pulg.</p> <p>En el caso de que la línea pudiera contener agua se recomienda utilizar acero inoxidable tipo 316 L.</p> <p>Los aceros inoxidables austeníticos forjados son susceptibles a la corrosión por esfuerzo en la superficie externa</p>																						

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

		del tubo, por lo que se recomienda para los aceros tipo 304L y 316L, un recubrimiento con una poliamida epóxica que contenga menos de 100 ppm de cloruros.
SOLUCIÓN DE AMINA	En los procesos para el endulzamiento de gas amargo, se emplea una solución de Dietanolamina (DEA) como medio para efectuar la absorción y desorción de los contaminantes presentes en el gas. La función de la solución de DEA es purificar el gas amargo antes de ser empleado en algún servicio.	Para este servicio se recomienda acero al carbón relevado de esfuerzos con un espesor por corrosión de 0.125 pulg. La velocidad de flujo debe mantenerse debajo de 3 ft/s sobre todo en el caso de la amina rica en gases ácidos, ya que velocidades mayores provocarían deserción del gas ácido, el flujo será entonces en 2 fases y la corrosión se incrementará grandemente.
BARREDOR DE OXIGENO	Como barredor o arrastrador de oxígeno se puede emplear el Bisulfito de Amonio (NH_4HSO_3) La finalidad de inyectar barredor de oxígeno en las torres de desaeración es para eliminar el oxígeno que va disuelto en el agua y de esta manera ayudar al sistema de vacío de la torre.	Se recomienda utilizar acero inoxidable A312 tipo 316L con un recubrimiento de poliamida epóxica que contenga menos de 100 ppm de cloruros libres, para evitar la corrosión por esfuerzo. La velocidad de flujo debe mantenerse debajo de 3 ft/s sobre todo en el caso de la amina rica en gases ácidos, ya que velocidades mayores provocarían deserción del gas ácido, el flujo será entonces en 2 fases y la corrosión se incrementará grandemente.
INHIBIDOR DE CORROSIÓN	Como inhibidor de corrosión para agua de mar que ha sido sometida a tratamiento, se utilizan del tipo película de amina (Visco 936 de Nalco). Para gas el inhibidor que se emplea más comúnmente es el Petromeen 52 de Natco.	Para Inhibidores de Corrosión en agua de mar se recomienda utilizar CPVC, FRP o acero inoxidable A312 tipo 316L con un recubrimiento de poliamida epóxica que contenga menos de 100 ppm de cloruros libres, para evitar la corrosión por esfuerzo. Para el FRP se recomiendan resinas de poliéster. Para inhibidores en gas el material recomendado es acero al carbón galvanizado.
INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES	Como inhibidor de incrustaciones para agua de mar que se ha sometido a tratamiento, se utiliza polifosfatos orgánicos líquidos del tipo Visco 953 de Nalco.	Para Inhibidores de Corrosión en agua de mar se recomienda utilizar CPVC, FRP o acero inoxidable A312 tipo 316L con un recubrimiento de poliamida epóxica que contenga menos de 100 ppm de cloruros libres, para evitar la corrosión por esfuerzo. Para el FRP se recomiendan resinas de poliéster. Para inhibidores en gas el material recomendado es acero al carbón galvanizado.
ANTIESPUMANTE	La función de este servicio es evitar la formación de espuma que podría dificultar el desprendimiento del oxígeno dentro de las torres desaeradoras. Como antiespumante se emplean mezclas líquidas de poliglicoles y ácidos grasos como el Nalco 6AM865.	Para Inhibidores de Corrosión en agua de mar se recomienda utilizar CPVC, FRP o acero inoxidable A312 tipo 316L con un recubrimiento de poliamida epóxica que contenga menos de 100

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

		ppm de cloruros libres, para evitar la corrosión por esfuerzo. Para el FRP se recomiendan resinas de poliéster.
POLÍMERO	Este servicio tiene como función la de aglomerar las partículas sólidas del agua de mar, para conseguir un incremento en la eficiencia de su filtración en los sistemas para tratamiento de agua. Como agente coagulante se utiliza polielectrólito del tipo Nalcolyte 8100.	Para Inhibidores de Corrosión en agua de mar se recomienda utilizar CPVC, FRP o acero inoxidable A312 tipo 316L con un recubrimiento de poliamida epóxica que contenga menos de 100 ppm de cloruros libres, para evitar la corrosión por esfuerzo. Para el FRP se recomiendan resinas de poliéster.
BACTERICIDA	Se emplea como complemento del hipoclorito de sodio para control biológico en las plataformas de tratamiento de agua, ya que el hipoclorito reacciona fácilmente con las sustancias que se emplean como barredores de oxígeno en las torres desaeradoras. El bactericida que se emplea es el Visco 3991 de Nalco cuyo ingrediente activo es el 2,2-dibromo-3-nitril propionamida, el cual remueve efectivamente toda bacteria anaeróbica que pudiera introducirse corriente abajo del desaerador.	Se recomienda utilizar hastelloy C-276, el cual es inmune a la corrosión por esfuerzo así como a la corrosión por puntos (Pitting corrosion) para este servicio.

2.- Definición de las Condiciones de Servicio.

Probablemente, sea esta definición el problema más grande a resolver por la selección adecuada del material, sin embargo, es necesario el conocer en la forma más extensa posible todas las condiciones de servicio posibles.

Por ejemplo, en líneas que conducen productos de reacción, es posible que la temperatura normal sea bastante más baja que la temperatura que se alcanza durante la regeneración del catalizador. El material seleccionado debe funcionar satisfactoriamente en ambas condiciones.

También es muy importante definir si la selección de materiales se hará para una operación continua o para una operación intermitente o de emergencia.

Las condiciones de servicio (Presión y Temperatura) que se tomarán como base en el diseño y la selección de materiales para sistemas de tubería deberán estar de acuerdo con los requisitos del código ANSI/ASME B31.3 o ANSI B31.8 según sea el caso de aplicación, última revisión y con los valores máximos de las condiciones de operación.

La presión y Temperatura que deberán considerarse para la especificación de material de un sistema de tubería determinada, serán la presión máxima y la temperatura máxima de servicio.

3.- Selección del Material.

Una vez que se ha definido el servicio y las condiciones, se procede a seleccionar las posibles alternativas de materiales de acuerdo a los incisos anteriores, basándose en las Tablas de Datos de Corrosión que reporta la literatura, donde se indica que tan recomendable es cierto material para diferentes fluidos a distintas concentraciones y temperaturas.

Posteriormente se procede a evaluar las características de cada alternativa, hasta llegar a la selección más adecuada, de manera que el material de la tubería elegido funcione satisfactoriamente durante las condiciones extremas de operación y al menor costo.

2. Especificación del Material

Para poder especificar el material de la tubería se puede consultar el ASTM, última revisión, y de esta manera obtener la especificación de acuerdo a estos estándares o también se puede consultar la Especificación H-202 IMP “Tubería de Proceso y Servicios Auxiliares, Clasificación de Materiales por Servicio Especificación General”. Si el fluido que se va a manejar son hidrocarburos líquidos, se puede consultar el código ANSI/ASME B31.4 “Liquid Petroleum Transportation Piping Systems”

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

3. Selección del Libraje de las Bridas

Después de seleccionado el material, se puede elegir la clase o libraje de las bridas, dependiendo de las condiciones de temperatura y presión a que va estar sujeta la tubería.

Esta elección se auxilia con el uso de las gráficas Presión-Temperatura para tubería de bridas de proceso y servicios auxiliares. Estas gráficas representan la correspondencia entre la presión máxima permisible de la brida y la temperatura de trabajo basados en los datos que reporta el ANSI/ASME B16.5 última revisión, de todos los materiales de bridas que aparecen en la especificación H202. Como resultado se obtienen siete curvas por gráficas que se identifican por la clase de la brida: 150#, 300#, 400#, 600#, 900#, 1500# y 2500#, que corresponderían a las clases A,B,C,D,E,F y G, respectivamente. En las mismas gráficas se agregan otras curvas las cuales corresponden a las diferentes cedulas y representan la relación que hay la máxima presión permisible de trabajo de la tubería y su temperatura de operación obtenidos a partir de los valores del esfuerzo permisible (SE) reportados en la Tabla I de Apéndice A del ANSI/ASME B31.3, última revisión.

4. Especificaciones y Materiales recomendados utilizados por el IMP a la actualidad

Tabla No. 1 Materiales Recomendados para los Servicios más Usados en el IMP (Hasta 1985)

Clase	Servicio	Temp. °F	Pres. Psig	Material Recomendado	Especificación	Bridas	Toleranc. Corrosión plg.	Observ.
A1A	HC's amargos de proceso	142	15	Ac. al Carbón	A106 Gr. B	150# R.F.	0.125	ANSI B31.3 (2F)
A2A	Gas Combustible	212	210	Ac. al Carbón	A106 Gr. B	150# R.F.	0.0625	ANSI B31.3
A10A	Sistema de Desfogue	-50	260	Ac. al Carbón	A333 Gr. 6	150# R.F.	0.05	ANSI B31.3 (2F)
A13A	Sistema de desfogue Hidrocarburos Amargos	-20	200	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	150# R.F.	0.125	ANSI B31.3
A13A	HC's Recuperados	212	100	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	150# R.F.	0.125	ANSI B31.3
A13A	Gas Amargo Húmedo	375	150	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	150# R.F.	0.125	ANSI B31.3
A13A		162	230	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	150# R.F.	0.125	ANSI B31.3
A1K	Gas Húmedo	-170	200	Ac. Inoxidable	A312 Gr. Tipo 304	150# R.F.	0.0	ANSI B31.3
A3L	Sistema de desfogue	120	100	Ac. Inoxidable	A312 Gr. Tipo 316	150# R.F.	0.0	ANSI B31.3
B1A	Crudo Amargo	142	155	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	300# R.F.	0.125	ANSI B31.3
B2A	Hidrocarburo Amargo	105	550	Ac. al Carbón	A106 Gr. B	300# R.F.	0.125	ANSI B31.3
B3A	Gas Combustible	70	300	Ac. al Carbón	A106 Gr. B	300# R.F.	0.125	ANSI B31.3
B3A	Gas Amargo	388	550	Ac. al Carbón	A106 Gr. B	300# R.F.	0.125	ANSI B31.3 (2F)
B3A	Hidrocarburos	100	500	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	300# R.F.	0.05	ANSI B31.3
D1A	Hidrocarburos	122	500	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	300# R.F.	0.05	ANSI B31.3
D1A	Gas Húmedo	212	1200	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	600# R.F.	0.125	ANSI B31.3
D1A	Gas Amargo	212	1200	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	600# R.F.	0.125	ANSI B31.3
D1A	HC's amargos de proceso	171	1200	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	600# R.F.	0.125	ANSI B31.3
D2A	Gas Combustible	212	1200	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	600# R.F.	0.125	ANSI B31.3
D2A	Condensados	126	1200	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	600# R.F.	0.125	ANSI B31.3

Todos los materiales no aparecen en la tabla antes descrita para mayor información en la parte de anexos se encuentra la continuación de la tabla

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

		INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCIÓN EJECUTIVA DE INGENIERÍA DE PROCESO ESPECIALIDAD DE INGENIERIA DE SISTEMAS HIDRAULICOS					
		ESPECIFICACIONES		TUBERIA DE PROCESO Y SERVICIOS AUXILIARES. CLASIFICACIÓN DE MATERIALES POR SERVICIO		ESPECIFICACION NO.: AV-F.27733-1812-10-00030 PROYECTO: FA-27733 Conversión de Tanques de Almacenamiento a "Gun Barrel" para Deshidratar Crudo Maya en la T.M.D.B.	
Fecha: 29/02/2010	Revisión: A	Realiza: JIMO	Aprueba: PEVT	REQUISITOS ESPECIF. DEL PROYECTO		PARA COTIZACION	
				HOJA: 1 DE 3			
E.02 INDICE DE SERVICIOS DE TUBERIAS							
SERVICIO			TEMP. MAX. OPER'N, (°C)		PRES. MAX. OPER'N. (Kg/cm² man)		MATERIAL
			LIQUIDO DOS FASES VAP.(GAS)		LIQUIDO DOS FASES VAP.(GAS)		TUBERIA
CLASE A03K							150 # R.F.
DESELMUSIFICANTE	(DE)	38.0			7.0		ACERO INOXIDABLE 304L T.C. = 0.00" ASTM A312/TP 304L C/C EFW DE 1/2" A 14" (1)
CLASE A2A							150 # R.F.
AGUA DE SERVICIOS	(AS)	38.0			7.0		ACERO AL CARBON T.C. = 0.05" ASTM A106 Gr. B DE 1/2" A 2"
DESFOGUE DE BAJA	(DB)	60.0			5.0		ASTM A53 Gr. B DE 2 1/2" A 24"
AGUA FRESCA DE LAVADO	(AL)	38.0			14.0		(1)
CLASE A4A							150 # R.F.
DRENAJE ACEITOSO CERRADO	(DP)	38.0			7.0		ACERO AL CARBON T.C. = 0.05" ASTM A106 Gr. B DE 1/2" A 2"
DRENAJE ACEITOSO ABIERTO	(DD)	38.0			ATM		ASTM A53 Gr. B DE 2 1/2" A 24"
ACEITE RECUPERADO	(AF)	38.0			5.0		(1)
AGUA TRATADA	/AT)	38.0			ATM		
CLASE A21A							150 # R.F.
ACEITE TÉRMICO DE CALENTAMIENTO	(AC)	300.0			10.0		ACERO AL CARBON T.C. = 0.0625" ASTM A106 Gr.B S/C DE 1/2" A 16" API 5L Gr. B DSAW DE 18" A 48" (1)
CLASE A51A							150 # R.F.
MEZCLA CRUDO MAYA - AGUA	(P)	60.0			5.0		ACERO AL CARBON T.C. = 0.125" ASTM A106 Gr.B DE 1/2" A 16"
CRUDO DESHIDRATADO Y DESALADO	(P)	60.0			5.0		API 5L Gr. B DSAW COMP. DESOX. DE 18" A 48"
GAS AMARGO	(P)	60.0			1.0		(1)
Notas: 1.- Código de Diseño ANSI/ASME B31.3. Última Edición							

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO A TANQUES GUN BARREL”

		INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCIÓN EJECUTIVA DE INGENIERÍA DE PROCESO ESPECIALIDAD DE INGENIERIA DE SISTEMAS HIDRAULICOS				
		ESPECIFICACIONES		TUBERIA DE PROCESO Y SERVICIOS AUXILIARES. CLASIFICACIÓN DE MATERIALES POR SERVICIO		ESPECIFICACION NO.: AV-F.27733-1812-10-00030 PROYECTO: FA-27733 Conversión de Tanques de Almacenamiento a "Gun Barrel" para Deshidratar Crudo Maya en la T.M.D.B.
Fecha: 29/02/2010	Revisión: A	REQUISITOS ESPECIF. DEL PROYECTO		PARA APROBACIÓN		
Realiza: JIMO	Aprueba: PEVT			HOJA: 2 DE 3		
E.02 INDICE DE SERVICIOS DE TUBERIAS						
SERVICIO		TEMP. MAX. OPER'N, (°C)		PRES. MAX. OPER'N. (Kg/cm² man)		MATERIAL
		LIQUIDO DOS FASES VAP.(GAS)		LIQUIDO DOS FASES VAP.(GAS)		TUBERIA
CLASE PF5						150 # F.F.
AGUA CONGENITA (ACG)		60.0		5.5		PLÁSTICO REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO T.C. = 0.00" ASTM-D2996 RTRP-11CE DE 1" A 24" (1)
CLASE S1A						150 # R.F.
AGUA DE CONTRAINCENDIO (ACI)		38.0		10.0		ACERO AL CARBON T.C. = 0.05" ASTM A106 Gr. B DE 1/2" A 2" ASTM A53 Gr. B S/C DE 2 1/2" A 16" ASTM A53 Gr. B TIPO E C/C ERW DE 18" A 24" (1)
CLASE T5S						CONCRETO SIN REFUERZO
DRENAJE SANITARIO (DS)		AMB.		ATM		T.C. = 0.00" ASTM C14 CLASE 3 DE 4" A 24" (1)
CLASE T20N						125 # F.F.
DRENAJE ACEITOSO ABIERTO (DD)		38.0		ATM		FIERRO FUNDIDO EXTRA REFORZADO T.C. = 0.00" ASTM A-74 DE 3" A 10" ASTM A-377 DE 12" A 15" (1)
CLASE H2X						150 # R.F.
AIRE DE PLANTA (AP)			38.0		9.7	ACERO AL CARBON GALVANIZADO T.C. = 0.00"
AIRE DE INSTRUMENTOS (AI)			38.0		9.7	ASTM A53 TIPO S GALV. DE 1/2" A 4" (1)
Notas:						
1.- Código de Diseño ANSI/ASME B31.3. Última Edición						

10. DIAGRAMA DE SIMBOLOGÍA

En este plano se numeran y enlistan todos los planos de localización general de equipos de la unidad de proceso, así como los diagramas de Proceso y de servicios auxiliares que integran el paquete de Ingeniería Básica del proyecto, anotándose los códigos de servicio de tuberías y de drenajes. Además se presenta la simbología de válvulas y accesorios en tuberías y la simbología de instrumentos, indicándose los elementos de medición y las notas generales que aplican en los diagramas de Proceso y servicios del proyecto

DIBUJOS DE REFERENCIA

PLANDS DE LOCALIZACION GENERAL DE EQUIPO

00010 PLANO DE LOCALIZACION GENERAL DE EQUIPO UBICACION DE LAS SECCIONES DE DESALADO Y LA SECCION DE TRATAMIENTO DE AGUA CONGENTA EN LA TERMINAL MARITIMA DE DOS BOCAS.

00010A PLANO DE LOCALIZACION GENERAL DE EQUIPO SISTEMA DE CALENTAMIENTO, DESALADO Y DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA.

00010B PLANO DE LOCALIZACION GENERAL DE EQUIPO CASA DE BOMBAS No. 2 (CB-2), DESALADO Y DESHIDRATADO DE CRUDO MAYA.

00010C PLANO DE LOCALIZACION GENERAL DE EQUIPO CUARTO DE CONTROL Y VASIJAS PARA DESHIDRATACION DE CRUDO LIGERO, SISTEMA DE DESALADO Y DESHIDRATADO DE CRUDO MAYA.

00010D PLANO DE LOCALIZACION GENERAL DE EQUIPO CUARTO DE CONTROL Y CASA DE BOMBAS DE SERVICIOS AUXILIARES (AGUA CRUDA, DIESEL Y AGUA POTABLE) SISTEMA DE DESALADO Y DESHIDRATADO DE CRUDO MAYA.

DIAGRAMAS DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO

00021 DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO CONVERSION A TANQUE "GUN BARREL", TV-5007.

00022A DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO SISTEMA DE BOMBEO DE CRUDO CASA DE BOMBAS No.2 MB-01/04.

00022B DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO SISTEMA DE BOMBEO DE CRUDO CASA DE BOMBAS No.2 MB-05/08.

00022C DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO SISTEMA DE BOMBEO DE CRUDO CASA DE BOMBAS No.2 GA-3100 AB/C FASE II.

00024A DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO SISTEMA DE CALENTAMIENTO DE CRUDO, TREN 1.

00024B DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO SISTEMA DE CALENTAMIENTO DE CRUDO, TREN 2.

00025 DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO CONVERSION A TANQUE "GUN BARREL", TV-5005.

00026 DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO SISTEMA DE AGUA DE LAVADO Y AGUA CONGENTA.

00027 DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO SISTEMA DE GAS RECUPERADO.

00028 DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO SISTEMA DE BOMBEO DE AGUA CRUDA, CASA DE BOMBAS DE SERVICIOS AUXILIARES.

DIAGRAMAS DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION DE SERVICIOS AUXILIARES

00031A DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE DISTRIBUCION DE AIRE DE PLANTA.

00031B DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE DISTRIBUCION DE AIRE DE INSTRUMENTOS.

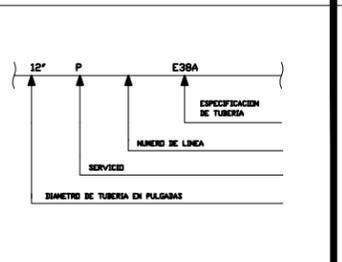
00033 DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE DISTRIBUCION DE AGUA DE SERVICIOS.

00034A DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE DRENAJES CERRADOS.

00034B DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE DRENAJES ABIERTOS ACEITOSOS.

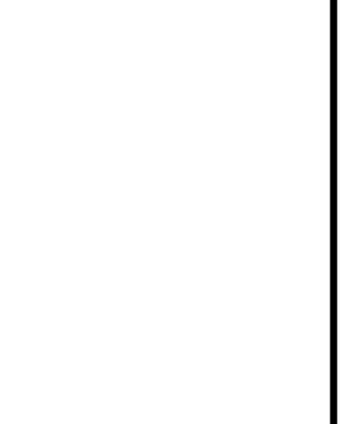
00039 DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE INYECCION DE DESEMULSIFICANTE.

CODIGO DE TUBERIAS



INDICE DE SERVICIOS DE TUBERIA

AC ACEITE TERMICO
 AGC AGUA CONGENTA
 ACI AGUA CONTRA INCENDIO
 AL AGUA FRESCA DE LAVADO
 AF ACEITE RECUPERADO
 AS AGUA DE SERVICIOS
 AI AIRE DE INSTRUMENTOS
 AP AIRE DE PLANTA
 AT AGUA TRATADA
 DB DESFUGO DE BAJA PRESION
 DD DRENAJE ABIERTO
 DE DESEMULSIFICANTE
 DP DRENAJE CERRADO A PRESION
 DG DRENAJE GUIDICO
 DS DRENAJE SANITARIO
 IC INHIBIDOR DE CORROSION
 P GAS AHUMADO, CRUDO AHUMADO O MEZCLA GAS/ACEITE/AGUA (PROCESO)



DIAGRAMAS DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION DE SERVICIOS AUXILIARES

00031A DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE DISTRIBUCION DE AIRE DE PLANTA.

00031B DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE DISTRIBUCION DE AIRE DE INSTRUMENTOS.

00033 DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE DISTRIBUCION DE AGUA DE SERVICIOS.

00034A DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE DRENAJES CERRADOS.

00034B DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE DRENAJES ABIERTOS ACEITOSOS.

00039 DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE INYECCION DE DESEMULSIFICANTE.

SIMBOLOGIA DE VALVULAS Y ACCESORIOS EN TUBERIAS

VALVULAS

- DE RETENCION (CHECK)
- DE COMPUERTA
- DE GLOBO
- DE AGUJA
- DE MACHO
- DE CONTROL MANUAL
- DE MARIPIOSA
- DE MARIPIOSA TIPO "KEYSTONE"
- DE DIAFRAGMA
- DE TRES VIAS
- DE CUATRO VIAS
- DE ANGULO MANUAL
- DE NIVEL TIPO FLUTADOR
- VALVULA DE TRES VIAS CON SOLENOIDE
- VALVULA DE CORTE ACCIONADA POR PISTON NEUMATICO O DE ACCION SIMPLE CON RESORTE DE RETORNO
- VALVULA DE CORTE TIPO ELECTROHIDRAULICA
- DE PRESION VACIO
- ROMPEDORA DE VACIO
- VALVULA DE RELEVO O SEGURIDAD
- VALVULA DE PIE
- DRENE CON TAPON
- TE ESPECIAL
- FILTRO TEMPORAL DE ARRANQUE
- MONIBLOCK
- NIPLA DE INYECCION DE GLUCICOS CON BOQUILLA DE ATOMIZACION
- COLUMNA DE CALIBRACION
- ENBUDO
- DRENAJE ABIERTO ACEITOSO
- DRENAJE CERRADO A PRESION
- ESTACION DE SERVICIO

POSICION DE VALVULAS

C.S. CERRADA CON SELLO
 A.S. ABIERTA CON SELLO
 C.C. CERRADA CON CANGUZO
 A.C. ABIERTA CON CANGUZO

TUBERIAS Y ACCESORIOS EN TUBERIA

TUBERIA PRINCIPAL (PROCESO Y SERVICIOS AUXILIARES)

TUBERIA AUXILIAR

TUBERIA CON AISLAMIENTO POR PROCESO

ASLAMIENTO EN TUBERIA PARA PROTECCION DEL PERSONAL

TUBERIA SUBTERRANEA

TUBO FLEXIBLE Y/O MANGUERA

COUPLE O JUNTA FLEXIBLE

CAMBIO DE ESPECIFICACION

TAPON ROSCADO

TAPON CACHUCHA

BRIDA CIEGA

CONEXION BRIDADA

FIGURA OCHO (ABIERTA)

FIGURA OCHO (CERRADA)

PLACA CIEGA

CONEXION PARA MANGUERA

REDUCCION CONCENTRICA

REDUCCION EXCENTRICA

TRAMPA DE VAPOR

TOMA DE MUESTRA

VENAS RECTIFICADORAS

FILTRO TIPO "Y"

FILTRO CONICO

FILTRO TIPO CANASTA DUPLEX

FILTRO DE CARTUCHO

FILTRO TIPO CANASTA

AMORTIGUADOR DE PULSACIONES

INSERTO SOLDABLE CON SILLETA ENVOLVENTE

OTROS

- N.I.T. NIVEL DE REJILLA TERMINADA
- U.C. CONEXION DE SERVICIO
- LIMITE DEL FABRICANTE
- INTERFASE IMP-FABRICANTE
- CONTINUA EN DIBUJO No.
- CONTINUA EN DIBUJO No.
- ENTRADA O SALIDA DE LIMITES DE BATERIA
- ENTRADA/SALIDA DE LIMITES DE BATERIA

SENALES DE INSTRUMENTOS

- NEUMATICA
- HEIDRAULICA
- ELECTRICA
- TUBO CAPILAR (SISTEMA LLENDO)

SIMBOLOGIA DE INSTRUMENTOS

IDENTIFICACION DE INSTRUMENTOS

TRC 400

LETRAS DE IDENTIFICACION

PRIMERA LETRA (4)	MODIFICADOR	LETRAS SIGUIENTES (3)	FUNCION	MODIFICADOR
VARIABLE INICIAL O MEDIDA		PASIVA O INDICADA	DE SALIDA	
A FLAMA, COMBUSTION		(C)	(C)	(C)
C (C)		(C)	CONTROL (13)	(C)
D (C)				
E VOLTAJE (GEN)			ELEMENTO PRIMARIO	
F FLUIDO	RELACION, FRACCION (4)			
G (C)			HIRILLA (9)	
H MANUAL				
I CORRIENTE (ELECTRICA)			INDICADOR (C)	
J POTENCIA	EXPLORACION (7)			
K TIEMPO			ESTACION DE CONTROL (22)	
L NIVEL			LUZ PILOTO (C)	ALTO (7, 15, 16)
M HUMEDAD, MEZCLA			(C)	(C)
N (C)				
O (C)			DRIFICIO (RESTRICCION)	
P PRESION, VACIO			PUNTO CONEXION DE PRUEBA	
Q CANTIDAD, EVENTOS	INTEGRADOR O TOTALIZADOR (4)			
R RADIOACTIVIDAD			REGISTRADOR O IMPRESOR (17)	
S VELOCIDAD, FRECUENCIA	SEGURIDAD (8)		INTERRUPTOR (C)	
T TEMPERATURA			TRANSMISOR (8)	
U MULTIVARIABLE (6)			FUNCION MULTIPLE (C)	FUNCION MULTIPLE (C)
V VIBRACION, ANALISIS MECANICO (9)			VALVULA, DAMPER, PERSIANAS (13)	
W PESO, FUERZA			PROZ	
X NO CLASIFICADA (2)	EJE X		NO CLASIFICADA (2)	NO CLASIFICADA (2)
Y EVENTO, ESTADO	EJE Y		RELEVADOR (31)	
Z POSICION, DIMENSION	EJE Z		ACTIVADOR, ELEMENTO DE CONTROL, FALSA NO CLASIFICADA	

OTROS SIMBOLOS

- LSH INTERRUPTOR POR ALTO NIVEL
- LSL INTERRUPTOR POR BAJO NIVEL
- PDT TRANSMISOR DE PRESION DIFERENCIAL
- PSH INTERRUPTOR POR ALTA PRESION
- PSL INTERRUPTOR POR BAJA PRESION
- PSV VALVULA DE SEGURIDAD Y/O ALIVIO DE PRESION
- SDV VALVULA DE CORTE
- SDV VALVULA SOLENOIDE
- SSV VALVULA DE SEGURIDAD SUPERFICIAL
- SSSV VALVULA DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIAL
- UA ALARMA CON UN
- VAC VALVULA DE PRESION-VACIO
- VV VALVULA DE ALA
- XI DETECTOR DE PASO DE DIABLOS
- UV VALVULA MANUAL
- UV VALVULA DE CORTE

OPERADORES DE VALVULAS

POSICION DE OPERADORES A FALLA

SIMBOLOS GENERALES DE INSTRUMENTOS

DESCRIPCION APROBADA PARA CONSTRUCCION

APROBADO POR:

ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO DE INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACIPE NO COMPARTIR, O PARAFRASEAR Y NO EMPLEAR ESTE EN EL MATERIAL DESARROLLADO EN EL PMA COMO PROPOSITO QUE EL PERMITIDO ESPECIFICAMENTE POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.

INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN BARRELS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS

PETROLEOS MEXICANOS

PROY. PEMEX :
 CONT. IMP. F.27733

PARAISO, TABASCO MEXICO

ELEMENTOS DE MEDICION

FLUIDO

- FT MEDIDOR TIPO ULTRASONICO
- J ELEMENTO PRIMARIO TIPO ANULADOR
- M MEDIDOR MAGNETICO
- ME MEDIDOR COND-V
- FE MEDIDOR DE TURBINA
- FD PLACA DE DRIFICIO DE CAMBIO RAPIDO
- FE DRIFICIO DE RESTRICCION FLUO
- FE PLACA DE DRIFICIO CON BRIDAS
- FE PLACA DE DRIFICIO CON BRIDAS
- FE ROTAMETRO
- FE INDICADOR TOTALIZADOR DE FLUIDO TIPO DESPLAZAMIENTO POSITIVO

NIVEL

- LIT TRANSMISOR INDICADOR DE NIVEL
- LSL INTERRUPTOR POR BAJO NIVEL
- LI INDICADOR DE NIVEL TIPO MAGNETICO
- LG VIDRIO DE NIVEL
- LI INDICADOR DE NIVEL TIPO CINTA

PRESION

- PIT TRANSMISOR INDICADOR DE PRESION
- PSH INTERRUPTOR POR ALTA PRESION
- PSL INTERRUPTOR POR BAJA PRESION
- PDI INDICADOR DE PRESION DIFERENCIAL CHANMETRICO
- PI INDICADOR DE PRESION CHANMETRICO
- PI INDICADOR DE PRESION CHANMETRICO
- PI INDICADOR DE PRESION CON SELLO DE DIAFRAGMA CHANMETRICO
- TE/TIT TRANSMISOR-INDICADOR DE TEMPERATURA CON TERMOPOZO, (TV) Y RTD SENCILLO
- TI INDICADOR LOCAL DE TEMPERATURA CON TERMOPOZO (TV) TIPO BIMETALICO U OTRO

TEMPERATURA

SIMBOLOS DE NIVELES DE TANQUES

- N. MIN NIVEL MINIMO
- N. NBR NIVEL NORMAL
- N. MAX NIVEL MAXIMO
- LAL/LAH ALARMA ALTO NIVEL/ALTO NIVEL
- LAL/LALL ALARMA BAJO NIVEL/BAJO NIVEL

MISCELANEOS

- IL LUZ INDICADORA, A OPERANDO
- IL LUZ INDICADORA, P FUERA DE OPERACION
- PB BOTON DE ARRANQUE O DE APERTURA
- PB BOTON DE PARO O DE CIERRE
- PB-R BOTON DE RESTABLECIMIENTO
- ZI VALVULA ABIERTA/CERRADA
- HS SELECTOR DE SENAL
- XI INDICADOR DE PASO DE DIABLO
- P AISLAMIENTO DE EQUIPO PARA CONSERVACION DE CALOR
- H AISLAMIENTO DE TUBERIA PARA CONSERVACION DE CALOR

NOTAS GENERALES

1 LA LOCALIZACION DE ACCESORIOS Y LOS TRAYECTOS DE TUBERIAS SON INDEPENDIENTES DE SU REPRESENTACION EN LOS DIAGRAMAS DE FLUIDO, EN LOS DIBUJOS CONSTRUCTIVOS DE TUBERIA DEBERAN AÑADIR VENTEDOS EN LOS PUNTOS MAS ALTOS DE LAS TRAYECTORIAS Y DRENES EN LOS PUNTOS MAS BAJOS DE LAS MISMAS.

2 LOS VENTEDOS Y DRENES ESTARAN DE ACUERDO CON LA ESPECIFICACION H-201 A MENOS QUE SE INDIQUE OTRA COSA EN EL DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION. LOS VENTEDOS QUE SE MUESTREN EN LAS LINEAS PROCEDENTES DE LA PARTE SUPERIOR DE LOS RECIPIENTES DEBERAN QUEDAR CERCA DEL PUNTO MAS ALTO DE LA LINEA Y SER ACCESIBLES.

3 TODOS LOS VENTEDOS Y DRENES EN LINEAS DE PROCESO Y DE SERVICIOS AUXILIARES DEBERAN INSTALARSE CON BRIDA CIEGA, TAPON MACHO O TAPON CACHUCHA, SEGUN LA ESPECIFICACION DE LA TUBERIA.

4 LAS ALTURAS INDICADAS EN LA PARTE INFERIOR DE LAS FIGURAS Y RECIPIENTES SE REFERIRAN A LA DISTANCIA MEDIDA ENTRE EL NIVEL DE REJILLA TERMINADA Y LA LINEA TANGENTE HORIZONTAL, CUANDO NO SE ESPECIFIQUE UNA ALTURA SE UTILIZARA EL CRITERIO GENERAL DE LAS ESPECIFICACIONES DE TUBERIA.

5 LAS VALVULAS DE BLOQUEO DE RECIPIENTES MAYORES DEBERAN QUEDAR CERCANAS A LOS MISOS. LAS DE DESVIO CERCANAS A LAS INTERSECCIONES Y LAS DE REGULACION Y SERVICIO AL FINAL DE LAS LINEAS.

6 TODAS LAS LINEAS DE SUCCION DE BOMBAS Y COMPRESORAS DE 80" O MENOS DEBERAN INSTALARSE CON COLABERO TEMPORAL CONICO (INDICADO COMO T.S.)

7 PARA LAS TOMAS DE PRESION, DIFERENCIAL, NIVEL Y TEMPERATURA, EL DEPTO. DE TUBERIAS DEBERA PROPORCIONAR LA PRENSA CONEXION AL PROCESO DE ACUERDO A LA ESPECIFICACION DE TUBERIA.

8 EN LOS CIRCUITOS DE CONTROL CON VARIOS COMPONENTES SE MOSTRARA EXCLUSIVAMENTE AQUELLOS QUE SEAN NECESARIOS PARA UNA CORRECTA INTERPRETACION DEL SISTEMA.

9 LAS SUCCIONES DE LOS COMPRESORES Y EXPANSORES DEBERAN TENER LA MAYOR LONGITUD RECTA POSIBLE ANTES DE LA CONEXION AL EQUIPO.

10 PARA VER DETALLES DE LA INTERCONEXION DE SERNALES DE INSTRUMENTOS DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL DE PROCESO Y DEL SISTEMA DE PARO POR EMERGENCIA, REFERIRSE A LOS DIAGRAMAS FUNCIONALES DE INSTRUMENTACION CORRESPONDIENTES.

11 INSTALACION TIPICA DE VALVULAS DE SEGURIDAD AL CABEZAL DE VENTEDOS.

11. DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN

Diagrama de tubería e instrumentación (DTI) es la representación gráfica de la secuencia de equipos, tuberías, accesorios e instrumentos que conforman un proceso industrial. Este diagrama tiene como objetivo presentar los detalles de diseño de tuberías, equipo mecánico, recipientes e instrumentos de un proceso para las condiciones de operación siguientes:

1. Normal
2. Emergencia
3. Paro y Arranque
4. Mantenimiento

En estos diagramas existen tres tipos que son:

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN DE PROCESO: En estos documentos a las líneas de Proceso se les identifica con diámetro, servicio, número y especificación, y se les incluyen los accesorios necesarios para su correcta operación; en las estaciones de control se muestra su arreglo, indicando tamaños de las válvulas de bloqueo, de desvío y la posición de la válvula de control a falla de aire; los instrumentos están numerados; las válvulas de seguridad muestran su localización e identificación, indicando su tamaño y diámetros de entrada y salida, mientras que las líneas de servicios muestran su localización e identificación sin indicar diámetro, número y especificación de las líneas de entrada y salida. Se indica también la altura tentativa de los equipos que la requieran por proceso y las notas para diseño de tuberías que deban tener consideraciones especiales de diseño, así como el número preliminar de serpentines a los calentadores a fuego directo.

DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES: Estos diagramas se obtienen de los Diagramas de Balance de Servicios Auxiliares y muestran la distribución de diversos servicios a los equipos que así lo requieran (agua de enfriamiento, vapor, condensado, combustible, aire de instrumentos, aire de planta y agua de servicios, etc.), así como la localización relativa de entrada y salida de servicios de acuerdo al plano de localización general; los diagramas no incluyen diámetros, número, ni especificación de tuberías.

DIAGRAMAS DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN DE DESFOGUE. Este diagrama debe incluir los diferentes tipos de desfogue requeridos de acuerdo al proceso y la distribución de acuerdo al plano de localización general de equipos. Las líneas que se enviarán al sistema de desfogue deben contar con dimensiones, numeración, y especificación. Asimismo, debe incluir un Tabla Resumen de las válvulas de seguridad en donde se indiquen las condiciones de diseño de las mismas y los flujos correspondientes a cada causa de relevo para la cual fue analizada. Además, se debe indicar el resumen de las contrapresiones para la causa de relevo crítica de los diferentes cabezales de desfogue considerados

Los Diagramas de Tubería e Instrumentación poseen la siguiente información:

ESPECIALIDAD	INFORMACIÓN
Proceso	Clave y características del equipo de proceso y servicios auxiliares Líneas identificadas de proceso, Servicios Auxiliares, Arranque, paro, Emergencia, Mantenimiento Niveles de Operación de tanques y recipientes
Tuberías	Condiciones y características de todas las tuberías, Accesorios (Te, Reducciones, Expansiones, Filtros, etc)
Instrumentación	Circuitos y Loops de control, Identificación de Instrumentos de campo y circuito de control, Tipo de señal a manejar, Válvulas de control, seguridad, bloqueo, etc.
General	Notas y Leyendas, Entradas y Salidas, Origen y destino de corrientes, Datos del Proyecto

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A TANQUES GUN BARREL”

Para poder realizar este Diagrama es necesario contar con la siguiente información:

1. Bases de Diseño
2. Diagrama de Flujo de Proceso (DFP)
3. Balance de Masa y Energía
4. Índice de Servicios
5. Plano de Simbología
6. Hoja de Datos

A continuación se describen los criterios aplicables para todos los Diagramas de tubería e instrumentación presentes en este trabajo.

Para poder realizar el Diagrama de Tubería e Instrumentación es necesario el dimensionamiento de líneas hidráulicas para los cuales se hacen uso de los siguientes criterios de velocidades recomendadas

Tipos de Fluidos	Diam. Nom.	Vel Ft/s	Vel m/s	$\Delta P/100$ Psi
Succión de Bombas (Liq. Saturados)	2" o menor	0.5-1.5		0.05-0.25
	3" a 8"	1.5-2.5		0.05-0.25
	10" a 20"	2.5-3.5		0.05-0.50
	Mayor a 20"	3.5-4.0		0.05-0.50
Succión de Bombas (Liq. Subenfriado ⁹)	2" o menor	1-2		0.1-1
	3" a 8"	2-4		0.1-1
	10" a 20"	3-6		0.1-2
	Mayor a 20"	6-8		0.1-2
Descarga de Bombas	2" o menor	1-4		1-4
	3"	5-8		1-3
	10" a 20"	8-10		1-3
	Mayor a 20"	10-15		1-2
Bajante liq. de un Rehervidor		1-4		0.15
Líneas de Refrigerantes		2-4		0.14
Alimentación a Enfriadores		6	1.8288	
Residuo de Fondos de una Torre		4-6		0.60
Alimentación a Torre Fraccionadora		4-6		
Salida de un Condensador		3-5		0.50
Gases y Vapores				
P < 0 Psig				0.10
0 < P < 50 Psig				0.15
5'0 < P < 150 Psig				0.30
15'0 < P < 200 Psig				0.60
20'0 < P < 500 Psig				1.50
P > 500				2.00
Líneas de entrada Condensador		25-100		
Entrada a una Turbina de gas		120-320		3

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A TANQUES GUN BARREL”

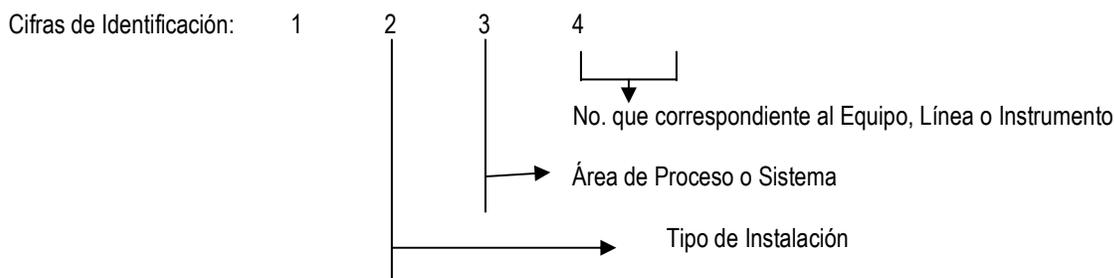
Succión e un Compresor				0.5
Descarga de un Compresor		100-250		1
Cabezales de Distribución Gral.				0.5
Vapor de Domo de un Fraccionador				
P < 10 Psig		125-200		0.1
P > 10 Psig		125-200		0.5
Agua				
Líneas de Drenajes	2" o menor	3-4		
	3" - 10"	3-5		
Alimentación a calderas	2" o menor	3-4		
	3" - 8"	5-8		
	10" - 20"	8-10		
	> 20"	10-15		
Vapor de Agua				
0 < P < 50 Psig				0.25
50 < P < 150 Psig				0.5
150 < P < 200 Psig				1
200 < P < 500 Psig				1.5
P > 500 Psig				0.5
Líneas de más de 600 ft				0.5
Líneas de menos de 600 ft				1
Ramales Pequeños				2.5
Vapor Saturado	3" o menor	90		
	4"	120		
	6"	180		
	mayor 6"	200		
Vapor Sobrecalentado	3" o menor	90		
	4"	120		
	6"	180		
	mayor 6"	250		
Agua de Enfriamiento		15		0.5-2
Cabezales Grandes		6		
Entrada a Turbinas		120-320		
Entrada a Máquinas y Bombas Reciprocantes		15		
Líneas de vapor de Descarga				0.5
P > 1 atm				

Por otro lado también es importante mencionar que de acuerdo a la tabla antes descrita en donde se indican los criterios a seguir para seleccionar los diámetros de las tuberías, válvulas y PSV's a continuación se muestra la tabla con los diámetros que se utilizan en los diagramas que se presentan en este trabajo.

Identificación de la Línea	Fluido	Diámetro
1" DE 1901 A03K	Desemulsificante	1"
3" AF 1651 A4A	Aceite Recuperado	3"
6" ACG 1327 PF5	Agua para remoción de Sólidos	6"
12" ACG 1358 PF5	Agua de Lavado	12"
16" ACG 1310 PF5	Agua Congénita a Tratamiento	16"
36" P 1094 A51A	Mezcla de Crudo Maya	36"
48" P 1339	Succión de Líquidos Saturados	48"

De esta manera también es importante conocer los lineamientos generales para la numeración de equipos, líneas e instrumentos que serán expresados en el diagrama de tubería e instrumentación de esta manera se utiliza el siguiente sistema de trabajo para nombrar las líneas de los diferentes diagramas

La numeración de equipos líneas e Instrumentos están basadas en un sistema de identificación compuesto por varias cifras, cuya finalidad es identificar el tipo de Instalación, el área de proceso o sistema y el número correspondiente al equipo, línea o instrumento. De acuerdo a lo siguiente:



A) Cada cifra tiene codificado el concepto correspondiente de acuerdo a la siguiente forma:
Para la Primera Cifra tenemos:

Para Instalaciones Costa fuera

Número Codificado para 1ª cifra	Tipo de Instalación
1	Plataforma de Perforación
2	Plataforma de Producción y Bombeo
3	Plataforma de Enlace
4	Plataforma de Compresión
5	Plataforma Habitacional

Para Instalaciones Terrestres

Número Codificado para 1ª cifra	Tipo de Instalación
1	Área de Procesamiento
2	Área de Almacenamiento
3	Área de Recibo de Productos
4	Área de Envío de Productos

B) La Segunda Cifra tiene codificado el concepto correspondiente al Area de Proceso o Sistema específico, y se codificará de la siguiente forma:

Número Codificado para 2ª cifra	Área o Sistema
1	Proceso
2	Proceso (área de Separación y Bombeo)

3	Agua Potable, Agua de Servicios
4	Endulzamiento de Gas y Gas Combustible
5	Aire de Planta e Instrumentos
6	Drenajes y Seguridad
7	Desfogue
8	Agentes Químicos y Diesel
9	Trampas de Diablos

Cuando el número codificado ampare 2 sistemas, los primeros 50 números de las cifras siguientes serán para el primer sistema y los restantes 50 para el segundo sistema.

C) La tercera y cuarta cifra corresponden al número del Equipo, línea e instrumento y serán consecutivos del Número 00 al 99.

D) Así mismo, se observará lo siguiente:

- La asignación del número al Equipo, línea o Instrumento se realizará en forma ascendente y consecutiva y se realizará de acuerdo al flujo normal del proceso.
- Cuando por cambio de Alcance o alguna modificación que sufra el Proyecto y que origine la adición de instrumentos a Loops ya numerados, el número que le corresponderá al instrumento adicional será el último del consecutivo.
- En el caso de cancelación de algún instrumento, el número que se utilizó para éste será igualmente cancelado y no podrá ser utilizado para ediciones posteriores del documento en donde se canceló.

E) Observaciones

En la zona marina se aplicó este procedimiento y los equipos en general han sido identificados de acuerdo a los lineamientos aquí descritos.

Para proyectos de Refinación y Petroquímica se deberá adicionar un número más que indique la planta o sección que se esté identificando, ya que cada planta o sección dada su complejidad cuenta con un gran número de sistemas.

UTILIZACIÓN DE PSV's EN LOS TANQUES

Como requisito indispensable se debe de instalar válvulas rompedoras de vacío, las cuales pueden operar durante el llenado y vaciado de los tanques de almacenamiento de crudo.

Las válvulas de presión-vacío se utilizan para evitar que el tanque se dañe tras el exceso de presión interna o de vacío, y para reducir la evaporación del contenido del tanque hacia la atmósfera evitando el venteo libre.

Los tanques de almacenamiento se presurizan cuando el líquido es bombeado al interior del tanque debido a que el vapor interno se comprime mientras sube el nivel, o también con temperaturas elevadas ya que los gases existentes se expanden. Así mismo, las condiciones de vacío se dan cuando se extrae líquido del contenedor o cuando la temperatura disminuye.

Una buena calibración en los discos de presión vacío evita que la estructura del tanque se dañe tras el exceso de presión interna o vacío.

La determinación del tamaño de la válvula presión-vacío, consiste en encontrar el diámetro de la válvula más adecuado. El propósito es evitar el abombamiento del tanque por la acción del llenado o un posible colapso de las paredes por la acción del vaciado (succión de bombas), protegiendo accesorios, instrumentos, tubería y recipiente donde se instala, a las condiciones de operación.

El diámetro de la válvula presión-vacío se selecciona en base a los requerimientos de aire desplazado durante el llenado del tanque y los requerimientos de venteo por la acción de la salida de líquido mediante el bombeo, considerando los

efectos térmicos del crudo. La selección se realiza utilizando las curvas de flujo/presión y curvas de flujo/vacío proporcionadas por los fabricantes en sus catálogos.

Las PSV's se diseñan por medio de la siguiente norma de referencia NRF-015-PEMEX-2008.

CRITERIOS DE DETERMINACIÓN DE NIVELES EN UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO

Para el diseño de tanques atmosféricos se puede basar en la siguiente norma NRF-113-PEMEX-2007 que precisamente describe el diseño de los tanques atmosféricos pero los criterios generales para establecer el nivel mínimo dentro de un tanque de almacenamiento es de 152 mm, pero para este proceso en el cual se convirtieron dos tanques de almacenamiento a tanques “Gun Barrel” no se puede aplicar este criterio por el hecho de que las circunstancias son diferentes ya que en los tanques convertidos a Gun Barrel se hacen presentes dos fases agua y crudo dentro del tanque es por eso que para determinar el nivel mínimo dentro de los tanques TV-5005 y TV-5007 se obtuvo por medio del estudio ANSYS que realizó la compañía CGS.

UTILIZACIÓN DE BRIDAS EN LAS LÍNEAS DEL PROCESO

En este proceso de Deshidratación y Desalado de crudo es necesario utilizar accesorios como bridas para el mantenimiento de la línea ya que en el proceso se van arrastrando sólidos y para evitar de manera futura dificultades como taponamiento o corrosión, se toma la decisión de utilizar dichos accesorios aunque también se pueden utilizar otro tipo de accesorios como tapón cachucha pero al momento de utilizarlos ya no se permitiría realizarle mantenimiento a las líneas de proceso.

En los presentes Diagramas de tubería e instrumentación aparece el siguiente símbolo () este símbolo indica un tipo de proceso Hot Tapping.

El **Hot Tapping** es un procedimiento que se utiliza para hacer perforaciones en caliente en distintos diámetros; usualmente es ejecutado cuando no es viable o impráctico, tener las tuberías fuera de servicio. Una conexión de hot tap puede ser hecha con seguridad sin interferir con los procesos operativos.

Este tipo de perforaciones se realiza en cañerías, estanques u otros recipientes presurizados y en servicio. Las perforaciones se realizan sin afectar el proceso de bombeo de los ductos o estanques y sin producir derrames o fugas que puedan generar mezclas explosivas o impactos sobre el ambiente. Las perforaciones en caliente suelen ejecutarse por la necesidad de crear una nueva derivación sobre el recipiente/ducto o estanque presurizado (corte estándar), para realizar cambios de tramo de cañerías (corte full size) o bien, para la instalación de diversos instrumentos

El **Hot Tapping** es un procedimiento utilizado para realizar perforaciones en tuberías de diferentes diámetros en un *tie-in* sobre una Te Partida (*Split Tee*) o un *Estople* donde es inviable, costoso o impráctico colocar fuera de servicio dichas tuberías. El **Hot Tapping** se realiza con seguridad y sin interferir con los procesos productivos u operativos propios de la empresa. Sin producir derrames, fugas, mezclas explosivas o contaminar el ambiente.

Ventajas del Hot Tapping

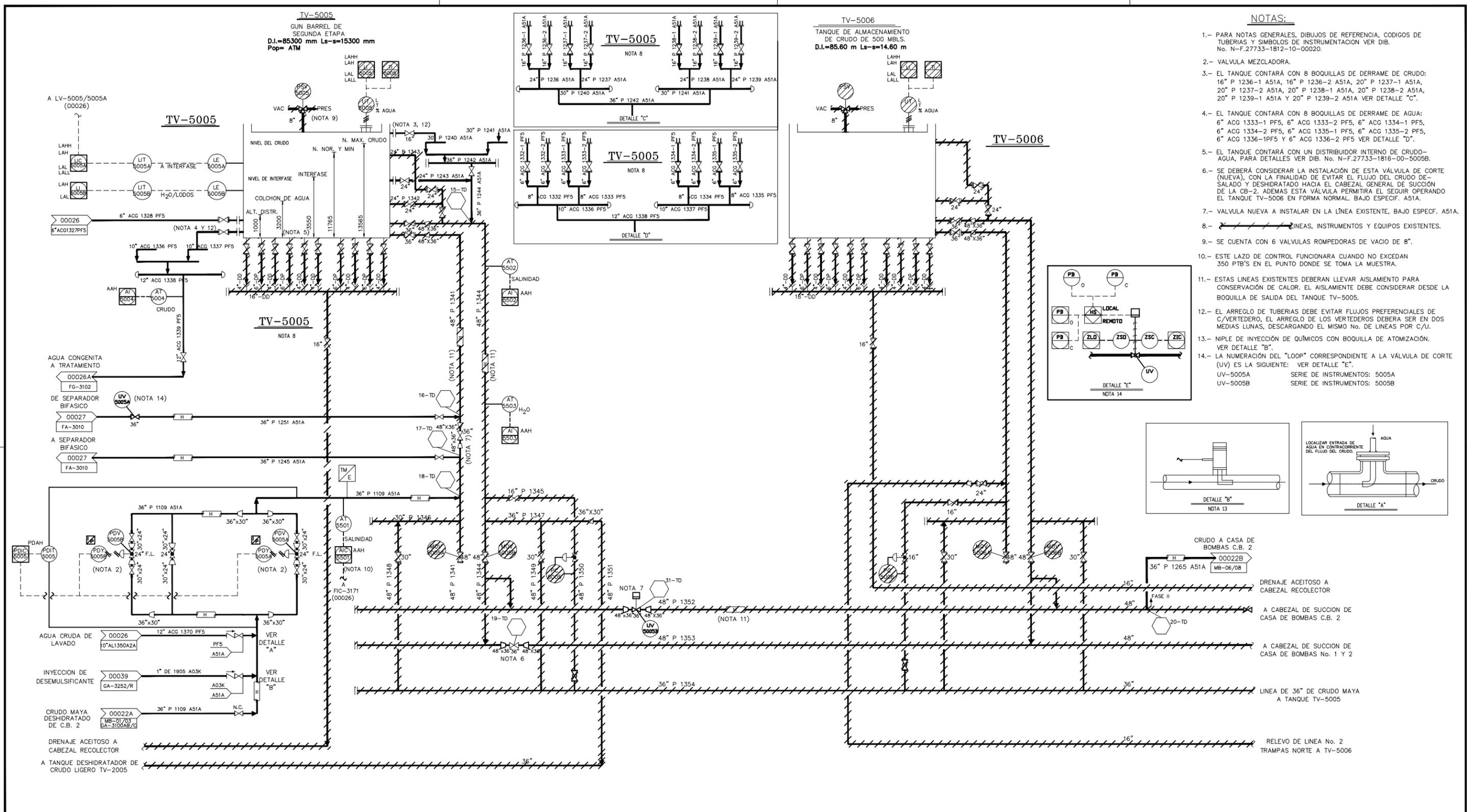
- Operación continua
- Evita paradas programadas de planta
- Sin contaminación o impactos al medio ambiente
- Intervención de tuberías sin pérdidas en la producción.
- Reducción de costos en planificación y en pérdidas de producción.

Para el proceso de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya se generaron los siguientes Diagramas:

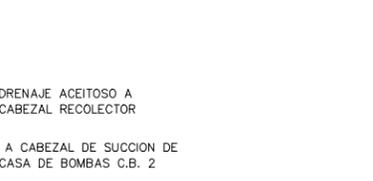
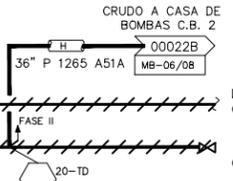
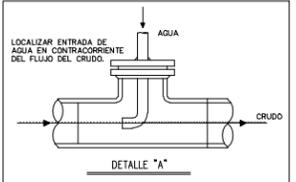
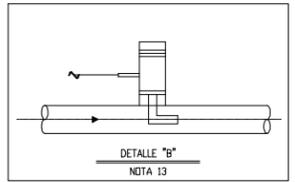
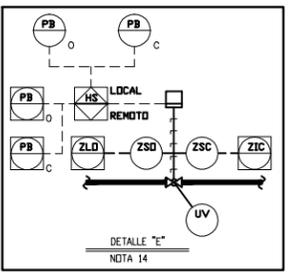
CONS	No. De Plano	Descripción
1.	N-F.27793-1812-00021	Diagrama de Tubería e Instrumentación. Conversión a Tanque “Gun Barrel” TV-5007
2.	N-F.27793-1812-00022A	Diagrama de Tubería e Instrumentación. Sistema de Bombeo de crudo. Casa de Bombas No. 2

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A TANQUES GUN BARREL”

3.	N-F.27793-1812-00022B	Diagrama de Tubería e Instrumentación. Sistema de Bombeo de crudo. Casa de Bombas No. 2 (MB-08/06)
4.	N-F.27793-1812-00022C	Diagrama de Tubería e Instrumentación. Sistema de Bombeo de crudo. Casa de Bombas No. 2 (GA-3100 AB/C)
5.	N-F.27793-1812-00024A	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Proceso. Sistema de Calentamiento de Crudo Maya. Tren 1
6.	N-F.27793-1812-00024B	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Proceso. Sistema de Calentamiento de Crudo Maya. Tren 1
7.	N-F.27793-1812-00025	Diagrama de Tubería e Instrumentación. Conversión a Tanque “Gun Barrel” TV-5005
8.	N-F.27793-1812-00026	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Proceso. Sistema de Agua de Lavado y Agua Congénita
9.	N-F.27793-1812-00026A	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Proceso. Sistema de Filtración de Agua Congénita de los Tanques TV-5005 y TV-5007
10.	N-F.27793-1812-00027	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Proceso. Sistema de Gas Recuperado
11.	N-F.27793-1812-00031A	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Distribución de Aire de Planta
12.	N-F.27793-1812-00031B	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Distribución de Aire de Instrumentos
13.	N-F.27793-1812-00033	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Distribución de Agua de Servicios
14.	N-F.27793-1812-00034A	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Drenajes Cerrados
15.	N-F.27793-1812-00034B	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Drenajes Aceitosos
16.	N-F.27793-1812-00037	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Desfogue
17.	N-F.27793-1812-00039	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Inyección de Desemulsificante



- NOTAS:**
- PARA NOTAS GENERALES, DIBUJOS DE REFERENCIA, CODIGOS DE TUBERIAS Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No. N-F.27733-1812-10-00020.
 - VALVULA MEZCLADORA.
 - EL TANQUE CONTARÁ CON 8 BOQUILLAS DE DERRAME DE CRUDO: 16" P 1236-1 A51A, 16" P 1236-2 A51A, 20" P 1237-1 A51A, 20" P 1237-2 A51A, 20" P 1238-1 A51A, 20" P 1238-2 A51A, 20" P 1239-1 A51A Y 20" P 1239-2 A51A VER DETALLE "C".
 - EL TANQUE CONTARÁ CON 8 BOQUILLAS DE DERRAME DE AGUA: 6" ACG 1333-1 PFS, 6" ACG 1333-2 PFS, 6" ACG 1334-1 PFS, 6" ACG 1334-2 PFS, 6" ACG 1335-1 PFS, 6" ACG 1335-2 PFS, 6" ACG 1336-1 PFS Y 6" ACG 1336-2 PFS VER DETALLE "D".
 - EL TANQUE CONTARÁ CON UN DISTRIBUIDOR INTERNO DE CRUDO-AGUA, PARA DETALLES VER DIB. No. N-F.27733-1816-00-5005B.
 - SE DEBERÁ CONSIDERAR LA INSTALACIÓN DE ESTA VALVULA DE CORTE (NUEVA), CON LA FINALIDAD DE EVITAR EL FLUJO DEL CRUDO DESALADO Y DESHIDRATADO HACIA EL CABEZAL GENERAL DE SUCCION DE LA CB-2. ADEMAS ESTA VALVULA PERMITIRA EL SEGUIR OPERANDO EL TANQUE TV-5006 EN FORMA NORMAL. BAJO ESPECIF. A51A.
 - VALVULA NUEVA A INSTALAR EN LA LINEA EXISTENTE, BAJO ESPECIF. A51A.
 - LINEAS, INSTRUMENTOS Y EQUIPOS EXISTENTES.
 - SE CUENTA CON 6 VALVULAS ROMPEDORAS DE VACIO DE 8".
 - ESTE LAZO DE CONTROL FUNCIONARA CUANDO NO EXCEDAN 350 PTB'S EN EL PUNTO DONDE SE TOMA LA MUESTRA.
 - ESTAS LINEAS EXISTENTES DEBERAN LLEVAR AISLAMIENTO PARA CONSERVACION DE CALOR. EL AISLAMIENTO DEBE CONSIDERAR DESDE LA BOQUILLA DE SALIDA DEL TANQUE TV-5005.
 - EL ARREGLO DE TUBERIAS DEBE EVITAR FLUJOS PREFERENCIALES DE C/VERTEDERO, EL ARREGLO DE LOS VERTEDEROS DEBERA SER EN DOS MEDIAS LUNAS, DESCARGANDO EL MISMO No. DE LINEAS POR C/U.
 - NIPLE DE INYECCION DE QUIMICOS CON BOQUILLA DE ATOMIZACION. VER DETALLE "B".
 - LA NUMERACION DEL "LOOP" CORRESPONDIENTE A LA VALVULA DE CORTE (UV) ES LA SIGUIENTE: VER DETALLE "E".
UV-5005A SERIE DE INSTRUMENTOS: 5005A
UV-5005B SERIE DE INSTRUMENTOS: 5005B



LISTA DE CAMBIOS

REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO
2	C.M.A.	J.L.M.O.	J.L.B.D.	J.L.M.O.	P.E.V.T.

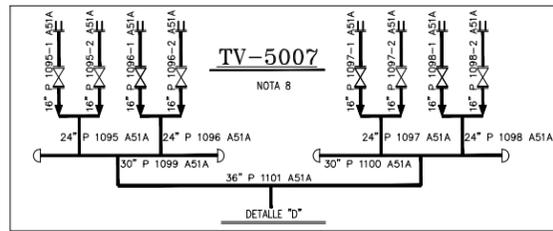
DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION		APROBADO POR:		ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACIETE NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESORTO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PERMITIDO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.	
	FECHA	SUBGERENTE		INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN BARRELS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS	
	FECHA	COORDINADOR		PETROLEOS MEXICANOS	
	FECHA	FIRMA		PROY. PEMEX : PARAISO, TABASCO	
	FECHA	FIRMA		CONT. IMP. F.27733	
	FECHA	FIRMA		MEXICO	

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO

DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO. CONVERSION A TANQUE "GUN BARREL" TV-5005

ESC: ACOT:

Dib. No. N-F.27733-1812-10-00025 REV. 2



TV-5007
TANQUE GUN BARREL
DE PRIMERA ETAPA
D.I.=85300 mm Ls=s=15.300 mm
Pop. = ATM.

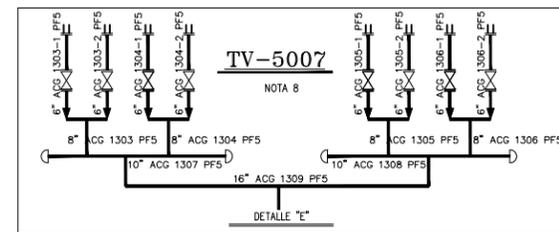
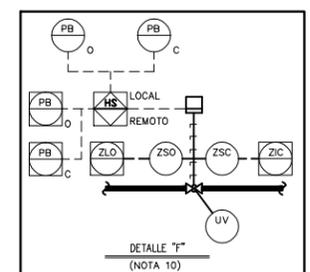
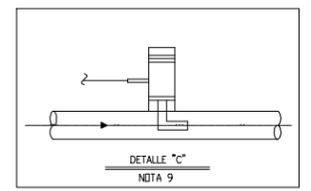
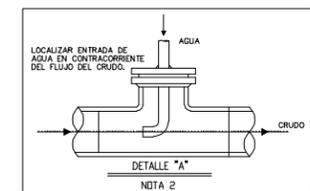
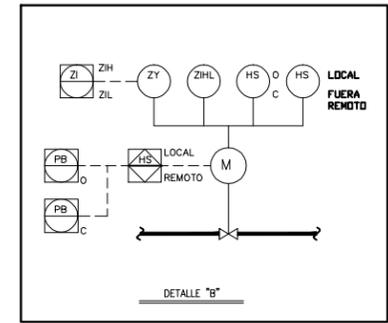
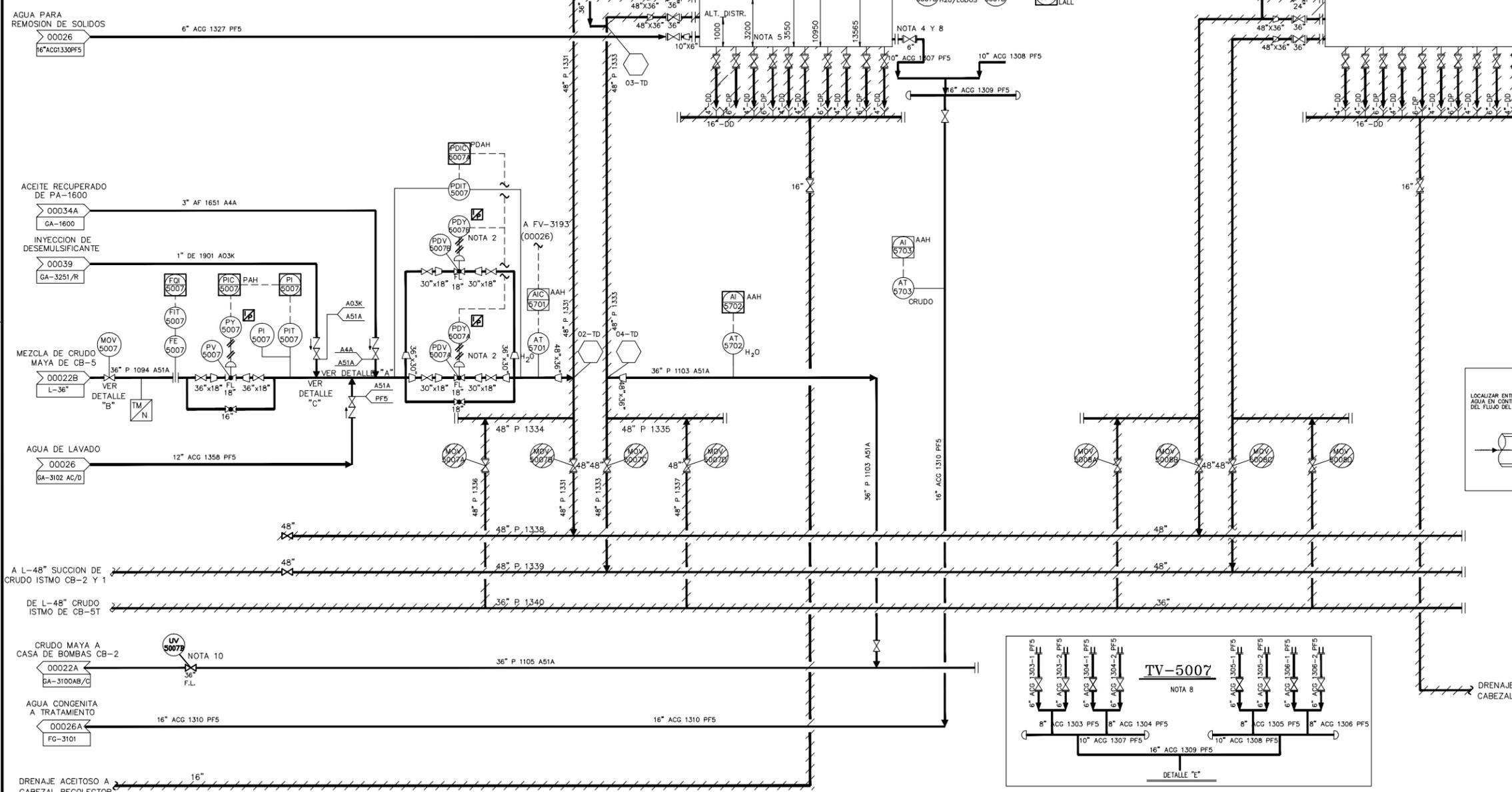
TV-5008
TANQUE DE ALMACENAMIENTO
DE CRUDO DE 500 MBLs.
D.I.=85.60 m Ls=s=14.60 m

NOTAS:

- 1.- PARA NOTAS GENERALES, DIBUJOS DE REFERENCIA, CODIGOS DE TUBERIAS Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No.-N-F.27733-1812-10-00020.
- 2.- VALVULA MEZCLADORA. VER DETALLE "A".
- 3.- EL TANQUE CONTARÁ CON 8 BOQUILLAS DE DERRAME DE CRUDO: 16" P 1095-1 A51A, 16" P 1095-2 A51A, 16" P 1096-1 A51A, 16" P 1096-2 A51A, 16" P 1097-1 A51A, 16" P 1097-2 A51A, 16" P 1098-1 A51A Y 16" P 1098-2 A51A. VER DETALLE "D".
- 4.- EL TANQUE CONTARÁ CON 8 BOQUILLAS DE DERRAME DE AGUA: 6" ACG 1303-1 PFS, 6" ACG 1303-2 PFS, 6" ACG 1304-1 PFS, 6" ACG 1304-2 PFS, 6" ACG 1305-1 PFS, 6" ACG 1305-2 PFS, 6" ACG 1306-1 PFS Y 6" ACG 1306-2 PFS. VER DETALLE "E".
- 5.- EL TANQUE CONTARÁ CON UN DISTRIBUIDOR INTERNO DE CRUDO-AGUA, PARA DETALLES VER DIB. No. N-F.27733-1816-00-5007B.
- 6.- LINEA, INSTRUMENTOS Y EQUIPOS EXISTENTES.
- 7.- SE CUENTA CON 6 VALVULAS ROMPEDORAS DE VACIO DE 8".
- 8.- EL ARREGLO DE TUBERIAS DEBE EVITAR FLUJOS PREFERENCIALES DE C/VERTEDERO, EL ARREGLO DE LOS VERTEDEROS DEBERA SER EN DOS MEDIAS LUNAS DESCARGANDO EL MISMO No. DE LINEAS POR C/U.
- 9.- NIPLE DE INYECCION DE QUIMICOS CON BOQUILLA DE ATOMIZACION. VER DETALLE "C".
- 10.- LA NUMERACION DEL "LOOP" CORRESPONDIENTE A LA VALVULA DE CORTE (UV) ES LA SIGUIENTE: VER DETALLE "F".
UV-5007B SERIE DE INSTRUMENTOS: 5007B

TV-5007

TV-5008



LISTA DE CAMBIOS

REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICADO	VALIDO
2	C.M.A.	J.I.M.O.	J.L.B.D.	J.I.M.O.	P.E.V.T.

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION		APROBADO POR:		ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTE NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PERMITIDO ESPECIFICAMENTE POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.		<p>INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO</p> <p>DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION CONVERSION A TANQUE "GUN BARREL" TV-5007</p>
2	24-03-10	24-03-10	24-03-10	24-03-10	24-03-10	
DIBUJO		SUBGERENTE		COORDINADOR		<p>ESC.: <input checked="" type="checkbox"/> ACOT.: <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Dib. No. N-F.27733-1812-10-00021</p>
SUPERVISOR		FIRMA		FIRMA		REV. 2

12. LISTA DE LÍNEAS

OBJETIVO

- Permite saber de inmediato la relación que existe entre dos o más tuberías
- Permite la adecuada y pronta localización de las tuberías
- Permite conocer las condiciones de operación a las que se sujetará una tubería
- Permite visualizar la relación entre equipos
- Señala cuales líneas son críticas.
- Sirve como base para llevar a cabo los estudios de esfuerzos en tuberías causadas por temperatura de operación, presión y/o peso propio, y así determinar el número y el tipo de soportes y juntas de expansión y los cambios de dirección en tuberías (Loops) para absorber esfuerzos
- Sirve para completar los diseños de las tuberías
- Permite establecer las condiciones de prueba a las que se sometería una tubería
- Sirve como documento requerido para cuantificar la cantidad de aislamiento

GENERALIDADES

La lista de líneas comúnmente consta de 2 partes:

1. - Lista de Líneas de Proceso
2. - Lista de Líneas de Servicios Auxiliares

Se deberán llenar hojas diferentes para cada servicio, y aún hojas diferentes para líneas de un mismo servicio con numeración independiente (ejemplo Serie 100,200,300, ect.). En ocasiones es conveniente que al llenar los datos, en cada hoja de deje 2 o 3 renglones sin llenar, para utilizarlos posteriormente cuando líneas adicionales aparezcan por necesidades del diseño de tuberías.

Para cumplir con los objetivos anotados, la hoja de Lista de Líneas, Forma IP-B-36^a contiene 24 columnas, que identifican perfectamente los datos necesarios.

Para el Proceso de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya se generaron las siguientes listas de líneas

- Una lista de líneas para todo el proceso
- Listas de líneas de los Servicios Auxiliares
 1. Aceite de Calentamiento
 2. Aceite Recuperado
 3. Agua Fresca de Lavado
 4. Agua Recuperada
 5. Agua de Servicios
 6. Aire de Instrumentos
 7. Aire de Planta
 8. Drenajes Abiertos Aceitosos
 9. Drenajes Cerrados
 10. Inyección de Desemulsificante
 11. Sistema de Desfogue

DEFINICIONES

1. -Condiciones de Operación

1.1 Condiciones Normales

Las condiciones de diseño normales de presión y temperatura serán aquellas que sean las más severas esperadas y coexistentes bajo operación normal y por el mayor tiempo. Estas operaciones normales incluyen todas las funciones de

control o manipulación tales como bloqueo y derivación o estrangulamiento o derivación de corrientes que generalmente se hacen durante la operación y control de proceso. Estas condiciones están representadas en los diagramas de flujo de proceso o en la información complementaria.

1.2 Condiciones Temporales

Las condiciones de operación normales, no incluyen condiciones temporales muy severas, tales como las que se puedan presentar incidentalmente en el arranque o paro, vaporizado o de operación anormal.

Las condiciones temporales gobiernan el diseño solamente cuando hay una clara evidencia que definitivamente excedan el tiempo y límites de seguridad descritos como “Condiciones durante un período corto” en el sistema que describe la **selección de clases de tubería** y en el Código ASME/ANSI B31.3 Sección 302.2.4.

A continuación se describe de manera muy breve la forma de cómo elaborar las lista de líneas, tomando como base el siguiente sistema de trabajo proporcionado por el Instituto Mexicano del Petróleo:

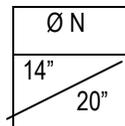
1. REV. (REVISIÓN)

Indica el número de revisión que se está llevando a cabo. **Cuando se hace la primera edición de la Lista de Líneas NO se indica ninguna revisión.** Cuando se hagan las revisiones posteriores a la Lista de Líneas, se empezará a partir de la REV. 1 y solo se marcará aquella o aquellas líneas que sufran cambios en cualquiera de sus datos. Cuando una línea nueva se anexe a la lista, deberá marcarse con el número de revisión que esté llevando a cabo.

2. Ø N (DIÁMETRO NOMINAL)

Aquí se indica el diámetro nominal de la línea en cuestión. Siempre se expresa en pulgadas. En ocasiones una línea en su recorrido puede tener varios cambios de diámetros, entonces se mostrarán dos diámetros separando el cuadro respectivo por medio de una diagonal. Si se llegaran a presentar líneas que tienen más de dos cambios de diámetro solo se pondrán dos diámetros, siendo uno de ellos el que inicia y el otro el que termina el recorrido.

Ejemplo:



3. SERV. (SERVICIO)

En esta columna se indica la clave que identifica el servicio para el que se utiliza la línea de que se trate. Para la identificación de claves se utilizará lo que se indique en el DTI de Simbología respectivo. No se deberán anotar líneas de distintos servicios en una misma hoja.

4. NUMERO

En esta columna se anotará que identifica a la línea de referencia. Este número además indicará si la línea es independiente de otras.

Ejemplo:

10" P – 101, 6" P – 101-1, 4" P – 102-1, ect.....

Se recomienda poner siempre en orden las líneas dependientes.

5. ESPECIFICACIÓN

Se indica aquí la especificación que tenga la línea de referencia. En el caso de que en su recorrido la línea cambie de especificación, se anotarán las dos especificaciones separando el espacio correspondiente, por medio de una diagonal.

Ejemplo:

ESPF.
A54A
B35A

6. RUTA DESDE

Aquí se indicará el origen de la línea que se trata. Una línea puede tener su origen en otra línea, por ejemplo cuando esta última es un cabezal o cuando la primera es una línea independiente; en un equipo o en el límite de batería.

En estos casos se anotará como origen en RUTA DESDE la clave de la línea, la del equipo o el límite de batería.

Cuando una línea se origine en otra línea que tenga diferente diámetro y/o especificación, deberá anotarse siempre el número completo de la línea en donde se origine.

REV.	CLAVE				RUTA	
	ØN	SERV.	NUMERO	ESP.	DESDE	HASTA
	3"	P	402-1	B2A	6" P 402 B2A	EA-402 (Coraza)

7. RUTA HASTA

En este espacio, se indica el número de la línea o el equipo al cual llega la línea de que se trate. En el caso de un cabezal, como los de Servicios Auxiliares, del cual salen varios ramales, es recomendable anotar, "CABEZAL DISTRIBUIDOR", o "TAPÓN CACHUCHA". Este puede terminar en un tapón CACHUCHA o en BRIDA CIEGA y así se deberá anotar.

Igualmente el caso de que la línea de referencia llegue hasta una línea con cambio de diámetro y/o especificación, deberá anotarse siempre el número completo de la línea donde llega (Ver ejemplo anterior).

8. PRES. DIS (PRESIÓN DE DISEÑO)

En esta columna se colocará la presión de Diseño para la tubería; ya sea que aplique la definición general o que esté incluida dentro de alguno de los siguientes Sistemas. En todos los casos se colocará la presión en Kg/cm² con aproximación hasta un decimal.

8.1 PRESIÓN DE DISEÑO

La presión de diseño será la condición más severa de presión del fluido, sujeta a las condiciones de operación normal (Coincidentemente con la temperatura de diseño).

8.2 PRESIÓN MÍNIMA DE DISEÑO

La presión mínima de diseño será normalmente de 25 PSIG. (1.75 Kg/cm²).

8.3 SISTEMA DE DESCARGA DE BOMBAS

La presión de diseño de tuberías, sin facilidad para relevar el fluido, sujetas a la presión de descarga de la bomba, será: La presión de descarga de operación normal de la bomba (la máxima presión de succión, que podrá ser la de relevo del recipiente a la succión más la presión diferencial).

8.4 SISTEMA DE VACIO

La presión de diseño para sistemas de tubería operando bajo condiciones de vacío serán las de vacío total. Se pueden tener casos de excepción cuando haya protección contra vacío total.

8.5 SISTEMA CON VÁLVULA DE RELEVO

La presión de diseño para sistemas de tubería protegidos por una válvula de relevo será: La presión de operación normal tal y como se describe en el punto 8.1.

8.6 SISTEMA DE DESCARGA DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD

La presión de diseño para sistemas de tubería a la descarga de válvulas de seguridad o de cabezales recolectores de desfuegos será idéntica para todos los componentes de este sistema y ésta será la presión de operación normal o sea la de presionamiento o barrido de cabezal siempre y cuando ésta sea mayor de 25 PSIG.

8.7 GENERALIDADES

Cuando por condiciones del proceso mismo se puedan presentar dos o más condiciones de operación normal, se ha establecido que la presión de diseño debe ser la condición más severa del fluido (Coincidentemente con una temperatura de diseño); en estos casos si se prefiere, para ser más específico, se pueden indicar las condiciones de presión de

operación que puedan ocurrir separados por una diagonal, indicando con un asterisco (*) la que se escoge como diseño.

9. PRES. VAR (VARIACIÓN DE DISEÑO)

9.1 DEFINICIÓN

Se considera como PRESIÓN VAR si por condiciones de operación de la planta se pueden presentar variaciones de presión por periodos cortos, como por ejemplo el aumento de presión causada al cerrar momentáneamente una válvula, el aumento de presión ocurrido al desfogar un fluido, ect. Por lo que se indicará en este espacio el valor más alto esperado en caso de que haya variaciones por distintas causas, seguido de la letra A o B según aplique.

9.2 PRESIÓN VAR “A”

Se indicará con la letra “A” cuando la duración de la variación de presión de operación no pase de 10 horas continuas o 100 horas al año. En la “Selección de Clases de Tubería” se indica que de acuerdo a los códigos Americanos ANSI/ASME se puede permitir rebasar el libraje de presión de bridas, a la temperatura existente durante el incremento a las condiciones de operación por un máximo de 33%.

9.3 PRESIÓN VAR “B”

Se indicará con la letra “B” cuando la duración, no pase de 50 horas continuas o 500 horas al año. En este caso se puede permitir rebasar el libraje de presión de bridas, a la temperatura existente durante el incremento a las condiciones de operación por un máximo de 20%. Si la situación que se esté analizando excede de 50 horas continuas ó 500 al año, no deberá considerarse como variación, sino como una operación normal más, y deberá entonces incluirse en el punto 8.

9.4 SISTEMAS PROTEGIDOS CON VÁLVULA DE SEGURIDAD

En estos casos la presión que se alcanza durante el tiempo de desfogue se puede considerar como Presión Var. Indicándola con la letra “A”.

9.5 OBSERVACIONES

Cuando no hay variaciones predecibles, el espacio correspondiente deberá cancelarse con una línea.

10. PRESIÓN PRUEBA MAX.

10.1 DEFINICIONES

La Máxima presión de prueba Hidrostática será la máxima presión de prueba del componente más débil en el sistema tubería equipo. El componente más débil puede ser una brida, el cuerpo de una válvula o sus asientos o el espesor de pared del tubo de conexiones.

10.2 LIMITES

La tubería ya conectada se puede probar junto con recipientes u otro equipo que requiera prueba de campo, pero la presión de prueba resultante no debe ser mayor que la presión permisible de prueba de la tubería. Esta última depende del componente más débil del sistema. En ningún caso la presión de prueba causará un esfuerzo mayor, sobre cualquiera de las partes del sistema, de 1 ½ veces el esfuerzo de diseño a 100 °F (Nota agregada en lista).

10.3 MEDIO DE PRUEBA

Para la definición del medio de prueba, líquido o gas, ver el Sistema de Pruebas de Hermeticidad en tuberías y Equipo y la Especificación IMP-Q-201.

10.4 PRUEBA MÁXIMA CON LIQUIDO

Como este dato no se requiere para diseño de la tubería, simplemente se dará el valor como guía de la presión de prueba ya que el párrafo 10-1, tubería pudiera no ser el componente más débil del sistema. “Cuando el medio de prueba es líquido la presión máxima de prueba es igual a 1.5 veces la presión máxima permisible de trabajo”. La presión máxima permisible de trabajo (P) se calculará con la siguiente fórmula:

$$P = \frac{2 * t * SE}{D}$$

Donde:

t = Espesor real de la tubería, in

SE = Esfuerzo permisible, psi. Apéndice A del ANSI/ASME B31.3 última edición, Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping.

D = Diámetro exterior de la tubería, in.

10.5 PRUEBA MAXIMA CON GAS

Cuando el medio de prueba es gas se indicará 1.1 veces la presión máxima de operación (Presión de Diseño) para recalcar que de este valor no debe rebasar.

11. PRESIÓN PRUEBA MIN.

11.1 PRESIÓN MÍNIMA DE PRUEBA HIDROSTÁTICA

Si el medio de prueba es LIQUIDO, la presión mínima de prueba será 1.5 veces el valor que se tomó como presión de diseño (Ver columna 8). Si la temperatura de diseño (Columna 12) es mayor de 343 °C (650 °F), la presión mínima de prueba se corregirá por la relación de esfuerzos permisibles siguientes:

$$P_{\text{min. Prueba}} = 1.5 P_{\text{dis}} \times \frac{S@650}{S@T_{\text{dis}}}$$

Los valores de los esfuerzos permisibles S, se tomarán de la tabla 1, Apéndice A del Código ASME/ANSI B31.3 (última edición).

11.2 PRESIÓN MÍNIMA DE PRUEBA CON GAS

Si el medio de prueba es Gas, la presión mínima de prueba será 1.1 veces la presión de diseño.

11.3 SISTEMA DE TUBERIA A VACIO

Toda la tubería que se operará en servicio de vacío será probada neumáticamente a un mínimo de 15 psig. (1.05 Kg/cm²) o a la máxima presión interna de trabajo si ésta última es menor de 15 psig.

11.4 GENERALIDADES

Las líneas normalmente abiertas a la atmósfera tales como venteos, drenes y válvulas de seguridad no se prueban.

12. TEMPERATURA DIS. (TEMPERATURA DE DISEÑO)

12.1 DEFINICIÓN

La temperatura de diseño es la temperatura del fluido más severa que se presenta, sujeta a las condiciones del párrafo C, 1-1 y este valor será el que se anotará como temperatura dis. Siempre que sea coincidente con una presión de diseño.

12.2 TUBERÍA TRAZADA CON VAPOR

La temperatura de diseño para tubería trazada con vapor será la temperatura del fluido o la que resulte de restar 20 °F a la temperatura de saturación del vapor de trazado, la que sea mayor.

12.3 TUBERÍA DE BAJA TEMPERATURA

La tubería de diseño con una temperatura de operación del fluido inferior a -20 °F, será la temperatura normal de operación del fluido, además deberá diseñarse para soportar 100 °F de temperatura. Se colocará una diagonal para indicar en este renglón las dos condiciones.

12.4 LÍNEAS DE ENTRADA A VÁLVULAS DE SEGURIDAD

La temperatura de diseño será la temperatura del fluido más severa en condiciones normales de operación, no de relevo y que coincida con la presión de diseño.

12.5 LÍNEAS DE DESCARGA DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD

La temperatura de diseño, será la temperatura normal de operación, ambiente, o la temperatura del fluido de represionamiento, la que sea mayor.

12.6 GENERALIDADES

Cuando por condiciones del proceso mismo se puedan presentar dos o más condiciones de operación normal, se ha establecido que la temperatura de diseño debe ser la condición más severa del fluido (Coincidente con una presión de diseño), en estos casos si se prefiere para ser más explícitos se puede indicar las dos condiciones de temperatura de operación que puedan ocurrir separadas por una diagonal, indicando con un asterisco (*) la que se escoge como diseño. Este dato estará expresado en grados centígrados sin decimales.

13. TEMPERATURA VAR. (VARIACIÓN DE TEMPERATURA)

13.1 DEFINICIÓN

Se considera como temperatura Var. si por condiciones de operación de la planta se puedan presentar variaciones de temperatura por períodos cortos, como por ejemplo aumentos de temperatura al cerrar momentáneamente la entrada de un sistema de apagado “quench” o al entrar fluido caliente a un sistema, ect. Por lo que se indicará en este espacio el valor más alto esperado, en caso de que haya variaciones por distintas causas. Este dato será expresado en grados centígrados sin anotar decimales.

13.2 TEMPERATURA DE VAR. “A”

Se indicará con la letra “A” cuando la duración de la variación de temperatura de operación no se pase de 10 horas continuas o de 100 horas al año.

13.3 TEMPERATURA VAR. “B”

Se indicará con la letra “B” cuando la duración de la variación de temperatura de operación no pase de 50 horas continuas o de 500 horas al año.

13.4 SISTEMAS PROTEGIDOS CON VALVULAS DE SEGURIDAD

En estos casos la temperatura que se alcanza durante el tiempo de desfogue se puede considerar como TEMPERATURA VAR. Indicándola con la letra “A”.

13.5 SISTEMAS DE DESCARGA DE VALVULA DE SEGURIDAD

En estos casos se indicará con una nota en observaciones que la variación de temperatura por las diferentes causas de relevo está indicada en el perfil de temperatura que el Departamento de Ingeniería de Sistemas envía al Departamento de Análisis de Esfuerzos para su estudio.

14. TEMPERATURA LIM. (TEMPERATURA DE LIMPIEZA)

14.1 DEFINICIÓN

Este espacio se refiere a la temperatura que se alcance al efectuar la limpieza de la tubería, la cual depende del medio que se utilice, limpieza química, soplado, vaporizado, ect. En la mayoría de los casos, esta temperatura será la del vapor.

14.2 GENERALIDADES

Dentro de la tubería o recipiente pueden quedar residuos de varillas de soldadura, pernos, guantes, estopa y otros materiales empleados durante la construcción.

Durante las primeras inspecciones se eliminan pedazos grandes de madera y cable, restos pequeños como estopas y tuercas. Polvos y mugre deben eliminarse por medio del lavado con agua en las tuberías y recipientes. Cuando deben eliminarse capas de aceite es probable o necesario el lavado químico.

Las necesidades de limpieza especial de los equipos más comúnmente conocidos son: Líneas de succión de compresoras, sistemas de lubricación de compresores y de turbinas, haces de tubos de cambiadores de calor ya que normalmente se recubren con grasa por el fabricante para prevenir la corrosión, generadores de vapor, chaquetas de agua de enfriamiento de compresores y turbinas siguiendo las instrucciones dadas por el fabricante.

Antes de iniciar la limpieza es necesario efectuar una comprobación completa del proceso para asegurarse que en las succiones de las bombas se colocarán mallas, bridas ciegas al frente de equipo como las compresoras y que existen los brincos (by-pass) necesarios en las tuberías que permitirán la continuidad del flujo.

El lavado debe manejarse por cuadrantes geográficos, tales como el sector de preparación de carga, reactor, regeneración, horno o sistemas de fraccionamiento. Todas las secciones demasiado grandes para lavarse con agua (como tubería de más de 30" de Ø) o aquellas que no deben tocar el agua porque contendrán más tarde reactivos químicos (tales como reactores o sistemas de regeneración de catalizador) deben ser totalmente soplados con aire a temperatura ambiente; en sistemas de refrigeración que más tarde trabajarán a baja temperatura se efectúa el secado de las líneas con aire a temperatura aproximada de 250 ° F.

En resumen las líneas se pueden limpiar con agua ó aire a temperatura ambiente, o con vapor normalmente de presión baja o media, esta operación es responsabilidad de quien va a operar la planta o la va a arrancar ya que debe vigilar que la planta este totalmente limpia, lavada, purgada y secada.

15. MEDIO DE PRUEBA LIQ.(L) o GAS (G)

En ese espacio se indica por medio de una letra, que fluido se utilizará para la prueba, L ó G.

L Indica prueba con líquido, generalmente agua.

G Indica prueba con gas, generalmente aire.

En resumen, los criterios a seguir son los siguientes:

De preferencia, probar con líquido todas las líneas.

Si la línea es de 14" o mayor y la presión de prueba es de 125 psig o menor, se utilizará aire. Si la presión de prueba excede 125 psig, se probará con agua, previendo, junto con el Depto. De Análisis De Esfuerzos si la tubería necesita apoyos extras o si se debe probar por partes.

Los circuitos que normalmente se prueban con aire son líneas de vacío, cabezales de desfogue, y líneas pequeñas de muy baja presión.

Las líneas que normalmente van a la atmósfera, como venteos y drenes no se probarán.

16. DENSIDAD GAS O VAPOR (V)

En este espacio se anota la densidad del líquido que circula por la línea en operación normal.

Si la línea conduce un gas o vapor en operación normal se anotará únicamente la letra V.

Si se conduce fluido en 2 fases, se anotará la densidad de la mezcla y se acompaña este valor por la letra L/V

Se calculará como sigue:

Densidad de Mezcla = Densidad Líquido (Gasto vol. Líquido/Gasto vol. Total) + Densidad Gas (1-(Gasto vol. Líquido/Gasto vol. Total).

Densidad en lb/ft³.

17. LINEA CRITICA

Las anotaciones de esta columna, estarán de acuerdo a los criterios expuestos en el sistema #1.

Si la línea de que se trate es crítica de acuerdo al sistema #1, se anotará S en el lado izquierdo de la diagonal. Si no es crítica se cancela el espacio.

El lado derecho de la diagonal es para anotar las líneas críticas por parte de Departamento de Análisis de Esfuerzos.

18. DIAGRAMA DE FLUJO No.

Aquí se indica el número de diagrama en el cual aparece la línea de referencia.

Cuando la línea nace en un diagrama y termina en otro, pueden indicarse ambos diagramas con una diagonal.

Comúnmente para indicar el número en el diagrama se anotará el número de diagrama, basta con los dos últimos dígitos.

Si la línea pasa por más de 2 diagramas se anotará el número del diagrama en que se origina y el número del diagrama en el que tiene su destino separados por una diagonal.

19. OBSERVACIONES

Este espacio se destina para anotar cualquier aclaración que se crea necesario. Por ejemplo para explicar el tipo de aislamiento especial (ver columna 20). O en caso de operaciones cíclicas, como por ejemplo en deshidratadores, se anotará el número de ciclos y su duración, así como los valores de presión, temperatura que se presenten en ciclos y no sean los de diseño.

20. TIPO DE AISLAM. (TIPO DE AISLAMIENTO)

El tipo de aislamiento que se usa se seleccionará de acuerdo a las características del sistema, entre los que aparecen en la parte inferior de la hoja de lista de líneas como LEYENDA DE AISLAMIENTO. Y según las generalidades de las especificaciones L-202 y L-203.

Se anotará únicamente la letra que identifica el tipo de aislamiento.

En caso de no requerirse aislamiento por cualquier razón, se cancelará el espacio con una línea.

21. CLAVE DE AISLAM. (CLAVE DE AISLAMIENTO)

De acuerdo a la temperatura y al tipo de aislamiento seleccionado, se fijará la clave de aislamiento a partir de las tablas I y II de la especificación L-202 y tablas IA, IB, y II de la especificación L-203.

Se hace recalcar que la clave de aislamiento solo depende de la temperatura y el tipo de aislamiento.

22. CAPA DE AISLAM. INT. (CAPA DE AISLAMIENTO INTERIOR)

En el caso de baja temperatura, se pueden requerirse espesores que no se puedan alcanzar con una sola capa. En este caso, se requerirán una capa interna y una capa externa cuyos espesores se determinarán de acuerdo a las tablas IA, IB y II de la especificación L-203.

La capa interna que se determina con la tabla II mencionada es la que se anotará en esta columna. En el caso de aislar por alta temperatura, los espesores determinados por las tablas I y II de la especificación L-202. Si se logran con una capa por lo que este espesor será el que se anote.

23. CAPA DE AISLAM. EXT. (CAPA DE AISLAMIENTO EXTERIOR)

En el caso de aislamiento frío, el espesor externo determinado por las tablas IA, IB y II de las especificaciones L-203 será el que se anote en esta columna.

24. CLAVE DE ACABADO

El acabado del aislante se especificará de acuerdo a la tabla II de la especificación L-202 y a la tabla III de la especificación L-203.

Las listas de líneas que a continuación se presentan son únicamente del Proceso de Deshidratado y Desalado de Crudo y de las líneas nuevas que se incluyeron en este proceso, en cuanto a las líneas de servicios auxiliares se encuentran en la parte de anexos de este trabajo.

"ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A TANQUES GUN BARREL"

LISTA DE LÍNEAS DE PROCESO

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION EJECUTIVA DE INGENIERIA DE PROCESO ESPECIALIDAD DE INGENIERIA DE SISTEMAS HIDRAULICOS										NOTAS:										CLAVES DE AISLAMIENTO										LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A:										LISTA DE LINEAS									
										1.- LA COLUMNA EN INDICA EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA SIN INDICAR LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA. 2.- LIMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MÁXIMA DE LIMPIEZA DE LINEA, CON VAPOR O MEDIO SECO. 3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACIÓN. "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO, "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO. 4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MAXIMAS DE OPERACION NORMAL.										H CONSERVACION DE CALOR T VENA DE VAPOR O OPERACION ESTABLE C PROTECCION AL CONGELAMIENTO E CALEFACCION ELECTRICA P PROTECCION PERSONAL F PROTECCION CONTRA RENDIDO ESPECIAL										SUBCOMPETENCIA DE ANALISIS DE SERVICIO: PROCESO SISTEMAS DE PROYECTO: F.27773 "CONVERSION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMBB" CLIENTE: PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION (PEP)										LOCALIZACION: PARAISO, TABASCO SECCION: PROCESO, DESHIDRATACION Y DESALADO DE CRUDO MAYA									
Øn	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	MAX.	MIN.	DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ. (L) GAS (G)	GAS O VAPOR (V)	LIQ. (L) GAS (G)	GAS O VAPOR (V)							CLAVE	CODIGO	ESPESSOR mm	MATERIAL SUJECION	CLAVE DE ACABADO																						
36"	P	1094	A51A	36" P 1330 (1)	48" P 1331 (1)	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							22B/21	FASE I																											
24"	P	1095	A51A	16" P 1095-2	30" P 1099	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
16"	P	1095-1	A51A	TV-5007	24" P 1095	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
16"	P	1095-2	A51A	TV-5007	24" P 1095	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
24"	P	1096	A51A	16" P 1096-2	30" P 1099	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
16"	P	1096-1	A51A	TV-5007	30" P 1096	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
16"	P	1096-2	A51A	TV-5007	24" P 1096	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
24"	P	1097	A51A	16" P 1097-2	30" P 1100	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
16"	P	1097-1	A51A	TV-5007	24" P 1097	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
16"	P	1097-2	A51A	TV-5007	24" P 1097	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
24"	P	1098	A51A	16" P 1098-2	30" P 1100	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
16"	P	1098-1	A51A	TV-5007	24" P 1098	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
16"	P	1098-2	A51A	TV-5007	24" P 1098	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
30"	P	1099	A51A	TAPON CACHUCHA	TAPON CACHUCHA	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
30"	P	1100	A51A	TAPON CACHUCHA	TAPON CACHUCHA	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
36"	P	1101	A51A	30" P 1100	36" P 1102	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
36"	P	1102	A51A	36" P 1101	48" P 1333 (1)	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
36"	P	1103	A51A	48" P 1333 (1)	36" P 1105	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21	FASE I																											
24"	P	1104	A51A	TV-5007	36" P 1102	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21/22A	FASE I																											
36"	P	1105	A51A	36" P 1103	GA-3100 AB/C	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							21/22A	FASE I																											
24"	P	1105-1	A51A	36" P 1105	MB-03 (GA-3100 C)	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							22A	MB-03 SE SUSTITUIRA POR GA-3100C EN FASE II																											
24"	P	1105-2	A51A	36" P 1105	MB-2 (GA-3100 B)	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							22A	MB-02 SE SUSTITUIRA POR GA-3100B EN FASE II																											
24"	P	1105-3	A51A	36" P 1105	MB-01 (GA-3100 A)	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							22A	MB-01 SE SUSTITUIRA POR GA-3100A EN FASE II																											
20"	P	1106	A51A	20" P 1283	36" P 1109	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							22A	FASE I																											
20"	P	1107	A51A	20" P 1289	36" P 1109	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							22A	FASE I																											
20"	P	1108	A51A	20" P 1294	36" P 1109	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							22A	FASE I																											
36"	P	1109	A51A	BRIDA CIEGA	48" P 1341 (1)	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							22A/25	FASE I																											
16"	P	1111	A51A	10" P 1285	36" P 1105	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							22A	FASE I																											
16"	P	1112	A51A	10" P 1290	36" P 1105	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							22A	FASE I																											
16"	P	1113	A51A	10" P 1295	36" P 1105	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							22A	FASE I																											
36"	P	1130	A51A	36" P 1109	36" P 1131	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							22A/24A	FASE I, SE CONSIDERA HASTA EL DISPARO																											
36"	P	1131	A51A	BRIDA CIEGA	BRIDA CIEGA	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							24A	FASE II																											
30"	P	1132	A51A	36" P 1131	20" P 1133	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							24A	FASE II																											
20"	P	1133	A51A	30" P 1132	14" P 1135	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							24A	FASE II																											
20"	P	1134	A51A	30" P 1132	14" P 1142	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							24A	FASE II																											
14"	P	1135	A51A	20" P 1133	EA-3100A T1	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							24A	FASE II																											
14"	P	1136	A51A	EA-3100B T1	20" P 1141	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							24A	FASE II																											
1"	P	1137	A51A	14" P 1136	PSV-3101	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921							24A	FASE II																											

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A TANQUES GUN BARREL”

REV.		FECHA		ELAB.		APROB.		NOTAS:				CLAVES DE AISLAMIENTO				LINEAS CRITICAS				LISTA DE LINEAS															
1		27-Abr-10		CMA		JIMO		1.- LA COLUMNA ØN INDICA EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA SIN INDICAR LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA 2.- LIMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MÁXIMA DE LIMPIEZA DE LINEA: CON VAPOR O MEDIO SECO 3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACIÓN; "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MÁXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO, "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MÁXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO. 4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MÁXIMAS DE OPERACION NORMAL				H CONSERVACION DE CALOR T VENA DE VAPOR O OPERACION ESTABLE C PROTECCION AL CONGELAMIENTO E CALEFACCION ELECTRICA P PROTECCION PERSONAL A CONTRA RUIDO (SUDOR) F PROTECCION CONTRA INCENDIO S ESPECIAL				LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A:				SERVICIO: PROCESO PROYECTO: F.27773 "CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMOB" CLIENTE: PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION (PEP)															
CLAVE DE IDENTIFICACION								RUTA				PRESION Kg/cm ²				TEMPERATURA °C				MEDIO DE PRUEBA				DENSIDAD kg/cm ³				LOCALIZACION: PARAISO, TABASCO				SECCION: PROCESO, DESHIDRATACION Y DESALADO DE AISLAMIENTO			
Øn	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	PRUEBA		DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ. (L) GAS (G)	GAS O VAPOR (V)	LINEA CRITICA	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	CLAVE	CODIGO	ESPOSOR mm	MATERIAL SUJECION	CLAVE DE ACABADO													
								MAX.	MIN.																										
14"	P	1138	A51A	20" P 1133	EA-3100D T1	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
14"	P	1139	A51A	EA-3100D T1	20" P 1141	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
1"	P	1140	A51A	14" P 1139	PSV-3102	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
20"	P	1141	A51A	14" P 1139	30" P 1150	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
14"	P	1142	A51A	20" P 1134	EA-3100E T1	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
14"	P	1143	A51A	EA-3100F T1	20" P 1148	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
1"	P	1144	A51A	14" P 1143	PSV-3103	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
14"	P	1145	A51A	20" P 1134	EA-3100G T1	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
14"	P	1146	A51A	EA-3100H T1	20" P 1148	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
1"	P	1147	A51A	14" P 1146	PSV-3104	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
20"	P	1148	A51A	14" P 1143	30" P 1150-1	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
30"	P	1150	A51A	20" P 1141	20" P 1148	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
30"	P	1150-1	A51A	30" P 1150	20" P 1151	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
20"	P	1151	A51A	30" P 1150	EA-3101A T1	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
20"	P	1152	A51A	EA-3101A T1	30" P 1157	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5													
1"	P	1153	A51A	20" P 1152	PSV-3105	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5													
20"	P	1154	A51A	30" P 1150-1	EA-3101B T1	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																		
20"	P	1155	A51A	EA-3101B T1	30" P 1157	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5													
1"	P	1156	A51A	20" P 1155	PSV-3106	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5													
30"	P	1157	A51A	20" P 1155	36" P 1158	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5													
36"	P	1158	A51A	BRIDA CIEGA	BRIDA CIEGA	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5													
36"	P	1159	A51A	36" P 1158	36" P 1109	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A/22A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5													
30"	P	1160	A51A	36" P 1131	20" P 1161	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A/24B	FASE II																		
20"	P	1161	A51A	30" P 1160	14" P 1163	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A/24B	FASE II																		
20"	P	1162	A51A	30" P 1160	14" P 1172	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		
14"	P	1163	A51A	20" P 1161	EA-3100A T2	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		
14"	P	1164	A51A	EA-3100B T2	20" P 1169	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		
1"	P	1165	A51A	14" P 1164	PSV-3111	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		
14"	P	1166	A51A	20" P 1161	EA-3100C T2	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		
14"	P	1167	A51A	EA-3100D T2	20" P 1169	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		
1"	P	1168	A51A	20" P 1167	PSV-3112	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		
20"	P	1169	A51A	14" P 1164	30" P 1180	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		
14"	P	1172	A51A	20" P 1162	EA-3100E T2	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		
14"	P	1173	A51A	EA-3100F T2	20" P 1178	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		
1"	P	1174	A51A	14" P 1173	PSV-3113	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		
14"	P	1175	A51A	20" P 1162	EA-3100G T2	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		
14"	P	1176	A51A	EA-3100H T2	20" P 1178	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II																		

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A TANQUES GUN BARREL”

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION EJECUTIVA DE INGENIERIA DE PROCESO ESPECIALIDAD DE INGENIERIA DE SISTEMAS HIDRAULICOS										NOTAS: 1.- LA COLUMNA ØN INDICA EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA SIN INDICAR LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA 2.- LMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MÁXIMA DE LIMPIEZA DE LINEA: CON VAPOR O MEDIO SECO 3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACIÓN; "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MÁXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO; "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MÁXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO. 4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MAXIMAS DE OPERACION NORMAL										CLAVES DE AISLAMIENTO H CONSERVACION DE CALOR T VENA DE VAPOR O OPERACION ESTABLE C PROTECCION AL CONGELAMIENTO E CALEFACCION ELECTRICA P PROTECCION PERSONAL A CONTRA RICO (SUJOD) F PROTECCION CONTRAINCENDIO S ESPECIAL					LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A: SUBCOMPETENCIA <input checked="" type="checkbox"/> ANALISIS DE ESFUERZO <input checked="" type="checkbox"/> SISTEMAS PROYECTO: F.27773 "CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMOB" CLIENTE: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCION (PEP)					LISTA DE LINEAS SERVICIO: PROCESO SECCION: PROCESO, DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE																																																	
REV. 1										FECHA 27-Abr-10										ELAB. CMA										APROB. JIMO																																																	
CLAVE DE IDENTIFICACION										RUTA										PRESION Kg/cm ²										TEMPERATURA °C										MEDIO DE PRUEBA										DENSIDAD kg/cm ³										LOCALIZACION: PARAISO, TABASCO										SECCION: PROCESO, DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE									
Øn	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	PRUEBA		DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ. (L) GAS (G)	GAS O VAPOR (V)	LINEA CRITICA	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	CLAVE	CODIGO	ESPOSOR mm	MATERIAL SUJECION	CLAVE DE ACABADO																																																									
1"	P	1177	A51A	14" P 1176	PSV-3114	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																																																														
20"	P	1178	A51A	14" P 1176	30" P 1180	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																																																														
30"	P	1180	A51A	20" P 1169	20" P 1178	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																																																														
30"	P	1180-1	A51A	30" P 1180	20" P 1181	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																																																														
20"	P	1181	A51A	30" P 1180-1	EA-3101A T2	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																																																														
20"	P	1182	A51A	EA-3101A T2	30" P 1187	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
1"	P	1183	A51A	20" P 1182	PSV-3115	5.0		7.5	5.5	80.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
20"	P	1184	A51A	30" P 1180-1	EA-3101B T2	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																																																														
20"	P	1185	A51A	EA-3101B T2	30" P 1187	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
1"	P	1186	A51A	20" P 1185	PSV-3116	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
30"	P	1187	A51A	20" P 1185	36" P 1158	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
36"	P	1200	A51A	BRIDA CIEGA	36" P 1201	5.0		7.5	5.5	80.0			G	0.921		24A/22B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
36"	P	1201	A51A	BRIDA CIEGA	BRIDA CIEGA	5.0		7.5	5.5	80.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
30"	P	1202	A51A	36" P 1201	20" P 1203	5.0		7.5	5.5	80.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
20"	P	1203	A51A	30" P 1202	14" P 1205	5.0		7.5	5.5	80.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
20"	P	1204	A51A	30" P 1202	14" P 1210	5.0		7.5	5.5	80.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
14"	P	1205	A51A	20" P 1203	EA-3100B T1	5.0		7.5	5.5	80.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
14"	P	1206	A51A	EA-3100A T1	20" P 1214	5.0		7.5	5.5	80.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
14"	P	1207	A51A	20" P 1203	EA-3100D T1	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
14"	P	1208	A51A	EA-3100C T1	20" P 1214	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
14"	P	1210	A51A	20" P 1204	EA-3100F T1	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
14"	P	1211	A51A	EA-3100E T1	20" P 1215	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																																																														
14"	P	1212	A51A	20" P 1204	EA-3100G T1	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5																																																									
14"	P	1213	A51A	EA-3100G T1	20" P 1215	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																																																														
20"	P	1214	A51A	14" P 1206	20" P 1215	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																																																														
20"	P	1215	A51A	14" P 1213	30" P 1216	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																																																														
30"	P	1216	A51A	20" P 1215	36" P 1217	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																																																														
36"	P	1217	A51A	BRIDA CIEGA	BRIDA CIEGA	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A	FASE II																																																														
36"	P	1218	A51A	36" P 1217	36" LINEA DISTRIBUCION	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A/22B	FASE II																																																														
30"	P	1220	A51A	36" P 1201	20" P 1221	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24A/24B	FASE II	H	NC-4			MA-5																																																									
20"	P	1221	A51A	30" P 1220	14" P 1223	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II	H	NC-4			MA-5																																																									
20"	P	1222	A51A	30" P 1220	14" P 1227	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II	H	NC-4			MA-5																																																									
14"	P	1223	A51A	20" P 1221	EA-3100B T2	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II	H	NC-4			MA-5																																																									

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A TANQUES GUN BARREL”

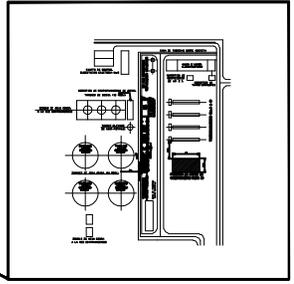
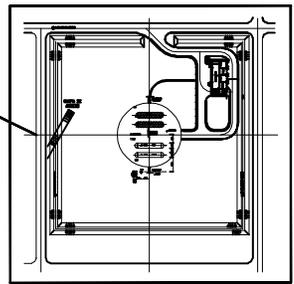
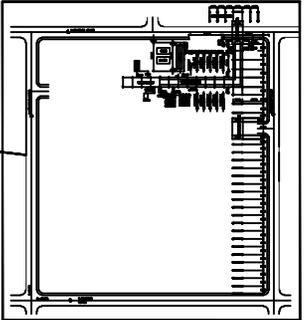
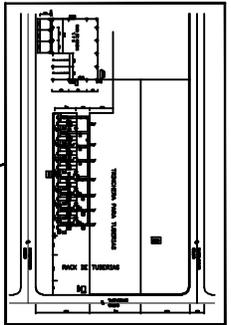
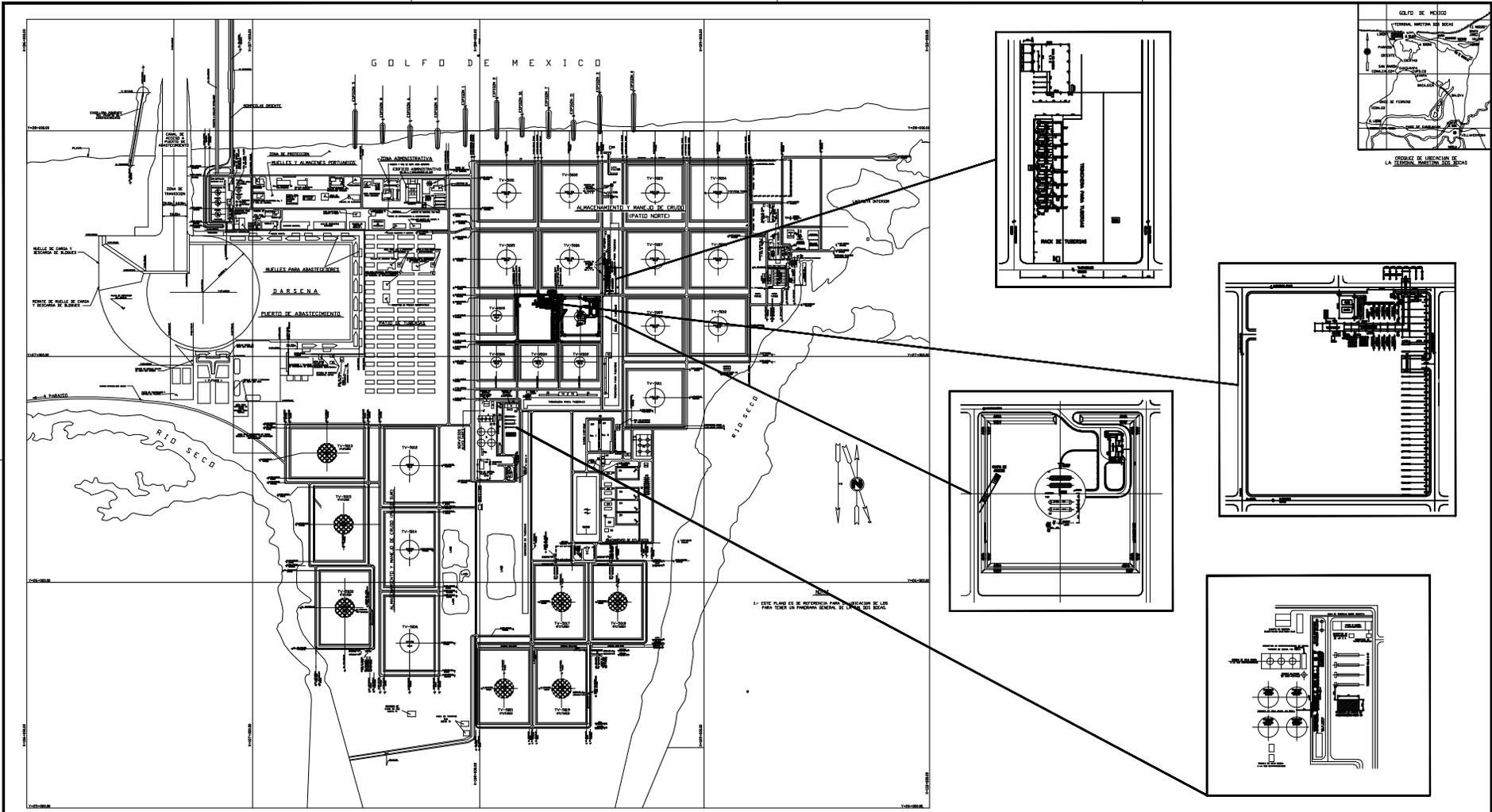
REV.		FECHA		ELAB.		APROB.		NOTAS:		CLAVES DE AISLAMIENTO		LINEAS CRITICAS		LISTA DE LINEAS								
1		27-Abr-10		CMA				1.- LA COLUMNA ØN INDICA EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA SI INDICAR LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA. 2.- LIMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MÁXIMA DE LIMPIEZA DE LINEA CON VAPOR O MEDIO SECO. 3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACIÓN; "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MÁXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO, "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MÁXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO. 4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MAXIMAS DE OPERACION NORMAL.		H CONSERVACION DE CALOR T VENA DE VAPOR O OPERACION ESTABLE C PROTECCION AL CONGELAMIENTO E CALEFACCION ELECTRICA P PROTECCION PERSONAL A CONTRA ROCIÓ (SUDOR) F PROTECCION CONTRA INCENDIO S ESPECIAL		LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A:		SUBCOMPETENCIA <input checked="" type="checkbox"/> ANALISIS DE ESFUERZO <input checked="" type="checkbox"/> SISTEMAS PROYECTO: F.27773 "CONVERSION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMD6" CLIENTE: PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION (PEP)								
CLAVE DE IDENTIFICACION										PRESION Kg/cm ²		TEMPERATURA °C		MEDIO DE PRUEBA		DENSIDAD Kg/cm ³		LOCALIZACION: PARAISO, TABASCO		SECCION: PROCESO, DESHIDRATACION Y DESALADO DE		
Øn	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	PRUEBA		DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ. (L) GAS (G)	GAS O VAPOR (V)	LINEA CRITICA	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	CLAVE	CODIGO	ESPESOR mm	MATERIAL SUJECION	CLAVE DE ACABADO
								MAX.	MIN.													
14"	P	1224	A51A	EA-3100A T2	20" P 1232	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II					
14"	P	1225	A51A	20" P 1221	EA-3100D T2	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5
14"	P	1226	A51A	EA-3100C T2	20" P 1232	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II					
14"	P	1227	A51A	20" P 1222	EA-3100F T2	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5
14"	P	1228	A51A	EA-3100E T2	20" P 1233	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II					
14"	P	1229	A51A	20" P 1222	EA-3100H T2	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5
14"	P	1230	A51A	EA-3100G T2	20" P 1233	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II					
20"	P	1232	A51A	14" P 1224	30" P 1235	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II					
20"	P	1233	A51A	14" P 1230	30" P 1235	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II					MA-5
30"	P	1235	A51A	20" P 1233	36" P 1217	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II					
24"	P	1236	A51A	16" P 1236-2	30" P 1240	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
16"	P	1236-1	A51A	TV-5005	24" P 1236	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
16"	P	1236-2	A51A	TV-5005	24" P 1236	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
24"	P	1237	A51A	16" P 1237-2	30" P 1240	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
16"	P	1237-1	A51A	TV-5005	24" P 1237	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
16"	P	1237-2	A51A	TV-5005	24" P 1237	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
24"	P	1238	A51A	16" P 1238-2	30" P 1241	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
16"	P	1238-1	A51A	TV-5005	24" P 1238	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
16"	P	1238-2	A51A	TV-5005	24" P 1238	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
24"	P	1239	A51A	16" P 1239-2	30" P 1241	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
16"	P	1239-1	A51A	TV-5005	24" P 1239	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
16"	P	1239-2	A51A	TV-5005	24" P 1239	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
30"	P	1240	A51A	TAPON CACHUCHA	TAPON CACHUCHA	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
30"	P	1241	A51A	TAPON CACHUCHA	TAPON CACHUCHA	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
36"	P	1242	A51A	30" P 1240	30" P 1241	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
24"	P	1243	A51A	TV-5005	36" P 1244	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1	H	NC-4	38		MA-5
36"	P	1244	A51A	36" P 1242	48" P 1344	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25	FASE 1					
36"	P	1245	A51A	48" P 1341	FA-3010	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		25/27	FASE I	H	NC-4	38		MA-5
6"	P	1246	A51A	FA-3010	PSV-3010	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		27	FASE I					
6"	P	1247	A51A	6" P 1246	PSV-3011	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		27	FASE I					
36"	P	1251	A51A	FA-3010	48" P 1341	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		27	FASE I	H	NC-4	38		MA-5
12"	P	1257	A51A	FA-3010	GB-3100	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		27	FASE I					
12"	P	1258	A51A	12" P 1257	GB-3100R	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		27	FASE I					
12"	P	1259	A51A	GB-3100	48" CABEZAL SUCCION COMPRESORES DE ESTABILIZADO	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		27	FASE II					
12"	P	1260	A51A	GB-3100R	12" P 1259	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		27	FASE II					

“ELABORACIÓN DE LA INGENIERÍA BÁSICA PARA LA CONVERSIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A TANQUES GUN BARREL”

REV.		FECHA		ELAB.		APROB.		NOTAS:				CLAVES DE AISLAMIENTO				LINEAS CRITICAS		LISTA DE LINEAS				
1		27-Abr-10		CMA		JIMO		1.- LA COLUMNA ØN INDICA EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA SIN INDICAR. *LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA. 2.- LIMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MÁXIMA DE LIMPIEZA DE LINEA: CON VAPOR O MEDIO SECO. 3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACIÓN; "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO, "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO. 4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MAXIMAS DE OPERACION NORMAL.				H CONSERVACION DE CALOR T VENA DE VAPOR O OPERACION ESTABLE C PROTECCION AL CONGELAMIENTO E CALEFACCION ELECTRICA P PROTECCION PERSONAL A CONTRA ROCIO (SUDOR) F PROTECCION CONTRA INCENDIO S ESPECIAL				LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A:		SERVICIO: PROCESO PROYECTO: F.27773 "CONVERSION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMDB" CLIENTE: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCION (PEP)				
CLAVE DE IDENTIFICACION				RUTA		PRESION Kg/cm ²				TEMPERATURA °C				MEDIO DE PRUEBA		DENSIDAD #/cm ³		AISLAMIENTO				
ØN	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	PRUEBA		DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ (L) GAS (G)	GAS O VAPOR (V)	LINEA CRITICA	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	CLAVE	CODIGO	ESPESOR mm	MATERIAL SUJECION	CLAVE DE ACABADO
								MAX.	MIN.													
36"	P	1265	A51A	BRIDA CIEGA	LINEA-48	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		22B/25	FASE II					
24"	P	1266	A51A	36" P 1265	24" P 1316	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		22B	FASE II					
24"	P	1267	A51A	36" P 1265	24" P 1311	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		22B	FASE II					
24"	P	1268	A51A	36" P 1265	24 P 1306	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		22B	FASE II					
20"	P	1269	A51A	20" P 1309	48" CRUDO MAYA A BOVAS	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		22B	FASE II					
20"	P	1270	A51A	20" P 1314	48" CRUDO MAYA A BOVAS	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		22B	FASE II					
20"	P	1271	A51A	30" P 1220	14" P 1227	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		22B	FASE II					
14"	P	1272	A51A	16" P 1310	36" P 1265	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		22B	FASE II					
14"	P	1273	A51A	16" P 1315	36" P 1265	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II					
14"	P	1274	A51A	16" P 1320	36" P 1265	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5
20"	P	1275	A51A	20" P 1309	36" CRUDO A DISTRIBUCION	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II					
20"	P	1276	A51A	20" P 1314	36" CRUDO A DISTRIBUCION	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5
20"	P	1277	A51A	20" P 1319	36" CRUDO A DISTRIBUCION	5.0		7.5	5.5	60.0			G	0.921		24B	FASE II					

13. PLANO DE LOCALIZACIÓN GENERAL

Este documento muestra todo el equipo, instalaciones y edificios visto en planta de la instalación completa de un proceso en el cual se localizan perfectamente a escala los equipos, mayores estructuras y edificios que al componen. Lo anterior a través de círculos, rectángulos con un número de identificación para cada equipo junto con sus coordenadas respectivas. Cabe aclarar que estos documentos fueron realizados con información proporcionada en base a que los equipos ya existen y se encuentran ubicados dentro de la Terminal Marítima Dos Bocas.



1- ESTE PLANO ES SE REFERENCIA PARA LA UBICACION DE LOS PUNTO PARA EL PROYECTO DE LA ZONA DE LOS BOCAS

LISTA DE CAMBIOS
PS-N-1821-2-01-08 REV. 4 PS-N-1821-2-01

DESCRIPCION APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR	
					INGENIERO	
					CONSTRUCCION	
					SUPERVISOR	

ESTE PLANO RELACIONADO AL SISTEMA DE DESALADO Y DESHIDRATACION DE CRUDO MARINO, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-2007 Y TV-2008 A OLM BARRILES, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS PETROLEOS MEXICANOS
PROY. POMEX 1

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO

PLANO DE LOCALIZACION GENERAL DE EQUIPO
UBICACION DE LAS SECCIONES DE DESALADO Y
DESHIDRATADO DE CRUDO MARINO
EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS

ESCL: 1:1000
ACOT: mm.

Db. No. N-F.27733-1812-10-00010 REV. 0

PANAMA, TABASCO CONT. IMP. F.27733 MEXICO

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

1. El petróleo actualmente se está extrayendo de los pozos en condiciones no optimas para la venta es por eso que hay que someterlo a un proceso de deshidratado y desalado y de esta forma con el proceso descrito en este trabajo el petróleo finalmente se obtiene con las siguientes características que son aptas para su comercialización (0.5 % vol de agua y 50 PTB max de sal) teniendo en cuenta que si el petróleo contiene una cantidad mayor de sal y de agua puede ocasionar problemas como son la corrosión o incrustaciones que generarían taponamientos en las tuberías o equipos y esto dificultaría llevar a cabo el proceso de refinación.
2. Para este caso que nos ocupa, la deshidratación y desalado de crudo se logró por medio del uso de los tanques Gun Barrel. Es importante mencionar que para este tipo de procesos también se pueden emplear tanques electrostáticos aunque su mayor desventaja para utilizarlos es el gasto mayor por el consumo eléctrico
3. Existen diversos métodos para lograr la deshidratación y el desalado del petróleo pero para este tipo de proceso que se describe en este trabajo y con referencia a los Tanques de almacenamiento que fueron convertidos a “Gun Barrel” se utilizan dos métodos de los ya existentes que son el método químico en el momento de que se le agrega el desemulsificante al proceso para la deshidratación y el desalado y posteriormente el método gravitacional que es el tiempo de residencia que se presenta en cada tanque para poder extraer el crudo en las condiciones que se requieren para la venta.

OBSERVACIONES

OBSERVACIONES

1. Los tanques “Gun Barrel” generalmente son para capacidades pequeñas sin embargo para este caso se emplearon los tanques de almacenamiento de 500 MB existentes y que se encuentran en operación en la Terminal Marítima de Dos Bocas; estos equipos se convirtieron de tanques de almacenamiento a tanques “Gun Barrel” mediante la modificación de sus internos los cuales fueron determinados con la ayuda del simulador ANSYS.
2. Para lograr la deshidratación y el desalado del petróleo en los tanques “Gun Barrel” es muy importante inyectar un químico (Desemulsificante) esto sirve para el rompimiento de las emulsiones (gotas de agua en petróleo) y de esta manera facilitar la separación del crudo del agua que contiene gran parte de las sales, cabe aclarar que si al petróleo no se le inyecta dicha sustancia es realmente difícil lograr la deshidratación y el desalado del petróleo.
3. Con base a la conversión de los Tanques de Almacenamiento se describieron los criterios utilizados para la elaboración de los documentos que se generaron durante la ingeniería de básica de este proceso entre ellos podemos mencionar los más importantes como son: Bases de Diseño, Diagrama de Flujo de Procesos, Diagrama de Tubería e Instrumentación, Hoja de Datos, Índice de Servicio, Lista de Líneas, etc, es importante mencionar que estos documentos fueron desarrollados por personal del Instituto Mexicano del Petróleo.

TERMINOLOGÍA

TERMINOLOGÍA

AIC	Controlador de análisis continuo	LMB	Libras por mil barriles
ANSI	Instituto Americano de Estándares Nacionales	MB	Mil Barriles
ANSYS	Simulador de Flujo de Fluidos	MBPD	Mil Barriles por día
API	American Petroleum Institute	MILLARDO	Mil millones
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos	MMPCSD	Millones de pies cúbicos estándar por día (60°F y 1 atm)
ASTM	Sociedad Americana para prueba de Materiales	NACE	Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión
AWS	Sociedad Americana de Soldadura	NEMA	Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos
BDP	Barriles por día	NFPA	National Fire Protection Association
CB	Casa de Bombas	NMX	Normas Mexicanas
DFP	Diagrama de Flujo de Proceso	NOM	Norma Oficial Mexicana
DTI	Diagrama de Tubería e Instrumentación	NPT	National Pipe Thread
EA	Economizadores	NRF	Normas de Referencia
EAL	Eliminador de agua libre	PDI	Indicador de presión diferencial
FA	Tanque separador elevado	PEMEX	Petróleos Mexicanos
FIC	Controlador de flujo de agua de recirculación	PLG	Plano de Localización General
FWKO	Free wáter knock out	PTB	Pounds per Thousand Barrels
GA	Bombas de agua	PTC	Planta de Tratamiento de Crudos
GB	Soplador	PV	Válvula automática
HHLL	Nivel muy-muy alto en los tanques de almacenamiento	PVC	Policloruro de Vinilo
HIC	Controlador manual	RO-TANK	Tanque Flotante
HLL	Nivel alto en los tanques de almacenamiento	SDG&F	Sistema Digital de Gas y Fuego
HT	Heater Treater	SDMC	Sistema Digital de Monitoreo y Control
HV	Válvula mezcladora	TBP	Temperatura de ebullición real
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional	TC	Tratamiento de Crudos
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos	TIC	Control de temperatura
ISA	Sociedad Americana de Instrumentos	TMDB	Terminal Marítima Dos Bocas
ISO	Organización Internacional de Normalización	TV	Tanque Gun Barrel
LB	Limite de Batería	UPR	Unidad de Procesamiento Remoto
LI	Indicador de nivel tipo radar	UPS	Sistema de Fuerza Ininterrumpible
LIC	Control de nivel de interfase	W/O	Wáter / oil
LLL	Nivel muy-muy bajo en los tanques de almacenamiento.	WASH TANKS	Tanque de Lavado

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

LIBROS Y TESIS

1. Ingeniería para una planta piloto de Deshidratación y Desalado de Petróleo Crudo. José Manuel Cruz Pedrero. México D.F. 2005
2. VILLEGAS GONZÁLEZ José Gabriel. “Deshidratación costa afuera de aceite crudo ligero”. Director: Carlos Javier Lira Sil. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 135 págs. México D.F. 2000
3. MANRÍQUEZ ÁNGELES Verónica, CALDERÓN ARENAS Merlin, ROLDAN PÉREZ Raúl. “Desarrollo de formulaciones desemulsionantes mejoradas con acción dispersante de asfaltenos para operaciones de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya” Instituto Mexicano del Petróleo. México D.F. 2007
4. MANNING Francis S, Ph. D., P.E. and THOMPSON Richard E., Ph. D., P.E. “Oil Field Processing. Volume Two. Crude Oil”. Pennwell Publishing Company. 400 págs. Año 1995
5. “Crude Oil Processing with Electrostatic Unites”; C.E. –NATCO
6. MARFISI Shirley Y SALAGER Jean Louis. “Deshidratación de crudo. Principios y Tecnología. Planta Piloto en Especialidades Químicas”. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. Ministerio de Ciencia y Tecnología PPGA – FONACIT. Mayo 2004
7. MÉTODOS PARA LA DESHIDRATACIÓN DE HIDROCARBUROS. Revista de comunicación interna de COMESA. SINERGIA. Compañía Mexicana de Exploraciones S.A de C.V Junio 2008
8. TRATAMIENTO DE CRUDOS: NECESIDAD, RECURSOS Y ÚLTIMOS AVANCES G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Nota Técnica No. 36
9. MARFISI VALLADARES Shirley. “Estabilidad de Emulsiones relacionada con el proceso de Deshidratación de Crudos”. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. Facultad de Ingeniería. Ministerio de Ciencia y Tecnología PPGA – FONACIT. Marzo 2005
10. CONSIDINE Douglas M. “Tecnología del petróleo” Publicaciones Marcomobo, S.A. 394 págs. México 1988.
11. GARY James H. HANDWERK G. E. “Refino del petróleo: Tecnología y economía”. Barcelona; Editorial Reverte, 1980. 392 págs.
12. PERRY Robert H. “Manual del Ingeniero Químico” Mc Graw Hill. 1999
13. SPEIGHT J. R. “Petroleum Refining processes”. Editorial Marcel Dekker New York. Año 2002. ISBN. 0-8247-0599-8. 706 pags.
14. RASEEV Sergiu D. “Thermal and Catalytic processes en petroleum refining”. Editorlal Marcel Dekker New York. Año 2003. 706 págs.
15. SANTOS SABRAS Fernando. “Ingeniería de Proyectos”. Escuela Superior de Ingenieros Industriales. Año 1981. 442 págs.
16. WAUQUIER, Jean-Pierre. “El refino del petróleo: petróleo crudo, productos petrolíferos, esquemas de fabricación”. Editorial Fundación Repsol YPF, versión en español. Año 2004. 462 págs.
17. Pohlenz Hintz Roberto. Proyecto de una planta para deshidratar el petróleo crudo del campo Santana de Tabasco

18. Ramírez Palomar Saucedo. Objeto de deshidratar y desalar el petróleo crudo producido en el sureste de la Republica Mexicana

PAGINAS DE INTERNET

1. Miles de manuales y libros de instrucciones. Revisado en 2010. Disponible en www.manual-es.com
2. *OilProduction.net* - Semanario digital con información técnica y noticias referidas a la industria del Oil & Gas. Revisado en 2009. Disponible en www.oilproduction.net
3. Universidad de Los Andes – Mérida www.firp.ula.ve. El laboratorio FIRP es una agrupación de mas de. 20 docentes-investigadores adscritos a la Escuela. Revisado en 2009. Disponible en www.firp.ula.ve
4. La Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal es un proyecto impulsado por la Universidad Autónoma de Estado de México (UAEM), Revisado en 2010. Se encuentra disponible en www.redalyc.uamex.mx
5. Búsqueda de patentes registradas en México. *PatentesOnline* es el más rápido motor de búsqueda de patentes mexicanas. Búsqueda avanzada de Patentes. Revisado en 2009. Se encuentra disponible en la siguiente dirección www.patentesonline.com.mx
6. La *biblioteca universia* de recursos de aprendizaje. Revisado en 2009. Disponible en www.biblioteca.universia.net
7. "How Oil Refining Works." 04 January 2001. *HowStuffWorks.com*. <<http://science.howstuffworks.com/oil-refining.htm>> 01 February 2010. ...<http://science.howstuffworks.com/oil-refining>

ANEXOS

	INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO
Conversión de Tanques de Almacenamiento a "Gun Barrel" para Deshidratar Crudo Maya en TMDB.	
MANUAL DE OPERACIÓN	

1. MANUAL DE OPERACIÓN

En este documento se presentan los procedimientos preliminares, tales como: lavado químico, prueba hidrostática de equipos y sistemas, pruebas de continuidad y hermeticidad, inspección y comprobación del equipo eléctrico; adicionalmente contiene los procedimientos especiales para acondicionamiento de equipo o secciones de la planta, cambios de operación, falla de servicios auxiliares o de equipos críticos.

1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO.

El proceso para esta Unidad, consiste en eliminar el agua y las sales que contiene al Crudo Maya, mediante lavado con agua y separación por decantación en dos etapas en serie (deshidratación y desalado), utilizando dos tanques de almacenamiento atmosféricos de 500 MB de capacidad, convertidos a "Gun Barrel".

Los tanques de almacenamiento atmosféricos de 500 MB de capacidad, se han acondicionado como "Gun Barrel" con el propósito de incrementar la eficiencia en la deshidratación y el desalado del crudo, logrando con esto las especificaciones requeridas para su comercialización (0.5% volumen de agua y 50 ptb).

El esquema de procesamiento de la Unidad, está integrado por las siguientes secciones:

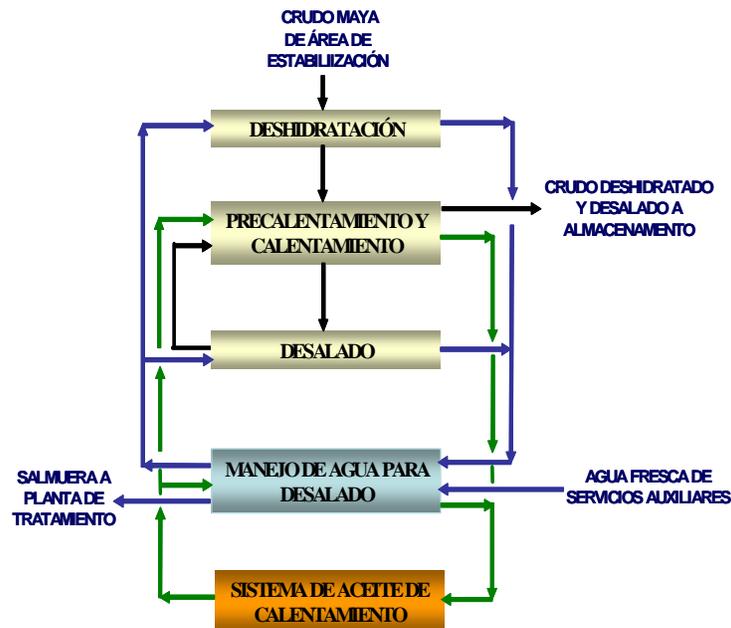


FIGURA 30. ESQUEMA DEL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN Y DESALADO DE CRUDO MAYA

1.1.1. DESHIDRATACIÓN DE CRUDO.

La deshidratación del crudo maya estabilizado efectuada en esta Sección, corresponde a la Primera Etapa de procesamiento, la cual se realiza a temperatura ambiente. El crudo estabilizado de carga, recibe una inyección de desemulsificante y agua, con el fin de favorecer la separación de esta última, contenida en el crudo, posteriormente la mezcla de agua y crudo, se alimenta al tanque de almacenamiento TV-5007 de 500 MB convertido a "Gun Barrel", en donde por decantación se separa el agua del crudo.

El proceso se inicia, con el recibo de 300 MBPD de crudo maya proveniente del área de estabilización de la TMDB, esta carga tiene un contenido de agua de 4% volumen (con relación a la carga manejada) y 2,100 PTB (contenido de sal en el crudo, en libras de cloruro de sodio por cada 1,000 barriles de crudo limpio). El crudo se recibe en Limite de Batería a 30°C y 5 Kg/cm² man, haciéndose pasar por la válvula automática PV-5007, en donde se reduce su presión hasta 2 Kg/cm² man, que es la presión necesaria para alimentarse al tanque de almacenamiento de primera etapa de 500 MB convertido a "Gun Barrel" TV-5007, previa inyección de agua y paso por la válvula mezcladora HV-5007A/B.

Antes de que el crudo de carga se mezcle con agua, se inyecta en la línea principal de carga agente desemulsificante, con el objetivo de reducir la tensión interfacial y favorecer el rompimiento de emulsiones característica del crudo maya, y así tener una clara definición de las fases, para que de esta manera se logre una mayor eficiencia en la separación del agua del crudo en el tanque TV-5007.

En la línea principal de recibo de crudo, posterior a la inyección de agua se cuenta con un controlador de análisis continuo de contenido de agua AIC-5701, el cual durante la operación normal enviará señal de ajuste de contenido de agua, al controlador de flujo de agua de recirculación de la segunda a la primera etapa FIC-3193, de manera que siempre se mantenga un contenido de agua en el crudo de alimentación al tanque TV-5007 de 10% en volumen.

El objetivo de la inyección de agua a la corriente de crudo maya estabilizado de carga, es por un lado como ya se mencionó antes, favorecer la separación del agua en el tanque TV-5007, y por otro lado es eliminar por dilución, una parte del exceso de sal que contiene el crudo de carga.

La mezcla agua-crudo se alimenta por el fondo y uniformemente distribuida al primer tanque de almacenamiento de 500 MB "Gun Barrel" TV-5007. La alimentación de la mezcla crudo-agua se realiza de manera uniforme a través de un cabezal distribuidor interno, lográndose de esta manera una alta eficiencia en la separación de las fases líquidas por decantación.

La fracción de agua libre separada en el tanque TV-5007, es tomada por la primer bomba de agua de recirculación GA-3101 A-D para enviarla a 4 Kg/cm² man y 34°C, hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas fuera de Limite de Batería previa mezcla con la salmuera procedente de la segunda etapa de deshidratación y desalado. El envío de agua del tanque TV-5007, se realiza mediante el control de nivel de interfase LIC-5007A, a través de la válvula automática LV-5007A. El crudo obtenido por la parte superior del tanque TV-5007, con un contenido de agua de 1% en volumen y 172 ptb, se envía por gravedad hacia la succión de las bombas GA-3100 A-B/C instaladas en la Casa de Bombas No. 2, las cuales lo envían a 34°C y 3 Kg/cm² man hacia la sección de precalentamiento y calentamiento de la Unidad.

1.1.2. PRECALENTAMIENTO Y CALENTAMIENTO.

En esta sección se recibe el crudo deshidratado procedente de las bombas GA-3100 A-B/C instaladas en la Casa de Bombas No. 2. La corriente de crudo deshidratado se alimenta por el lado de los tubos, a los economizadores de crudo tren 1 EA-3100 A-H T1, los cuales operan en un arreglo 4 paralelo 2 serie, en estos equipos la corriente de crudo incrementa su temperatura hasta 39°C aprovechando el calor del crudo desalado producto procedente de la segunda etapa de deshidratado y desalado, a continuación la corriente de crudo deshidratado se hace pasar por el lado de la coraza de los calentadores de crudo tren 1 EA-3101A-B que operan en paralelo, en estos equipos el crudo incrementa su temperatura hasta 60°C, aprovechando el calor proporcionado por una corriente de aceite de calentamiento procedente de un sistema de recuperación de calor, que utiliza como medio de calentamiento los gases de combustión efluentes de los generadores de energía eléctrica, instalados en el área de servicios auxiliares de la TMDB.

El aceite de calentamiento entra por el lado de los tubos del EA-3101A-B a una temperatura de 200°C y una presión de 4 Kg/cm² man y sale a una temperatura de 158°C y una presión de 3.8 Kg/cm² man.

Para controlar a 60°C en la corriente de crudo deshidratado a la salida de los calentadores EA-3101A-B, se cuenta con el control de temperatura TIC-3114 que está instalado en la línea de salida del crudo caliente, este control actúa sobre las válvulas automáticas TV-3114A y TV-3114B que se encuentran instaladas en las líneas de salida de aceite de los calentadores EA-3101A-B, en caso de disminuir la temperatura del crudo hacia la segunda etapa de deshidratado-desalado, el control envía señal de apertura a las válvulas automáticas para permitir el paso de más flujo caliente de aceite térmico, y en caso de aumentar la temperatura de salida, cierran las válvulas automáticas para reducir el flujo de aceite de calentamiento y de esa manera ajustar la temperatura del crudo.

Cuando el flujo de crudo a procesar sea de 300 MBPD opera solo el tren 1 de economizadores y calentadores EA-3100 A-H T1 y EA-3101 A-B T1, pero en el caso en que la carga de crudo a procesar sea de 600 MBPD, operará en paralelo al tren 1, el tren 2 de economizadores y calentadores EA-3100 A-H T2 y EA-3101 A-B T2.

1.1.3. DESALADO.

El proceso de desalado que se lleva a cabo en esta sección, corresponde a la segunda etapa de deshidratado y desalado de crudo maya, y consiste en la remoción de la sal que generalmente se encuentra disuelta en el agua contenida en el crudo, esta operación se realiza mediante la adición de una corriente de agua (con bajo contenido de sales) a la corriente de crudo deshidratado. Posteriormente, se efectúa la separación de las fases agua y crudo mediante decantación en el tanque de almacenamiento TV-5005, convertido a "Gun Barrel", obteniéndose las especificaciones requeridas de contenido de agua y sales en el crudo (0.5% volumen de agua y 50 ptb).

La corriente de crudo deshidratado a 60°C, recibe una inyección de agente desemulsificante con el propósito de facilitar la separación del crudo y el agua que contiene gran parte de las sales, a continuación a esta corriente se le inyecta agua de lavado hasta alcanzar un contenido de 10% en volumen de agua en el crudo, esta inyección tiene la finalidad de solubilizar la sal contenida en la corriente de crudo, reduciendo su contenido en el crudo producto. A continuación la mezcla agua-crudo pasa por la válvula mezcladora HV-5005A/B, la cual es operada por medio del controlador manual HIC-5005A/B, que cuenta con el indicador de presión diferencial PDI-5005A/B, este indicador sirve para ajustar la caída de presión a través de la válvula en 1.5 Kg/cm² man (valor recomendado). La válvula mezcladora tiene la función de crear una emulsión por efecto de la turbulencia entre crudo y el agua, para de esta manera dispersar esta última en el crudo en forma de gotas extremadamente pequeñas. La intensidad de mezclado es función de la caída de presión a través de la válvula mezcladora.

A mayor caída de presión mayor intensidad de mezclado y viceversa. Posterior al mezclado se cuenta en línea con el analizador continuo de contenido de sal AIC-5501, el cual durante la operación enviará señal de ajuste de flujo de agua fresca, al controlador FIC-3171, que a su vez ajustará la válvula automática FV-3171 instalada en la línea de admisión de agua fresca a la Planta, de manera que se mantenga un contenido de sal en el crudo de alimentación al tanque TV-5005 de entre 200 a 400 ptb.

A continuación la corriente mezcla agua-crudo, se envía a 60°C y 1.5 Kg/cm² man hacia el tanque FA-3010 el cual se encuentra a 15 m de altura con relación al nivel de piso, este equipo opera a presión atmosférica y en él se separan por la parte superior los vapores de hidrocarburos ligeros generados por el calentamiento de la mezcla crudo-agua (2.2 MMPCSD), pasando hacia la succión del soplador GB-3100A/R, que los envía a 0.035 Kg/cm² man (0.5 psig), hacia el área de compresión de la TMDB, para su posterior incorporación al sistema de envío de gases a Cunduacán.

La mezcla agua-crudo se obtiene por la parte inferior del tanque FA-3010, la cual por diferencia de nivel se alimenta por el fondo y uniformemente distribuida al segundo tanque de almacenamiento de 500 MB "Gun Barrel" TV-5005. La alimentación de la mezcla crudo-agua se realiza por medio de un cabezal distribuidor interno, el cual se utiliza para alimentar la mezcla crudo-agua de manera uniformemente en la superficie interna del tanque, lográndose de esta forma una alta eficiencia en la separación de las fases líquidas por decantación.

El crudo producto se obtiene por la parte superior del tanque TV-5005, con un contenido de agua de 0.4% en volumen y 50 ptb de contenido de sal, de donde se envía por gravedad hacia la succión de las bombas MB-06, MB-07 y MB-08 localizadas en la Casa de Bombas No. 2, que lo envían a 60°C y 4 Kg/cm² man hacia la sección de precalentamiento y calentamiento, en donde se hace pasar por el lado de la coraza de los economizadores de crudo del EA-3101 A-H T1. En estos equipos la corriente de crudo se enfría desde 60°C hasta 54°C, para posteriormente enviarse a 3 Kg/cm² man como crudo producto hacia almacenamiento o rebombeo en la Casa de Bombas 4 Temporal.

El agua libre separada por el fondo del tanque TV-5005, es tomada por la segunda bomba de agua de recirculación GA-3102 A-D, que la envía a 4 kg/cm² man y 60°C hacia tres destinos, el primero mediante el control de nivel de interfase crudo-agua LIC-5005A del tanque TV-5005, hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas fuera de L.B., este envío se realiza a través de la válvula automática de control de nivel LV-5050A. El segundo destino corresponde al agua de recirculación a la segunda etapa de deshidratación y desalado, la cual se realiza mediante el control de flujo FIC-3191 que actúa sobre la válvula automática FV-3191 instalada en la línea de agua de recirculación a la 2a. etapa. El tercer destino lo constituye el agua utilizada para la recirculación a la 1a. etapa de deshidratación y desalado, la cual se inyecta a la línea de crudo estabilizado de carga, a través de la válvula automática FV-3193, la cual es ajustada por los controles en cascada AIC-5701/FIC-3193, contenido de agua en el crudo de alimentación al tanque FV-5007/flujo de agua de recirculación al tanque TV-5007 (primera etapa), procedente del tanque TV-5005 (segunda etapa).

1.1.4. MANEJO DE AGUA PARA DESHIDRATACIÓN Y DESALADO.

El sistema de deshidratado y desalado considerado en este proyecto, como ya se mencionó antes utiliza dos etapas en serie para el deshidratado y desalado, la inyección de agua para este tipo de sistemas se efectúa también en serie es decir, el crudo que entra a la primera etapa que corresponde a la deshidratación, recibe el agua a control de flujo procedente de la segunda etapa (desalado), de la primera etapa sale el agua que a control de nivel se envía hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas, mientras que al crudo que sale de la primera etapa se le inyecta agua con bajo contenido de sal antes de entrar a la segunda etapa.

El agua requerida para el desalado del crudo, se recibe en limite de batería a 25°C y 3.0 Kg/cm² man, con un flujo de 9,000 BPD, que es el agua necesaria para que esta cantidad más 6,000 BPD (recirculación de la segunda etapa), mantengan un contenido de agua de 10% (referido a la carga manejada), en el crudo de alimentación a la segunda etapa, y a la vez se mantenga un contenido de sal en este punto de entre 200 y 400 ptb.

El flujo de agua procedente de L.B., se controla mediante los controles en cascada FIC-3171/AIC-5501, flujo de agua fresca procedente de L.B. y contenido de sal en la corriente de crudo de alimentación a la segunda etapa. Posterior al ajuste de flujo, el agua fresca se hace pasar por el lado de los tubos del calentador de agua fresca EA-3102A, en este equipo el agua incrementa su temperatura hasta 60°C, aprovechando el calor proporcionado por una corriente de aceite de calentamiento procedente de un sistema de recuperación de calor, que utiliza como medio de calentamiento los gases de combustión efluentes de los generadores de energía eléctrica, instalados en el área de servicios auxiliares de la TMDB.

El aceite de calentamiento se alimenta por el lado de la coraza del calentador EA-3102A a una temperatura de 200°C y una presión de 2.8 Kg/cm² man, y sale de la misma a una temperatura de 165°C y una presión de 2.0 Kg/cm² man, para reintegrarse al circuito de aceite de calentamiento.

Para controlar a 60°C en la corriente de agua fresca a la salida del calentador EA-3102A, se cuenta con el control de temperatura TIC-3172A que está instalado en la línea de salida del agua del calentador, este control actúa sobre la válvula automática TV-3172A que se encuentra instalada en la línea de salida del aceite del calentador EA-3102A, en caso de disminuir la temperatura del agua efluente del calentador, el control envía señal de apertura a la válvula automática para permitir el paso de más flujo caliente de aceite térmico, y en caso de aumentar la temperatura de salida, cierra la válvula automática para reducir el flujo de aceite de calentamiento y de esa manera ajustar la temperatura del agua.

Cuando el flujo de crudo procesado sea de 300 MBPD, opera solo un cuerpo de los calentadores de agua EA-3102 A-B, pero en el caso en que la carga de crudo a procesar sea de 600 MBPD, operarán los dos cuerpos de estos equipos.

El flujo de agua fresca 9,000 BPD a 60°C, se mezcla a continuación con 6,000 BPD de agua de recirculación a 60°C procedentes de la segunda etapa a través de las bombas GA-3102 A-D, y el flujo resultante de 15,000 BPD se mezcla con la corriente de crudo deshidratado de alimentación a la segunda etapa. Esta cantidad de agua más 15,000 BPD contenidos en el crudo deshidratado, permiten tener en esta corriente el 10% volumen de agua (con relación a la carga manejada), e indirectamente un contenido de sal de entre 200 a 400 ptb.

En el tanque de almacenamiento de 500 MB convertido a "Gun Barrel" TV-5005, el crudo y el agua se separan por decantación, obteniéndose en la parte inferior el agua la cual es tomada por la succión de las bombas GA-3102 A-D,

para enviarla a 60°C con un flujo de 28,800 BPD hacia tres destinos. El primero corresponde a la recirculación hacia la segunda etapa con un flujo de 15,000 BPD, el cual es ajustado por el control FIC-3191 a través de la válvula automática FV-3191; el segundo destino lo conforma la recirculación de agua hacia la primera etapa, la cual se realiza manejando un flujo de 18,000 BPD que es ajustado mediante los controles en cascada AIC-5701/FIC-3193, a través de la válvula automática FV-3193, y el tercer destino corresponde a 4,800 BPD que es el exceso de nivel del tanque TV-5005, el cual es enviado hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas, mediante el control LIC-5005A que actúa sobre la válvula automática LV-5005A.

Para su protección, cada una de las bombas GA-3102 A-D, cuenta en la línea descarga con una línea de recirculación por flujo mínimo, en donde se tiene instalada una válvula automática de control de presión PV-3185-3188, la cual abrirá cuando la presión de descarga corresponda al manejo del flujo mínimo de la bomba, de acuerdo a su curva de operación.

Para efectuar el monitoreo de nivel, cada uno de los tanques TV-5007 y TV-5005, cuenta con tres transmisores de nivel, que envían su señal hacia el cuarto de control. En el caso del tanque TV-5005, se cuenta con el indicador de nivel de tipo radar LI-5005, que está instalado en la parte superior, y los otros dos sensores de nivel que operan por análisis de composición instalados en el cuerpo del tanque LE-5005A y LE-5005B, el primero es utilizado por el control de nivel de interfase LIC-5005A y el segundo para el monitoreo del nivel del agua/lodos a través del LI-5005B. El controlador LIC-5005A y el indicador LI-5005B, cuentan a su vez con alarmas por alto y bajo nivel.

El agua de mayor saturación obtenida por decantación del crudo en el fondo del tanque de almacenamiento de 500 MB convertido a "Gun Barrel" TV-5007 que corresponde a la primera etapa, es tomada por la succión de las primeras bombas de agua de recirculación GA-3101 A-D, para enviarla a 34°C con un flujo de 15,000 BPD y una presión de 4.8 Kg/cm² man, hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas, mediante el control LIC-5007A que actúa sobre la válvula automática LV-5007A. El flujo total de salmuera enviado a la Planta de Tratamiento es de 19,800 BPD.

Para su protección, y al igual que las bombas GA-3102 A-D, las bombas GA-3101 A-D cuentan en su línea descarga con una línea de recirculación por flujo mínimo, en donde se tiene instalada una válvula automática de control de presión PV-3181-3184, la cual abrirá cuando la presión de descarga corresponda al flujo mínimo de la bomba, de acuerdo a su curva de operación.

La línea de salida de agua congénita a Límite de Batería cuenta con los siguientes instrumentos, manómetro local PI-3195A, indicación de presión en el cuarto de control PI-3195, totalizador de flujo en el cuarto de control FQI-3195A, indicación de contenido de aceite en línea AI-3195 y con una toma de muestra local para el control de calidad del agua.

En la descarga de las bombas GA-3101 A-D, se cuenta con un sistema de envío de agua para la remoción de los sólidos depositados en los fondos de los tanques TV-5005 y TV-5007. Este sistema está constituido por dos líneas que están conectadas a la parte inferior de cada tanque. Cuando sea necesaria la remoción de sólidos del fondo de cualquiera de los tanques, se utilizará este sistema, manejando un flujo de 10,000 BPD, medido en el indicador local FI-3197. La duración de esta operación, será la necesaria para remover los sólidos depositados en el fondo del tanque que se encuentre en este proceso de limpieza.

1.2. EQUIPO ESPECIAL.

1.2.1. Tanque Deshidratador de Crudo Maya, TV-5007.

La Unidad de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, cuenta con un Tanque deshidratador de Crudo Maya (primera etapa), el cual es el resultado de la conversión a "Gun Barrel" realizada al tanque de almacenamiento TV-5007 de 500 MB.

La conversión del tanque TV-5007 se realizó, con la finalidad de incrementar la eficiencia de la separación del agua del crudo mediante decantación, de la carga procedente del área de Estabilización de la TMDB, este tanque tiene la capacidad de procesar hasta 600 MBPD, obteniendo como producto crudo deshidratado con un contenido máximo de agua del 5% en volumen con respecto a la carga manejada. Parte de la sal contenida en el crudo (cloruro de sodio, cloruro de calcio y cloruro de magnesio), se separa del mismo, durante la operación, debido a que ésta se encuentra disuelta en el agua que se separa del crudo.

El tanque de almacenamiento convertido a "Gun Barrel" TV-5007, en condiciones normales del proceso, operará a una temperatura de 34°C y a presión atmosférica, este equipo cuenta con los siguientes niveles y características (Ver Hoja de Datos del TV-5007)

- Colchón de agua: desde el nivel de piso hasta una altura de 3.2 m.
- Interfase Agua-Crudo: desde los 3.2 m hasta una altura de 3.55 m.
- Espesor de la interfase Agua-Crudo: 0.35 m.
- Altura de las 8 boquillas de 16" de salida del crudo deshidratado: 10.95 m.
- Altura de las 8 boquilla de salida de 6" de agua hacia la succión de la bomba GA-3101 A-C/D: 0.30 m.
- Altura de la boquilla de 36" de alimentación de crudo carga: 1.0 m.
- Altura de la boquilla de 10" de alimentación de agua para la remoción de lodos (sólidos), acumulados en el fondo del tanque: 0.375 m.
- Altura de las 6 boquillas de 6" de drenaje aceitoso: 0.15 m.
- Altura de la boquilla de 24" para vaciado de crudo: 3.5 m.

La alimentación del crudo al tanque de almacenamiento convertido a "Gun Barrel", se realiza a través de un distribuidor de 36" de diámetro que se encuentra instalado longitudinalmente a una altura de 1 m, dentro de la zona del colchón de agua, ver Figuras 30 y 32. Este distribuidor de crudo, se encarga de esparcir en forma uniforme y a baja velocidad en toda el área transversal del tanque, la emulsión agua-crudo a fin de aumentar el área de contacto entre el agua y la emulsión, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua, ver Figura 46. La emulsión fluye en forma ascendente a través del agua en el interior del tanque, hasta la zona de la interfase localizada por arriba de los 3.2 m, esta zona tiene un espesor de 35 cm. Dado que la densidad del crudo es menor que la del agua, el crudo asciende a la zona correspondiente al crudo ya deshidratado, el cual se extrae del tanque como producto a través de 8 boquillas de 16" de diámetro cada una, localizadas a una altura de 10.95 m.

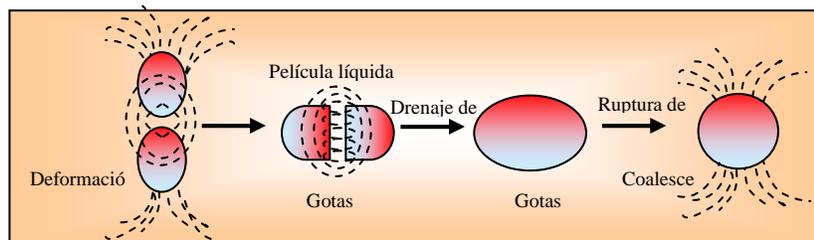


FIGURA 31. REPRESENTACIÓN DEL FENÓMENO DE COALESCENCIA.

La acción coalescente creada por la atracción de las gotas de agua forma gotas más y más grandes, hasta que finalmente, las gotas de agua son lo suficientemente grandes para separarse del crudo, debido a la diferencia de densidades agua/crudo. El agua separada del crudo entra a la fase del agua "como lluvia". Cuando el tanque TV-5007 está en operación, aproximadamente el 24% de su volumen lo ocupa el agua salada. El controlador de nivel de interfase LIC-5007A en la interfase crudo/agua, controla el flujo de agua que sale del tanque TV-5007 por la parte inferior, para mantener un nivel de agua que cumpla con las especificaciones de la operación del sistema.

Por otra parte, en el fondo del tanque TV-5007, se tiene instalado en forma longitudinal un distribuidor, cuya función es remover mediante inyección de agua, los sólidos acumulados en el fondo, los cuales se extraen del tanque a través de 6 líneas de 6" de drenaje aceitoso, enviándose hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas, la geometría de este distribuidor es similar a la indicada en las Figuras 30 y 32, excepto que el diámetro de tubería es de 10". Este tanque cuenta también con una boquilla de 24" localizada a una altura de 3.5 m, la cual se utilizará para vaciar el crudo remanente, previo a la entrega del tanque a mantenimiento durante el paro normal del mismo.

Adicionalmente a lo anterior y para su correcta operación, el tanque TV-5007 cuenta en la parte superior con 6 válvulas rompedoras de vacío de 8" de diámetro y el transmisor de nivel al cuarto de control LT-5007. En el cuerpo del tanque se cuenta con una boquilla de 24" a una altura de 3.5 m para propósitos de vaciado del crudo durante el mantenimiento o reparación del equipo; también se cuenta con dos boquillas de 2" a 4.7 m de altura la primera y 2.01 m la segunda, éstas boquillas son para los transmisores de nivel al cuarto de control LIT-5007A y LIT-5007B, el primero para monitoreo de la interfase agua-crudo y el segundo para el monitoreo del nivel de lodos o sedimentos en el fondo del tanque.

1.1.1. Tanque de Desalado de Crudo Maya, TV-5005.

La Planta de Deshidratación y Desalado de Crudo Maya, cuenta también con un Tanque para Desalado de Crudo Maya (segunda etapa), el cual es el resultado de la conversión a "Gun Barrel" realizada al tanque de almacenamiento TV-5005 de 500 MB.

La conversión del tanque TV-5005 a "Gun Barrel", se realizó con la finalidad de separar mediante decantación el agua contenida en el crudo procedente de la primera etapa de esta Unidad, este tanque tiene la capacidad para procesar hasta 600 MBPD, obteniendo como producto crudo desalado con un contenido máximo de agua del 0.4% en volumen con respecto a la carga manejada y un contenido máximo de sal de 50 PTB.

El proceso de desalado que se realiza en el tanque TV-5005, consiste en la remoción de sal inorgánica (200 a 400 ptb), que generalmente se encuentra disuelta en el agua, después de la adición de una corriente de agua fresca (con bajo contenido de sales) a la corriente de crudo deshidratado procedente de la primera etapa. Posteriormente, en el tanque TV-5005 se efectúa la separación de las fases agua y crudo mediante decantación, alcanzando las especificaciones requeridas de contenido de agua y sal en el crudo. La sal está presente en el crudo en diversas formas: como cristales solubilizados en el agua emulsionada y productos de corrosión o incrustación insolubles en agua.

El tanque de almacenamiento convertido a "Gun Barrel" TV-5005, en condiciones normales del proceso, operará a una temperatura de 60°C y a presión atmosférica, este equipo cuenta con los siguientes niveles y características (Ver Hoja de Datos del TV-5005)

- Colchón de agua: desde el nivel de piso hasta una altura de 3.2 m.
- Interfase Agua-Crudo: desde los 3.2 m hasta una altura de 3.55 m.
- Espesor de la interfase Agua-Crudo: 0.35 m.
- Altura de las 8 boquillas de 16" de salida del crudo deshidratado: 10.95 m.
- Altura de las 8 boquilla de salida de 6" de agua hacia la succión de la bomba GA-3102 A-C/D: 0.30 m.
- Altura de la boquilla de 36" de alimentación de crudo carga: 1.0 m.
- Altura de la boquilla de 10" de alimentación de agua para la remoción de lodos (sólidos), acumulados en el fondo del tanque: 0.375 m.
- Altura de las 6 boquillas de 6" de drenaje aceitoso: 0.15 m.
- Altura de la boquilla de 24" para vaciado de crudo: 3.5 m.

Adicionalmente y para su adecuada operación, el tanque TV-5005 cuenta en la parte superior con el transmisor de nivel al cuarto de control LT-5005 y en el cuerpo del tanque se cuenta con dos boquillas de 2" a 4.7 m de altura la primera y 2.01 m la segunda, éstas boquillas son para los transmisores de nivel al cuarto de control LIT-5005A y LIT-5005B, el primero para monitoreo de la interfase agua-crudo y el segundo para el monitoreo del nivel de lodos o sedimentos en el fondo del tanque.

1.1.2. Sistema de Aceite de Calentamiento.

En la Planta, se cuenta con un sistema de aceite de calentamiento que proporciona el calor requerido para calentar el Crudo Maya hacia la segunda etapa y el agua fresca que se utiliza para deshidratar y desalar el crudo; este sistema tiene la capacidad de incrementar la temperatura de estas corrientes hasta 60°C, que es la temperatura requerida para una operación eficiente en las etapas de deshidratación y desalado. El sistema de calentamiento a base de aceite, esta diseñado para dar el calor requerido en las corrientes indicadas para manejar una la temperatura de 60°C con una carga de crudo de hasta 600,000 BPD.

El sistema de aceite de calentamiento, consiste en un circuito cerrado, que utiliza aceite térmico como medio de calentamiento. El sistema que se describe es general y básico, por lo que el proveedor del paquete deberá complementarlo o adecuarlo de acuerdo al diseño que presente este sistema para cumplir con los requerimientos de proceso.

El aceite de calentamiento se maneja por medio de una bomba hacia 2 de 4 (para una capacidad de procesamiento de Crudo Maya de 300 MBP) recuperadores de calor que se encuentran instalados en los tiros de las chimeneas las turbinas de gas de los generadores de energía eléctrica del área de Servicios Auxiliares de la TMDB. A la salida de los recuperadores de calor se cuenta con un controlador de temperatura que ajusta un sistema de mamparas para regular el

flujo de gases de combustión que pasen por el haz de tubos del recuperador de calor con el propósito de mantener la temperatura del aceite en un valor que asegure los 200°C y 4 Kg/cm² man En la alimentación de aceite a los intercambiadores de calor, crudo-aceite de calentamiento EA-3101 A-B (lado tubos) y agua-aceite de calentamiento EA-3102 A-B (lado cuerpo).

En la salida de los intercambiadores anteriores, se tiene instalada una válvula automática TV-3124 A/B para los EA-3101 A-B (lado tubos) y TV-3172 A/B para los EA-3102 A-B (lado cuerpo), estas válvulas son accionadas respectivamente por un control de temperatura TIC-3114 y TIC-3172 A/B, que mantiene la temperatura del Crudo y del agua a la salida de los intercambiadores en 60°C.

Cuando la temperatura del Crudo o agua disminuye, el controlador de temperatura manda abrir más la válvula automática para manejar un mayor flujo de aceite de calentamiento en el intercambiador, recuperando de esta manera la temperatura. En caso contrario, al aumentar la temperatura de Crudo o agua, el controlador de temperatura manda a cerrar la válvula automática para manejar un flujo menor de aceite al calentador en el intercambiador, logrando con esto disminuir la temperatura del Crudo o agua. Una vez que el aceite de calentamiento a transferido calor en los intercambiadores EA-3101 A-B y EA-3102 A-B, se une en un cabezal de retorno con una temperatura aproximada de 160°C y una presión de 3.5 Kg/cm² man.

El cabezal de retorno esta comunicado con un tanque de expansión térmica, el cual tiene la finalidad de absorber las variaciones de volumen de aceite de calentamiento que se generen por cambios de temperatura a través del circuito. El aceite proveniente del cabezal de retorno pasa por un filtro para retener partículas que se pudieran tener por la degradación del aceite, posteriormente el aceite se envía a la bomba de alimentación de aceite a los recuperadores de calor, con lo se inicia nuevamente el ciclo de calentamiento. Adicionalmente, el sistema de calentamiento cuenta con un tanque de almacenamiento de aceite, el cual a través de una bomba repone aceite al circuito, este mismo tanque puede recibir el inventario del sistema de calentamiento ya que cuenta con una línea de vaciado instalada en la succión de la bomba de manejo de aceite hacia los recuperadores de calor y hacia el tanque de almacenamiento. Tanto el tanque de almacenamiento de aceite de calentamiento como el tanque de expansión térmica utilizan un sistema de presurización con gas inerte como sello para evitar la oxidación del aceite térmico.

La esquematización de este sistema se presenta en la Figura 32.

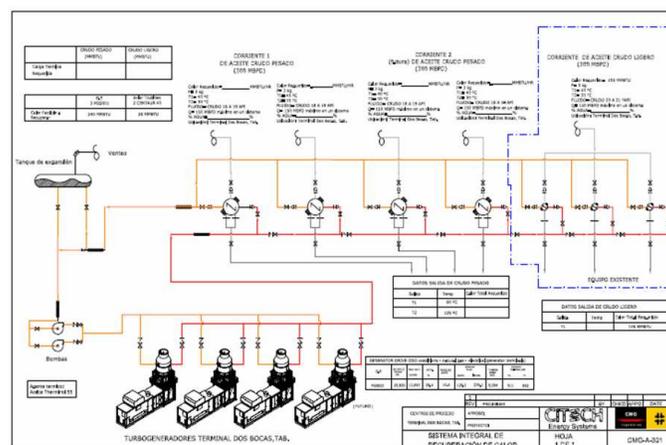


FIGURA 32. SISTEMA DE ACEITE DE CALENTAMIENTO.

1.2. PROCEDIMIENTOS PRELIMINARES.

Como fase final de la construcción de las instalaciones para llevar a cabo el deshidratado y desalado del crudo maya, así como de la conversión de los tanques de almacenamiento de 500 MB a "Gun Barrels", es necesario llevar a cabo una serie de verificaciones previas a la puesta en servicio; el objetivo de estas verificaciones es asegurar que cada sistema y equipo del mismo, se encuentre de acuerdo al diseño. Estas actividades también son la última revisión crítica del diseño antes de la puesta en operación.

1.2.1. Precomisionamiento.

Inspección Final.

Esta inspección tiene como objetivo comprobar que la Unidad de procesamiento y modificación de tanques de almacenamiento se encuentren totalmente terminadas y que en su construcción se hayan cumplido con todas las especificaciones del proyecto. Se verifica que también se han llevado a cabo los cambios y modificaciones acordados y que no hay equipo, líneas o elementos de equipo faltantes.

Durante y después de las etapas finales de construcción, el personal operativo junto con personal calificado deberá realizar las actividades del pre-arranque preparatorio. Estas actividades no deberán tratarse de manera ligera. En un arranque programado, el trabajo preparatorio es un requisito previo para el funcionamiento adecuado de sistemas y equipos. Además estas actividades permitirán al personal operativo familiarizarse con el equipo y los sistemas que conforman la Unidad de procesamiento.

El alcance principal del trabajo de inspección final, deberá realizarse para asegurar que las modificaciones y construcción se hicieron exactamente como se encuentra especificado en los Diagramas de Tubería e Instrumentación, Diagramas detallados, especificaciones, estándares y especificaciones. Deberá revisarse cuidadosamente la instalación, orientación y limpieza recipientes, tubería, internos de recipientes y recubrimientos.

Todo el equipo rotatorio (bombas), deberá revisarse para verificar la instalación correcta de la tubería, dirección de rotación, potencia y material de construcción. Siempre deberá tenerse en mente el aspecto de seguridad.

Pruebas Estáticas.

Las pruebas estáticas de los equipos deberán realizarse de acuerdo a los procedimientos de prueba de la fase de precomisionamiento. Antes de realizar cualquier prueba, debe verificarse que todo el trabajo de construcción esté terminado y todas las conexiones estén hechas adecuadamente y que las revisiones asociadas hayan sido completadas de forma exitosa. Deberá asegurarse que el sitio de trabajo este limpio y con el acceso libre y que todo el equipo y herramientas están disponibles para realizar adecuadamente las pruebas. Las pruebas deberán realizarse de forma segura y de acuerdo con el procedimiento técnico específico y deberán registrarse para reportarse en las Hojas de Prueba correspondientes.

Prueba hidrostática de equipos y tuberías.

La prueba hidrostática se efectúa dividiendo la planta en circuitos con condiciones de operación semejantes. Para tal efecto, aislar los equipos y sistemas que tengan presiones de pruebas diferentes. Deben bloquearse los manómetros donde la presión de prueba sea superior a su rango. Deben colocarse juntas ciegas donde existan válvulas de seguridad, las que deben revisarse y calibrarse antes de su instalación final.

Todos los equipos bajo prueba de presión hidrostática deben ventearse al llenarse con agua para eliminar el aire presente. Todos los elementos de un circuito que sean capaces de soportar la presión de prueba del equipo principal, deben quedar sujetos a esta prueba. De la misma manera aquellos que no sean capaces de soportar la prueba, deben aislarse. Un sistema lleno con agua nunca debe drenarse sin abrir el venteo apropiado.

La presión de prueba hidrostática mínima para los equipos es de 1.5 veces la presión de trabajo a temperatura ambiente y está deberá monitorearse constantemente usando un manómetro patrón de precisión, el cual deberá estar previamente calibrado.

Para la prueba hidrostática de tuberías, se deberá realizarse de acuerdo con la Especificación de Proyecto. El alcance de la prueba para cada sistema incluirá tantas pruebas como sea necesario para verificar la integridad de toda la tubería.

Todas las Pruebas hidrostáticas deberán monitorearse mediante la lectura de temperatura/presión y el manómetro deberá calibrarse antes de cada prueba o usar un manómetro patrón de precisión.

Deberá verificarse que la Presión de Prueba se realice entre 50 y 80 % del rango del instrumento. El proceso para realizar la prueba hidrostática de tuberías debe ser el siguiente:

- Cada prueba hidrostática tendrá un número de prueba.
- Se preparará y enviará un aviso de la prueba hidrostática a todas las partes involucradas en el atestiguamiento de las pruebas.
- Deberán colocarse bridas ciegas y llevarse un registro de las instaladas.
- Al terminar la prueba, reinstalar las líneas, instrumentos, válvulas de seguridad, válvulas automáticas etc.
- Retirar las bridas ciegas temporales o comales y volver a colocar las figuras ocho permanentes, realizar los trabajos necesarios para el mantenimiento definido en las especificaciones. En ocasiones, es mejor realizar un lavado justo después de la prueba hidrostática y antes de la reinstalación.

Prueba de Hermeticidad de Válvulas.

Las válvulas normalmente han sido sometidas a prueba de presión en los talleres del proveedor como parte de las pruebas de aceptación. Las válvulas deberán someterse a prueba de presión en las instalaciones sólo cuando hayan sido retiradas, por cualquier razón. La prueba de válvulas deberá realizarse de acuerdo con la especificación técnica para válvulas. Sin embargo, ya que el método de prueba varía según el tipo de válvula, tamaño y servicio, se deberán determinar los requisitos para cada prueba. Donde quede involucrada la garantía de la válvula, el fabricante de la misma deberá involucrarse en la prueba de presión para válvulas críticas y especiales. Una vez terminada la prueba, si es posible, reinstalar inmediatamente la válvula en la línea o equipo, si no, la válvula será tratada adecuadamente para proteger las bridas e internos con un aditamento especial. La válvula protegida se deberá colocar en un lugar limpio y seco para su almacenamiento.

Alineación de Equipo Dinámico.

La alineación del equipo dinámico se realizará de acuerdo con los requisitos que se detallan en las especificaciones de fabricante. Los equipos dinámicos tendrán procedimientos especiales de alineación y las tolerancias aplicables establecidas por el Fabricante. La Hoja de Prueba deberá completarse y diseñarse para registrar todas las lecturas realizadas para un acoplamiento específico.

Cuando se logre una alineación satisfactoria del equipo dinámico, pero posteriormente sea cambiada, debido a una instalación incorrecta o modificación de la tubería, repetir la alineación del equipo para corregirla a condiciones satisfactorias.

Lavado y Limpieza.

Para el procedimiento de lavado y limpieza de líneas y equipos, se puede considerar el siguiente método.

•Lavado y limpieza con agua.

Este método de limpieza es efectivo para retirar desechos sueltos de la tubería pero no es particularmente efectivo para retirar el óxido y cascarilla de las paredes de tuberías o de equipos. El lavado se efectúa dividiendo la instalación en circuitos. Se introduce agua con presión suficiente (puede utilizarse agua de la red de contra incendio), por los puntos altos y se drena por los puntos bajos con bridas abiertas y suficientemente separadas o válvulas totalmente abiertas.

Todas las líneas deben lavarse con agua para eliminar toda la suciedad, residuos metálicos de la construcción, restos de soldadura y otros materiales extraños. Deberán desembridarse las líneas de succión de todas las bombas, cubriendo sus boquillas de entrada y salida con juntas ciegas para evitar que entren a ellas materiales extraños. Todas las placas de orificio y termopares e instrumentación en general, deben quitarse de las tuberías. Las válvulas de control deben quitarse o bien, desembridarse del lado de la tubería que se va a lavar cubriendo su brida con una junta ciega. Cuando se haya comprobado que la tubería antes de la válvula automática ya está limpia, conectar nuevamente la válvula y proseguir el lavado corriente abajo de ésta.

Antes de efectuar el drenado, verificar que estén abiertos los venteos de los recipientes o líneas. Después de efectuar el lavado total, deben drenarse perfectamente todas las líneas y equipos y reinstalar las placas de orificio, termopares, válvulas de control y demás aditamentos de tubería que fueron retirados.

·Limpieza con herramienta mecánica.

Este método se utiliza en áreas de tamaño regular donde se tengan que eliminar el óxido, las escamas y los restos de soldadura y pintura en mal estado; es más eficiente que el de herramienta manual. Para esta limpieza se deben usar cardas, cepillos, esmeriles o cualquier otra herramienta neumática, eléctrica o de transmisión mecánica.

Introducción de Servicios.

Todos los servicios auxiliares deben introducirse tan pronto como estén disponibles y sea posible y conveniente hacerlo, ya que ello permite realizar las pruebas de los circuitos neumáticos y eléctricos de control y de protección, la verificación de instrumentos y válvulas automáticas y la corrida de prueba para bombas, equipo mecánico y unidades paquete.

Inspección y Comprobación de Equipo Eléctrico.

Verificar que todos los interruptores estén abiertos. Proceder a una inspección final de los transformadores, interruptores, motores, arrancadores y sistemas de control, verificando que todos sus elementos se encuentren en condiciones de operar satisfactoriamente de acuerdo a los requerimientos específicos de cada uno de ellos.

Subestación. Realizar las siguientes actividades:

- Prueba de aislamiento al bus.
- Revisión de conexiones de barras.
- Revisión de alambrado.
- Revisión y prueba de interruptores.
- Revisión de elementos térmicos.
- Prueba de control de motores.
- Revisión, prueba y calibración de relevadores.

Transformadores. Realizar las siguientes actividades:

- Prueba de tensión de ruptura del aceite del transformador.
- Determinación del factor de potencia del aceite.
- Prueba de tensión interfaseal.
- Prueba de aislamiento de los devanados de alta y baja tensión.
- Determinación del factor de potencia del transformador de los devanados de alta y baja tensión.
- Prueba de relación de transformación.
- Revisión de derivaciones del transformador para la tensión de trabajo.

Motores. Realizar las siguientes actividades:

- Prueba de aislamiento en el devanado.
- Revisión de la conexión del motor de acuerdo con la tensión de trabajo.
- Corrida en vacío del motor para checar calentamiento, vibración, amperaje etc.

Alimentadores. Realizar las siguientes actividades:

- Prueba de aislamiento a cables alimentadores de baja y alta tensión.
- Prueba del sistema de alumbrado.

Control. Realizar las siguientes actividades:

- Prueba de sistemas de control de unidades paquete.
- Prueba de válvulas operadas eléctricamente.
- Comprobación de circuitos eléctricos de alarmas y disparos.

Comprobación de Circuitos de Control e Instrumentos.

Antes del arranque es necesaria una revisión final de todos los circuitos de control. Todos los elementos de un circuito de control deben haber sido calibrados; las alarmas y disparos de sistema de protección ajustados, así como todos los elementos restantes del circuito para estar seguros de su correcto funcionamiento cuando se requiera.

La revisión final de un circuito implica:

- Que todos los elementos estén instalados, calibrados y probados para una función adecuada.

- Que todos los lazos de control hayan sido debidamente configurados.
- Que todos los instrumentos y controles configurados tengan los rangos apropiados y estén activos.
- Que todos los dispositivos de alarmas y disparos estén activados y ajustados a los valores requeridos para lograr la debida protección de equipos y sistemas.
- Que el ajuste de los controladores en sus modos de control (banda proporcional, reset o reajuste y relación), esté en valores adecuados.
- Que la acción del controlador corresponde a la hoja de especificaciones.
- La acción de la válvula de control a falla de aire sea la especificada.
- Que las conexiones al proceso estén completas. Esto incluye termocoples, placas de orificio, etc.
- Que se verifique la continuidad de los circuitos de control.
- Que se verifiquen los movimientos de las válvulas por los controladores y de éstos por sus elementos sensores.
- Que se verifique el adecuado acceso y direccionamiento de los elementos de control implantados en los gráficos.

Corrida de prueba de bombas.

Las bombas y sus accionadores deben correrse inicialmente con el máximo de cuidados. Generalmente, la primera corrida se hace manejando agua con ellas. Durante esta etapa, las coladeras de la succión pueden causar restricción del flujo debido a todos los materiales extraños que se retienen en ellas. En este caso se debe limitar el flujo de las bombas centrífugas estrangulando la descarga de las mismas, pero no en una forma exagerada, para evitar que una recirculación interna excesiva genere demasiado calor que pueda dañar las bombas. No debe permitirse que las bombas caviten. Las bombas normalmente manejan materiales más ligeros que el agua que circula durante el arranque inicial. El accionador de la bomba está dimensionado para el fluido normal, consecuentemente al bombear agua, los motores generalmente se sobrecargan absorbiendo mayor amperaje. Para evitar esta situación, el flujo por la bomba debe restringirse por estrangulamiento de la válvula de descarga. En general, deben seguirse las instrucciones del fabricante.

1.2.2. Comisionamiento.

Las pruebas operacionales de comisionamiento o Actividades de Pre-arranque deben realizarse antes de la introducción de carga.

Continuidad.

La continuidad de tuberías, equipos y sistemas puede comprobarse con un flujo de aire seco y limpio para evitar que se queden juntas ciegas olvidadas que impidan el flujo normal de operación.

Prueba de Fugas (Hermeticidad).

La finalidad de esta prueba es la de verificar el apriete adecuado de todas las bridas que no estuvieron sujetas a la prueba hidrostática, en virtud de haber servido como elementos iniciales o finales de un circuito de prueba determinado. Este procedimiento típico aplica a todos los sistemas que en operación normal operan a presión, y puede realizarse utilizando aire de planta o en su defecto aire a 6 a 7 Kg/cm² man de compresores portátiles. La prueba se realizará de la siguiente manera:

Alinear el sistema o circuito que va a probarse, es decir, todas las válvulas de bloqueo del sistema, todas las partes del sistema que están conectadas, válvulas de seguridad, válvulas de instrumentos abiertas, válvulas de dren y de venteo cerradas. Presionar el sistema a su máxima presión de operación o a la presión de los servicios disponibles y registrar la prueba de fugas. La gráfica será marcada con el número, fecha, y hora de inicio de prueba.

Comenzar la revisión de fugas en las bridas, los empaques de preñe estopa de válvulas, tapones de venteo, drenes etc., usando una solución jabonosa. Si se detecta fugas, reapretar los espárragos de bridas o tornillería de válvulas automáticas y/o preñes de válvulas manuales. Después de efectuar el reapriete, repetir la operación y caso de persistir la fuga deberá ser necesario, cambiar los empaques después de depresionar el sistema.

Cuando se tenga una indicación estable de presión, anotar la presión para verificar su tendencia durante la prueba. La prueba continuará por lo menos durante 2 horas, preferentemente durante el día cuando la temperatura ambiente es

relativamente estable. Después de una prueba exitosa, despresionar el sistema y agregar el registro de prueba de fugas al archivo de documentación de comisionamiento.

El criterio que se sigue para determinar si una prueba de hermeticidad se considera exitosa, es que a la presión de prueba la caída de presión en líneas y sistemas que manejan líquidos, es igual o menor que 1%/hr.

1.3. PROCEDIMIENTOS ESPECIALES.

1.3.1. Sistema de Manejo de Agua para Deshidratación y Desalado.

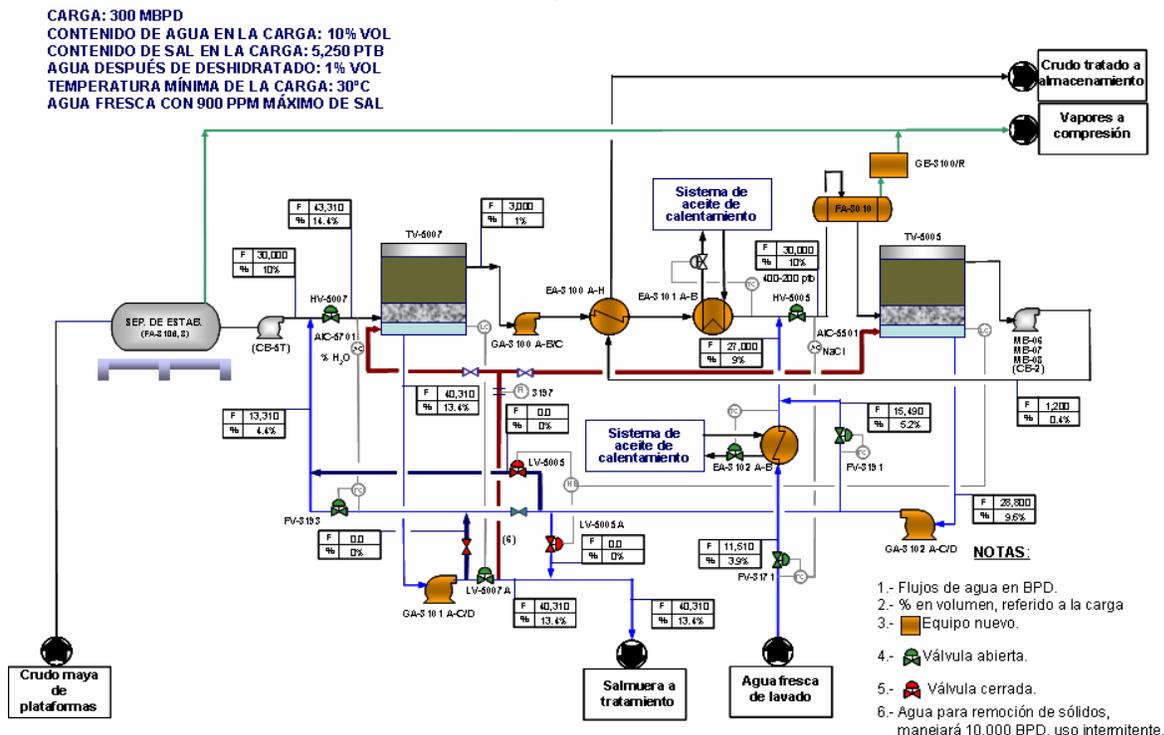
Como se encuentra descrito en este Manual de Operación, el sistema de manejo de agua en la Unidad requerido para el procesamiento de una carga de Crudo Maya de 300 MBPD con un contenido de agua de 4% en volumen (con respecto a la carga manejada) y con un contenido de sal de 2,100 ptb, corresponde al Caso Base de operación de la Unidad. Adicional a lo anterior, esta Unidad cuenta con la flexibilidad de operar el sistema de manejo de agua para la Deshidratación y Desalado, de acuerdo a tres casos de operación.

1. Caso Base (desarrollo de Ingeniería).
2. Caso Diseño.
3. Caso Normal.

Sistema de Manejo de Agua para Deshidratación y Desalado, Caso de Operación Diseño.

En este caso de operación, el sistema de manejo de agua opera en serie al igual que los otros casos, es decir el crudo que entra a la primera etapa (deshidratación), recibe el agua mediante los controles en cascada AIC-5701/FIC-3193, procedente de la segunda etapa (desalado). De la primera etapa, se envía el exceso de nivel mediante el control LIC-5007A hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas. Al crudo obtenido de la primera etapa, que es la alimentación a la segunda etapa, se le inyecta agua con bajo contenido de sal mediante los controles en cascada AIC-5501/FIC-3171 de agua fresca y el control FIC-3191 de agua de recirculación procedente de la segunda etapa, (Ver la siguiente Figura). En este caso de operación, la totalidad del excedente de nivel de agua del tanque de segunda etapa TV-5005, se recirculará a la primera y segunda etapas, es decir, no se enviará agua hacia L.B., procedente de la segunda etapa.

**Sistema de Manejo de Agua para Deshidratación y Desalado,
Caso de Operación Diseño**



Este caso de operación será utilizado, cuando se requiera optimizar el consumo de agua fresca aprovechando su capacidad de dilución, y el sistema de procesamiento tenga las siguientes características:

1. Capacidad de procesamiento: 300 a 600 MBPD.
2. Contenido de agua en el crudo de carga: 10% en volumen (con relación a la carga).
3. Contenido de sal en el crudo de carga: 5,250 ptb.
4. Temperatura mínima en el crudo de carga: 30°C.
5. El agua fresca de lavado contenga como máximo 900 ppm de sal.
6. Se mantenga la operación de inyección de desemulsificante al crudo de carga.

Por su parte, el crudo deshidratado (crudo producto del tanque TV-5007), se obtendrá con un contenido de agua de 1% en volumen (con respecto a la carga). En este caso de operación, el crudo producto de la Unidad continuará cumpliendo con la especificación de contenido de agua, (0.4% en volumen con relación a la carga y un contenido de sal de 30 ptb).

Para establecer este caso de operación, deberán realizarse los siguientes movimientos operativos, los cuales se han establecido considerando que la operación del sistema antes del cambio, es la correspondiente al Caso Base.

1. Dar aviso del cambio de operación del sistema de manejo de agua en la Unidad, al área de Servicios Auxiliares y a la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas.
2. Pasar al modo de operación manual los siguientes controles, AIC-5501, AIC-5701, FIC-3191, FIC-3171, LIC-5005A y FIC-3193.
3. Incrementar la abertura de la válvula automática FV-3191, mediante el control FIC-3191 para manejar un flujo de 10,690 BPD de agua de recirculación hacia la segunda etapa, y en forma simultánea reducir la abertura de la válvula automática FV-3193 mediante el control FIC-3193 para manejar un flujo de 13,310 BPD de agua de recirculación procedente de la segunda etapa, hacia la primera etapa.
4. Incrementar la abertura de la válvula automática FV-3191, mediante el control FIC-3191 para manejar un flujo de 15,490 BPD de agua de recirculación hacia la segunda etapa, y en forma simultánea cerrar la válvula automática LV-5005A mediante el control LIC-5005A, de tal manera que el agua obtenida de la segunda etapa se recircula en su totalidad hacia la primera y segunda etapas de la Unidad. A continuación, incrementar la abertura de la válvula automática FV-3171 mediante el control FIC-3171 para manejar un flujo de agua fresca a la Unidad de 11,510 BPD.
5. Vigilar la operación de la bomba GA-3101 A-C/D, debido a que el excedente de nivel del tanque TV-5007 se incrementará durante la estabilización del sistema. Cuando el flujo manejado por la bomba en operación alcance los 30,000 BPD, poner en servicio una segunda bomba, de modo que entre las dos manejen finalmente un flujo de 40,310 BPD (20,155 BPD por bomba), este valor de flujo será equivalente al exceso de nivel del tanque TV-5007.

Después de los movimientos operativos anteriores, y una vez estabilizada las condiciones de operación del sistema, se tendrán las siguientes características:

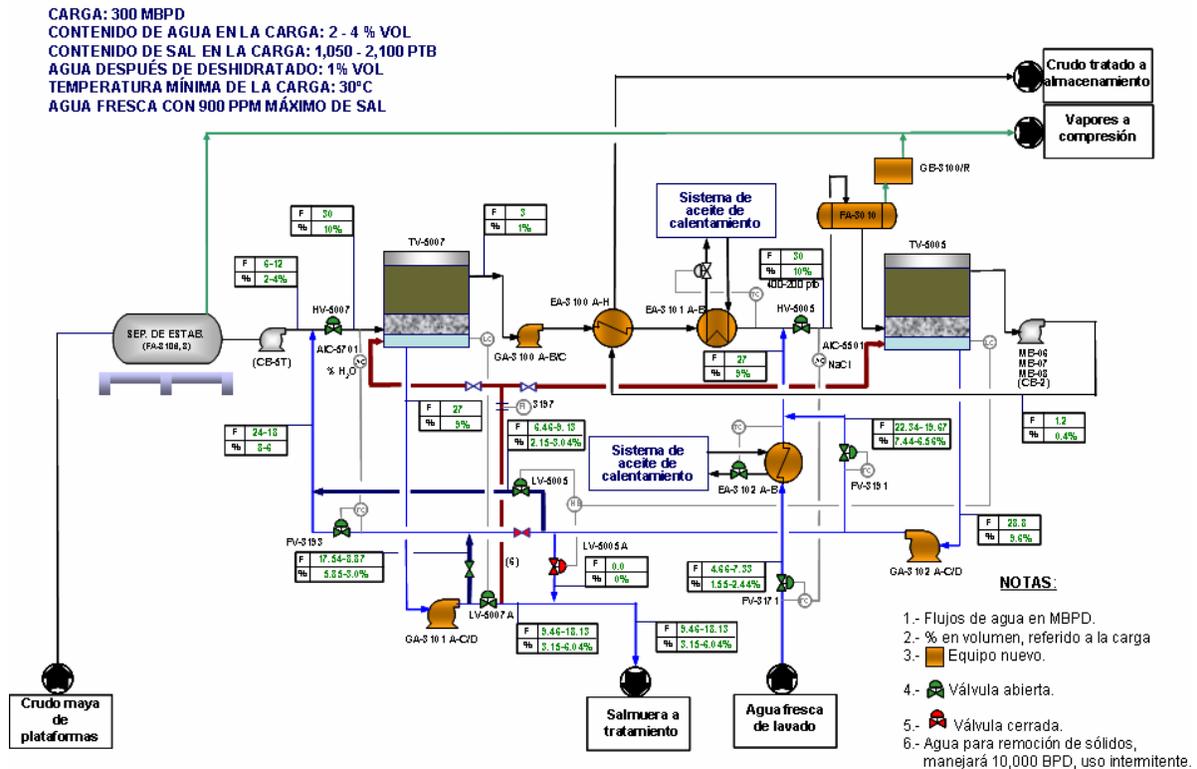
- Contenido de agua en el crudo alimentado a la primera etapa, TV-5007 (deshidratado): 43,310 BPD (14.4% volumen referido a la carga).
 - Contenido de agua en el crudo producto de la primera etapa, TV-5007: 3,000 BPD (1% volumen referido a la carga).
 - Contenido de agua en el crudo alimentado a la segunda etapa, TV-5005 (desalado): 30,000 BPD (10% volumen referido a la carga).
 - Agua de alimentación a la segunda etapa: 27,000 BPD (9% volumen referido a la carga).
 - Agua salada hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas: 40,310 BPD.
6. Pasar a modo de operación automática los siguientes controles:
 - FIC-3191, con su set point ajustado en 15,490 BPD.
 - FIC-3171, con su set point ajustado en 11,510 BPD.
 - FIC-3193, con su set point ajustado en 13,310 BPD.
 - LIC-5005A con su set point ajustado en 3 m.
 - LIC-5007A con su set point ajustado en 3 m.
 7. Finalmente, enlazar los siguientes controles en cascada:

- AIC-5501, con el control FIC-3171, verificando antes que el valor de contenido de sal en la carga a la segunda etapa se encuentre entre 200 y 400 ptb.
- AIC-5701, con el control FIC-3171, verificando antes que el valor de contenido de agua en la carga a la primera etapa se encuentre al menos en un valor de 10% en volumen (con relación a la carga manejada).

Sistema de Manejo de Agua para Deshidratación y Desalado, Caso de Operación Normal.

En este caso de operación, el sistema de manejo de agua opera en serie al igual que los otros casos, es decir el crudo que entra a la primera etapa (deshidratación), recibe el agua mediante los controles en cascada AIC-5701/FIC-3193 y el control LIC-5005A (a través de la válvula automática LV-5005), procedente de la segunda etapa (desalado). De la primera etapa, se envía el exceso de nivel mediante el control LIC-5007A hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas. Al crudo que sale de la primera etapa, que es la alimentación a la segunda etapa, se le inyecta agua con bajo contenido de sal mediante los controles en cascada AIC-5501/FIC-3171 de agua fresca y el control FIC-3191 de agua de recirculación procedente de la segunda etapa, (Ver la siguiente Figura) En este caso de operación, la totalidad del excedente de nivel de agua del tanque de segunda etapa TV-5005, se recirculará a la primera y segunda etapas, es decir, no se enviará agua hacia L.B., procedente de la segunda etapa.

Sistema de Manejo de Agua para Deshidratación y Desalado, Caso de Operación Normal



Este caso de operación será utilizado, cuando se requiera optimizar el consumo de agua fresca aprovechando su capacidad de dilución, y el sistema de procesamiento tenga las siguientes características:

1. Capacidad de procesamiento: 300 a 600 MBPD.
2. Contenido de agua en el crudo de carga: 2 al 4% en volumen (con relación a la carga).
3. Contenido de sal en el crudo de carga: 1,050 a 2,100 ptb.
4. Temperatura mínima en el crudo de carga: 30°C.
5. El agua fresca de lavado contenga como máximo 900 ppm de sal.
6. Se mantenga la operación de inyección de desemulsificante al crudo de carga.

Por su parte, el crudo deshidratado (crudo producto del tanque TV-5007), se obtendrá con un contenido de agua de 1% en volumen (con respecto a la carga). En este caso de operación, el crudo producto de la Unidad continuará cumpliendo con la especificación de contenido de agua, (0.4% en volumen con relación a la carga y un contenido de sal de 30 ptb).

Para establecer este caso de operación, deberán realizarse los siguientes movimientos operativos, los cuales se han establecido considerando que la operación del sistema antes del cambio, es la correspondiente al Caso Base, y el contenido de agua y sal en el crudo de carga es de 4% (en volumen con respecto a la carga manejada), y 2,100 ptb, respectivamente. En el caso de tener un contenido de agua y sal en el crudo de carga de 2% (en volumen con respecto a la carga manejada), y 1,050 ptb, respectivamente, referirse a los flujos de agua manejados que se indican para estas condiciones..

1. Dar aviso del cambio de operación del sistema de manejo de agua en la Unidad, al área de Servicios Auxiliares y a la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas.
2. Pasar al modo de operación manual los siguientes controles, AIC-5501, AIC-5701, FIC-3191, FIC-3171 y FIC-3193.
3. Incrementar la abertura de la válvula automática FV-3191, mediante el control FIC-3191 para manejar un flujo de 19,670 BPD de agua de recirculación hacia la segunda etapa, y en seguida, reducir la abertura de la válvula automática FV-3171 mediante el control FIC-3171 para manejar un flujo de agua fresca a la Unidad de 7,330 BPD.
4. A continuación cerrar la válvula de bloqueo instalada en la línea 12" ACG 1358 PF5, y en seguida redireccionar la señal del control de nivel LIC-5005A hacia la válvula automática LV-5005, mediante el selector manual HS-5005, de esta manera el exceso de nivel del tanque TV-5005, pasa directamente como recirculación hacia el tanque de primer etapa TV-5007. Cerrar la válvula automática LV-5005A.
5. Reducir la abertura de la válvula automática FV-3193 mediante el control FIC-3193 para manejar un flujo de 8,870 BPD de agua de recirculación procedente de la primera etapa.
6. Abrir la válvula motorizada MOV-3193 instalada en la línea 10" ACG 1363 PF5

Después de los movimientos operativos anteriores, y una vez estabilizada las condiciones de operación del sistema, se tendrán las siguientes características:

- Contenido de agua en el crudo alimentado a la primera etapa, TV-5007 (deshidratado): 30,000 BPD (10% volumen referido a la carga).
- Contenido de agua en el crudo producto de la primera etapa, TV-5007: 3,000 BPD (1% volumen referido a la carga).
- Contenido de agua en el crudo alimentado a la segunda etapa, TV-5005 (desalado): 30,000 BPD (10% volumen referido a la carga).
- Agua de alimentación a la segunda etapa: 27,000 BPD (9% volumen referido a la carga).
- Agua salada hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas: 18,130 BPD.
- 7. Pasar a modo de operación automática los siguientes controles:
 - FIC-3191, con su set point ajustado en 19,670 BPD.
 - FIC-3171, con su set point ajustado en 7,330 BPD.
 - FIC-3193, con su set point ajustado en 8,870 BPD.
 - LIC-5005A con su set point ajustado en 3 m.
 - LIC-5007A con su set point ajustado en 3 m.
- 8. Finalmente, enlazar los siguientes controles en cascada:
 - AIC-5501, con el control FIC-3171, verificando antes que el valor de contenido de sal en la carga a la segunda etapa se encuentre entre 200 y 400 ptb.
 - AIC-5701, con el control FIC-3171, verificando antes que el valor de contenido de agua en la carga a la primera etapa se encuentre al menos en un valor de 10% en volumen (con relación a la carga manejada).

1.1.1. Eliminación de sólidos del fondo de los tanques TV-5007 y TV-5005.

Con el propósito de evitar la operación anormal de los distribuidores de crudo y agua en los tanques de almacenamiento convertidos a "Gun Barrel" TV-5007 y TV-5005, se cuenta con un sistema para remoción de los sólidos acumulados en el fondo de estos equipos. Este sistema consta de un distribuidor interno por medio del cual se alimenta agua cuya función es remover sólidos.

La frecuencia de eliminación de sólidos depositados en el fondo de los tanques se determinará mediante la lectura del indicador de lodos instalado en cada equipo, LI-5007B para el tanque TV-5007 y LI-5005B para el tanque TV-5005, se recomienda que se realice la eliminación de sólidos del fondo de cada tanque, cuando el sensor de nivel de lodos indique una altura de 15.2 cm, de esta manera se evitará que los sólidos pasen por las ranuras de los tubos distribuidores de agua ocasionando taponamiento.

Los siguientes lineamientos aplican para cualquiera de los dos tanques TV-5007 y TV-5005.

De acuerdo con la instalación del sistema de agua de limpieza para la eliminación de sólidos de los fondos de los tanques TV-5007 y TV-5005, esta operación debe realizarse durante la operación de la Planta.

1. Dar aviso a la Planta de Tratamiento de Agua Congénita de que se realizará el lavado de los fondos del tanque TV-5007 o TV-5005, dado que se enviarán hacia esa Planta 10,000 BPD de agua con sólidos.
2. Pasar al modo de operación manual el control LIC-5007A (TV-5007) o LIC-5005A (TV-5005).
3. Abrir la válvula de bloqueo en la línea 6" ACG 1327 PF5 (TV-5007) o la línea 6" ACG 1328 PF5 (TV-5005), ajustando el flujo en 10,000 BPD mediante el indicador FI-3197.
4. Abrir las válvulas en las 6 líneas de drenaje aceitoso distribuidas en el perímetro inferior del tanque de manera que se desaloje a través de estas líneas los 10,000 BPD de la mezcla agua de lavado-lodos. Mientras se realice el lavado del fondo de cada tanque, será conveniente de manera periódica tomar una muestra del agua efluente de lavado, la cual en función de su apariencia determinará el tiempo de lavado, lo que podrá confirmarse mediante el monitoreo del nivel de sólidos a través de los indicadores LI-5007B (TV-5007) y LI-5005B (TV-5005).
5. Concluida la operación de lavado, cerrar las válvulas de bloqueo en las 6 líneas de drenaje aceitoso e inmediatamente bloquear la válvula en la línea 6" ACG 1327 PF5 (TV-5007) o la línea 6" ACG 1328 PF5 (TV-5005).

1.2. PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE.

1.2.1. Preparación de la Planta.

Se considera que la Planta está completamente construida y probada en todas y cada una de sus partes, que el equipo está vacío, limpio y a presión atmosférica; que toda la instrumentación está debidamente instalada y probada; que todo el equipo mecánico está en perfectas condiciones de funcionamiento; que el agente desemeulsificante que se utiliza en la operación de la Planta ya se encuentra preparado en las concentraciones de diseño y en sus equipos correspondientes, así como los tanques de almacenamiento convertidos a "Gun Barrel" TV-5007 y TV-5005, y los sistemas de desfogue y recuperación de la Planta deberán estar listos y alineados para entrar en operación.

- Las válvulas de seguridad, deberán estar calibradas e instaladas en sus lugares correspondientes.
- Verificar que los buses de alimentación de energía eléctrica, así como los transformadores y sistemas eléctricos, relacionados con la Unidad, se encuentren listos en adecuadas condiciones de operación.
- Verificar que se encuentre alineado a la red existente, el sistema de agua contra incendio de la Planta.
- Verificar que se cuente con todos los servicios auxiliares que se requieren en la Planta (Aire de Instrumentos, Aire de Planta, Energía eléctrica, Agua de servicios)
- Verificar que se hayan retirado las juntas ciegas o "comales" en las líneas de proceso de la Planta.

También se considera que ya se efectuó la prueba de hermeticidad en todos los circuitos de la Planta, habiéndose corregido las posibles fugas encontradas.

1.2.2. Arranque.

Alimentación de agua fresca a los tanques TV-5005 y TV-5007.

Tanque de almacenamiento "Gun Barrel" TV-5005.

1. Informar sobre el arranque de la Planta, a las áreas operativas de la TMDB involucradas, Servicios Auxiliares (Energía Eléctrica, Agua fresca para desalado, Aire de Instrumentos, etc.).

2. Alinear el siguiente circuito para recibir agua fresca en el tanque TV-5005: Línea de recibo de agua 10" AL 1350 → FV-3171 (cerrada esta válvula) → Primera Fase, línea 10" ACG 1310 ó Segunda Fase, Líneas 10" AL 1351 y 8" AL 1352 → EA-3102A (lado tubos) → Líneas 8" AL 1353 y 10" AL 1359 (para el procesamiento de 300 MBPD, se utilizará un solo cuerpo de los EA-3102 A-B). Continuar con el alineamiento del circuito: Línea 12" ACG 1310 → Línea 36" P 1109 → Válvula mezcladora HV-5005 (abierta al 50% de abertura) → Línea 36" P 1109 (bloqueado el analizador AT-5501) → Línea existente de 36" → Línea 36" P 1241 → FA-3010 → Línea 36" P 1251 → Línea existente de 36" → TV-5005.
3. Alinear el circuito de salida de agua del tanque TV-5005 de la siguiente manera: Línea 12" ACG 1340 (bloqueado el analizador AT-5004) → Una bomba GA-3102 A-C/D con su sistema de control y válvula automática de recirculación por flujo mínimo → Cabezal de descarga 12" ACG 1358 → FV-3193 (cerrada la válvula), FV-3191 (cerrada la válvula), LV-5005A (cerrada la válvula), LV-5005 (cerrada la válvula) y MOV-3193 cerrada.
4. Abrir las 8 válvulas de las líneas de 6" de derrame de agua localizadas al pie del tanque TV-5005, para permitir que se empaquen los cabezales de succión y descarga de las bombas GA-3102 A-C/D.
5. Abrir la válvula de bloqueo de 10" en la línea 10" AL 1350 (corriente abajo de la conexión de esta línea con el cabezal de 10" de agua existente). A continuación iniciar el recibo de agua a la Planta, abriendo mediante el control FIC-3171 en modo manual, la válvula automática FV-3171, y manejar un flujo de agua de 10,000 BPD.
6. Abrir las válvulas de bloqueo en los venteos instalados en los puntos altos para desalojar el aire de las tuberías y permitir el empaqueo de agua.
7. De acuerdo a lo anterior el agua llegará al tanque TV-5005 y el sistema indicado de la bomba GA-3102 A-C/D, y empezará a hacer nivel en el tanque. Permitir el llenado del mismo hasta una altura de 2.0 m. El llenado con agua del tanque TV-5005, hasta 2 m de altura llevará aproximadamente 7 días, manejando un flujo de admisión de agua a la Planta de 10,000 BPD.

Tanque de almacenamiento "Gun Barrel" TV-5007.

1. Alinear el siguiente circuito: Línea 12" ACG 1358 → Cabezal 36" P 1100 → Válvula mezcladora HV-5007 (abierta al 50% de abertura) → Cabezal 36" P 1100 (bloqueado el analizador AT-5701) → Línea existente de 48" → TV-5007.
2. Alinear el circuito de salida de agua del tanque TV-5007 de la siguiente manera: Línea 16" ACG 1311 (bloqueado el analizador AT-5703) → Una bomba GA-3101 A-C/D con su sistema de control y válvula automática de recirculación por flujo mínimo, verificar que la válvula automática LV-5007A se encuentre cerrada.
3. Abrir las 8 válvulas de las líneas de 6" de derrame de agua localizadas al pie del tanque TV-5007, para permitir que se empaquen los cabezales de succión y descarga de las bombas GA-3101 A-C/D.
4. En cuanto el nivel de agua del tanque TV-5005 alcance los 2 m, realizar los siguientes movimientos: Cerrar la válvula de bloqueo en la línea de descarga de la bomba GA-3102 A-C/D y abrir a un 60% de abertura mediante el control FIC-3193, la válvula FV-3193, en seguida abrir la válvula en el directo "By-pass" de la válvula automática FV-3191 y cerrar la válvula de bloqueo en la línea 12" ACG 1310.
5. Abrir las válvulas de bloqueo en los venteos instalados en los puntos altos para desalojar el aire de las tuberías y permitir el empaqueo de agua.
6. Reajustar la abertura de la válvula automática FV-3193 mediante el control FIC-3193, de manera que se maneje un flujo de 10,000 BPD a través de la válvula.
7. De acuerdo a lo anterior el agua llegará al tanque TV-5007 y el sistema indicado de la bomba GA-3101 A-C/D, y empezará a hacer nivel en el tanque. Permitir el llenado del mismo hasta una altura de 2.0 m. El llenado con agua del tanque TV-5007, hasta 2 m de altura llevará aproximadamente 7 días, manejando un flujo de admisión de agua a la Planta de 10,000 BPD.
8. Una vez alcanzado el nivel de agua de 2 m en el tanque TV-5007, cerrar la admisión de agua fresca a la Planta mediante el control FIC-3171, cerrar la válvula de globo en el "By-pass" de la válvula automática FV-3191 y abrir la válvula de bloqueo en la línea 12" ACG 1370.

Recirculación de agua en la Primera y Segunda Etapas.

Establecer recirculaciones de agua en los circuitos normales de proceso, de la siguiente manera:

1. Preparar una de las bombas GA-3101 A-C/D de acuerdo a las instrucciones de puesta en servicio del fabricante, y en cuanto este equipo se encuentre listo para operar, continuar con el siguiente punto.
2. Cerrar la válvula de bloqueo en la línea 12" ACG 1358 (corriente arriba de la conexión de la línea 10" ACG 1363 con el cabezal de descarga 12" ACG 1358), y abrir la válvula MOV-3193. Abrir a un 10% de abertura la válvula automática FV-3193 mediante su control FIC-3193 en posición de operación manual, y poner en operación la bomba GA-3101 A-C/D, ajustando gradualmente la abertura de la válvula automática FV-3193, de tal manera que se maneje un flujo de 18,000 BPD. Estabilizada la operación de este equipo, monitorear sus variables de operación durante el tiempo especificado por el fabricante para considerar al equipo confiable. Pasar al modo de operación automática el control FIC-3193.
3. Preparar de acuerdo a las instrucciones de puesta en servicio del fabricante, una de las bombas GA-3102 A-C/D, y en cuanto este equipo se encuentre listo para operar, continuar con el siguiente punto.
4. Abrir a un 10% de abertura la válvula automática FV-3191 mediante su control FIC-3191 en posición de operación manual, y poner en operación la bomba GA-3102 A-C/D, ajustando gradualmente la abertura de la válvula automática FV-3191, de tal manera que se maneje un flujo de 15,000 BPD. Estabilizada la operación de este equipo, monitorear sus variables de operación durante el tiempo especificado por el fabricante para considerar al equipo confiable. Pasar al modo de operación automática el control FIC-3191.
5. De acuerdo a los movimientos anteriores, los sistemas de manejo de agua de la primera y segunda etapa se encuentran en operación en circuito cerrado, manejando un flujo de agua de 18,000 BPD y 15,000 BPD, respectivamente y manteniendo un nivel de agua en los tanques TV-5005 y TV-5007 de 2 m. Estabilizada la operación de los sistemas de manejo de agua, la Planta está lista para recibir el Crudo Maya.

Alimentación de Crudo Maya a la Planta.

Alimentación de Crudo Maya a la Primera Etapa, Tanque de almacenamiento "Gun Barrel" TV-5007.

Se considera que la carga de Crudo Maya a procesar tiene las siguientes características:

- Carga: 300,000 BPD.
- Contenido de sal: 2,100 ptb.
- Contenido de agua: 4% en volumen.
- Temperatura mínima de operación: 30°C.

Asimismo, se considera que el contenido de agua en el crudo deshidratado (salida del tanque TV-5007), es de 5% en volumen.

1. Abrir la válvula de cierre UV-5007A instalada en la línea 36" P 1098, y en seguida la válvula MOV-5007 instalada en la línea 36" P 1094.
2. Abrir gradualmente la válvula automática PV-5007 mediante el control PIC-5007, de manera que se admita a la Planta procedente del área de Estabilización de la TMDB, un flujo de crudo de 300,000 BPD, medidos en el FQI-5007.
3. Ajustar la abertura de la válvula mezcladora HV-5007A, de manera que se maneje a través de ella, una caída de presión de 1.5 Kg/cm² man.
4. Con los movimientos operativos anteriores se da inicio el recibo de Crudo Maya en el tanque deshidratador TV-5007. De acuerdo al flujo de crudo manejado, el tiempo estimado para obtener crudo deshidratado de este tanque, es de aproximadamente 25.5 hrs (la boquilla de salida de crudo del tanque, está a una altura de 10.95 m), mientras que el tiempo requerido para que el nivel de agua en el tanque alcance los 3.2 m (nivel del colchón de agua), es de aproximadamente 3.5 días.
5. Poner en servicio el analizador de agua AT-5701, verificando el contenido de agua en el crudo de alimentación al tanque TV-5007, en caso necesario hacer los ajustes correspondientes.

Alimentación de Crudo Maya a la Segunda Etapa, Tanque de almacenamiento "Gun Barrel" TV-5005.

1. Próximo a alcanzar los 10.95 m de nivel de crudo, en el tanque TV-5007, empacar los sistemas de succión y descarga de las bombas MB-01, MB-02 y MB-03 (de primera fase). Para el empacado de estas bombas utilizar crudo de otros sistemas en operación.

2. Alinear el circuito de salida de crudo del tanque TV-5007 de la siguiente manera: Línea 36" P 1103 → Línea 36" P 1105 → Válvula de corte UV-5007B → Líneas de succión y descarga de una bomba MB-01, MB-02 o MB-03 (fase 1), o GA-3100A, GA-3100B o GA-3100C (fase 2) → Una bomba MB-01/03 o GA-3100 A/C → Cabezal de descarga 36" P 1109 → Para fase 1, continuar con la válvula de bloqueo en cabezal 36" P 1109. Para fase 2, continuar con alineamiento de la línea 36" P 1130 → Tren 1, 36" P 1131 → 36" P 1132 → FQI-3110 → Alinear entradas y salidas de los EA-3100 A-H (L.T.) → Alinear entradas y salidas de los EA-3101 A-B (L.C.) → Línea 30" P 1157 → Línea 36" P 1158 → Cabezal 36" P 1159 → Cabezal 36" P 1109 (cerrada la válvula de bloqueo de esta línea cerca de la conexión con la línea de agua para desalado 12" ACG 1370).
3. Cuando el nivel de crudo en el tanque TV-5007 sea de 11 m, poner en operación una bomba MB-01, MB-02 o MB-03 (fase 1), o GA-3100A, GA-3100B o GA-3100C (fase 2) y abriendo gradualmente la válvula de bloqueo en el cabezal 36" P 1109, cerca de la conexión con la línea de agua para desalado 12" ACG 1370.
4. Reajustar la abertura de la válvula mezcladora HV-5005A, de manera que se maneje a través de ella, una caída de presión de 1.5 Kg/cm² man.
5. Con los movimientos operativos anteriores se da inicio el recibo de Crudo Maya en el tanque desalador TV-5005. De acuerdo al flujo de crudo manejado, el tiempo estimado para obtener crudo desalado de este tanque, es de aproximadamente 25 hrs (la boquilla de salida de crudo del tanque, está a una altura de 10.95 m), mientras que el tiempo requerido para que el nivel de agua en el tanque alcance los 3.2 m (nivel del colchón de agua), es de aproximadamente 3 días.
6. Poner en servicio el analizador de sal AT-5501, verificando el contenido de sal en el crudo de alimentación al tanque TV-5005, en condiciones normales de operación el contenido de sal en este punto debe ser de 200 a 400 ptb.
7. Próximo a alcanzar los 10.95 m de nivel de crudo, en el tanque TV-5005, empacar los sistemas de succión y descarga de las bombas MB-06, MB-07 y MB-08 instaladas en la Casa de Bombas No. 2. Para el empacado de estas bombas utilizar crudo de otros sistemas en operación.
8. Alinear el circuito de salida de crudo del tanque TV-5005 de la siguiente manera: Línea 36" P 1244 → Línea existente 48" P 1344 → MOV-5005B → Cabezal existente 48" P 1352 → Válvula de corte UV-5005B → Línea 36" P 1265 → Líneas de succión y descarga de una bomba MB-06, MB-07 o MB-08 → Una bomba MB-06/08 → Para la fase 1, Alinear la descarga de la bomba, con el cabezal existente de 36" de crudo a distribución. Para la fase 2, alinear el siguiente circuito, Cabezal de descarga 36" P 1200 → Tren 1 Cabezal 30" P 1202 → Alinear entradas y salidas de los EA-3100 A-H (L.C.) → Línea 30" P 1218 → Línea 36" P 1218 (cerrada la válvula de bloqueo de esta línea cerca de la conexión con el cabezal de crudo a distribución) → Cabezal existente de 36" de crudo a distribución en la Casa de Bombas No. 4 Temporal.
9. Cuando el nivel de crudo en el tanque TV-5005 sea de 11 m, poner en operación una bomba MB-06, MB-07 o MB-08 y abriendo gradualmente la válvula de bloqueo en el cabezal 36" P 1218, cerca de la conexión con la línea de crudo a distribución.
10. Poner en servicio los analizadores de sal y agua AT-5002 y AT-5503, respectivamente, verificando que el contenido de sal y agua en el crudo desalado producto se encuentre en 50 ptb y 0.4% en volumen.
11. Iniciar la Inyección de desemulsificante en las líneas de crudo de alimentación a los tanques TV-5007 y TV-5005.

Operación normal de la Planta.

Verificar mediante pruebas de laboratorio que el contenido de sal en el agua de recirculación a los tanques TV-5007 y TV-5005 no alcance las 28,000 ppm, en caso de que esto suceda y no se haya alcanzado los 3.2 m del colchón de agua en los tanques, continuar con los siguientes puntos.

Tanque de almacenamiento "Gun Barrel" TV-5005.

1. Una vez que el nivel de agua ha alcanzado los 3.2 m de altura, el contenido de sal en el crudo de alimentación se encuentra entre 200 y 400 ptb y el contenido de sal en el agua manejada por la bomba GA-3102 A-C/D es menor a las 28,000 ppm, alinear la señal del control de nivel de interfase LIC-5005A del tanque TV-5005 con la válvula automática LV-5005, mediante el selector manual HS-5005 y enviar el exceso de nivel del tanque TV-5005 hacia el tanque TV-5007.
2. En el caso en que el contenido de sal en el agua manejada por la bomba GA-3102 A-C/D sea de 28,000 ppm, alinear la señal del control de nivel de interfase LIC-5005A del tanque TV-5005 con la válvula automática LV-5005A,

mediante el selector manual HS-5005 y enviar el exceso de nivel del tanque TV-5005 hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas.

3. Iniciar el recibo de agua fresca a la Planta manejando un flujo de 9,000 BPD en el control FIC-3171 en su modo de operación manual.
4. Una vez que se envía el exceso de nivel de agua del tanque TV-5005 hacia el tanque TV-5007, verificar en el analizador AT-5701 el contenido de agua en el crudo de alimentación al TV-5007, este valor debe ser del 10% en volumen con respecto a la carga, en el caso en que este valor sea mayor, reducir el flujo de recirculación en el control FIC-3193.

Tanque de almacenamiento "Gun Barrel" TV-5007.

1. Una vez que el nivel de agua en este tanque ha alcanzado los 3.2 m de altura o el contenido de sal en el agua manejada por la bomba GA-3101 A-C/D es de 28,000 ppm, alinear la válvula automática LV-5007A, para enviar mediante el control LIC-5007A el exceso de nivel de agua de este tanque hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas. Abrir la válvula MOV-3195 en la línea 16" ACG 1330 de salmuera a L.B.
2. Ajustar en el control FIC-3193, el flujo de 18,000 BPD a manejar en la válvula automática FV-3193. Cerrar la válvula MOV-3193 instalada en la línea 10" ACG 1363 y abrir la válvula de bloqueo en el cabezal de descarga 12" ACG 1358. Direccional la señal del control de nivel de interfase LIC-5005A del tanque TV-5005 con la válvula automática LV-5005A, mediante el selector manual HS-5005, para enviar el exceso de nivel del tanque TV-5005 hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas.
3. Con los movimientos anteriores, el sistema de manejo de agua se encuentra en operación de acuerdo al Caso Base. Hacer los ajustes necesarios para estabilizar las variables de operación de la Planta y cuando esto suceda, pasar todos los controles a su modo de operación automática.
4. Una vez estable la operación de la Planta, poner en operación el Paquete de Aceite de Calentamiento (Fase 2), de acuerdo al procedimiento establecido por el fabricante del mismo, en donde debe contemplarse la eliminación total de humedad y aire, principalmente. Proceder a empacar con aceite térmico los intercambiadores de calor EA-3101 A-B (L.T.) y EA-3102A (L.C.); y establecer la circulación de aceite frío de acuerdo al procedimiento de puesta en servicio.
5. Iniciar el calentamiento de crudo y agua, poniendo en operación el sistema de recuperación de calor del Paquete de Aceite de Calentamiento de acuerdo al procedimiento de calentamiento del Paquete del Fabricante. Finalmente hacer los ajustes de temperatura en las corrientes de crudo y agua mediante los controles TIC-3114 (crudo) y TIC-3172A (agua fresca para desalado).

1.3. PROCEDIMIENTO DE PARO

Este procedimiento incluye las principales acciones que deben realizarse para efectuar un paro normal o programado de la Planta, como el que se requiere para realizar una inspección o mantenimiento (reparación) del equipo de la misma.

1.3.1. Secuencia de Paro.

Se considera que la Planta se encuentra operando a su capacidad normal, (Caso Base), manteniendo condiciones de operación estables y el crudo producto se encuentra en especificación, además de que los controles del proceso están en su modo de operación automático. A continuación se listan la secuencia que se recomienda realizar para el paro normal y programado de la Planta.

Corte en el suministro de Crudo Maya a la Planta.

Tanque de almacenamiento "Gun Barrel" TV-5007.

1. Notificar a las áreas operativas relacionadas con la Planta sobre el paro de la misma, tales como: Servicios Auxiliares, Área de Estabilización, Casas de Bombas 2, 4T y 5 E/T, etc.
2. Reducir gradualmente la carga a la Unidad mediante el cierre de la válvula automática PV-5007.
3. Alinear la línea 24" P 1104 de vaciado de crudo del tanque TV-5007, mantener la operación de las bombas GA-3100 A-C para bajar el nivel hasta 3.5 m.
4. Poner fuera de servicio el sistema de dosificación de desmulsificante a los tanques TV-5007 y TV-5005.

5. Poner fuera de servicio el sistema de recuperación de calor del sistema de aceite de calentamiento de acuerdo a las instrucciones del fabricante.
6. Logrado el nivel de 3.5 m en el tanque TV-5007, poner fuera de operación, las bombas GA-3100 A-C y cerrar las válvulas de corte UV-5007A y UV-5007B, para aislar el tanque TV-5007.
7. Drenar líneas y bombas hacia el sistema de recuperación de la Planta.

Tanque de almacenamiento "Gun Barrel" TV-5005.

1. Alinear la línea 24" P 1243 de vaciado de crudo del tanque TV-5005, mantener la operación de las bombas MB-06/08 para bajar el nivel hasta 3.5 m.
2. Logrado lo anterior, poner fuera de operación, las bombas MB-06/08 y cerrar las válvulas de corte UV-5005A y UV-5005B, para aislar el tanque TV-5005.
3. Drenar líneas y bombas hacia el sistema de recuperación de la Planta.

Paro del sistema de manejo de agua de la Planta.

Una vez suspendida la admisión de Crudo Maya a la Planta, suspender el recibo de agua fresca a la Unidad, cerrando la válvula automática FV-3171 mediante el control FIC-3171 en su modo de operación manual, y realizar los siguientes movimientos:

Tanque de almacenamiento "Gun Barrel" TV-5007.

1. Abrir la válvula MOV-3193 en la línea de recirculación 10" ACG 1363, y en seguida cerrar la válvula de bloqueo en la línea 12" ACG 1358. A continuación cerrar la válvula automática LV-5007A mediante el control LIC-5007A en su modo de operación manual. Mantener un flujo de agua de 18,000 BPD en el control FIC-3193. Con estos movimientos se mantiene la recirculación de agua en el tanque TV-5007, manejando nivel de interfase normal en el mismo, esta condición debe mantenerse hasta que se haya desalojado el crudo contenido en el TV-5007.
2. Una vez que se ha desalojado el crudo del tanque TV-5007, abrir la válvula automática LV-5007A mediante el control LIC-5007A en su modo de operación manual y en seguida cerrar la válvula MOV-3193 en la línea de recirculación 10" ACG 1363. Con estos movimientos, el agua contenida en el tanque TV-5007, se envía directamente hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas. Mantener esta operación hasta alcanzar nivel mínimo de agua en el TV-5007, momento en que deberá ponerse fuera de operación la bomba GA-3101 A-C/D. Finalmente drenar el remanente del fondo a través de las válvulas en las 6 líneas de drenaje
3. Aceitoso distribuidas en el perímetro inferior del tanque, y entregar a mantenimiento el TV-5007.
4. Bloquear el analizador de crudo AT-5703.

Tanque de almacenamiento "Gun Barrel" TV-5005.

1. Una vez suspendida la admisión de agua fresca a la Planta, reajustar el flujo de agua manejado en el control FIC-3191, a un valor de 15,000 BPD.
2. Una vez que se hayan puesto fuera de operación las bombas GA-3100 A-C, y la válvula automática LV-5005A se haya cerrado al 0%, por no haber excedente de nivel en el TV-5005, pasar el control de nivel de interfase LIC-5005A a modo de operación manual. Con estos movimientos se mantiene la recirculación de agua en el tanque TV-5005, manejando nivel de interfase normal en el mismo, esta condición debe mantenerse hasta que se haya desalojado el crudo contenido en el TV-5005
3. Una vez que se ha desalojado el crudo del tanque TV-5005, abrir a un 40% de apertura la válvula automática LV-5005A mediante el control LIC-5005A en su modo de operación manual y en seguida cerrar gradualmente la válvula automática FV-3191 en la línea 6" ACG 1361 de agua de recirculación al tanque TV-5005, mediante el control FIC-3191 en su modo de operación manual. Con estos movimientos, el agua contenida en el tanque TV-5005, se envía directamente hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas. Mantener esta operación hasta alcanzar nivel mínimo de agua en el TV-5005, momento en que deberá ponerse fuera de operación la bomba GA-3102 A-C/D. Finalmente drenar el remanente del fondo a través de las válvulas en las 6 líneas de drenaje aceitoso distribuidas en el perímetro inferior del tanque, y entregar a mantenimiento el TV-5005.
4. Bloquear el analizador de crudo AT-5004.

1.4. PROCEDIMIENTOS DE EMERGENCIA.

Las emergencias deben detectarse e identificarse para actuar en forma apropiada, con el fin de conservar al máximo las condiciones de operación y la seguridad del personal, así como la integridad de la Planta.

Virtualmente sería imposible enumerar todos los tipos de emergencia que pueden ocurrir en la Planta, ya que pueden ser originadas por infinidad de factores tales como: fallas en la construcción, fallas mecánicas de equipo, falla de instrumentos y aun errores operacionales, por lo que en esta sección se mencionan solamente aquellas emergencias que son resultado de la falla de servicios auxiliares.

Todos los operadores deben estudiar anticipadamente los pasos a seguir en cualquier situación de emergencia, con el fin de actuar correctamente cuando esta se presente.

El procedimiento de paro de emergencia, debe acercarse tanto como la emergencia lo permita al procedimiento de paro normal, tomando en cuenta las variantes que imponga el tipo de falla que se presente.

1.4.1. Falla de energía eléctrica.

A falla total de este servicio, la Planta no opera.

Si la falla es momentánea “parpadeo”, posiblemente se produzca el paro de los equipos dinámicos accionados por motor eléctrico, en caso de suceder esta eventualidad, será posible restablecer la operación de los mismos para continuar con la operación normal de la Planta.

Si la falla de energía eléctrica es prolongada, la Planta quedará fuera de operación debido a que todas las bombas y el soplador de vapores que la conforman quedan fuera de operación, por tener motores eléctricos como accionadores. En caso en que no haya fallado el sistema de bombeo de agua para desalado localizado en el Área de Servicios Auxiliares de la TMDB, cerrar mediante el control FIC-3171, el suministro de este servicio a la Planta. Por otra parte bloquear también el sistema de alimentación de aceite de calentamiento a los intercambiadores EA-3101 A-B y EA-3102A. Bloquear válvulas en entrada y salida de productos. En estas condiciones la Planta queda en condiciones de rearranque al restablecimiento de la energía eléctrica.

1.4.2. Falla de aire de instrumentos.

Al fallar el suministro de aire de instrumentos en la Planta, se activará la alarma en el Sistema de Control Distribuido, indicando que la presión de este servicio está disminuyendo, de esta manera podrán tomarse las acciones correctivas necesarias para continuar con la operación. La Planta ha sido diseñada para que en caso de que ocurra la falla de este servicio, todas las válvulas automáticas de control adquieran una posición segura para el proceso.

En caso de que ocurra la falla total de este servicio, verificar que las válvulas automáticas toman la siguiente posición:

1. Carga de Crudo Maya a deshidratación en TV-5007.
 - PV-5007: Mantiene su última posición a falla de aire de instrumentos.
 - HV-5007 A/B: Mantiene su última posición a falla de aire de instrumentos.
2. Carga de Crudo Maya a desalado en TV-5005.
 - HV-5005 A/B: Mantiene su última posición a falla de aire de instrumentos.
3. Agua fresca de alimentación a la Planta.
 - FV-3171: Cierra a falla de aire de instrumentos.
4. Agua de recirculación a la Segunda Etapa.
 - FV-3191: Abre a falla de aire de instrumentos.
5. Nivel de interfase Crudo-Agua en el tanque TV-5005.
 - LV-5005: Mantiene su última posición a falla de aire de instrumentos.
 - LV-5005A: Mantiene su última posición a falla de aire de instrumentos.

6. Agua de recirculación a la Primera Etapa.
 - LV-3193: Mantiene su última posición a falla de aire de instrumentos.
7. Nivel de interfase Crudo-Agua en el tanque TV-5007.
 - LV-5007A: Mantiene su última posición a falla de aire de instrumentos.
8. Flujo Mínimo de las primeras bombas de agua de recirculación GA-3101 A-C/D.
 - PV-3181, PV-3182, PV-3183 y PV-3184: Abren a falla de aire de instrumentos.
9. Flujo Mínimo de las segundas bombas de agua de recirculación GA-3102 A-C/D.
 - PV-3186, PV-3187, PV-3188 y PV-3189: Abren a falla de aire de instrumentos.
10. Aceite de calentamiento de Calentadores EA-3101 A-B y EA-3102 A-B.
 - TV-3114 A/B (EA-3101 A-B): Cierran a falla de aire de instrumentos.
 - TV-3172 A/B (EA-3102 A-B): Cierran a falla de aire de instrumentos.

En cuanto se confirme la falla total de este servicio, se sugiere seguir los siguientes movimientos para continuar con la operación normal de la Planta.

1. Cerrar las válvulas de bloqueo de la válvula automática FV-3171 y abrir su válvula en el "By-pass" hasta una abertura que permita continuar manejando el flujo de agua requerido por el proceso.
2. Abrir la válvula en el "By-pass" de la válvula automática FV-3191 y cerrar las válvulas de bloqueo de la misma. Ajustar la abertura de la válvula en el "By-pass" para continuar manejando el flujo de agua requerido en el crudo de alimentación a la segunda etapa (para mantener un contenido de sal entre 200 a 400 ptb).
3. Si los niveles de interfase Crudo-Agua de los tanques TV-5005 y TV-5007, se mantienen estables, continuar con la operación a través de las válvulas automáticas LV-5005 o LV-5005A (TV-5005) y LV-5007A (TV-5007); en caso contrario, cerrar las válvulas de bloqueo de la válvula automática anormal, y abrir y después ajustar la válvula en el "By-pass" para normalizar el nivel de interfase del tanque correspondiente.
4. Si el flujo de agua de recirculación hacia la primera etapa (TV-5007), que es manejado por la válvula automática FV-3193 se mantiene estable, continuar con la operación a través de la válvula automática; en caso contrario, abrir la válvula en el "By-pass" de la válvula automática y cerrar las válvulas de bloqueo de esta válvula. Ajustar el flujo de agua para mantener el 10% en volumen en el crudo de alimentación al tanque TV-5007.
5. Cerrar las válvulas de bloqueo de las válvulas automáticas TV-3114 A/B y abrir sus válvulas en el "By-pass", hasta una abertura que permita continuar manejando el flujo de aceite de calentamiento para tener en el crudo de salida del calentador EA-3101 A-B (L.T.), una temperatura de 60°C.
6. Cerrar las válvulas de bloqueo de las válvulas automáticas TV-3172 A/B y abrir sus válvulas en el "By-pass", hasta una abertura que permita continuar manejando el flujo de aceite de calentamiento para tener en el agua de salida del calentador EA-3102 A-B (L.C.), una temperatura de 60°C.
7. Después de realizados los movimientos anteriores, la Planta se encuentra en operación normal, y en espera del restablecimiento del aire de instrumentos, para volver a incorporar al proceso las válvulas automáticas de control.

1.5. CONSIDERACIONES DE SEGURIDAD.

1.5.1. Generalidades:

La seguridad en la operación y mantenimiento de la Unidad de Deshidratado y Desalado de Crudo Maya, descrita en este Manual, es responsabilidad del operador de la misma, sin embargo, es conveniente tener en cuenta que se manejan sustancias tales como petróleo crudo, ácido sulfhídrico, mezcla de gases (metano, etano, propano, n-butano), y agentes químicos, que si no se toman las debidas precauciones para su manejo y operación, pueden causar problemas, por lo tanto, es necesario tomar en cuenta las recomendaciones descritas en este capítulo.

Los procedimientos y prácticas locales de seguridad de la Unidad deben seguirse en todo momento. Las consideraciones de seguridad y lineamientos indicados en esta sección, se proporcionan como suplementos de los procedimientos locales de seguridad y no para suplantarlos.

El campo de la seguridad cubre una amplia variedad de tópicos, desde el combate de incendios hasta el manejo de químicos tóxicos. El conocimiento de la seguridad en la Unidad es muy importante. El personal directivo de la Unidad debe implementar las medidas de seguridad necesarias para lograr una operación segura tomando en cuenta las recomendaciones de los grupos de profesionales especialistas y asegurando el cumplimiento de las regulaciones y lineamientos normativos correspondientes. Esta sección puede no cubrir cada faceta de lo expuesto. Esto no es negar la importancia de la seguridad, solo supone que cada Unidad debe desarrollar sus propios procedimientos de trabajo en donde se considere el aspecto de la seguridad y el manejo de emergencias. Es muy importante la consideración de tres conceptos, para una operación segura:

- CONOCIMIENTO.
- PREPARACIÓN.
- SENTIDO COMÚN.

CONOCIMIENTO.

El conocimiento, no es automático, debe ser aprendido. El tiempo y esfuerzo invertido en adquirirlo es recompensado muchas veces por los problemas y accidentes evitados. Una parte importante del conocimiento es la comunicación. Los accidentes tienen mucho menos oportunidad de ocurrir si cada uno sabe que trabajo se está desarrollando. Las líneas de comunicación deben estar bien establecidas, no dejarlas a la ocasión. Esto también aplica al personal que entre y salga de la Unidad. Al entrar a la Unidad, el personal debe reportarse al cuarto de control para informar al personal de operación apropiado de su presencia. Antes de salir de la Unidad, se debe volver a reportar para informar acerca de su salida. Además, se deben seguir todos los procedimientos de obtención de permisos de trabajo en la Unidad. Los permisos son emitidos para asegurar que los procedimientos de seguridad son los apropiados y para informar a todo el personal involucrado acerca del trabajo que se va a realizar.

PREPARACIÓN.

Es otra parte importante de la seguridad. Esto incluye la planeación de simulacros de emergencias y la práctica de maniobras. Es responsabilidad de cada operador estar completamente familiarizado con todos los equipos y procedimientos de emergencia.

SENTIDO COMÚN.

Es quizá el más relevante de todos los factores de seguridad. No pueden olvidarse los movimientos operativos cuando se tiene prisa, o cuando se está a cargo de un problema. El error humano es la causa de muchos accidentes. El detenerse brevemente para pensar acerca de una acción y posibles consecuencias, ayuda a evitar muchos de estos problemas.

Reglas generales de seguridad.

Practique la seguridad en apego a procedimientos y prácticas de trabajo, con sentido común, debidamente probados. Piense en la seguridad. Cuando surjan dudas, exteriorice sus precauciones y obtenga asistencia o consejos apropiados.

1. Reportar de inmediato cualquier peligro físico, condición mecánica anormal o situación insegura.
2. Reportar todos los desperfectos eléctricos a la persona apropiada. Únicamente personal eléctrico/instrumentista calificado se encargará de hacer la reparación de circuitos eléctricos, líneas y equipo.
3. Cualquier empleado que tenga una duda acerca de un riesgo particular involucrado en el desempeño de su trabajo debe consultar a su supervisor con respecto al peligro potencial y las precauciones necesarias que se deben tomar.
4. Observar y obedecer todas las señales de advertencia acerca de las condiciones o situaciones de peligrosos potenciales.

5. Si usted ve a alguien trabajando descuidadamente con riesgo de hacerse daño, o a alguien que no cuente con el equipo de protección personal apropiado, adviértale del peligro y comínelo a trabajar en forma segura. La seguridad es responsabilidad de todos.
6. Está estrictamente prohibido fumar en el área de la Unidad.
7. Todos los empleados deben vestir ropa apropiada durante su estancia en las áreas de proceso. Esto implica usar ropa que cubra totalmente los brazos, piernas y cuerpo como mínimo. No usar ropa muy holgada y sin fajar. No se permite el uso de huaraches ni zapatos tenis o de tela. Use únicamente zapatos de seguridad con casquillo de acero o del tipo industrial.
8. Evitar usar anillos u otras joyas durante su estancia en la Unidad.
9. Usar siempre el casco de seguridad en todas áreas exteriores así como en todas las áreas de operación y mantenimiento.
10. Todas las personas que trabajen en áreas exteriores de operación y mantenimiento deben usar gafas de seguridad o lentes de seguridad equivalentes con protección lateral. Usar caretas protectoras encima de las gafas cuando se desempeñen trabajos en ambientes químicos, por ejemplo:
 - a) Al operar válvulas, bombas o equipos que contengan o se sospeche que contengan ácido sulfhídrico, gases e inhibidores.
 - b) Al tomar muestras, al hacer pruebas o al transferir ácido sulfhídrico, gases, agua o desechos.

Además, todas las personas de otras áreas que entren a la Unidad de proceso, deben contar con su par de gafas protectoras aprobadas.

11. Conocer la localización y el uso apropiado del equipo contra incendio en su área. Bajo ninguna circunstancia use agua en fuegos eléctricos, usar solamente los extinguidores apropiados.
12. Para poder empezar cualquier trabajo de reparación en la Unidad, se debe contar con los respectivos permisos de entrada y/o permisos de seguridad debidamente aprobados.

1.1.1. Permisos de seguridad.

1. Como regla general, cualquier presencia de mantenimiento o actividad de trabajo de cualquier magnitud en el área de operación de la Unidad, debe ser aclarada con una notificación al operador del tablero de control o al supervisor de operaciones. Cualquier trabajo que tenga impacto en la operación, debe ser discutido, tomando en cuenta al personal que este involucrado.
2. Los permisos de seguridad, permisos de entrada, etc., son requeridos para la mayoría de los trabajos listados abajo. Se requiere un permiso de seguridad para cualquier actividad de soldadura/corte dentro de los límites de operación de la Unidad. Estos permisos de seguridad son buenos hasta por 12 horas. En cada cambio de guardia se deben emitir permisos nuevos.

Permisos de seguridad para espacios confinados.

1. Un espacio confinado es cualquier lugar cerrado, en el cual la ventilación natural puede no reducir los contaminantes del aire a 70 niveles abajo del Valor Límite de Umbral (TLV =Threshold Limit Value), lo cual ocasiona que cuando entren personas puedan resultar dañadas y/o deterioradas en su salud por:
 - Una atmósfera que puede ser inflamable o explosiva.
 - Falta de oxígeno en el aire para respirar.
 - Materiales tóxicos, los cuales, al contacto o inhalación, pueden ocasionar daños, deterioro de la salud o la muerte.
 - Riesgos ambientales, tales como vapor, materiales a alta presión u otros trabajos de riesgo, que pueden resultar en daños traumáticos.
 - Otros espacios confinados son: registros de inspección, chimeneas, tuberías, tanques, recipientes, carros tanque, etc.
 - Para asegurar que todas las áreas confinadas sean seguras para trabajar, el supervisor del departamento de producción o equivalente emitirá un "permiso de seguridad".
2. Usar el siguiente procedimiento cuando se emita un "permiso de seguridad".

- Hacer un análisis cuidadoso de las operaciones a ser desempeñadas para determinar las medidas de seguridad y equipo de protección personal que debe ser usado.
- Siempre se debe hacer una prueba con un detector de oxígeno antes de entrar a un espacio cerrado. Si se encuentra que la concentración de oxígeno es menor de 20.5%, se deben utilizar aparatos de respiración autónoma o respiradores alimentados a través de una línea con suministro auxiliar de aire autónomo
- Siempre se debe hacer una prueba con un detector de gas combustible antes de entrar a un espacio cerrado. La prueba debe indicar abajo del 10% del límite inferior de explosividad antes de entrar al espacio cerrado.
- Cualquier tubería dentro de un espacio cerrado debe ser junta cegada o desconectada y etiquetada como aislada.
- Siempre se debe mantener a un empleado, como mínimo, en espera de brindar ayuda al personal que se encuentre dentro de un espacio cerrado en caso de emergencia. Al menos otro empleado, como mínimo, que puede estar encargado de otras tareas, debe estar a la vista y pronto a atender el llamado de auxilio del otro empleado que está cuidando de la seguridad del personal que trabaja dentro del espacio cerrado.
- Mantener un medio de comunicación entre el empleado que está en el espacio cerrado y el empleado que está afuera, ya sea visual, por la voz, radio o señales.
- Cada empleado que tenga que entrar a un espacio confinado para propósitos de evacuación en caso de emergencia, debe estar provisto de un cinturón de seguridad equipado con línea de vida.

1.1.2. Apertura de tuberías y equipos.

Antes de abrir tuberías o equipos para inspección o mantenimiento, se sugiere tomar en cuenta las siguientes recomendaciones.

1. Las cuadrillas de mantenimiento deben ser advertidas acerca del material que contenía la línea o equipo en el que van a trabajar.
2. Todas las líneas y equipos deben ser purgados con nitrógeno o lavadas antes de iniciar cualquier trabajo de reparación.
3. Las tuberías o equipos no deben ser purgados con aire, excepto que esté expresamente indicado en el procedimiento de prueba o de secado.
4. Se recomienda utilizar herramientas a prueba de chispas, preferentemente de bronce o que hayan sido sumergidas en aceite.
5. Todos los equipos deben ser probados para determinar que no hay flamabilidad y que el procedimiento de descontaminación se ha terminado.

1.1.3. Apertura de recipientes grandes.

Cuando se requiere abrir recipientes grandes, tales como acumuladores, se recomienda tomar en cuenta las siguientes precauciones:

1. Todo el líquido debe ser removido y el sistema purgado con nitrógeno y/o inundado con agua hasta quedar libre de vapores de hidrocarburos.
2. Todas las líneas que se conecten al equipo deben junta-cegarse, tan pronto como los vapores de hidrocarburos han sido eliminados.
3. Los recipientes deben estar ventilados y bloqueados con junta-ciega durante el tiempo que las cuadrillas de inspección o mantenimiento se encuentren dentro.
4. Después del mantenimiento y antes de que los recipientes sean retornados a su servicio, el aire debe desplazarse con gas inerte.

1.1.4. Fugas.

En caso de fugas descubiertas en una línea o equipo, llevando gas o líquidos altamente volátiles, cubrir la fuga con una cortina de agua hasta que se repare la fuga o se reduzca la presión de la línea o equipo. Reparar inmediatamente cualquier fuga por pequeña que sea.

1.1.5. Detección de gas.

Debe existir un detector de gas del tipo explosímetro en la Unidad. Este instrumento indica al operador de la presencia de explosividad o de gases inflamables. En general, el aire de la Unidad debe monitorearse con detectores de gas apropiados en intervalos programados, aún durante la operación normal. Si una cantidad peligrosa de gas es detectada, se debe determinar su origen y eliminarla. Se considera que la Unidad y su operación son totalmente seguras, sin embargo, es conveniente tener en cuenta que se manejan hidrocarburos y sustancias tales como ácido sulfhídrico que, bajo ciertas circunstancias, pueden causar problemas.

1.1.6. Sistemas de protección contra incendio.

La Unidad debe contar con un sistema de protección contra fuego consistente en monitores e hidrantes estratégicamente localizados en toda el área para la protección del personal y del equipo en caso de fuego o conatos de incendio. La extinción del fuego debe realizarla el personal entrenado y experimentado en las técnicas para el combate de incendios.

1.1.7. Sistema de seguridad y contra incendio.

El sistema de seguridad y contra incendio de la Unidad tiene como propósito principal minimizar el riesgo de alguna fuga, accidentes con hidrocarburos y/o ácido sulfhídrico y reducir sus efectos en caso de que esto ocurra.

Las condiciones de riesgo más importantes que pueden llegar a presentarse en la Unidad, afectando al personal o a las instalaciones son las siguientes:

- a) Fuga de material tóxico (ácido sulfhídrico) y crudo.
- b) Fuga de hidrocarburos ligeros que pudieran generar mezclas explosivas (Gas Combustible).
- c) Fuga de hidrocarburos líquidos (Crudo) que pudieran producir fuego.

Para contrarrestar estos eventos y sus consecuencias, la Unidad cuenta con: un sistema de detección continua y equipo para combatir incendios.

Sistema de detección continua de fuga de HC, H₂S y fuego.

La Unidad cuenta con un sistema de detección continua, consistente en detectores de explosividad, detectores puntuales de ácido sulfhídrico y detectores de fuego UV/IR. Estos detectores están localizados en los puntos más probables de fugas.

Los detectores de explosividad están calibrados al 20% del límite inferior de explosividad, mientras que los detectores de ácido sulfhídrico están calibrados a 10 ppm de ácido sulfhídrico.

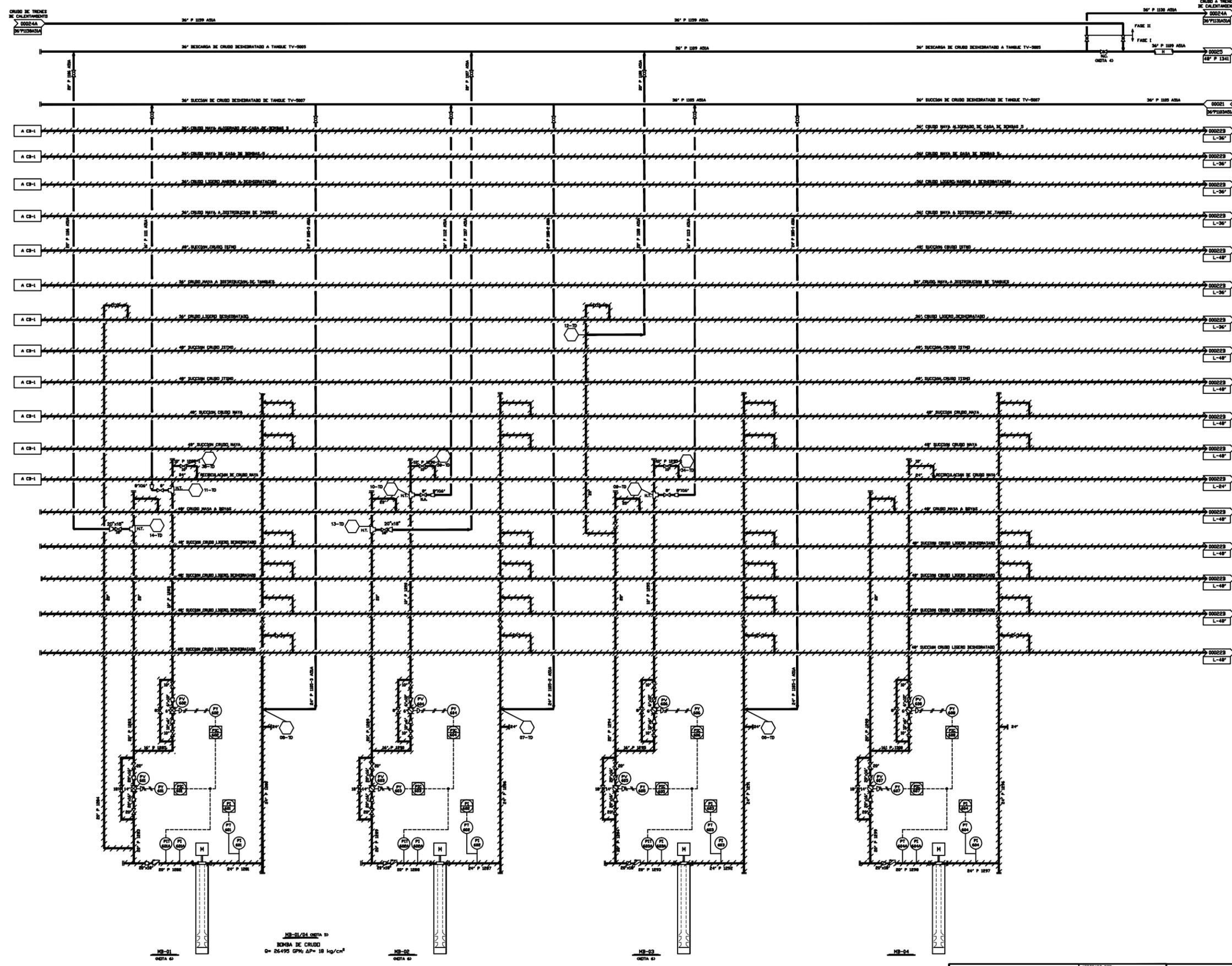
Cualquier detector de explosividad o de ácido sulfhídrico que llegue a su punto de calibración antes señalado, o cualquier sensor de fuego que detecte una flama, envía señales de alarma al cuarto de control central. Así mismo, envía una señal que acciona la luz indicadora de emergencia y la sirena de alarma, localizadas en campo, con el objeto de avisar al personal operativo de una posible fuga de material peligroso.

Cabe señalar que la oportuna detección de una fuga es determinante para su adecuado control y extinción. Una vez que se haya localizado y evaluado la fuente de fuga, el personal operativo debe decidir si activa el sistema de aspersión de agua, las válvulas de bloqueo, o algún otro elemento para realizar la dispersión de la nube o combatir el fuego, también la Unidad cuenta con el cámaras de TV, sirenas de alarma de emergencia, luces indicadoras de emergencias, conos de vientos, botones de auxilio, extinguidores de polvo químico seco y de bióxido de carbono y regaderas lavaojos, todo este equipo está distribuido en la Unidad de acuerdo al Diagrama de Seguridad correspondiente.

2. DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACION DE SERVICIOS AUXILIARES

En esta parte se presentan los siguientes diagramas de tubería e instrumentación de proceso como de los servicios auxiliares que se generaron para el proceso de deshidratado y desalado.

CONS	No. De Plano	Descripción
1.	N-F.27793-1812-00022A	Diagrama de Tubería e Instrumentación. Sistema de Bombeo de crudo. Casa de Bombas No. 2
2.	N-F.27793-1812-00022B	Diagrama de Tubería e Instrumentación. Sistema de Bombeo de crudo. Casa de Bombas No. 2 (MB-08/06)
3.	N-F.27793-1812-00022C	Diagrama de Tubería e Instrumentación. Sistema de Bombeo de crudo. Casa de Bombas No. 2 (GA-3100 AB/C)
4.	N-F.27793-1812-00024A	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Proceso. Sistema de Calentamiento de Crudo Maya. Tren 1
5.	N-F.27793-1812-00024B	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Proceso. Sistema de Calentamiento de Crudo Maya. Tren 1
6.	N-F.27793-1812-00026	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Proceso. Sistema de Agua de Lavado y Agua Congénita
7.	N-F.27793-1812-00026A	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Proceso. Sistema de Filtración de Agua Congénita de los Tanques TV-5005 y TV-5007
8.	N-F.27793-1812-00027	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Proceso. Sistema de Gas Recuperado
9.	N-F.27793-1812-00031A	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Distribución de Aire de Planta
10.	N-F.27793-1812-00031B	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Distribución de Aire de Instrumentos
11.	N-F.27793-1812-00033	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Distribución de Agua de Servicios
12.	N-F.27793-1812-00034A	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Drenajes Cerrados
13.	N-F.27793-1812-00034B	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Drenajes Aceitosos
14.	N-F.27793-1812-00037	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Desfogue
15.	N-F.27793-1812-00039	Diagrama de Tubería e Instrumentación de Servicios Auxiliares. Sistema de Inyección de Desemulsificante



- NOTAS:**
- 1.- PARA NOTAS GENERALES DIBUJOS DE REFERENCIA CODIGOS DE TUBERIAS Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No. N-F-27733-1812-10-00000.
 - 2.- SERA RESPONSABILIDAD DE LA CONTRATISTA LA INGENIERIA, PROCURA Y CONSTRUCCION DE LA INFRAESTRUCTURA NECESARIA PARA EL PROYECTO DE REFERENCIA. LAS LINEAS INDICADAS PARA EL PROYECTO NO NECESARIAMENTE DEBEN GUARDAR EL ORDEN INDICADO CON RESPECTO A LAS LINEAS EXISTENTES. EL CONTRATISTA DEBERA ENCONTRAR LA MEJOR ALTERNATIVA PARA LA INSTALACION, UBICACION E INTERCONEXION DE LA INFRAESTRUCTURA INDICADA.
 - 3.- LINEAS, INSTRUMENTOS Y EQUIPOS EXISTENTES.
 - 4.- VALVULA ABIERTA PARA LA FASE I SIN EQUIPO DE CALENTAMIENTO.
 - 5.- LAS BOMBAS MB-01, 02 Y 03 SERAN SUSTITUIDAS POR LAS BOMBAS GA-3100 AB/C PARA LA SEGUNDA ETAPA DE OPERACION.

MB-01/04 OMTA 01
BOMBA DE CRUDO
 Q= 26495 GPM AP= 18 kg/cm²

MB-01
OMTA 01

MB-02
OMTA 01

MB-03
OMTA 01

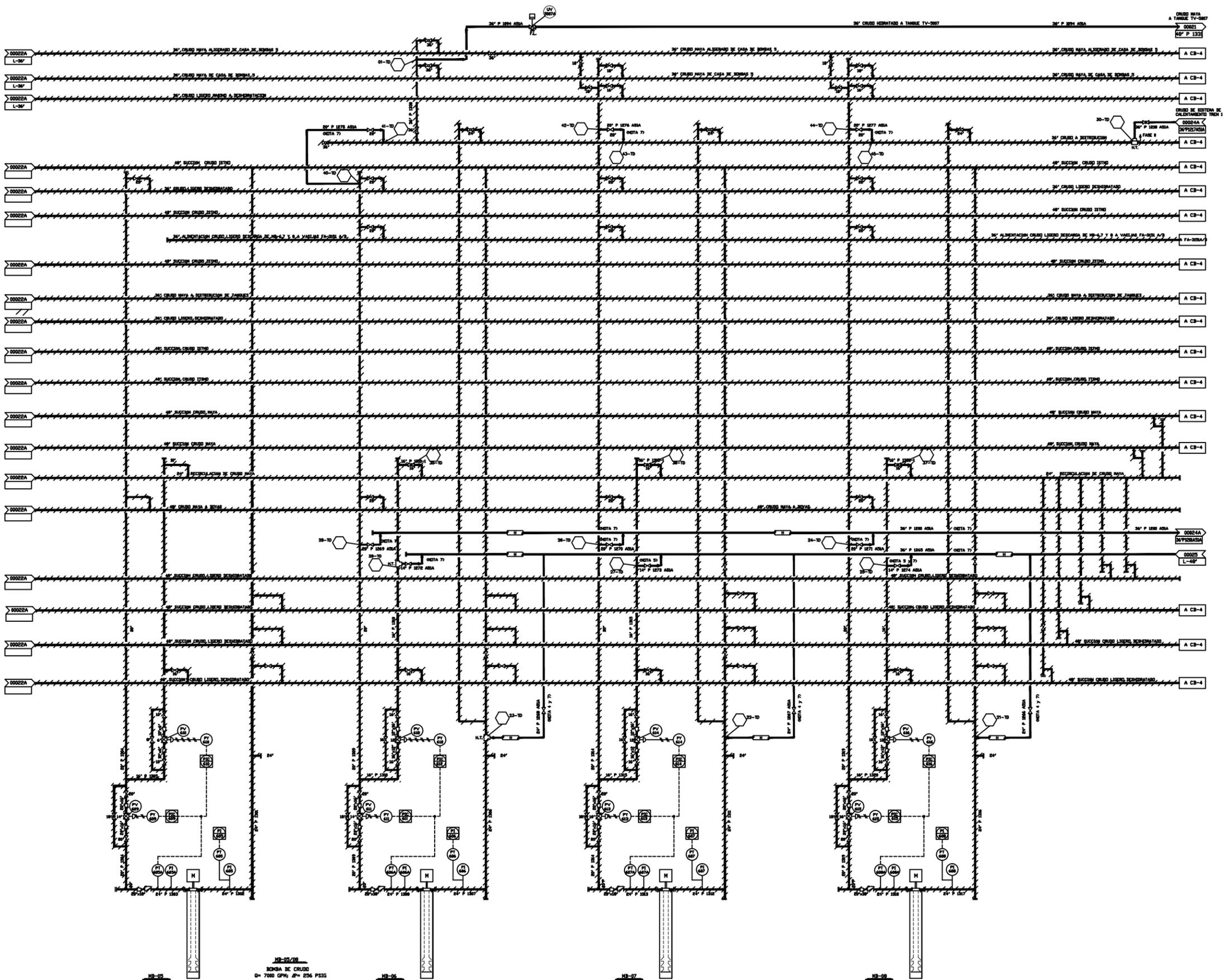
MB-04
OMTA 01

LISTA DE CAMBIOS
 01-01-1812-01-01 REV. 0
 01-01-1812-01-01

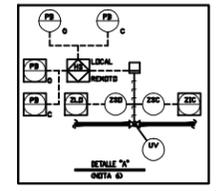
DESCRIPCION APROBADA PARA CONSTRUCCION						APROBADO POR:	
FECHA	FECHA	FECHA	FECHA	FECHA	FECHA	SUBGERENTE	COORDINADOR
01-01-18	01-01-18	01-01-18	01-01-18	01-01-18	01-01-18		
CRA	JLND	JLBA	JLND	PEVT	FECHA		
REV.	ELABORA	REVISOR	REVISOR	VALIDA	FECHA		

INGENIERIA, PROCURA Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE REGENERACION DE CRUDO MAYA, INCLUYENDO LA REGENERACION DE LOS TANQUES TV-005 Y TV-007 A DON BARRILES EN LA TERMINAL MANITARA DOS BOCAS
PETROLES MEXICANOS
 PROY. PEMEX I
 PARANGU, TABASCO CONT. IMP. F.27733

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
 DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION
SISTEMA DE BOMBEO DE CRUDO
CASA DE BOMBAS No. 2 (MB-01/04) FASE I
 DIB. No. N-F-27733-1812-10-00024 REV. 1



- NOTAS:**
- 1.- PARA NOTAS GENERALES DIBUJOS DE REFERENCIA CODIGOS DE TUBERIAS Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No. N-F.27733-1812-10-00020.
 - 2.- SERA RESPONSABILIDAD DE LA CONTRATISTA LA INGENIERIA, PROCURA Y CONSTRUCCION DE LA INFRAESTRUCTURA REQUERIDA PARA EL PROYECTO DE REFERENCIA. LAS LINEAS INDICADAS PARA EL PROYECTO NO NECESARIAMENTE DEBEN GUARDAR EL ORDEN INDICADO CON RESPECTO A LAS LINEAS EXISTENTES. EL CONTRATISTA DEBERA ENCONTRAR LA MEJOR ALTERNATIVA PARA LA INSTALACION, UBICACION E INTERCONEXION DE LA INFRAESTRUCTURA INDICADA.
 - 3.-  LINEAS, INSTRUMENTOS Y EQUIPOS EXISTENTES.
 - 4.- SE DEBERA SUSTITUIR EL CARGAL DE SUCCION EXISTENTE DE 24" Y LA SUCCION DE LAS BOMBAS MB-07 Y MB-08 DE 18" POR EL ARBOLITO INDICADO EN ESTE DIAGRAMA; ADEMAS SE DEBERA INTEGRAR LA BOMBA MB-06 TAL COMO SE INDICA.
 - 5.- LAS LINEAS EXISTENTES DE 10" DE LA RECORRELACION DE LAS BOMBAS MB-07 Y MB-08 DEBERAN SER SUSTITUIDAS POR LINEAS DE 14".
 - 6.- LA NUMERACION DEL "LOOP" CORRESPONDIENTE A LA VALVULA DE CORTE (V) ES LA SIGUIENTE: VER DETALLE "A".
 - 7.- LINEAS A CONSIDERAR EN LA SEGUNDA FASE DEL PROYECTO.



LISTA DE CAMBIOS
PS-N-1-182-2-01-08 REV. 5 PS-N-IT-182-2-01

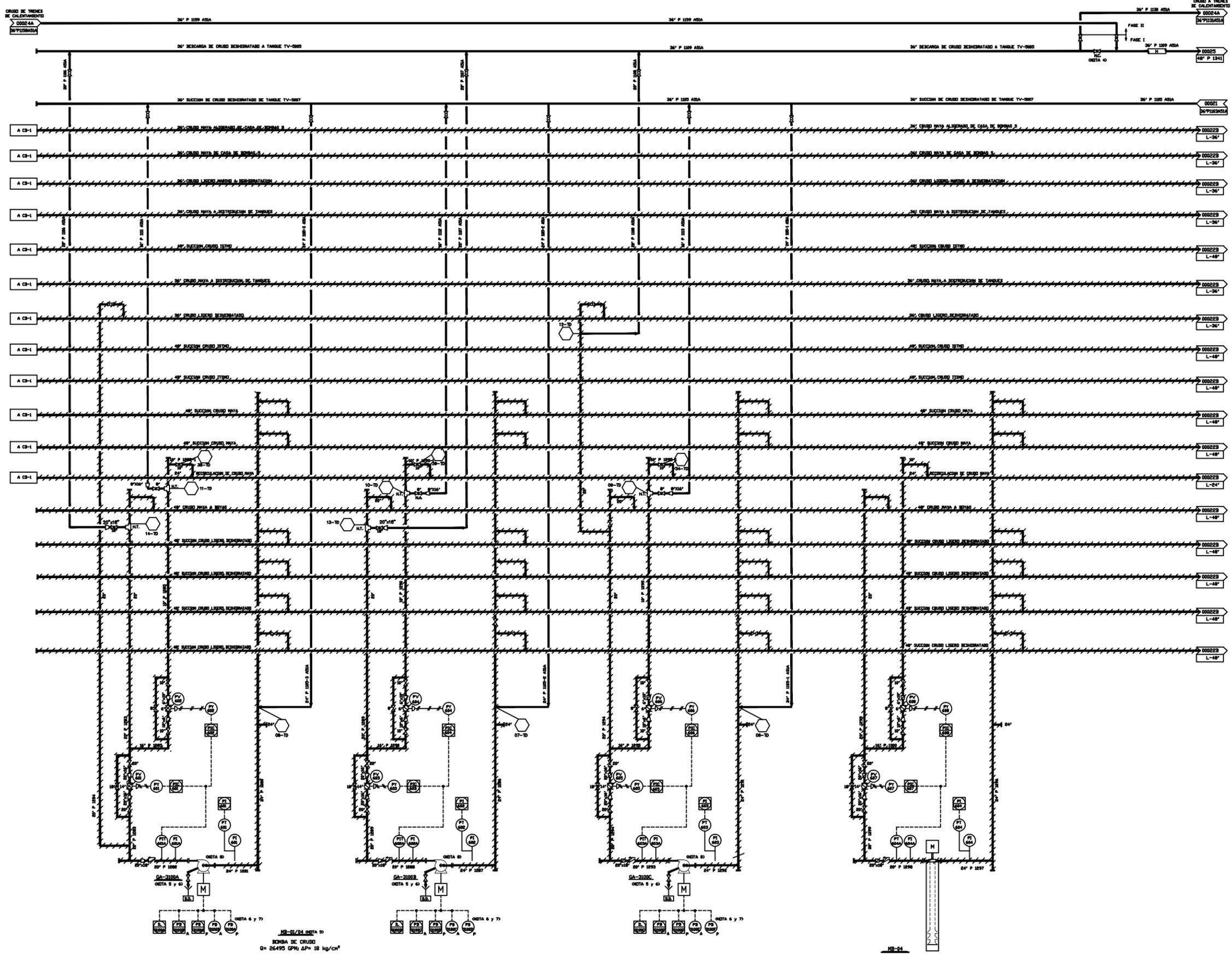
MB-05
BOMBA DE CRUDO
Q= 7000 GPM, P= 256 PSIG

MB-06

MB-07

MB-08

DESCRIPCION APROBADO PARA CONSTRUCCION		APROBADO POR:		INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO	
FECHA	SUBSCRIBENTE	FECHA	SUBSCRIBENTE	DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO	
FECHA	COORDINADOR	FECHA	COORDINADOR	DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO, SISTEMA DE BOMBEO DE CRUDO	
FECHA	PE.V.T.	FECHA	PE.V.T.	CASA DE BOMBAS No. 2 (MB-06/08)	
REV.	ELABORADO	REVISO	VERIFICADO	PETROLEOS MEXICANOS	
				PROY. FASE 1	
				PARANAO, TABASCO	
				CONT. IMP. F.27733	
				MEXICO	
				DIB. No. N-F.27733-1812-10-00020	
				REV. 2	



- NOTAS:**
- 1.- PARA NOTAS GENERALES DIBUJOS DE REFERENCIA CODIGOS DE TUBERIAS Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No. N-F-27733-1812-10-00020.
 - 2.- SERA RESPONSABILIDAD DE LA CONTRATISTA LA INGENIERIA, PROCURA Y CONSTRUCCION DE LA INFRAESTRUCTURA REQUERIDA PARA EL PROYECTO DE REFERENCIA. LAS LINEAS INDICADAS PARA EL PROYECTO NO NECESARIAMENTE DEBEN GUARDAR EL ORDEN INDICADO CON RESPECTO A LAS LINEAS EXISTENTES. EL CONTRATISTA DEBERA ENCONTRAR LA MEJOR ALTERNATIVA PARA LA INSTALACION, UBICACION E INTERCONEXION DE LA INFRAESTRUCTURA INDICADA.
 - 3.- LINEAS, INSTRUMENTOS Y EQUIPOS EXISTENTES.
 - 4.- VALVULA ABIERTA PARA LA FASE I, SIN EQUIPO DE CALENTAMIENTO.
 - 5.- LAS BOMBAS MB-01, 02 Y 03 SERAN SUSTITUIDAS POR LAS BOMBAS GA-3100 AB/C PARA LA SEGUNDA ETAPA DE OPERACION.
 - 6.- LAS BOMBAS GA-3100 AB/C DEBERAN SER CENTRIFUGAS HORIZONTALES DE IMPULSOR DE ALABES TIPO TORNILLO PARA EVITAR TURBULENCIA EN EL FLUIDO, CON MOTOR DE VELOCIDAD VARIABLE.
 - 7.- CADA UNA DE LAS MOTOBOMBAS DEBERA CONTAR CON UNA UNIDAD DE CONTROL PARA MONITOREAR Y CONTROLAR TODOS LOS SENSORES E INSTRUMENTOS DEL MOTOR ELECTRICO Y EL VARIADOR DE VELOCIDAD. ES RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA INTEGRAR CADA CONTROLADOR A LA A LUPR DE LA CB-2 EN PROTOCOLO RTU, INCLUYE LA MODIFICACION DE LA INTERFAZ HUMANO-MAQUNA.
 - 8.- LOS TRAMOS DE LAS LINEAS DE SUCCION Y DESCARGA QUE SE MODIFICARAN POR LA SUSTITUCION DE LAS BOMBAS MB-01/03, ESTARAN AMPARADOS POR LA CLASE DE TUBERIAS ASIA.

MB-01/02/03
 DENSIDAD DE CRUDO
 $\rho = 26495 \text{ GPM} \Delta P = 18 \text{ kg/cm}^2$

LISTA DE CAMBIOS
 01-01-1982-2-01-09 REV. 0 02-01-1982-2-01-09

DESCRIPCIÓN APROBADA PARA CONSTRUCCIÓN		FECHA	
1	CNA, JUNA, JLSB, JUNE, PEVI, FVMA	01-01-82	01-01-82
REV.	ELABORADO REVISADO DIBUJADO VERIFICADO VALIDADO		

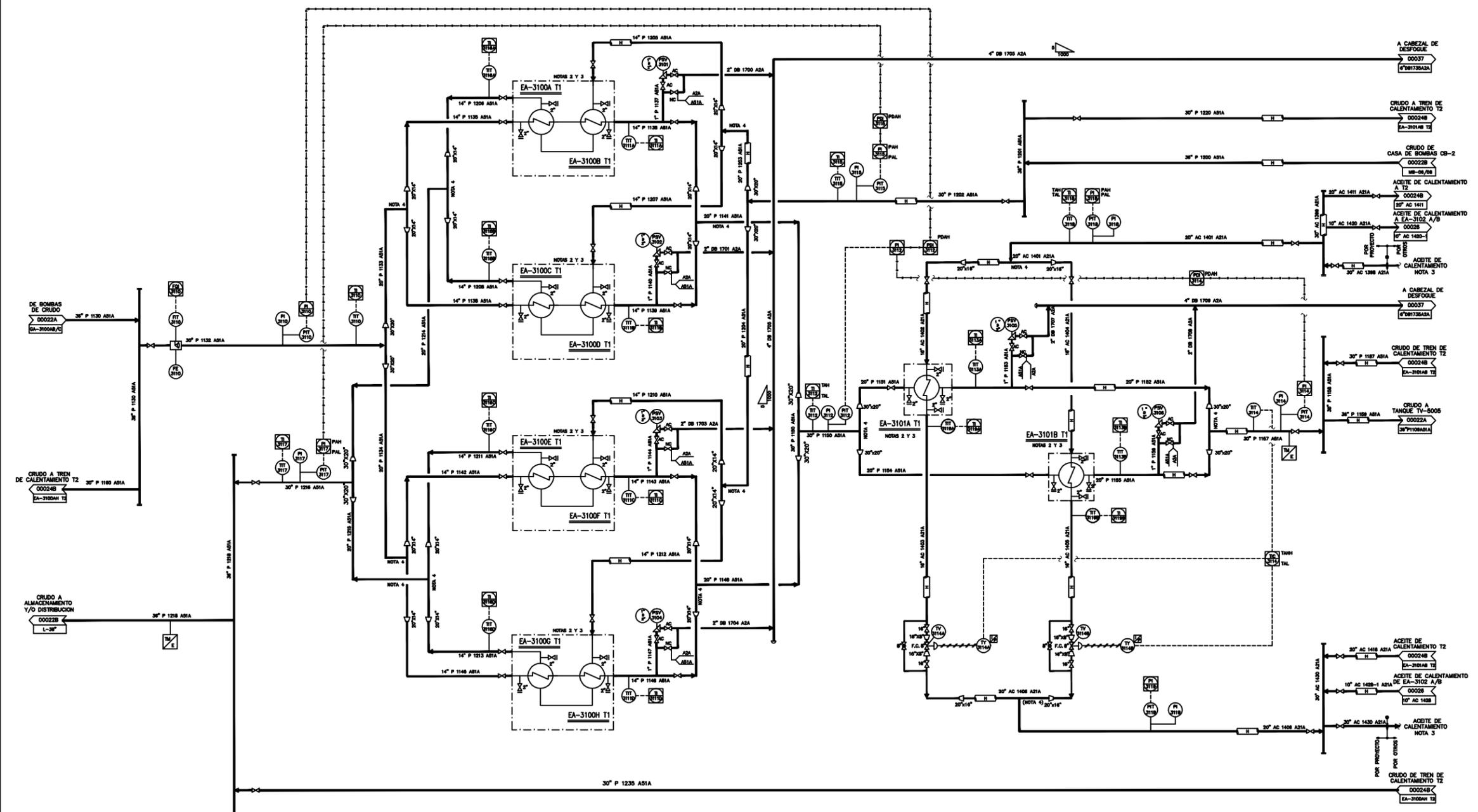
APROBADO POR: SUBGERENTE COORDINADOR SUPERVISOR	INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SISTEMA DE BOMBEO DE CRUDO CASA DE BOMBAS No. 2 (GA-3100 AB/C) FASE II PARRAS, TABASCO CONT. INV. F-27733
--	--

08. No. N-F-27733-1812-10-0002C REV. 1

EA-3100 AH T1
 EDICIONADOR TREN 1
 (INTERCAMBIADOR CRUDO-CRUDO)
 Q = 0.638 MMcal/hr

EA-3101 AB T1
 CALENTADOR
 DE CRUDO TREN 1
 Q = 9.467 MMcal/hr

- NOTAS:**
- 1.- PARA NOTAS GENERALES, DIBUJOS DE REFERENCIA, CODIGOS DE TUBERIA Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTOS VER DIB. No. N-F.27733-1812-10-00020.
 - 2.-  EQUIPO PAQUET, QUE SERA UTILIZADO EN LA FASE II.
 - 3.- EL CIRCUITO DE ACEITE DE CALENTAMIENTO, AS COMO LOS EQUIPOS TUBERIA, INSTRUMENTACION ACCESORIOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCION SERA RESPONSABILIDAD DE LA CONTRATISTA.
 - 4.- EL ARREGLO DE TUBERIAS DEBERA SER SIMETRICO.
 - 5.- PARA LA INTERCONEXION DE LOS DRENAJES DE LOS CAMBIADORES DE CALOR AL CAJAL DE DRENAJES CERRADOS, VER DIB. No. N-F.27733-1812-10-00034A.
 - 6.- EL TAMAÑO DE LOS SEÑORES DE FLUJO Y VÁLVULAS DE CONTROL SERAN DETERMINADOS DURANTE LA INGENIERIA DE DETALLE.



LISTA DE CAMBIOS

NO. REV.	FECHA	DESCRIPCION
1	11-03-10	...
2	11-03-10	...
3	11-03-10	...
4	11-03-10	...
5	11-03-10	...

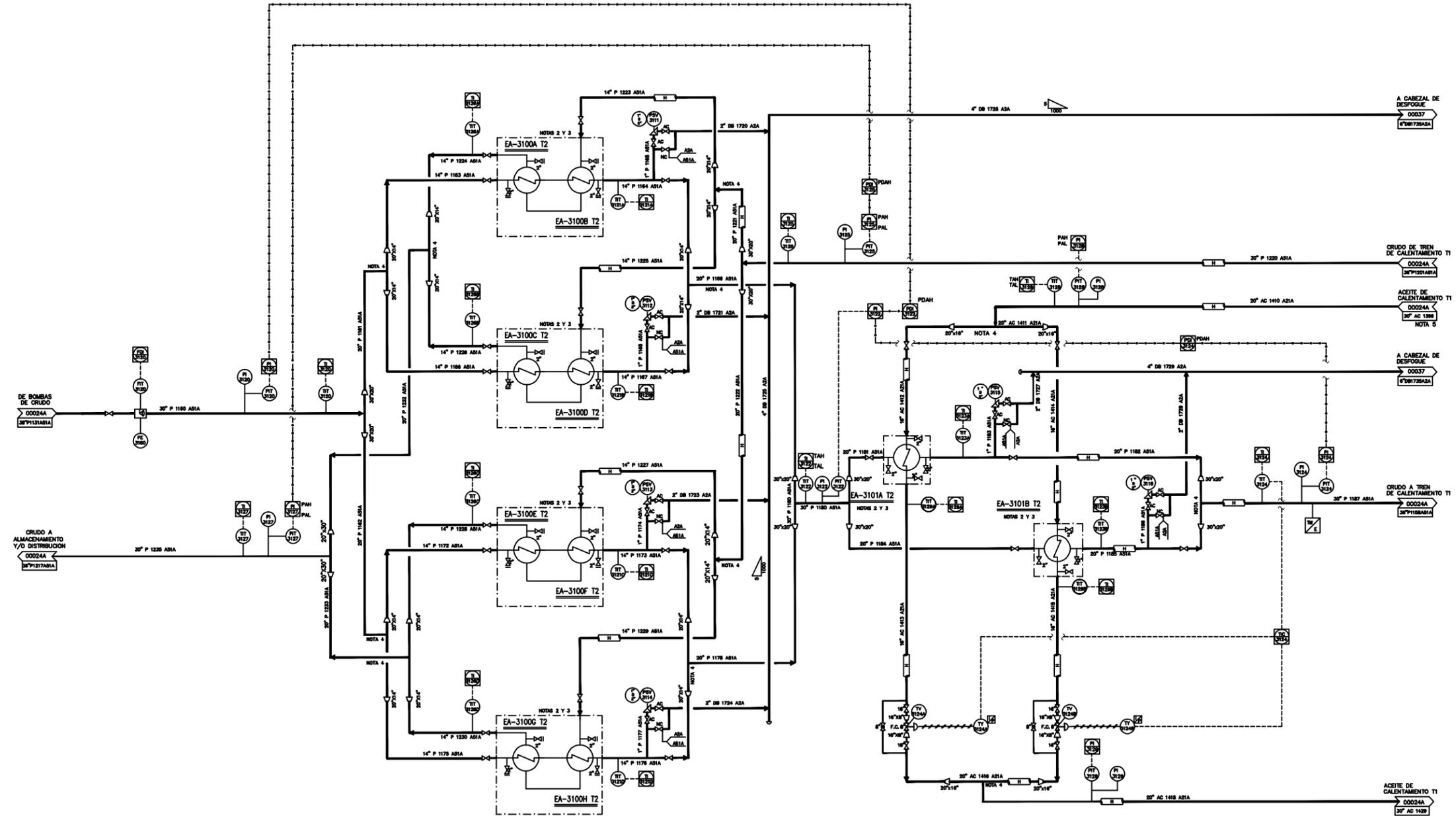
DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION				APROBADO POR:		INGENIERIA, PROYECTO Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESNIFERACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES T1-2007 Y T1-8008 A UN BARRIL, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS		INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO	
FECHA	FECHA	FECHA	FECHA	SUBGERENTE	COORDINADOR	PROY. P.101	PROY. P.101	DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO SISTEMA DE CALENTAMIENTO DE CRUDO MAYA, TREN 1	
11-03-10	11-03-10	11-03-10	11-03-10					PETROLEOS MEXICANOS	
C.M.A.	AL.M.A.	AL.M.A.	AL.M.A.	P.E.V.T.	FRMA	FRMA	FRMA	MEXICO	
REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO	SUPERVISOR		DIB. No. E-F.27733-1812-10-00024A REV. 1	

EA-3100 AH T2
 EQUIPO PAQUETE TREN 2
 (INTERCAMBIADOR CRUDO-CRUDO)
 Q = 0.636 MMcal/hr

EA-3101 AB T2
 CALENTADOR
 DE CRUDO TREN 2
 Q = 9.467 MMcal/hr

NOTAS:

- 1.- PARA NOTAS GENERALES, DIBUJOS DE REFERENCIA, CODIGOS DE TUBERIA Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTOS VER DIB. No. N-F-27733-1812-10-00020.
- 2.- EQUIPO PAQUETE, QUE SERA USADO EN LA FASE I.
- 3.- EL CIRCUITO DE ACEITE DE CALENTAMIENTO, ASI COMO LOS EQUIPOS, TUBERIA, INSTRUMENTACION, ACCESORIOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCION SERA RESPONSABILIDAD DE LA CONTRATISTA.
- 4.- EL APREGLO DE TUBERIAS DEBERA SER SIMETRICO.
- 5.- EL TREN DE CALENTAMIENTO T2 SERA USADO PARA CUMPLIR CON LA DEMANDA MAXIMA DE TRATAMIENTO DE CRUDO (500 MBPD).
- 6.- PARA LA INTERCONEXION DE LOS DRENIAJES DE LOS CAMBIADORES DE CALOR AL CABEZAL DE DRENIAJES CERRADOS, VER DIB. No. N-F-27733-1812-10-00034A.
- 7.- EL TAMAÑO DE LOS SENSORES DE FLUJO Y VALVULAS DE CONTROL SERAN DETERMINADOS DURANTE LA INGENIERIA DE DETALLE.



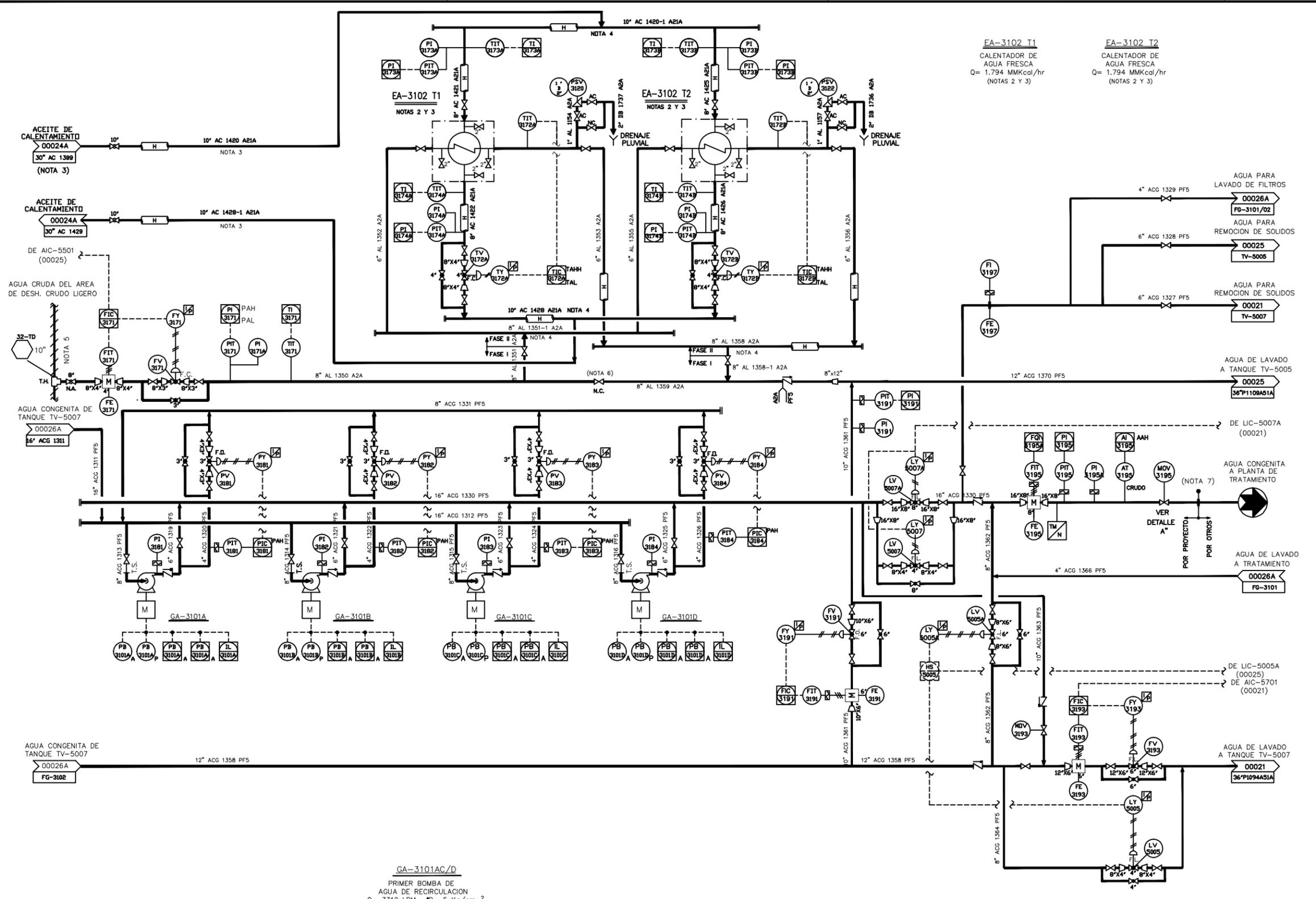
LISTA DE CAMBIOS

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR:				
FECHA	ELABORADO	REVISADO	DIBUJADO	VERIFICADO	VALIDO	SUBGERENTE	COORDINADOR	SUPERVISOR	OTRO
11-03-10	11-03-10	11-03-10	11-03-10	11-03-10	11-03-10				
	C.M.A.	AL.M.G.	AL.M.G.	AL.M.G.	P.L.E.V.T.				

INGENIERIA, PROYECTO Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES T1-2007 Y T1-2008 A GRAN BARRIL, EN LA TERMINAL MARTIN DOS BOGAS PETROLEOS MEXICANOS
 PROY. FASE I

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
 DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO
 DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO
 SISTEMA DE CALENTAMIENTO DE CRUDO MAYA, TREN 2

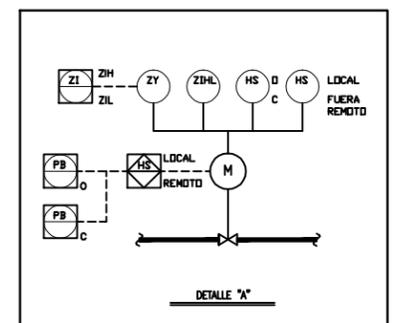
FECHA: 11/03/10
 ADICION: 11/03/10
 DIB. No. E-F-27733-1812-10-0024B REV. 1



EA-3102 T1
CALENTADOR DE AGUA FRESCA
Q= 1.794 MMKcal/hr
(NOTAS 2 Y 3)

EA-3102 T2
CALENTADOR DE AGUA FRESCA
Q= 1.794 MMKcal/hr
(NOTAS 2 Y 3)

- NOTAS:**
- 1.- PARA NOTAS GENERALES DIBUJOS DE REFERENCIA CODIGOS DE TUBERIAS Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No. N-F.27733-1812-10-00020.
 - 2.- EQUIPO PAQUETE, QUE SERA UTILIZADO EN LA FASE II.
 - 3.- EL CIRCUITO DE ACEITE DE CALENTAMIENTO, ASI COMO LOS EQUIPOS, TUBERIA, INSTRUMENTACION, ACCESORIOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCION SERAN RESPONSABILIDAD DE LA CONTRATISTA.
 - 4.- EL ARREGLO DE TUBERIAS DEBERA SER SIMETRICO.
 - 5.- LINEA EXISTENTE.
 - 6.- VALVULA ABIERTA PARA LA FASE I, SIN EQUIPO DE CALENTAMIENTO.
 - 7.- LA INTEGRACION CON LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DEBERA EJECUTARSE DURANTE LA CONSTRUCCION DE ESTA Y SERA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA.



GA-3101AC/D
PRIMER BOMBA DE AGUA DE RECIRCULACION
Q= 3312 LPM ΔP= 5 Kg/cm²
(Q= 30 MBPD)

DESCRIPCION APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR:	
				FECHA	SUBGERENTE	
1	II-03-10	II-03-10	II-03-10	FECHA	COORDINADOR	
	C.M.A.	J.L.M.D.	J.L.B.D.	J.L.M.D.	P.E.V.T.	FIRMA
REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO	SUPERVISOR

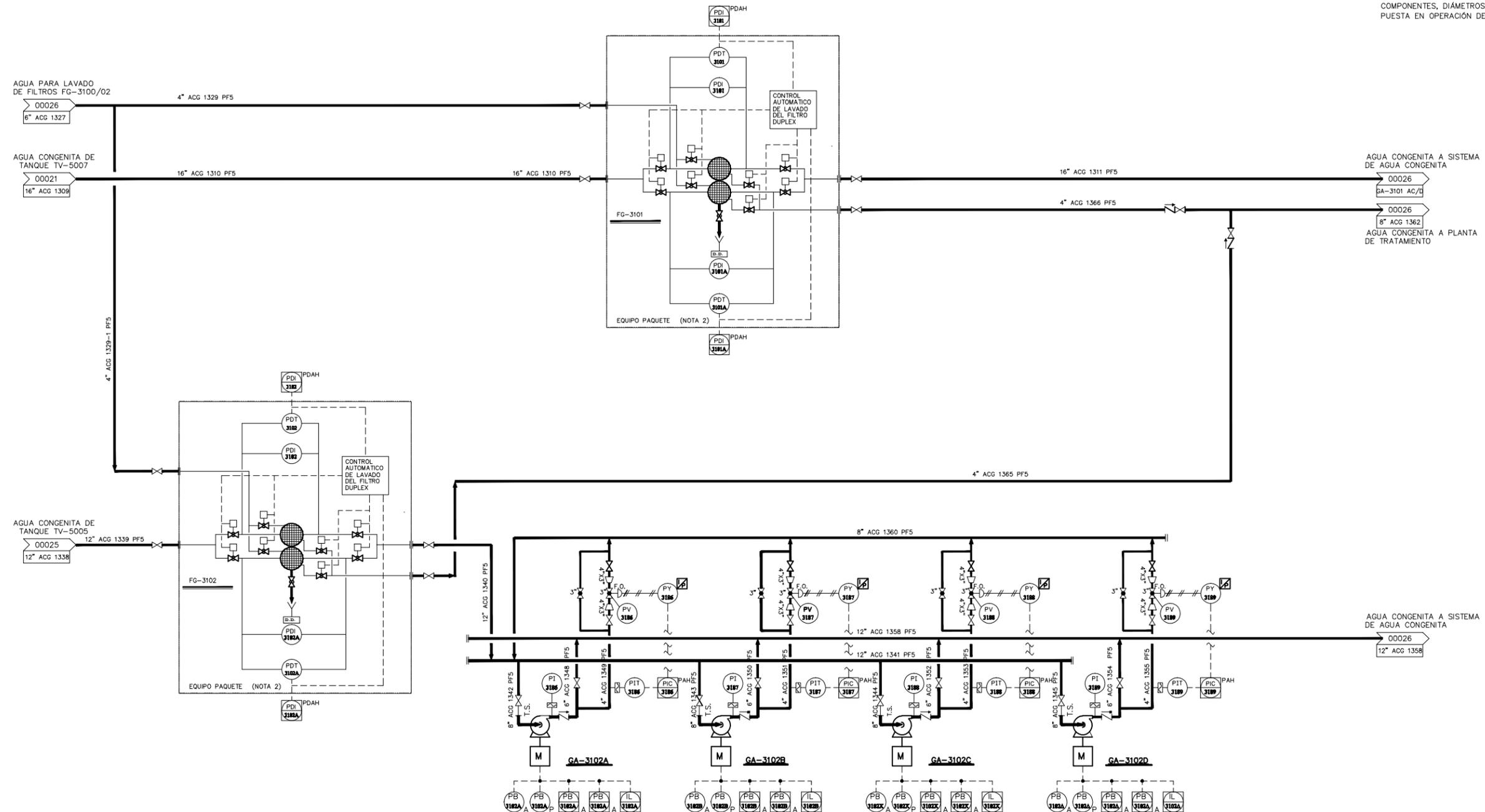
ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO, INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR EN OTRO PROYECTO SIN EL AUTORIZADO ESCRITO DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.		INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO
INGENIERIA, PROCURA Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A CIN BARRELES EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS		
PETROLEOS MEXICANOS PROY. PEMEX : PARAISO, TABASCO CONT. IMP. F.27733		MEXICO ESC.: ACOT.:
DIB. No. N-F.27733-1812-10-00026 REV. 1		

NOTAS:

- 1.- PARA NOTAS GENERALES, DIBUJOS DE REFERENCIA, CODIGOS DE TUBERIAS Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No.-N-F.27733-1812-10-00020.
- 2.- PAQUETES DE FILTRACION DE AGUA CONGENITA , EN ESTOS SE MUESTRAN LOS COMPONENTES BASICOS, CON LA FINALIDAD DE QUE EL CONTRATISTA REALIZE LA INTEGRACION DE TUBERIAS Y CONFIGURAR LA INSTRUMENTACION. LOS COMPONENTES, DIAMETROS DE TUBERIA Y MATERIALES, ASI COMO LAS PRUEBAS Y PUESTA EN OPERACION DEL EQUIPO, SERA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA.

FG-3101
 FILTRO DUPLEX
 TIPO CANASTA
 Q= 3312 LPM ΔP= 0.21 Kg/cm²

FG-3102
 FILTRO DUPLEX
 TIPO CANASTA
 Q= 2208 LPM ΔP= 0.21 Kg/cm²



GA-3102AC/D
 SEGUNDA BOMBA DE
 AGUA DE RECIRCULACION
 Q= 2208 LPM ΔP= 5 Kg/cm²
 (Q= 20 MBPD)

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR:									
				FECHA	SUBGERENTE									
				FECHA	COORDINADOR									
1	11-03-10	11-03-10	11-03-10	11-03-10	C.M.A.	J.J.M.O.	J.L.B.D.	J.J.M.O.	P.E.V.T.	FIRMA				
REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO	SUPERVISOR								

ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPRARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PERMITIDO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.

INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN BARRELS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS PETROLEOS MEXICANOS

PROY. PEMEX :
 PARAISO, TABASCO CONT. IMP. F.27733 MEXICO

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
 DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO

DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE PROCESO
 SISTEMA DE FILTRACION DE AGUA CONGENITA DE LOS TANQUES TV-5005 Y TV-5007

ESC: ACOT:

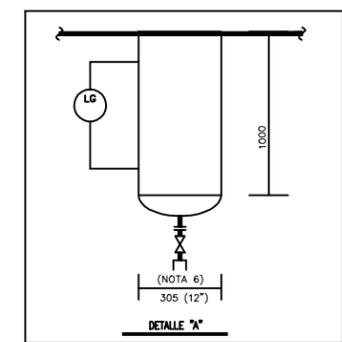
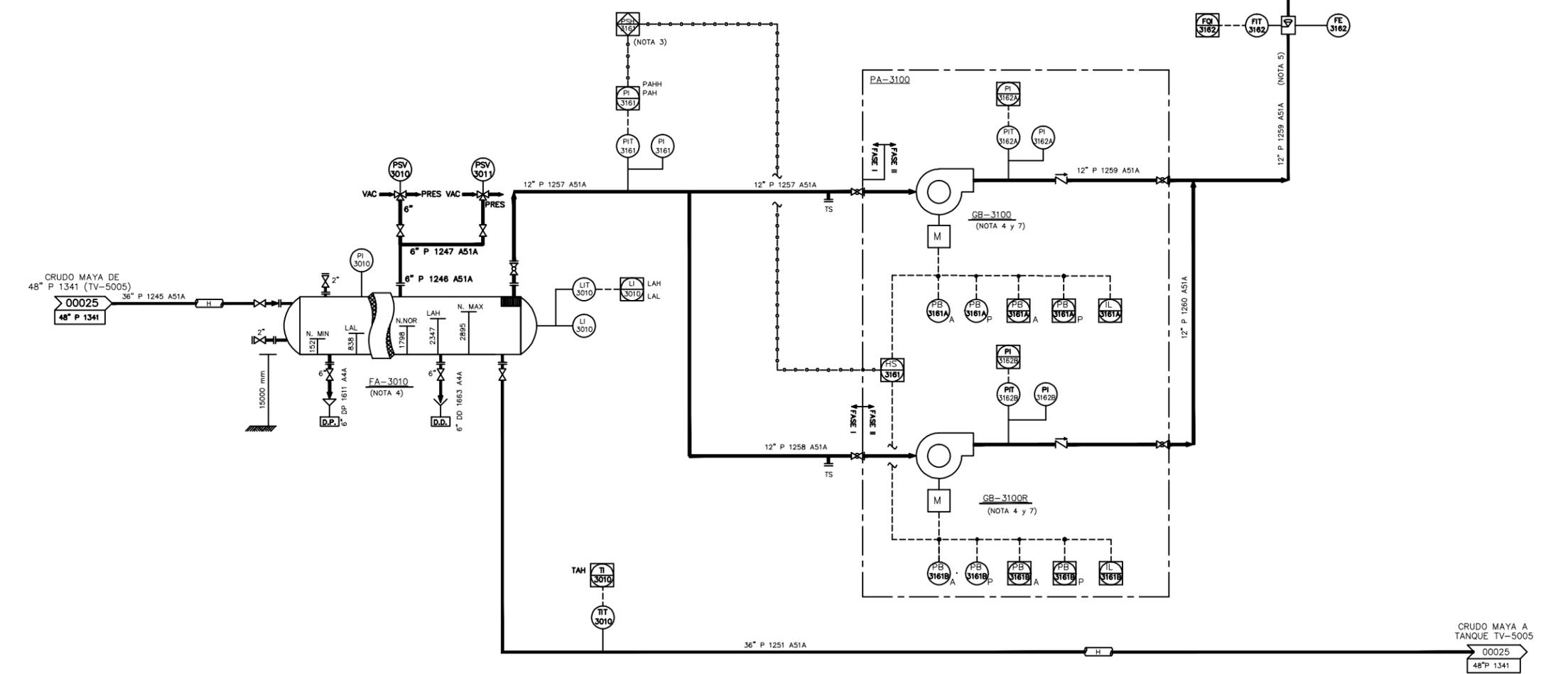
Dib. No. N-F.27733-1812-10-00026A REV. 1

FA-3010
SEPARADOR BIFASICO ELEVADO
D.I.= 3962 mm. L_T-= 11887 mm.

NOTAS

- 1.- PARA NOTAS GENERALES, DIBUJOS DE REFERENCIA, CODIGOS DE TUBERÍA Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No. N-F.27733-1812-10-00020.
- 2.-  LINEA EXISTENTE
- 3.- PERMISIVOS PARA EL ARRANQUE DEL SOPLADOR DE RELEVO, EN CASO DE FALLA DEL SOPLADOR PRINCIPAL.
- 4.- EQUIPOS QUE SERAN UTILIZADOS EN LA FASE II DE OPERACION.
- 5.- EVITAR LA FORMACION DE "BOLSAS" DURANTE LA TRAYECTORIA DE LA LINEA HACIA LA INTERCONEXION CON EL CABEZAL DE SUCCION A COMPRESORES. EN CASO DE NO SER FACTIBLE, CONSIDERAR PIERNAS DE NIVEL EN LOS PUNTOS BAJOS VER DETALLE "A".
- 6.- CONEXION PARA EL VACIADO DE LA PIERNA DE NIVEL MEDIANTE UNA BOMBA MANUAL CON DESCARGA A TAMBOS O TANQUE RECUPERADOR PORTATIL.
- 7.- PAQUETE DE SOPLADORES DE GAS RECUPERADO, EN ESTE SE MUESTRAN LOS COMPONENTES BASICOS, CON LA FINALIDAD DE QUE EL CONTRATISTA REALICE LA INTEGRACION DE TUBERIAS Y CONFIGURACION DE LA INSTRUMENTACION. LOS COMPONENTES, DIAMETROS DE TUBERIA Y MATERIALES, ASI COMO LAS PRUEBAS Y PUESTA EN OPERACION DEL EQUIPO, SERA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA. LO MOSTRADO AQUI NO ES LIMITATIVO.

48" H.T. CABEZAL DE SUCCION A COMPRESORES DE GAS AMARGO DE ESTABILIZADO



GB-3100/R
SOPLADOR DE GAS RECUPERADO
Q= 5 MMPCSD ΔP= 1.055 Kg/cr²

PA-3100
PAQUETE DE SOPLADOR DE GAS RECUPERADO

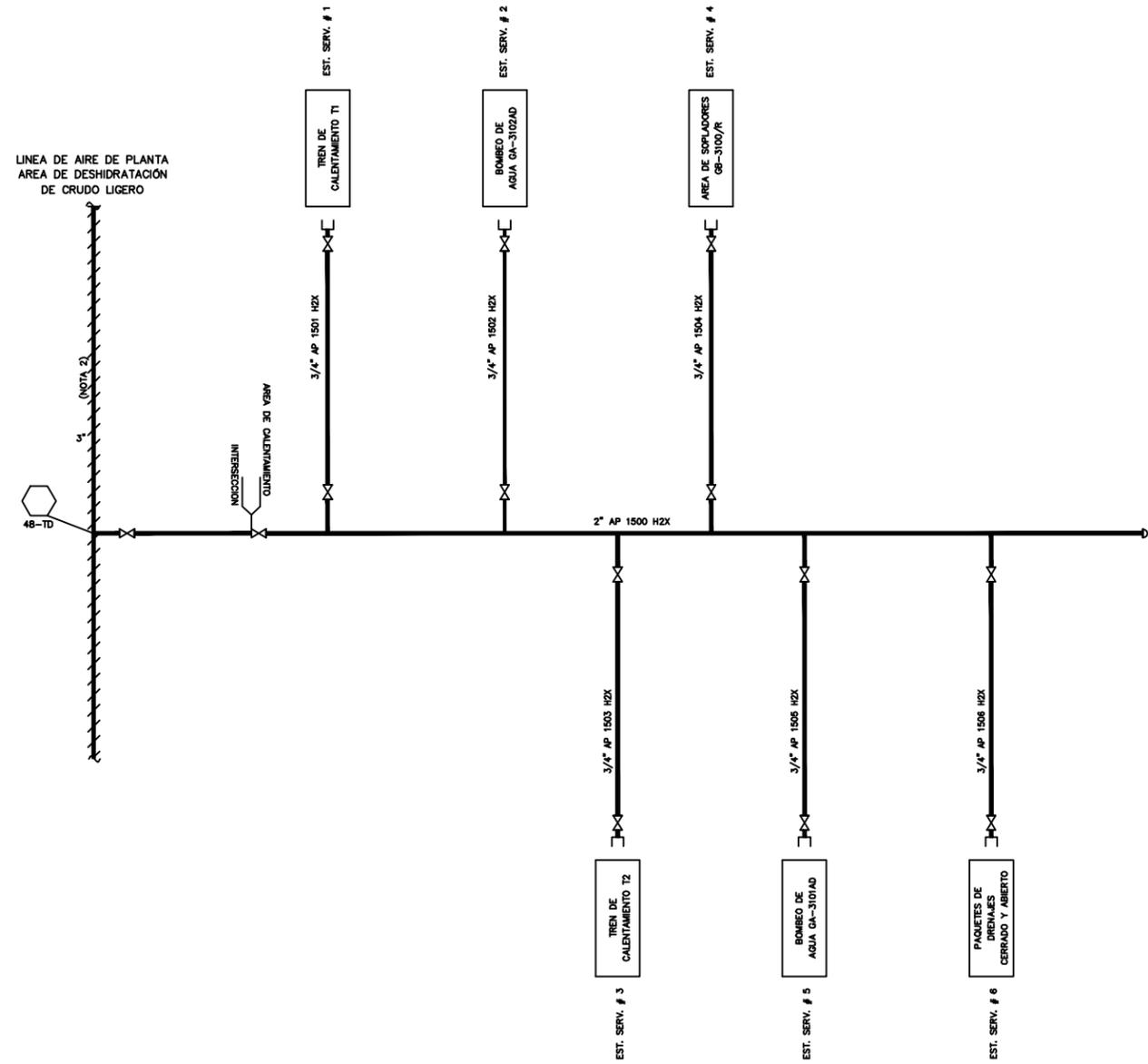
DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR:		<p>ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO, INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTE NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA CINDO PROPOSITO QUE EL PERMISO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.</p> <p>INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN SHARRELS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS</p> <p>PETROLEOS MEXICANOS</p> <p>PROY. PEMEX</p> <p>PARAISO, TABASCO CONT. MP. F.27733 MEXICO</p>	 <p>INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO</p> <p>DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO</p>
					SUBGERENTE			
					COORDINADOR			
					SUPERVISOR			
1	11-03-10	11-03-10	11-03-10	11-03-10	11-03-10	FECHA		
	C.M.A.	J.J.M.O.	J.L.B.D.	J.J.M.O.	P.E.V.T.	FIRMA		
REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO			

LISTA DE CAMBIOS
PS-IN-F-1821-2-01-08 REV. 5 PS-IN-IT-1821-2-01

ESC.:  ACOT.: MM
Dib. No. N-F.27733-1812-10-00027 REV. 1

NOTAS

- 1.- PARA NOTAS GENERALES, DIBUJOS DE REFERENCIA, CODIGOS DE TUBERIA Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No. N-F.27733-1812-10-00020.
- 2.-  LINEA EXISTENTE



LISTA DE CAMBIOS

PS-IN-F-1821-2-01-08 REV. 5 PS-IN-IT-1821-2-01

DESCRIPCIÓN: APROBADO PARA CONSTRUCCIÓN					FECHA
1	C.M.A.	J.J.M.O.	J.L.B.D.	J.J.M.O.	P.E.V.T.
REV.	ELABORÓ	REVISÓ	DIBUJÓ	VERIFICÓ	VALIDÓ

APROBADO POR:	
SUBGERENTE	
COORDINADOR	
SUPERVISOR	

ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO, INFORMACION CONFIDENCIAL, DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTE NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA CUNO PROPOSITO QUE EL PETROLEO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.

INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5008 A GUN SHARRELS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS

PETROLEOS MEXICANOS

PROY. PEMEX :

PARAISO, TABASCO CONT. IMP. F.27733 MEXICO

 INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO	
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE DISTRIBUCION DE AIRE DE PLANTA	
ESC.: 	Dib. No. N-F.27733-1812-10-00031A
ACOT.: 	REV. 1

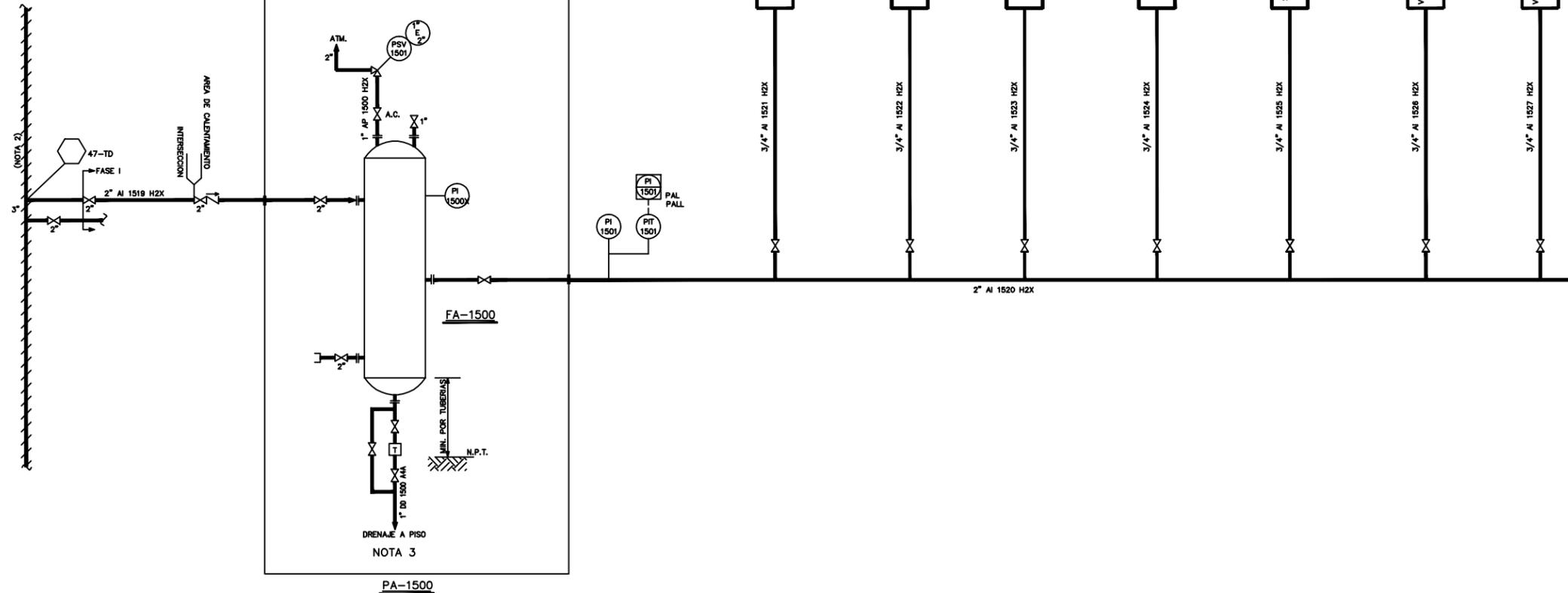
FA-1500
 TANQUE ACUMULADOR DE AIRE
 DE INSTRUMENTOS
 D.I. = NOTA 4 mm L-T-T = NOTA 4 mm

PA-1500
 PAQUETE ACUMULADOR DE AIRE
 DE INSTRUMENTOS

NOTAS

- 1.- PARA NOTAS GENERALES, DIBUJOS DE REFERENCIA, CODIGOS DE TUBERÍA Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No. N-F.27733-1812-10-00020.
- 2.-  LINEA EXISTENTE
- 3.- PAQUETE DE TANQUE ACUMULADOR DE AIRE DE INSTRUMENTOS, EN ESTE SE MUESTRA LOS COMPONENTES BASICOS, CON LA FINALIDAD DE QUE EL CONTRATISTA REALICE LA INTEGRACION DE TUBERIAS Y CONFIGURAR LA INSTRUMENTACION. LOS COMPONENTES, DIAMETROS DE TUBERIA Y MATERIALES, ASI COMO LAS PRUEBAS Y PUESTA EN OPERACION DEL EQUIPO, SERA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA.
- 4.- EL PAQUETE ACUMULADOR DE AIRE DE INSTRUMENTOS, DEBERA SER DISEÑADO PARA PROPORCIONAR 30 MIN. DE SERVICIO A LOS USUARIOS EN CASO DE FALLA DE LA RED DE SUMINISTRO DE LA TERMINAL. POR LO QUE EL CONTRATISTA, DETERMINARA LAS CARACTERISTICAS DEL PAQUETE PARA CUMPLIR CON ESTE OBJETIVO.

LINEA DE AIRE DE INSTRUMENTOS
 AREA DE CALENTAMIENTO
 DE CRUDO LIGERO

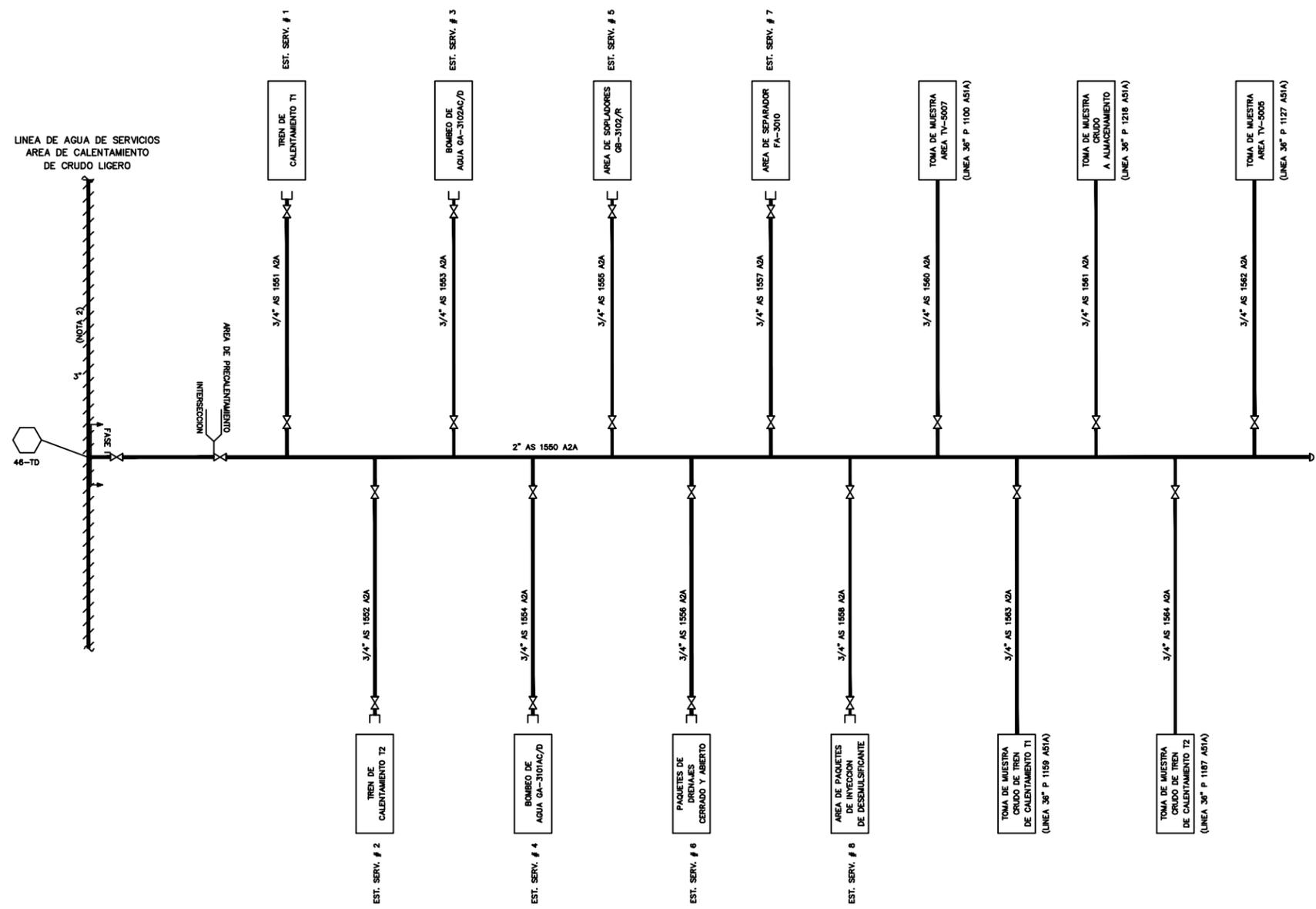


LISTA DE CAMBIOS
 PS-IN-F-1821-2-01-08 REV. 5 PS-IN-IT-1821-2-01

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR:		ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTEXTO INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTE NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA CINDO PROPOSITO QUE EL PETROLEO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.	 INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO
				FECHA	SUBGERENTE			
1	11-03-10	11-03-10	11-03-10	11-03-10	COORDINADOR			
	C.M.A.	J.J.M.O.	J.L.B.D.	J.J.M.O.	P.E.V.T.	FIRMA		
REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO	SUPERVISOR	INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TY-5007 Y TY-5005 A GUN SHARRELS EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS PETROLEOS MEXICANOS PROY. PEMEX : PARAISO, TABASCO CONT. MP. F.27733 MEXICO	
							ESC.:   ADOT.:  	DIB. No. N-F.27733-1812-10-000318 REV. 1

NOTAS

- 1.- PARA NOTAS GENERALES, DIBUJOS DE REFERENCIA, CODIGOS DE TUBERIA Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No. N-F.27733-1812-10-00020.
- 2.-  LINEA EXISTENTE



LISTA DE CAMBIOS

PS-IN-F-1821-2-01-08 REV. 5 PS-IN-IT-1821-2-01

DESCRIPCIÓN: APROBADO PARA CONSTRUCCIÓN					
REV.	ELABORÓ	REVISÓ	DIBUJÓ	VERIFICÓ	VALIDÓ
1	C.M.A.	J.L.M.O.	J.L.B.D.	J.L.M.O.	P.E.V.T.
					FECHA
					11-03-10
					11-03-10
					11-03-10
					11-03-10
					11-03-10
					11-03-10

APROBADO POR:	
SUBGERENTE	
COORDINADOR	
SUPERVISOR	

ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO, INFORMACION CONFIDENCIAL, DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA CUAL PROPOSITO QUE EL PETROLEO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.

INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A QUIN SHREELS EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS

PETROLEOS MEXICANOS

PROY. PEMEX :
PARAISO, TABASCO CONT. IMP. F.27733 MEXICO

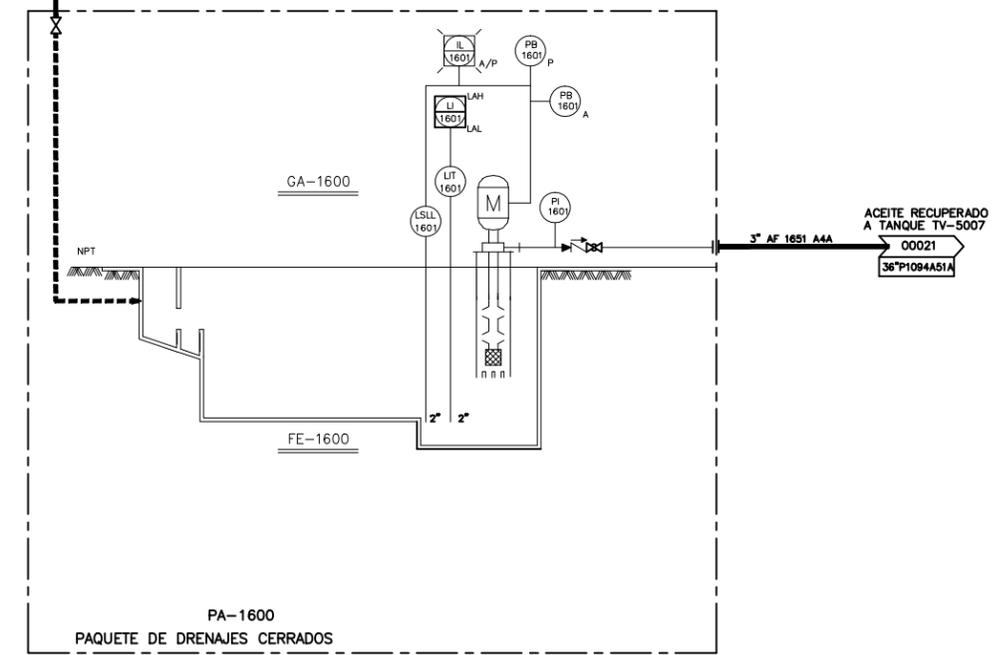
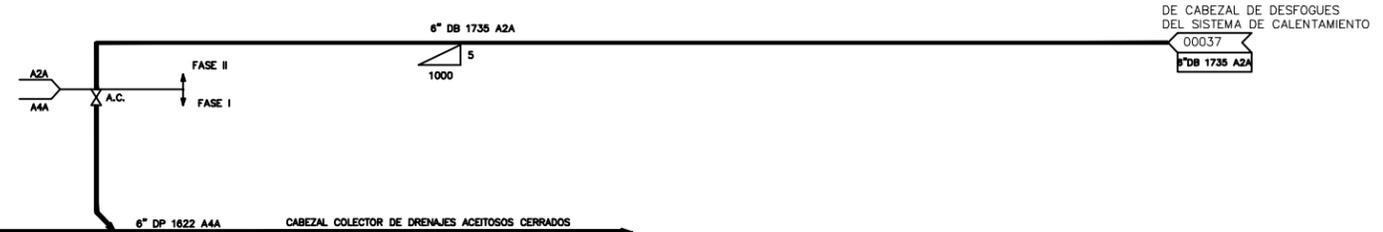
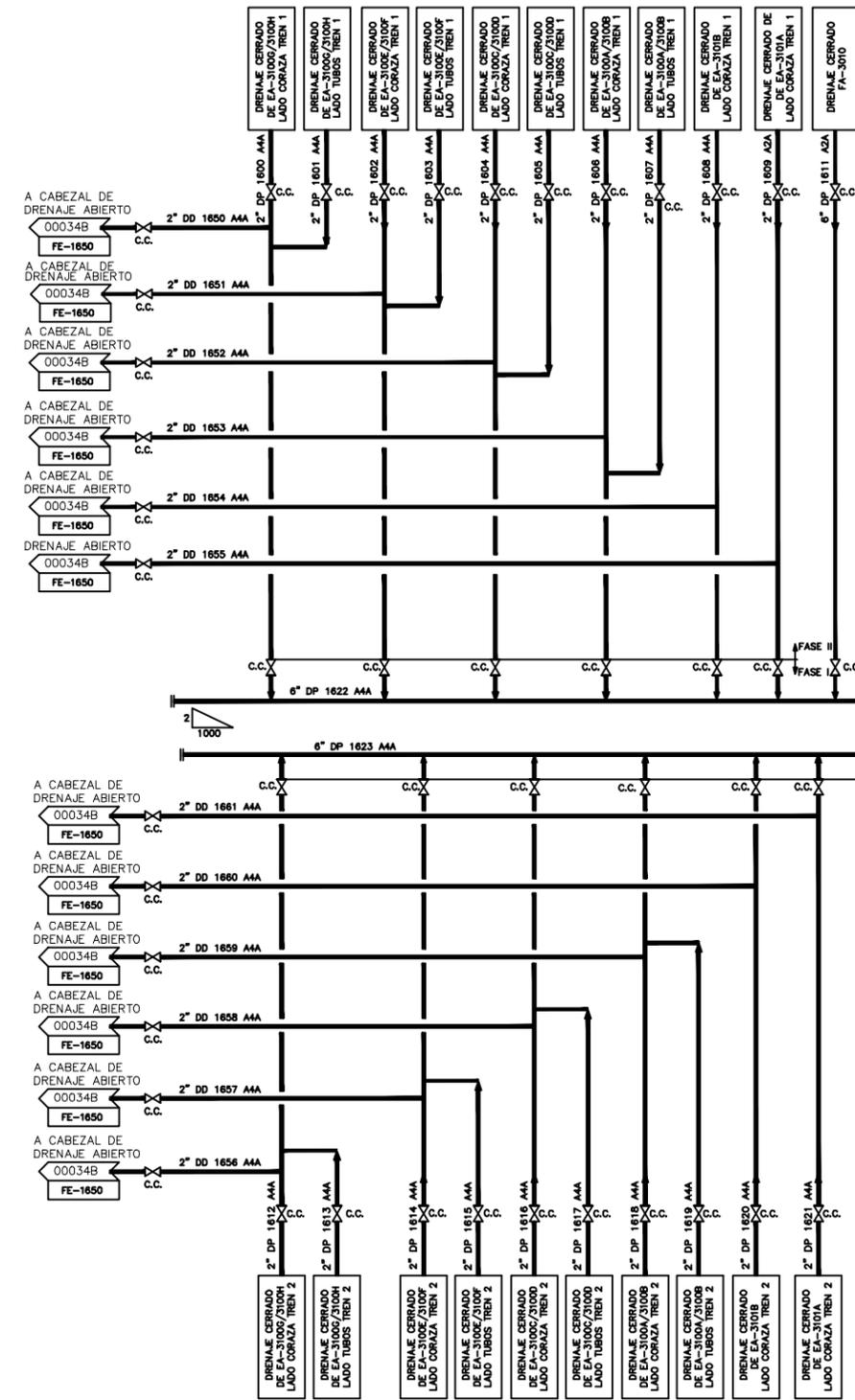
 INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO	
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION SERVICIOS AUXILIARES SISTEMA DE DISTRIBUCION DE AGUA DE SERVICIOS	
ESC.:  ACOT.: 	Dib. No. N-F.27733-1812-10-00033 REV. 1

PA-1600
PAQUETE DE DRENAJES CERRADOS
Q = 284.0 LPM

FE-1600
FOSA DE ACEITE RECUPERADO
Altura = 1828 mm Long. = 4572 mm

NOTAS:

- 1.- PARA NOTAS GENERALES DIBUJOS DE REFERENCIA CODIGOS DE TUBERIAS Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No.-N-F.27733-1812-10-00020.
- 2.-  EQUIPO PAQUETE.
- 3.- TODOS LOS TRANSMISORES DEBERAN SER DEL TIPO INTELIGENTE CON INDICACION LOCAL, Y OPERARAN CON FOUNDATION FIELDBUS.
- 4.- EL CONTROL SE EJECUTARA EN LA UPR DELTA-V EXISTENTE EN EL CUARTO DE CONTROL DE DESALADO DE CRUDO LIGERO.
- 5.- PAQUETE DE DRENAJES CERRADOS, EN ESTE SE MUESTRAN LOS COMPONENTE BASICOS, CON LA FINALIDAD DE QUE EL CONTRATISTA REALICE LA INTEGRACION DE TUBERIAS Y LA CONFIGURACION DE LA INSTRUMENTACION. LOS COMPONENTES BASICOS, DIAMETROS DE TUBERIA Y MATERIALES, ASI COMO LAS PRUEBAS Y PUESTA EN OPERACION DEL EQUIPO, SERA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA. EL CONTRATISTA DETERMINARA DEPENDIENDO DEL DISEÑO FINAL DEL PAQUETE LOS NIVELES OPERATIVOS CONVENIENTES Y LA CAPACIDAD DEL EQUIPO. LO MOSTRADO AQUI NO ES LIMITATIVO.



NOTAS 2,3,4 Y 5

GA-1600
BOMBA DE ACEITE RECUPERADO
Q = 284.0 LPM ΔP = 4.0 Kg/cm²

LISTA DE CAMBIOS

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR:	
				FECHA	SUBGERENTE	
				FECHA	COORDINADOR	
				FECHA	SUPERVISOR	
1	11-03-10	11-03-10	11-03-10	11-03-10	C.M.A.	J.J.M.O.
	REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO

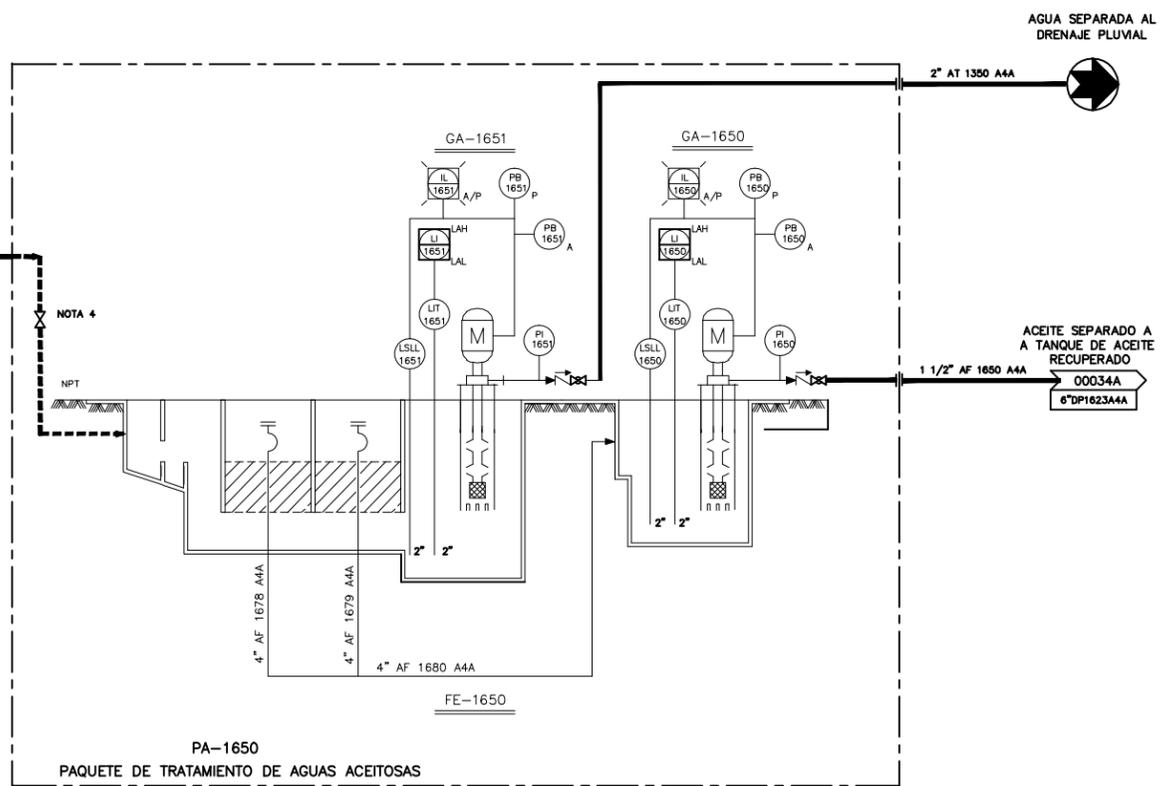
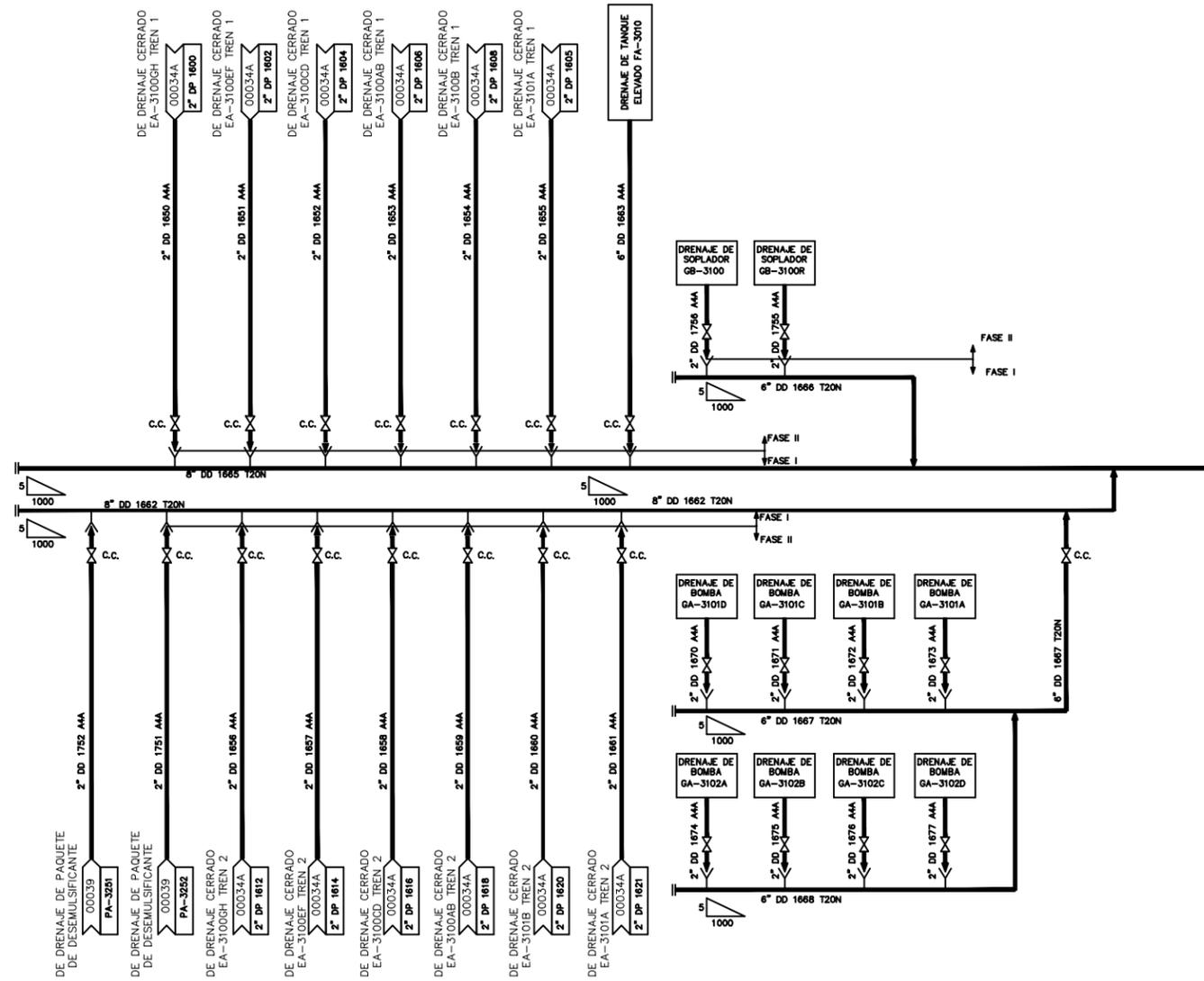
ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO, INFORMACION CONFIDENCIAL, DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PETROLEO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.		
INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5008 A GUIN SARRIENS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS		
PETROLEOS MEXICANOS		
PROY. PEMEX :		
PARAISO, TABASCO	CONT. MP. F.27733	MEXICO

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO	
DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO	
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION	
SERVICIOS AUXILIARES	
SISTEMA DE DRENAJES CERRADOS	
ESC.: 1/2"	ADOT.: 1/2"
Dib. No. N-F.27733-1812-10-00034A	REV. 1

PA-1650
 PAQUETE DE TRATAMIENTO
 DE AGUAS ACEITOSAS
 CAPACIDAD = 60.0 LPM
 NOTA 3

FE-1650
 FOSA DE DRENAJES ACEITOSOS
 CAPACIDAD = 60.0 LPM
 Altura. = 1500 mm Long. = 4000 mm

- NOTAS:**
- 1.- PARA NOTAS GENERALES DIBUJOS DE REFERENCIA CODIGOS DE TUBERIAS Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No.-N-F.27733-1812-10-00020.
 - 2.-  EQUIPO PAQUETE.
 - 3.- TODOS LOS TRANSMISORES DEBERAN SER DEL TIPO INTELIGENTE CON INDICACION LOCAL, Y OPERARAN CON FOUNDATION FIELDBUS.
 - 4.- ESTA VALVULA DEBERA CERRAR CUANDO SE PRESENTE PRECIPITACION PLUVIAL EN EXCESO.
 - 5.- EL CONTROL SE EJECUTARA EN LA UPR DELTA-V EXISTENTE EN EL CUARTO DE CONTROL DE DESALADO DE CRUDO LIGERO.
 - 6.- PAQUETE DE TRATAMIENTO DE TRATAMIENTO DE AGUAS ACEITOSAS. EN ESTE SE MUESTRAN LOS COMPONENTES BASICOS, CON LA FINALIDAD DE QUE EL CONTRATISTA REALICE LA INTEGRACION DE TUBERIAS Y LA CONFIGURACION DE LA INSTRUMENTACION. LOS COMPONENTES BASICOS, DIAMETROS DE TUBERIA Y MATERIALES, ASI COMO LAS PRUEBAS Y PUESTA EN OPERACION DEL EQUIPO SERA RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA. EL CONTRATISTA DETERMINARA DEPENDIENDO DEL DISEÑO FINAL DEL PAQUETE LOS NIVELES OPERATIVOS CONVENIENTES Y LA CAPACIDAD DEL EQUIPO. LO MOSTRADO AQUI NO ES LIMITATIVO.



PA-1650
 PAQUETE DE TRATAMIENTO DE AGUAS ACEITOSAS

NOTAS 2,3,5 Y 6

GA-1650
 BOMBA DE ACEITE RECUPERADO
 Q = 60.0 LPM ΔP = 5.0 Kg/cm²

GA-1651
 BOMBA DE AGUA RECUPERADA
 Q = 60.0 LPM ΔP = 5.0 Kg/cm²

LISTA DE CAMBIOS

DESCRIPCIÓN: APROBADO PARA CONSTRUCCIÓN					APROBADO POR:	
						SUBGERENTE
						FIRMA
1	11-03-10	11-03-10	11-03-10	11-03-10	11-03-10	FECHA
	J.M.B.	J.L.M.O.	J.L.B.D.	J.L.M.O.	P.E.V.T.	FIRMA
REV.	ELABORÓ	REVISÓ	DIBUJÓ	VERIFICÓ	VALIDÓ	
						SUPERVISOR

ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO, INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTE NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PAPA COMO PROPOSITO QUE EL PETROLEO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.

INGENIERIA, PROCURA Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A CINCUEN BARRELES EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS

PETROLEOS MEXICANOS

PROY. PEMEX :
 PARAISO, TABASCO CONT. MP. F.27733 MEXICO

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
 DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO

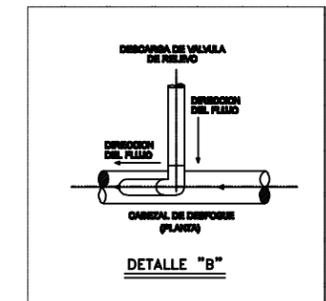
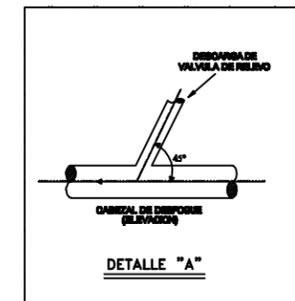
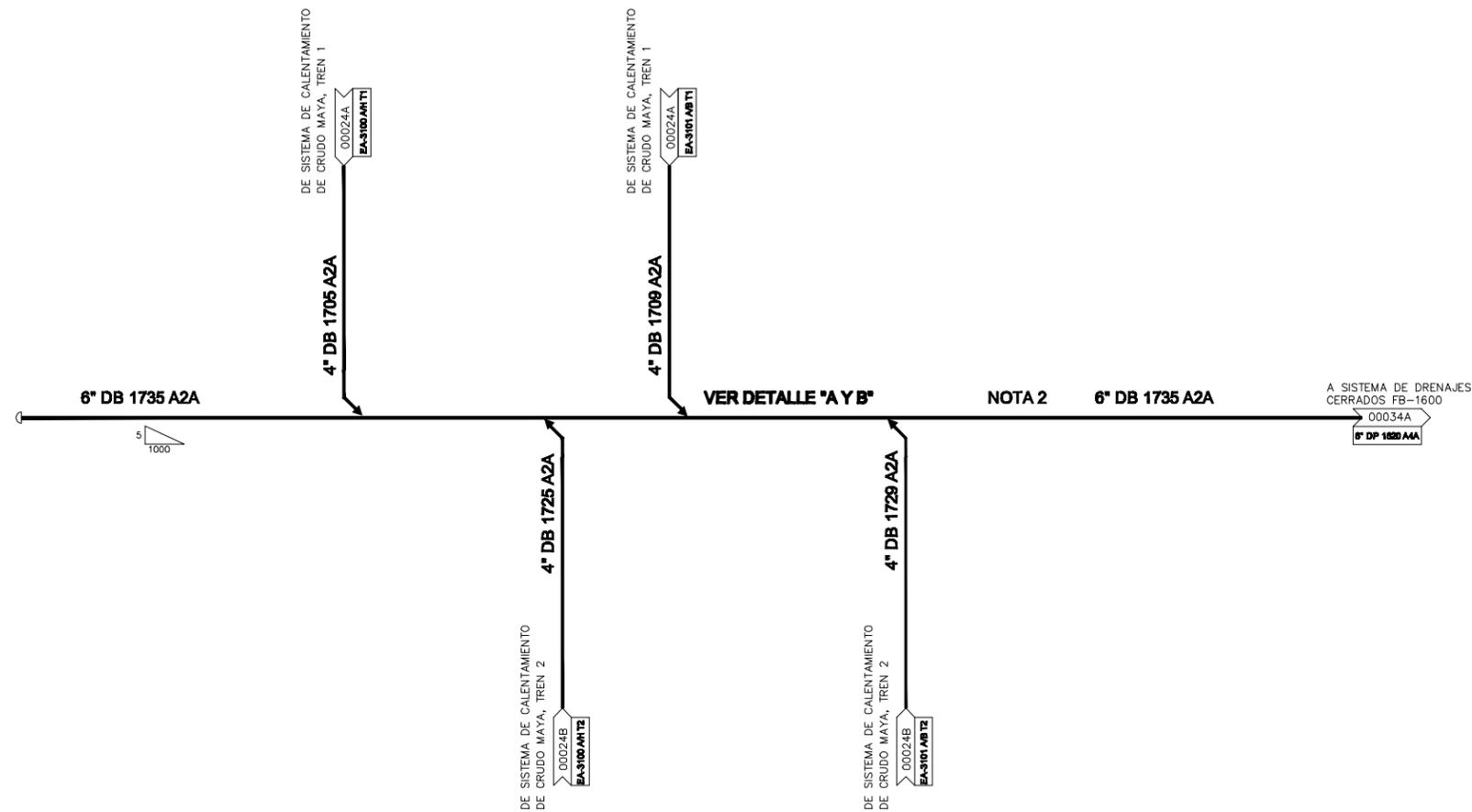
DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION
 SERVICIOS AUXILIARES
 SISTEMA DE DRENAJES ABIERTOS ACEITOSOS

ESC.: 1/2"
 ADOPT.: 1/2"

Dib. No. N-F.27733-1812-10-00034B REV. 1

NOTAS:

- 1.- PARA NOTAS GENERALES, DIBUJOS DE REFERENCIA, CODIGOS DE TUBERIAS Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No.-N-F.27733-1812-10-00020.
- 2.- LINEAS A CONSIDERAR EN SEGUNDA FASE DEL PROYECTO.



LISTA DE CAMBIOS

PS-IN-F-1821-2-01-08 REV. 4 PS-IN-IT-1821-2-01

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION						APROBADO POR:		<p>ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PERMITIDO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.</p> <p>INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN BARRELS EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS</p> <p>PETROLEOS MEXICANOS</p> <p>PROY. PEMEX :</p> <p>PARAISO, TABASCO CONT. IMP. F.27733 MEXICO</p>	<p>INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO</p>	<p>DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION DE SERVICIOS AUXILIARES. SISTEMA DE DESFOGUE</p>	<p>ESC: </p>	<p>Dib. No. N-F.27733-1812-10-00037</p>	<p>REV. 1</p>
					FECHA	SUBGERENTE							
1	11-02-10	11-02-10	11-02-10	11-02-10	11-02-10	COORDINADOR							
	C.M.A.	J.J.M.O.	J.L.B.D.	J.J.M.O.	P.E.V.T.	FIRMA							
REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO	SUPERVISOR							

FB-3251
 TANQUE DE DESEMULSIFICANTE
 DE DESHIDRATACION
 D.I. = 2438 mm L_{T-T} = 3200 mm

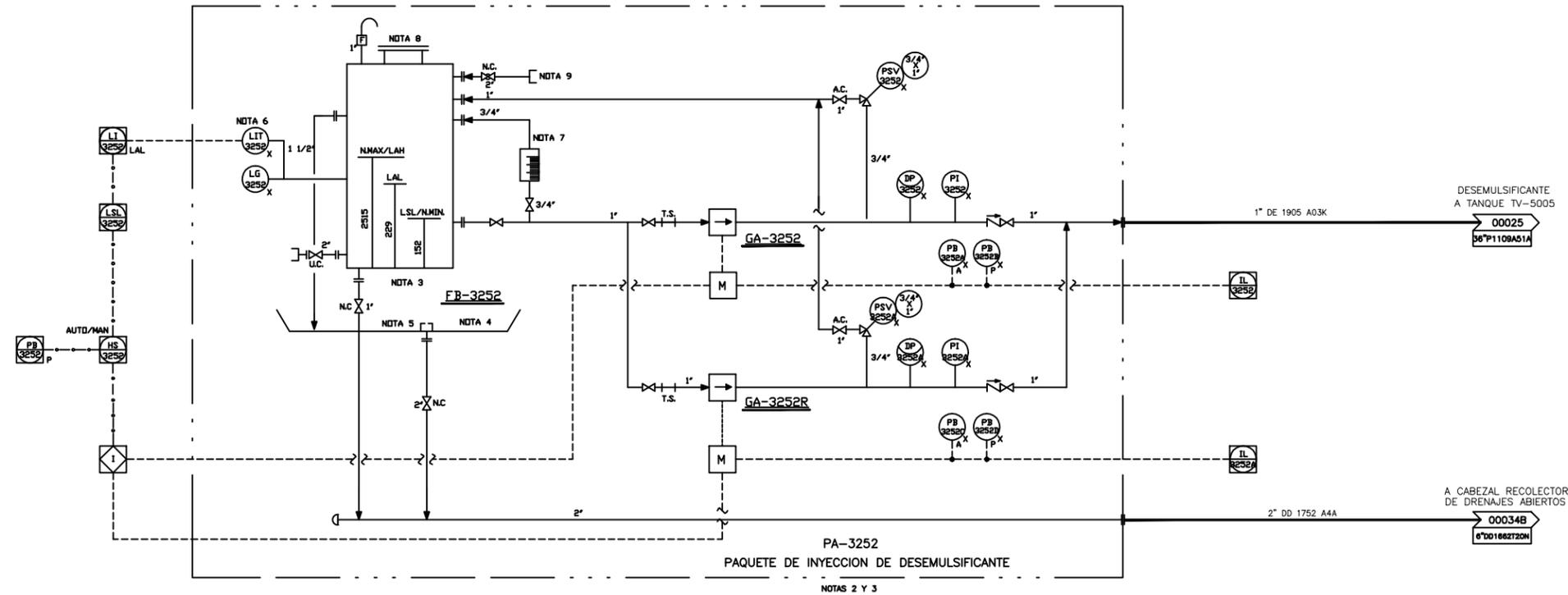
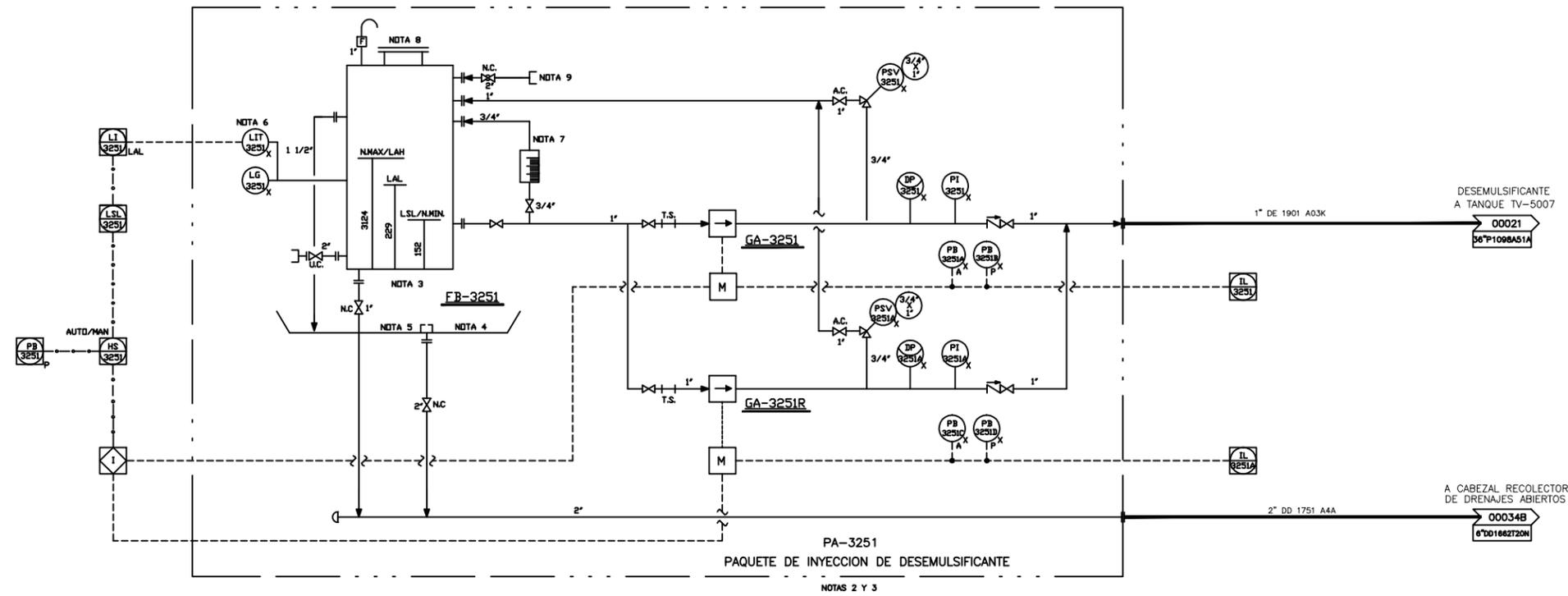
FB-3252
 TANQUE DE DESEMULSIFICANTE
 DEL DESALADOR
 D.I. = 1829 mm L_{T-T} = 2591 mm

PA-3251
 PAQUETE DE INYECCION DE
 DESEMULSIFICANTE

PA-3252
 PAQUETE DE INYECCION DE
 DESEMULSIFICANTE

NOTAS:

- 1.- PARA NOTAS GENERALES, DIBUJOS DE REFERENCIA, CODIGOS DE TUBERIA Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION, VER DIAGRAMA No. N-F.27733-1812-10-0020.
- 2.- EQUIPO PAQUETE.
- 3.- EL PAQUETE DE INYECCION DE DESEMULSIFICANTE DEBERA SER SUMINISTRADO Y MONTADO EN PATIN ESTRUCTURAL. LA PLACA BASE DEBE SER DISENADA PARA PERMITIR CONFINAR CUALQUIER ESCURRIMIENTO DE HIDROCARBURDS.
- 4.- CHAROLA DEL PAQUETE DE INYECCION DE DESEMULSIFICANTE.
- 5.- TAPON MACHO, CON SELLO HERMETICO PARA LA LINEA DE DRENAJE DE LA CHAROLA.
- 6.- LOS TRANSMISORES DEBERAN SER DEL TIPO INTELIGENTE CON INDICACION LOCAL.
- 7.- LA COLUMNA DE CALIBRACION DEBERA SER DIMENSIONADA PARA UN MINIMO DE 30 SEGUNDOS DE FLUJO, CALIBRADA Y MARCADA EN GRADUACIONES DE LITROS PDR HORA.
- 8.- ESCOTILLA CON BISAGRAS.
- 9.- CONEXION PARA LLENADO POR MEDIO DE BOMBA PORTATIL.



GA-3251/R
 BOMBA DE INYECCION DE
 DESEMULSIFICANTE
 Q = 1.26 LPM P_{desc.} = 5.0 Kg/cm²

GA-3252/R
 BOMBA DE INYECCION DE
 DESEMULSIFICANTE
 Q = 0.54 LPM P_{desc.} = 5.0 Kg/cm²

DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR:	
					FECHA	SUBGERENTE
					FECHA	COORDINADOR
					FECHA	SUPERVISOR
1	C.M.A.	J.J.M.O.	J.L.B.D.	J.L.M.O.	P.E.V.T.	
REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO	

ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APAREZCA EN EL CONTENIDO INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONSIDERADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COMULGAR TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EXPLICA ESTE, NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PERMITIDO EXPRESAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO

INGENIERIA, PROCURA Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN BARRELS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS

PETROLEOS MEXICANOS
 PROY. PEMEX :
 PARAISO, TABASCO CONT. IMP. F.27733 MEXICO

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
 DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO

DIAGRAMA DE TUBERIA E INSTRUMENTACION
 SERVICIOS AUXILIARES
 SISTEMA DE INYECCION DE DESEMULSIFICANTE

ESC: ACOT:

Dib. No. N-F.27733-1812-10-0039 REV. 1

3. LISTA DE LÍNEAS DE SERVICIOS AUXILIARES ACEITE DE CALENTAMIENTO

REV.		FECHA		ELAB		APROB		NOTAS:										CLAVES DE AISLAMIENTO				LINEAS CRITICAS		LISTA DE LINEAS		
								1.- LA COLUMNA EN DONDE EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA EN INDICAR LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA 2.- LIMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MÁXIMA DE LIMPIEZA DE LINEA CON VAPOR O MEDIO SECO. 3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACION. "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACION ES COMO MAXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO, "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACION ES COMO MAXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO. 4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MAXIMAS DE OPERACION NORMAL										H CONSERVACION DE CALOR T VENA DE VAPOR O OPERACION ESTABLE C PROTECCION AL CONGELAMIENTO E CALEFACCION ELECTRICA P PROTECCION PERSONAL A CONTRA ROCIO (SUDOR) F PROTECCION CONTRAINCENDIO S ESPECIAL				ENVYAR PARA SU ANALISIS A: SUBCOMPETENCIA <input type="checkbox"/> ANALISIS DE <input checked="" type="checkbox"/> SISTEMAS				
																								SERVICIO: SERV. AUXILIARES		
																								PROYECTO: F.27773 "CONVERSION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMOB" CLIENTE: PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION (PEP) LOCALIZACION: PARAISO, TABASCO	SECCION: SERVICIOS AUXILIARES, ACEITE DE CALENTAMIENTO	
CLAVE DE IDENTIFICACION				RUTA				PRESION Kg/cm ²				TEMPERATURA °C				MEDIO DE PRUEBA		DENSIDAD Kg/cm ³		LINEA CRITICA	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	AISLAMIENTO			
Øn	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	PRUEBA		DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ. (L)	GAS (G)	LIQ. (L)	GAS (G)	LINEA CRITICA	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	CLAVE	CODIGO	ESPESOR mm	MATERIAL SUJECION	CLAVE DE ACABADO		
30"	AC	1398	A21A	SIST. DE CALENTAMIENTO	30" AC 1399	10.0		MAX.	MIN.	330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
30"	AC	1399	A21A	BRIDA CIEGA	BRIDA CIEGA	10.0		15		330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
20"	AC	1400	A21A	30" AC 1399	20" AC 1401	10.0		15		330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
20"	AC	1401	A21A	20" AC 1400	16" AC 11402	10.0		15		330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
16"	AC	1402	A21A	20" AC 1401	EA-3101A TI	10.0		15		330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
16"	AC	1403	A21A	EA-3101A TI	20" AC 1406	10.0		15		330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
16"	AC	1404	A21A	20" AC 11401	EA-3101B TI	10.0		15		330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
16"	AC	1405	A21A	EA-3101B TI	20" AC 1406	10.0		15		330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
20"	AC	1406	A21A	16" AC 1403	20" AC 1407	10.0		15		330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
20"	AC	1407	A21A	20" AC 1406	30" AC 1429	10.0		15		330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
20"	AC	1410	A21A	30" AC 1399	20" AC 1411	10.0		15		330.0			L					24A/24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
20"	AC	1418	A21A	EA-3101A/B T2	30" AC 1429	10.0		15		330.0			L					24A/24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
10"	AC	1420	A21A	30" AC 1399	EA-3102 A/B	10.0		15		330.0			L					24A/24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
10"	AC	1428	A21A	EA-3102 A/B	30" AC 1429	10.0		15		330.0			L					24A/24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
30"	AC	1429	A21A	BRIDA CIEGA	BRIDA CIEGA	10.0		15		330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
30"	AC	1430	A21A	30" AC 1429	SIST. DE CALENT.	10.0		15		330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
20"	AC	1411	A21A	20" AC 1410	16" AC 1412	10.0		15		330.0			L					24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
16"	AC	1412	A21A	20" AC 1411	EA-3101 A T2	10.0		15		330.0			L					24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
16"	AC	1413	A21A	EA-3101 A T2	20" AC 1416	10.0		15		330.0			L					24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
16"	AC	1414	A21A	20" AC 1411	EA-3101 B T2	10.0		15		330.0			L					24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
16"	AC	1415	A21A	EA-3101 B T2	20" AC 1416	10.0		15		330.0			L					24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
20"	AC	1416	A21A	16" AC 1413	20" AC 1418	10.0		15		330.0			L					24A	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
20"	AC	1418	A21A	20" AC 1416	30" AC 1429	10.0		15		330.0			L					24A/24B	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
10"	AC	1420-1	A21A	10" AC 1420	8" AC 1421	10.0		15		330.0			L					24A/26	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
8"	AC	1421	A21A	10" AC 1420-1	EA-3102 T1	10.0		15		330.0			L					26	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
8"	AC	1422	A21A	EA-3102 T1	10" AC 1428	10.0		15		330.0			L					26	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
8"	AC	1425	A21A	10" AC 1420-1	EA-3102 T2	10.0		15		330.0			L					26	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
8"	AC	1426	A21A	EA-3102 T2	10" AC 1428	10.0		15		330.0			L					26	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
10"	AC	1428	A21A	BRIDA CIEGA	BRIDA CIEGA	10.0		15		330.0			L					26	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		
10"	AC	1428-1	A21A	10" AC 1428	30" AC 1429	10.0		15		330.0			L					24A/26	FASE II	H	NC-4	38		MA-5		

ACEITE RECUPERADO

 INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION EJECUTIVA DE INGENIERIA DE PROCESO ESPECIALIDAD DE INGENIERIA DE SISTEMAS HIDRAULICOS		NOTAS:				CLAVES DE AISLAMIENTO				LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A:				LISTA DE LINEAS SERVICIO: ACEITE RECUPERADO								
		1.- LA COLUMNA ØN INDICA EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA SIN INDICAR LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA. 2.- LIMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MÁXIMA DE LIMPIEZA DE LINEA: CON VAPOR O MEDIO SECO. 3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACIÓN: "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO. "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO. 4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MAXIMAS DE OPERACION NORMAL.				H CONSERVACION DE CALOR T VENA DE VAPOR O OPERACION ESTABLE C PROTECCION AL CONGELAMIENTO E CALEFACCION ELECTRICA P PROTECCION PERSONAL A CONTRA RICOO (SUDOR) F PROTECCION CONTRAINCENDIO S ESPECIAL				SUBCOMPETENCIA SISTEMAS <input checked="" type="checkbox"/> ANALISIS DE <input checked="" type="checkbox"/> PROYECTO: F.27773 "CONVERSION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMDB" CLIENTE: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCION (PEP)												
REV	0	FECHA		22-May-10	ELAB		JMBR	APROB		JIMO	LOCALIZACION: PARAISO, TABASCO				SECCION: SERVICIOS AUXILIARES, ACEITE RECUPERADO							
CLAVE DE IDENTIFICACION		RUTA				PRESION Kg/cm ²				TEMPERATURA °C				MEDIO DE PRUEBA		DENSIDAD Kg/cm ³		AISLAMIENTO				
Øn	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	PRUEBA		DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ. (L)	GAS (G)	LINEA CRITICA	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	CLAVE	CODIGO	ESPOSOR mm	MATERIAL SUECCION	CLAVE DE ACABADO
								MAX.	MIN.													
1"	AR	1650	A4A	PAQUETE PA-1650	6" DP 1620 A4A	5.0		7.5		38.0			L		34A/34B	FASE I						
3"	AR	1651	A4A	PAQUETE PA-1600	36" DP 1100 A51A	5.0		7.5		38.0			L		21/34A	FASE I						

AGUA FRESCA DE LAVADO

 INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION EJECUTIVA DE INGENIERIA DE PROCESO ESPECIALIDAD DE INGENIERIA DE SISTEMAS HIDRAULICOS		NOTAS:				CLAVES DE AISLAMIENTO				LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A:				LISTA DE LINEAS SERVICIO: AGUA FRESCA DE LAVADO								
		1.- LA COLUMNA ØN INDICA EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA SIN INDICAR LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA. 2.- LIMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MÁXIMA DE LIMPIEZA DE LINEA: CON VAPOR O MEDIO SECO. 3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACIÓN: "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO. "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO. 4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MAXIMAS DE OPERACION NORMAL.				H CONSERVACION DE CALOR T VENA DE VAPOR O OPERACION ESTABLE C PROTECCION AL CONGELAMIENTO E CALEFACCION ELECTRICA P PROTECCION PERSONAL A CONTRA RICOO (SUDOR) F PROTECCION CONTRAINCENDIO S ESPECIAL				SUBCOMPETENCIA SISTEMAS <input checked="" type="checkbox"/> ANALISIS DE <input checked="" type="checkbox"/> PROYECTO: F.27773 "CONVERSION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMDB" CLIENTE: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCION (PEP)												
REV	0	FECHA		22-May-08	ELAB		JMBR	APROB		JIMO	LOCALIZACION: PARAISO, TABASCO				SECCION: PROCESOS, AGUA FRESCA DE LAVADO							
CLAVE DE IDENTIFICACION		RUTA				PRESION Kg/cm ²				TEMPERATURA °C				MEDIO DE PRUEBA		DENSIDAD Kg/cm ³		AISLAMIENTO				
Øn	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	PRUEBA		DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ. (L)	GAS (G)	LINEA CRITICA	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	CLAVE	CODIGO	ESPOSOR mm	MATERIAL SUECCION	CLAVE DE ACABADO
								MAX.	MIN.													
8"	AL	1350	A2A	AGUA CRUDA	8" AL 1359 A2A	14.0		21		38.0			L		26	FASE I						
8"	AL	1351	A2A	8" AL 1350 A2A	8" AL 1351-1 A2A	14.0		21		38.0			L		26	FASE I, CONSIDERAR HASTA DISPARO DE LA LINEA 8" AL 1350						
8"	AL	1351-1	A2A	8" AL 1351 A2A	6" AL 1353 A2A	14.0		21		38.0			L		26	FASE II						
6"	AL	1352	A2A	8" AL 1351-1 A2A	EA-3102 T1	14.0		21		38.0			L		26	FASE II						
6"	AL	1353	A2A	EA-3102 T1	8" AL 1358 A2A	14.0		21		38.0			L		26	FASE II	H	NC-4	38		MA-5	
1"	AL	1154	A2A	6" AL 1353 A2A	PSV-3120	14.0		21		38.0			L		26	FASE II						
6"	AL	1355	A2A	8" AL 1351-1 A2A	EA-3102 T28" AL 1359 A2A	14.0		21		38.0			L		26	FASE II						
6"	AL	1356	A2A	EA-3102 T2	8" AL 1358 A2A	14.0		21		38.0			L		26	FASE II	H	NC-4	38		MA-5	
1"	AL	1157	A2A	6" AL 1356 A2A	PSV-3122	14.0		21		38.0			L		26	FASE II						
8"	AL	1358	A2A	BRIDA CIEGA	BRIDA CIEGA	14.0		21		38.0			L		26	FASE II	H	NC-4	38		MA-5	
8"	AL	1358-1	A2A	8" AL 1358 A2A	8" AL 1359 A2A	14.0		21		38.0			L		26	FASE I, CONSIDERAR HASTA DISPARO DE LA LINEA 8" AL 1359	H	NC-4	38		MA-5	
8"	AL	1359	A2A	8" AL 1350 A2A	12" ACG 1370 PF5	14.0		21		38.0			L		26	FASE I	H	NC-4	38		MA-5	

AIRE DE INSTRUMENTOS

 INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION EJECUTIVA DE INGENIERIA DE PROCESO ESPECIALIDAD DE INGENIERIA DE SISTEMAS HIDRAULICOS										NOTAS: 1.- LA COLUMNA ØN INDICA EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA SIN INDICAR LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA 2.- LIMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MÁXIMA DE LIMPEZA DE LINEA: CON VAPOR O MEDIO SECO. 3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACIÓN; "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO, "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO. 4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MAXIMAS DE OPERACION NORMAL										CLAVES DE AISLAMIENTO H CONSERVACION DE CALOR T VENA DE VAPOR O OPERACION ESTABLE C PROTECCION AL CONGELAMIENTO E CALEFACCION ELECTRICA P PROTECCION PERSONAL A CONTRA ROCIO (SUDOR) F PROTECCION CONTRA RENDIDO S ESPECIAL					LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A:					LISTA DE LINEAS SERVICIO: AIRE DE INSTRUMENTOS PROYECTO: F.27773 "CONVERSION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMDB" CLIENTE: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCION (PEP) LOCALIZACION: PARAISO, TABASCO SECCION: SERVICIOS AUXILIARES, AIRE DE INSTRUMENTOS				
REV.	0																																	
FECHA	21-May-10																																	
ELAB.	JMBR																																	
APROB.	JIMO																																	
CLAVE DE IDENTIFICACION				RUTA		PRESION Kg/cm ²				TEMPERATURA °C			MEDIO DE PRUEBA		DENSIDAD Kg/cm ³		LINEA CRITICA	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	AISLAMIENTO														
Øn	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	PRUEBA		DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ. (L) GAS (G)	GAS O VAPOR (V)	CLAVE	CODIGO				ESPESOR mm	MATERIAL SUJECION	CLAVE DE ACABADO												
2"	AI	1519	H2X	LINEA EXIST. DE AIRE DE INST.	FA-1500	9.7		MAX.	MIN.	38.0			G			31B	FASE 1																	
2"	AI	1520	H2X	FA-1500	3/4" AI 1527 H2X	9.7		10.7		38.0			G			31B	FASE 1																	
3/4"	AI	1521	H2X	2" AI 1520 H2X	TREN DE CALENT. T1	9.7		10.7		38.0			G			31B	CONSIDERAR DISPARO EN FASE 1																	
3/4"	AI	1522	H2X	2" AI 1520 H2X	TREN DE CALENT. T2	9.7		10.7		38.0			G			31B	CONSIDERAR DISPARO EN FASE 1																	
3/4"	AI	1523	H2X	2" AI 1520 H2X	GA-3101 AC/D	9.7		10.7		38.0			G			31B	CONSIDERAR DISPARO EN FASE 1																	
3/4"	AI	1524	H2X	2" AI 1520 H2X	GA-3102 AC/D	9.7		10.7		38.0			G			31B	CONSIDERAR DISPARO EN FASE 1																	
3/4"	AI	1525	H2X	2" AI 1520 H2X	FA-3010	9.7		10.7		38.0			G			31B	CONSIDERAR DISPARO EN FASE 1																	
3/4"	AI	1526	H2X	2" AI 1520 H2X	VALV. MEZCLADO TQ.TV-5007	9.7		10.7		38.0			G			31B	CONSIDERAR DISPARO EN FASE 1																	
3/4"	AI	1527	H2X	2" AI 1520 H2X	VALV. MEZCLADO TQ.TV-5005	9.7		10.7		38.0			G			31B	FASE 1																	

AIRE DE PLANTA

 INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION EJECUTIVA DE INGENIERIA DE PROCESO ESPECIALIDAD DE INGENIERIA DE SISTEMAS HIDRAULICOS										NOTAS: 1.- LA COLUMNA ØN INDICA EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA SIN INDICAR LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA 2.- LIMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MÁXIMA DE LIMPEZA DE LINEA: CON VAPOR O MEDIO SECO. 3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACIÓN; "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO, "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO. 4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MAXIMAS DE OPERACION NORMAL										CLAVES DE AISLAMIENTO H CONSERVACION DE CALOR T VENA DE VAPOR O OPERACION ESTABLE C PROTECCION AL CONGELAMIENTO E CALEFACCION ELECTRICA P PROTECCION PERSONAL A CONTRA ROCIO (SUDOR) F PROTECCION CONTRA RENDIDO S ESPECIAL					LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A:					LISTA DE LINEAS SERVICIO: AIRE DE PLANTA PROYECTO: F.27773 "CONVERSION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMDB" CLIENTE: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCION (PEP) LOCALIZACION: PARAISO, TABASCO SECCION: SERVICIOS AUXILIARES, AIRE DE PLANTA				
REV.	0																																	
FECHA	21-May-10																																	
ELAB.	JMBR																																	
APROB.	JIMO																																	
CLAVE DE IDENTIFICACION				RUTA		PRESION Kg/cm ²				TEMPERATURA °C			MEDIO DE PRUEBA		DENSIDAD Kg/cm ³		LINEA CRITICA	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	AISLAMIENTO														
Øn	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	PRUEBA		DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ. (L) GAS (G)	GAS O VAPOR (V)	CLAVE	CODIGO				ESPESOR mm	MATERIAL SUJECION	CLAVE DE ACABADO												
2"	AP	1500	H2X	LINEA EXIST. DE AIRE DE PLANTA	3/4" AP 1506 H2X	9.7		MAX.	MIN.	38.0			G			31B	FASE 1																	
3/4"	AP	1501	H2X	2" AP 1500 H2X	TREN DE CALENT. T1	9.7		10.7		38.0			G			31B	CONSIDERAR DISPARO EN FASE 1																	
3/4"	AP	1502	H2X	2" AP 1500 H2X	BOMBAS GA-3102 AD	9.7		10.7		38.0			G			31B	CONSIDERAR DISPARO EN FASE 1																	
3/4"	AP	1503	H2X	2" AP 1500 H2X	TREN DE CALENT. T2	9.7		10.7		38.0			G			31B	CONSIDERAR DISPARO EN FASE 1																	
3/4"	AP	1504	H2X	2" AP 1500 H2X	SOPLADORES GB-3100/R	9.7		10.7		38.0			G			31B	CONSIDERAR DISPARO EN FASE 1																	
3/4"	AP	1505	H2X	2" AP 1500 H2X	BOMBAS GA-3101 AD	9.7		10.7		38.0			G			31B	CONSIDERAR DISPARO EN FASE 1																	
3/4"	AP	1506	H2X	2" AP 1500 H2X	PAQ. DRENAJE CERRADO Y ABIERTO	9.7		10.7		38.0			G			31B	CONSIDERAR DISPARO EN FASE 1																	

DRENAJES ABIERTOS ACEITOSOS

REV.		FECHA		ELAB.		APROB.		NOTAS:				CLAVES DE AISLAMIENTO				LINEAS CRITICAS		LISTA DE LINEAS			
0		22-May-10		JMBR		JIMO		1.- LA COLUMNA 09 INDICA EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA SIN INDICAR LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA 2.- LIMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MÁXIMA DE LIMPEZA DE LINEA: CON VAPOR O MEDIO SECO. 3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACIÓN; "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO, "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACIÓN ES COMO MAXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO 4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MAXIMAS DE OPERACION NORMAL				H CONSERVACION DE CALOR T VENA DE VAPOR O OPERACION ESTABLE C PROTECCION AL CONGELAMIENTO E CALEFACCION ELECTRICA P PROTECCION PERSONAL A CONTRA ROCIO (SUDOR) F PROTECCION CONTRA INCENDIO ESPECIAL S				LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A:		SERVICIO: DRENAJES ABIERTOS ACEITOSOS PROYECTO: F.27773 "CONVERSION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMBB" CLIENTE: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCION (PEP)			
CLAVE DE IDENTIFICACION		RUTA				PRESION Kg/cm ²		TEMPERATURA °C		MEDIO DE PRUEBA		DENSIDAD	LINEA CRITICA	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	AISLAMIENTO					
Øn	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ. (L) GAS (G)	Kg/cm ³ GAS O VAPOR (V)				CLAVE	CODIGO	ESPESOR mm	MATERIAL SUJECION	CLAVE DE ACABADO	
2"	DD	1650	A4A	2" DP 1600 A4A	8" DD 1665 T2ON	ATM		38.0			L			34A Y 34B	FASE 2						
2"	DD	1651	A4A	2" DP 1602 A4A	8" DD 1665 T2ON	ATM		38.0			L			34A Y 34B	FASE 2						
2"	DD	1652	A4A	2" DP 1604 A4A	8" DD 1665 T2ON	ATM		38.0			L			34A Y 34B	FASE 2						
2"	DD	1653	A4A	2" DP 1606 A4A	8" DD 1665 T2ON	ATM		38.0			L			34A Y 34B	FASE 2						
2"	DD	1654	A4A	2" DP 1608 A4A	8" DD 1665 T2ON	ATM		38.0			L			34A Y 34B	FASE 2						
2"	DD	1655	A4A	2" DP 1609 A4A	8" DD 1665 T2ON	ATM		38.0			L			34A Y 34B	FASE 2						
2"	DD	1656	A4A	2" DP 1612 A4A	8" DD 1662 T2ON	ATM		38.0			L			34A Y 34B	FASE 2						
2"	DD	1657	A4A	2" DP 1614 A4A	8" DD 1662 T2ON	ATM		38.0			L			34A Y 34B	FASE 2						
2"	DD	1658	A4A	2" DP 1616 A4A	8" DD 1662 T2ON	ATM		38.0			L			34A Y 34B	FASE 2						
2"	DD	1659	A4A	2" DP 1618 A4A	8" DD 1662 T2ON	ATM		38.0			L			34A Y 34B	FASE 2						
2"	DD	1660	A4A	2" DP 1620 A4A	8" DD 1662 T2ON	ATM		38.0			L			34A Y 34B	FASE 2						
2"	DD	1661	A4A	2" DP 1621 A4A	8" DD 1662 T2ON	ATM		38.0			L			34A Y 34B	FASE 2						
8"	DD	1662	T2ON	BRIDA CIEGA	8" DD 1665 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
6"	DD	1663	A4A	FA-3010	8" DD 1665 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 2						
8"	DD	1665	T2ON	BRIDA CIEGA	FE-1650	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
6"	DD	1666	T2ON	BRIDA CIEGA	8" DD 1665 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
6"	DD	1667	T2ON	BRIDA CIEGA	8" DD 1662 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
6"	DD	1668	T2ON	BRIDA CIEGA	6" DD 1667 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
2"	DD	1670	A4A	DREN DE GA-3101D	6" DD 1667 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
2"	DD	1671	A4A	DREN DE GA-3101C	6" DD 1667 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
2"	DD	1672	A4A	DREN DE GA-3101B	6" DD 1667 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
2"	DD	1673	A4A	DREN DE GA-3101A	6" DD 1667 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
2"	DD	1674	A4A	DREN DE GA-3102A	6" DD 1668 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
2"	DD	1675	A4A	DREN DE GA-3102B	6" DD 1668 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
2"	DD	1676	A4A	DREN DE GA-3102C	6" DD 1668 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
2"	DD	1677	A4A	DREN DE GA-3102D	6" DD 1668 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 1						
2"	DD	1751	A4A	PA-3251	8" DD 1662 T2ON	ATM		38.0			L			34B Y 39	FASE 1						
2"	DD	1752	A4A	PA-3252	8" DD 1662 T2ON	ATM		38.0			L			34B Y 39	FASE 1						
2"	DD	1755	A4A	GB-3100	6" DD 1666 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 2						
2"	DD	1756	A4A	GB-3100R	6" DD 1666 T2ON	ATM		38.0			L			34B	FASE 2						

DRENAJES CERRADOS

INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION EJECUTIVA DE INGENIERIA DE PROCESO ESPECIALIDAD DE INGENIERIA DE SISTEMAS HIDRAULICOS				NOTAS:				CLAVES DE AISLAMIENTO				LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A:		LISTA DE LINEAS										
REV	0			1.- LA COLUMNA 01 INDICA EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA SIN INDICAR LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA.				H	CONSERVACION DE CALOR					SERVICIO: DRENAJES										
FECHA	21-May-10			2.- LIMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MAXIMA DE LIMPEZA DE LINEA CON VAPOR O MEDIO SECO.				T	VENA DE VAPOR			SUBCOMPETENCIA SISTEMAS <input checked="" type="checkbox"/>		ANALISIS DE <input checked="" type="checkbox"/>										
ELAB	JMBR			3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACION; "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACION ES COMO MAXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO, "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACION ES COMO MAXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO.				O	OPERACION ESTABLE			PROYECTO: F.27773 "CONVERSION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMDB"		CLIENTE: PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION (PEP)										
APROB	JMO			4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MAXIMAS DE OPERACION NORMAL.				C	PROTECCION AL CONGELAMIENTO			LOCALIZACION: PARAISO, TABASCO		SECCION: SERVICIOS AUXILIARES, SISTEMA DE DRENAJES CERRADOS										
CLAVE DE IDENTIFICACION				RUTA				PRESION Kg/cm ²				TEMPERATURA °C				MEDIO DE PRUEBA		DENSIDAD Kg/cm ³		LINEA CRITICA				
Øn	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	PRUEBA		DIS.	VAR.	LIMP.	DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ (L) GAS (G)	GAS O VAPOR (V)	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	CLAVE	CODIGO	ESPEESOR mm	MATERIAL SUJECION	CLAVE DE ACABADO
2"	DP	1600	A4A	DREN CORAZA, EA-3100G/3100H, T1	6" DP 1622 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1601	A4A	DREN TUBOS, EA-3100G/3100H, T1	2" DP 1600 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1602	A4A	DREN CORAZA, EA-3100E/3100F, T1	6" DP 1622 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1603	A4A	DREN TUBOS, EA-3100E/3100F, T1	2" DP 1602 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1604	A4A	DREN CORAZA, EA-3100C/3100D, T1	6" DP 1622 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1605	A4A	DREN TUBOS, EA-3100C/3100D, T1	2" DP 1604 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1606	A4A	DREN CORAZA, EA-3100A/3100B, T1	6" DP 1622 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1607	A4A	DREN TUBOS, EA-3100A/3100B, T1	2" DP 1606 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1608	A4A	DREN CORAZA, EA-3101B, T1	6" DP 1622 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1609	A4A	DREN CORAZA, EA-3101A, T1	6" DP 1622 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1611	A4A	DRENAJE CERRADO FA-3010	6" DP 1622 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1612	A4A	DREN CORAZA, EA-3100G/3100H, T2	6" DP 1623 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1613	A4A	DREN TUBOS, EA-3100G/3100H, T2	2" DP 1612 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1614	A4A	DREN CORAZA, EA-3100E/3100F, T2	6" DP 1623 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1615	A4A	DREN TUBOS, EA-3100E/3100F, T2	2" DP 1614 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1616	A4A	DREN CORAZA, EA-3100C/3100D, T2	6" DP 1623 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1617	A4A	DREN TUBOS, EA-3100C/3100D, T2	2" DP 1616 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1618	A4A	DREN CORAZA, EA-3100A/3100B, T2	6" DP 1623 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1619	A4A	DREN TUBOS, EA-3100A/3100B, T2	2" DP 1618 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1620	A4A	DREN CORAZA, EA-3101B, T2	6" DP 1623 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
2"	DP	1621	A4A	DREN CORAZA, EA-3101A, T2	6" DP 1623 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 2					
6"	DP	1622	A4A	2" DP 1600 A4A	FE-1600	7.0				38.0						L		34A	FASE 1, CONSIDERANDO LOS DISPAROS EN ESTA					
6"	DP	1623	A4A	2" DP 1612 A4A	6" DP 1622 A4A	7.0				38.0						L		34A	FASE 1, CONSIDERANDO LOS DISPAROS EN ESTA					

INYECCION DE DESEMULSIFICANTE

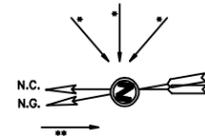
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION EJECUTIVA DE INGENIERIA DE PROCESO ESPECIALIDAD DE INGENIERIA DE SISTEMAS HIDRAULICOS				NOTAS:				CLAVES DE AISLAMIENTO				LINEAS CRITICAS ENVIAR PARA SU ANALISIS A:		LISTA DE LINEAS										
REV	1			1.- LA COLUMNA 01 INDICA EL DIAMETRO MAYOR DE LA LINEA SIN INDICAR LAS VARIACIONES DE DIAMETROS QUE TENGA LA LINEA.				H	CONSERVACION DE CALOR					SERVICIO: INYECCION DE DESEMULSIFICANTE										
FECHA	26-May-10			2.- LIMP. SIGNIFICA TEMPERATURA MAXIMA DE LIMPEZA DE LINEA CON VAPOR O MEDIO SECO.				T	VENA DE VAPOR			SUBCOMPETENCIA SISTEMAS <input checked="" type="checkbox"/>		ANALISIS DE <input checked="" type="checkbox"/>										
ELAB	JMBR			3.- VAR. SIGNIFICA EL INCREMENTO EN LA PRESION Y/O TEMPERATURA DE OPERACION; "A" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACION ES COMO MAXIMO DE 10 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 100 HORAS POR AÑO, "B" INDICA QUE EL INCREMENTO EN LA CONDICION DE OPERACION ES COMO MAXIMO DE 50 HORAS CONTINUAS Y NO MAS DE 500 HORAS POR AÑO.				O	OPERACION ESTABLE			PROYECTO: F.27773 "CONVERSION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO A GUN BARREL PARA DESHIDRATAR CRUDO MAYA EN LA TMDB"		CLIENTE: PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION (PEP)										
APROB	JMO			4.- DIS. POR PRESION Y TEMPERATURA DE DISEÑO DEBE ENTENDERSE LA PRESION Y TEMPERATURA MAXIMAS DE OPERACION NORMAL.				C	PROTECCION AL CONGELAMIENTO			LOCALIZACION: PARAISO, TABASCO		SECCION: SERVICIOS AUXILIARES, INY. DE DESEMULSIFICANTE										
CLAVE DE IDENTIFICACION				RUTA				PRESION Kg/cm ²				TEMPERATURA °C				MEDIO DE PRUEBA		DENSIDAD Kg/cm ³		LINEA CRITICA				
Øn	SERV.	NUMERO	CLASE	DESDE	HASTA	DIS.	VAR.	PRUEBA		DIS.	VAR.	LIMP.	DIS.	VAR.	LIMP.	LIQ (L) GAS (G)	GAS O VAPOR (V)	NUMERO DE DTI	OBSERVACIONES	CLAVE	CODIGO	ESPEESOR mm	MATERIAL SUJECION	CLAVE DE ACABADO
1"	DE	1901	A03K	PA-3251	LINEA DE ALIM. A TV-5007	7.0				38.0						L		39/21	FASE I					
1"	DE	1905	A03K	PA-3252	LINEA DE ALIM. A TV-5005	7.0				38.0						L		39/25	FASE I					

4. PLANO DE LOCALIZACIÓN GENERAL

En esta parte se presentan los siguientes planos de localización general que se generaron para el proceso de deshidratado y desalado.

CONS	No. De Plano	Descripción
1.	N-F.27793-1812-10-00010A	Plano de Localización General de Equipo Sistema de Calentamiento, Desalado y Deshidratado de Crudo Maya.
2.	N-F.27793-1812-10-00010B	Plano de Localización General de Equipo Casa de Bombas 2 (CB-2), Desalado y Deshidratado de Crudo Maya.
3.	N-F.27793-1812-10-00010C	Plano de Localización General de Equipo Cuarto de Control y Vasijas para Deshidratación de Crudo Ligero. Sistema de Deshidratado y Desalado de Crudo Maya.
4.	N-F.27793-1812-10-00010D	Plano de Localización General de Equipo, Cuarto de Control y Casa de Bombas de Servicios (Agua Cruda, Diesel y Agua Potable). Sistema de Desalado y Deshidratado de Crudo Maya.

TV-5007

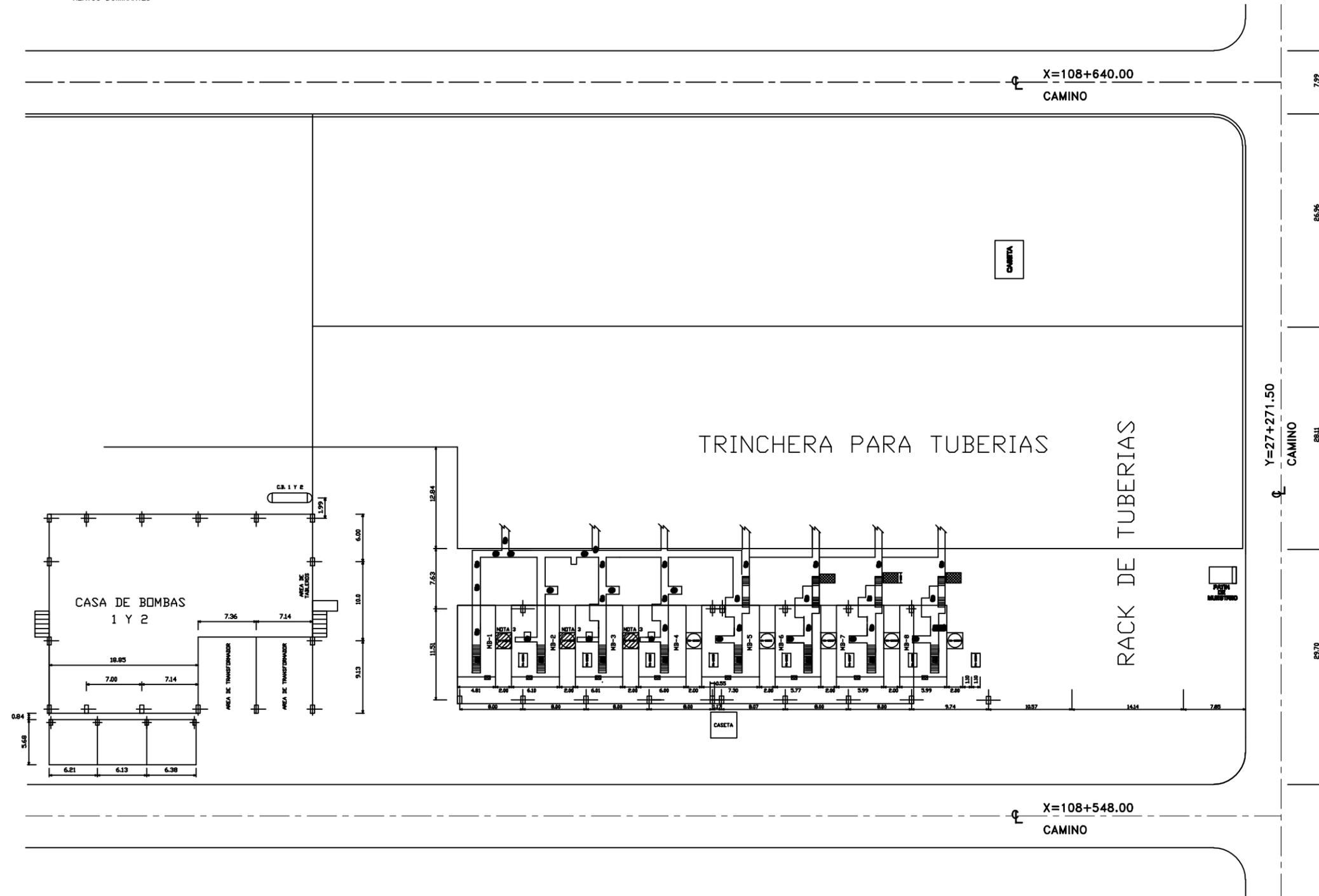


* VIENTOS REINANTES
** VIENTOS DOMINANTES

- NOTAS:**
- ESTE PLANO TIENE COMO BASE EN EL LEVANTAMIENTO EN CAMPO REALIZADO DURANTE LOS DIAS DEL 11 AL 22 DE FEB DE 2008.
 - IDENTIFICACION ACTUAL DEL EQUIPO
 - LAS BOMBAS MB-01, 02 Y 03 SERAN SUSTITUIDAS POR LAS BOMBAS GA-3100 AB/C PARA LA SEGUNDA ETAPA DE OPERACION.

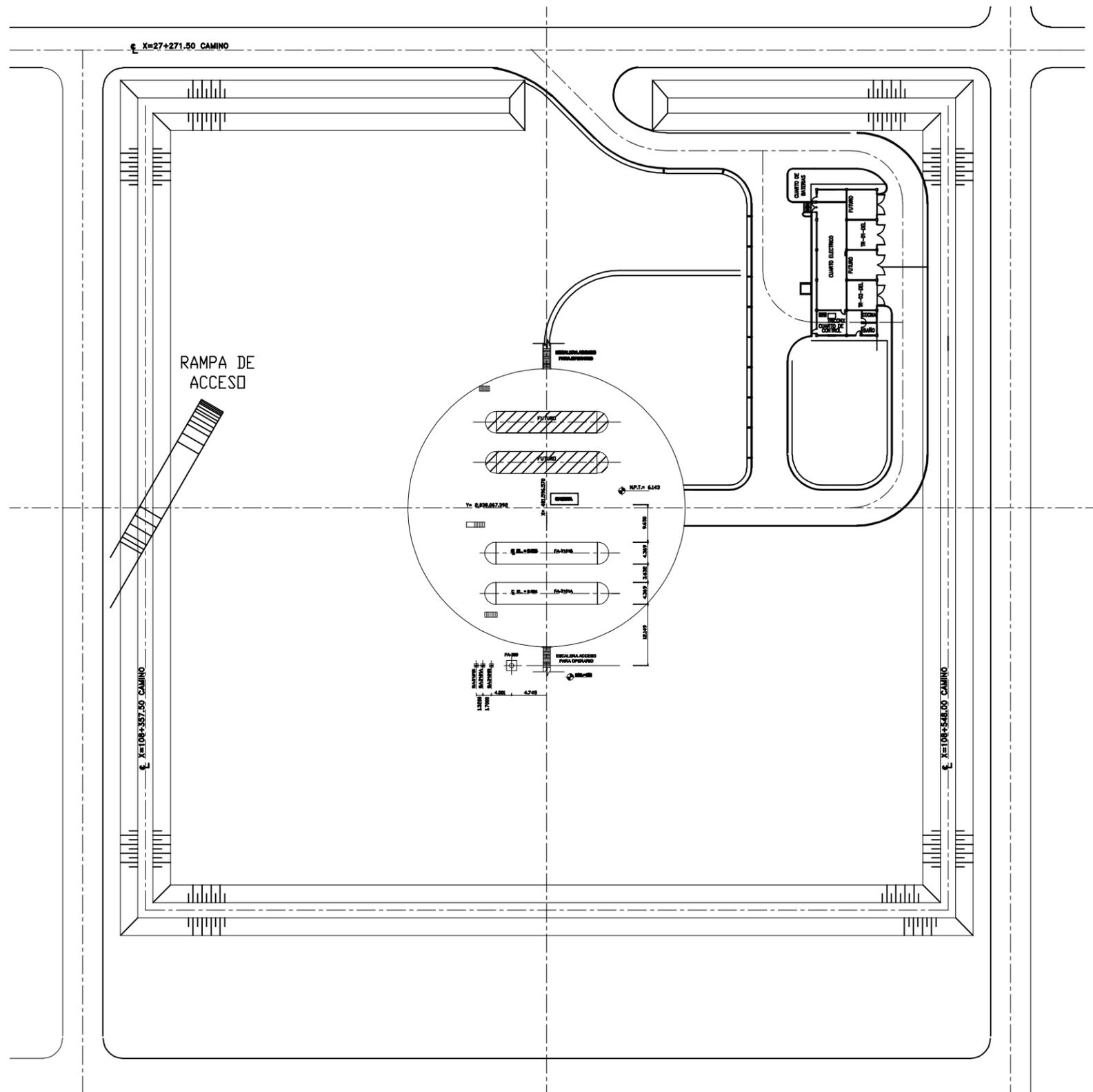
LISTA DE EQUIPO

CLAVE	DESCRIPCION	CARACTERISTICAS
(NOTA 2) GA-1202 A/H	BOMBA DE CRUDO	Q = 240 MBPD DP = 19 KG/CM2



TV-5006

DESCRIPCION APROBADO PARA SERVICIO		APROBADO POR		<small>EL TITULO, DISEÑO Y SU CONTENIDO SON PROPIEDAD DE PEMEX S.A. DE CV. ESTE DISEÑO, DIBUJO, PLANO O CUALQUIER OTRO DOCUMENTO DE TRABAJO DE INGENIERIA, DISEÑO O DIBUJO, NO SE PUEDE REPRODUCIR, COPIAR, FOTOCOPIAR, GRAFICAR, REPRODUCIR, O DISTRIBUIR EN FORMA ALGUNA SIN EL CONSENTIMIENTO ESCRITO DE PEMEX S.A. DE CV. ESTE DOCUMENTO ES CONFIDENCIAL Y SU CONTENIDO NO DEBE SER REVELADO A TERCERAS PERSONAS SIN EL CONSENTIMIENTO ESCRITO DE PEMEX S.A. DE CV.</small>	
FECHA	FECHA	SUBGERENTE	FECHA	INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLIO DIRECCION DE INGENIERIA DE PROCESO	
FECHA	FECHA	COORDINADOR	FECHA	PLANO DE LOCALIZACION GENERAL DE EQUIPO CASA DE BOMBAS 2 (CB-2), DESALADO Y DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA	
REV.	CLABING	REVISO	SIBLAS	VERIFICO	VALIDO
REV.	CLABING	REVISO	SIBLAS	VERIFICO	VALIDO
SUPERVISOR		SUPERVISOR		PETROLEOS MEXICANOS PROF. PEMEX : PANABO, TAMBOCO CONF. MP. F.27733 MEXICO	
LISTA DE CAMBIOS <small>PE-1812-1812-10-0108</small>		ESCALA: 1:100 ACOT. No.		DIB. No. H-F.27733-1812-10-0108 REV. A	



NOTAS:
 1.- ESTE PLANO SE BASA EN EL LEVANTAMIENTO EN CAMPO REALIZADO DURANTE LOS DIAS DEL 11 AL 22 DE FEB. DE 2008.
 2.-  EQUIPO A FUTURO.

NOTAS

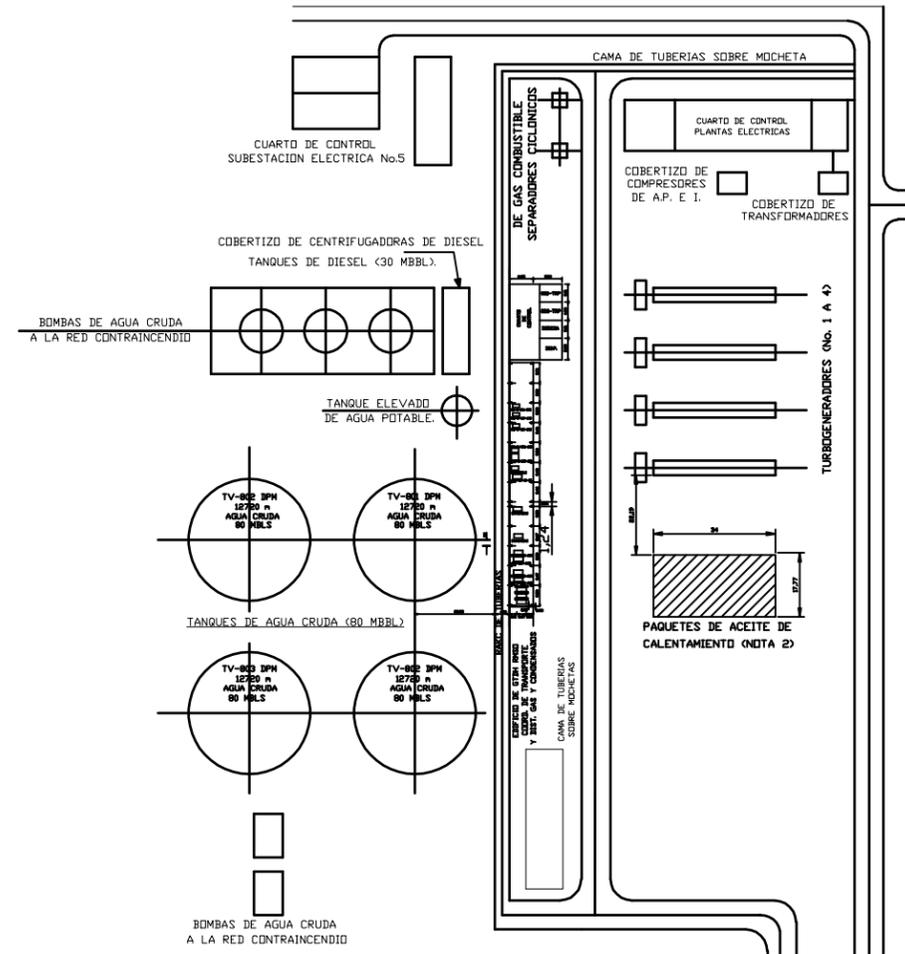
CLAVE	DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS
FA-3151 A/B	DESHIDRATADOR DE CRUDO LIGERO	D.I. = 4,267 mm ; L T-T = 20,117 mm
FA-300	DESHIDRATADOR DE CRUDO LIGERO	D.I. = 4,267 mm ; L T-T = 20,117 mm
GA-3151 A/B/R	BOMBA DE REMOCIÓN DE LODOS	Q = 204.75 GPM ; DP = 1.5 Kg/cm2

LISTA DE CAMBIOS
 PS-R-1821-2-01-08 REV. 4 PS-R-1821-2-01

DESCRIPCIÓN APROBADO PARA DISEÑO		APROBADO POR		 INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO DIRECCIÓN DE INGENIERÍA DE PROCESO	
FECHA	FECHA	SUBSELENTE	FECHA	INGENIERÍA, PROCURA, Y CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACIÓN DE LOS TANQUES TV-2007 Y TV-2005 A QUN BARRILES, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS RIOSES	
FECHA	FECHA	FECHA	FECHA	PETROLEOS MEXICANOS PLANO DE LOCALIZACIÓN GENERAL DE EQUIPO CUARTO DE CONTROL Y VASIAS PARA DESHIDRATACION DE CRUDO LIGERO, SISTEMA DE DESALADO Y DESHIDRATADOS DE CRUDO MAYA	
REV. ELABORO	REVISO	DISEÑO	VERIFICA	VALIDO	ESC: 1/100 A027: 8ts.
PROY. PEMEX :	CONT. IMP. F.27733	MEXICO	Dd. No. N-F.27733-1812-10-00010C		REV. A

NOTAS:

- 1.- PARA NOTAS GENERALES DIBUJOS DE REFERENCIA CODIGOS DE TUBERIAS Y SIMBOLOS DE INSTRUMENTACION VER DIB. No.-N-F.27733-1812-10-00020.
- 2.- ÁREA PROPUESTA PARA LA LOCALIZACIÓN DE LOS PAQUETES DE ACEITE DE CALENTAMIENTO, DEL PROYECTO DE REFERENCIA, SE REQUIERE LA HABILITACIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DE ESTA ÁREA PARA SU USO, ACTUALMENTE NO EXISTEN EQUIPOS DE PROCESO UBICADOS EN ESTA.



DESCRIPCION: APROBADO PARA CONSTRUCCION					APROBADO POR:		ESTE TRABAJO INCLUYENDO EL MATERIAL PATENTADO O PATENTABLE QUE APARECE EN EL CONTENIDO INFORMACION CONFIDENCIAL DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO Y SU USO ESTA CONDICIONADO A QUE EL USUARIO ACEPTA NO COPIARLO TOTAL O PARCIALMENTE Y NO EMPLEAR ESTE NI EL MATERIAL DESCRITO EN EL PARA OTRO PROPOSITO QUE EL PERMITIDO ESPECIFICAMENTE POR ESCRITO POR EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.	INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO DIRECCION DE INGENIERIA DE PROYECTO		
				FECHA	SUBGERENTE	INGENIERIA, PROCURA, Y CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE DESHIDRATACION DE CRUDO MAYA, MEDIANTE LA MODIFICACION DE LOS TANQUES TV-5007 Y TV-5005 A GUN BARRELS, EN LA TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS PETROLEOS MEXICANOS PROY. PEMEX : PARAISO, TABASCO CONT. IMP. F.27733 MEXICO			PLANO DE LOCALIZACION GENERAL DE EQUIPO, CUARTO DE CONTROL Y CASA DE BOMBAS DE SERVICIOS (AGUA CRUDA, DIESEL Y AGUA POTABLE), SISTEMA DE DESALADO Y DESHIDRATADO DE CRUDO MAYA.	
				FIRMA	COORDINADOR					ESC.: ACOT.:
0	06-03-10	06-03-10	06-03-10	06-03-10	FIRMA					
REV.	ELABORO	REVISO	DIBUJO	VERIFICO	VALIDO	SUPERVISOR				

LISTA DE CAMBIOS

5. ESPECIFICACIONES Y MATERIALES RECOMENDADOS UTILIZADOS POR EL IMP A LA ACTUALIDAD (CONTINUACION)

Continuación Tabla No. 1 Materiales Recomendados para los Servicios más Usados en la SIPE (Hasta 1985)

Clase	Servicio	Temp. °F	Pres Psig	Material Recomendado	Especificación	Bridas	Toleranc. Corrosión plg.	Observ.
A2A	Ac. De Calentamiento	585	120	Ac. al Carbón	A106 Gr. B	150# R.F.	0.05	ANSI B31.3
A4A	Gas Inerte Gas Halón	131	100	Ac. al Carbón	A53 Gr. B Galv.	150# R.F.	0.00	ANSI B31.3
A4A		131	100	Ac. al Carbón	A106 Gr. 6	150# R.F.	0.0625	ANSI B31.3 (2F)
DIK	Aceite Hidraulico	100	1200	Ac. Inoxidable	A312 TP 304	600# R.F.	0.00	ANSI B31.3
EIK		100	1650	Ac. Inoxidable	A312 TP 304	900# R.F.	0.00	ANSI B31.3
PSI	Hipoclorito de Sodio	100	160	PVC/CPVC	D1784 Clas12454 a/c	150# R.F.	0.00	ANSI B31.3
TI		95	ATM	Titanio	B337 Gr. 2	150# R.F.	0.00	ANSI B31.3
SQ1	Barredor de Oxígeno Inhibidor de Incrustaciones Coagulante Inhibidor de Corrosión Antiespumante	110	230	Ac. Inoxidable	A312 Gr. Tipo 316	150# R.F.	0.0	ANSI B31.3
A4A	Lodos Baja Presión	150	35	Ac. Carbón Galv.	A53 GrB Galv.	150# R.F.	0.0	ANSI B31.3 Diam. ½-- 4"
A4A		150	35	Ac. Carbón	A106 GrB	150# R.F.	0.125	ANSI B31.3 Diam. > 6"
M1A	Lodos Alta Presión	158	1000 0	Ac. al Carbón	A53 GrB			ANSI B31.3
M2A		158	1000 0	Ac. al Carbón	API 5A N-80			
M2A	Cemento Alta Presión	225	1000 0	Ac. al Carbón	API 5ª N-80			ANSI B31.3
A15A	Barita Cemento Baja Pres.	100	50	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	Victaulic 150# R.F.	0.00	ANSI B31.3
A1A	Drenaje Cerrado (Aceitoso, Pluvial, Sani- tario, Químico)	120	50	Ac. al Carbón	A106 Gr. B	150# R.F.	0.125	ANSI B31.3 (2F)
T2N		285	ATM	Fierro Fundido	A377 Clase 52	ATM		ANSI B31.3
PS1	Agua de Mar Agua de Servicios Agua Contra incendio Agua de enfriamiento	100	165	Plastico Reforzado FRP		150# R.F.	0.05	ANSI B31.3
B1		110	150	Cuproniquel	B466	150# R.F.	0.125	ANSI B31.3
A3A		110	200	Ac. al Carbón	A53 Gr. B Galva.	150# R.F.	0.125	ANSI B31.3
C1	Agua de Mar Tratada	150	150	Ac. al Carbón	API 5L Gr. B	150# R.F.	0.125	ANSI B31.3
C3		150	450	Ac. al Carbón	API 5L Gr. B	300# R.F.	0.125	ANSI B31.3
C15		150	3150	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	1500# R.T.J.	0.125	ANSI B31.3

Continuación Tabla No. 1 Materiales Recomendados para los Servicios más Usados en la SIPE (Hasta 1985)

Clase	Servicio	Temp. °F	Pres. Psig	Material Recomendado	Especificación	Bridas	Toleranc. Corrosión plg.	Observ.
B1	Agua Potable	110	60	PVC/CPVC	D1784-12454 a/c	150# R.F.	0.00	ANSI B31.3
A5A		120	100	Ac. al Carbón Galv.	A53 Gr.B Galv.	150# R.F.	0.0	Diam ½-4"
A5a		120	100	Ac. al Carbón	A106 Gr. 6	150# R.F.	0.0625	ANSI B31.3
A1L	Agua Amarga	150	100	Ac. Inoxidable	A312 TP 316L	150# R.F.	0.00	ANSI B31.3
A1L	Agua Aceitosa	150	100	Ac. Inoxidable	A312 TP 316L	150# R.F.	0.00	ANSI B31.3
A4A	Aire de planta Aire de instrumentos	120	200	Ac. al Carbón Galv.	A53 Gr.B Galv.	150# R.F.	0.00	ANSI B31.3 ½"-4"
A4A		120	200	Ac. al Carbón	A106 Gr.B	150# R.F.	0.0625	ANSI B31.3 Diam. >6"
A6A	Diesel	122	150	Ac. al Carbón	A106 Gr.B	150# R.F.	0.0625	ANSI B31.3
S1	Aceite de Lubricación Aceite de Sello	100	230	Ac. Inoxidable	A312 TP 316L	150# R.F.	0.0	ANSI B31.3
		200	195					
B1K	Aceite de Sellos para compresoras	495	120	Ac. Inoxidable	A312 TP 304	3000# R.F.	0.0625	ANSI B31.3
A1K		120	85	Ac. Inoxidable	A312 TP 304	150# R.F.	0.0625	ANSI B31.3
D6K		125	1200	Ac. Inoxidable	A312 TP 304	600# R.F.	0.0625	ANSI B31.3
A11A	Solución de Amina	110	50	Ac. al Carbón	A106 Gr. B	150# R.F.	0.125	ANSI B31.3
D1A		163 330	1200 1200	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	600# R.F.	0.125	ANSI B31.3
D3A	Condensados y gas Amargo deshidratado	90	1081	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	600# R.F.	ANSI B31.3	ANSI B31.3
D3A	Hidrocarburos	100	850	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	600# R.F.	ANSI B31.3	ANSI B31.3
D3A	Gas amargo Condensados	223 169	1200	Ac. al Carbón	A106 Gr. B API 5L Gr. B	600# R.F.	ANSI B31.3	ANSI B31.3

Tabla No. 2 Recomendados para los Servicios más Usados en la SIPE (Desde 1985)

CLASE	SERVICIO	TEMP. DIS. (°F)	PRESIO N DIS. (PSIG)	ESPECIF. DE TUBERIA	BRIDAS	TOLERANC COR ROS (PULG)	% RADIOGRAFIADO	OBSV.
A21A	Cemento y barita de baja presión	100	50	½" - 2" A106-B 3" - 8" A53-B S/C	150 R.F. ac. al Carbón	0.0000	NO	B31.3
A22A	Amargo (no causa ssc)	-50 a 300	230	1/2" - 24" A333-6 S/C	150 R.F. ac. al Carbón	0.0625	30	B31.3
	Desfogue de baja presión	-50	220					
A30A	No amargo	200	260	½" - 16" A106-B	150 R.F. ac. al Carbón	0.0625	10	B31.3
	Gas combustible	210	212	18" - 36" API 5L-B				
	Gas halon	135	100					
	Diesel	120	150					
	Aceite de calentamiento	585	120					
A33A	Aire y agua (mar)	200	260	½" - 2" A53-S Galvanizado	150 R.F. ac. al Carbón	0.0625	10	B31.3
	Aire de instrumentos			120				
	Aire de planta	120	200					
	Agua de servicios	110	150					
	Agua de enfriamiento	110	200					
	Agua potable	120	100					

	Agua tratada	150	150					
A50A	No amargo	AMB.	ATM	½" – 16" A106-B S/C	150 R.F. ac. al Carbón	0.0625		B31.3
	Drenaje abierto	AMB.	ATM					
A51A	Amargo (causa ssc)	200	260	½" – 16" A106-B S/C 18"- 36" API 5L-B	150 R.F. ac. al Carbón	0.125	30	B31.3
	Hidrocarburos amargos	212	100					
	Gas húmedo	230	150					
	Gas amargo húmedo	230	100					
	Crudo amargo	165	230					
	Lodos baja presión	150	35	Ø > 6"				
	Drenaje cerrado en platf. (aceitoso y químico)	120	50					
	Solución de amina	110	50					
A54A	Amargo (no causa ssc)	200	260	½" – 16" A106-B S/C 18" – 36" API 5L-B	150 R.F. ac. al Carbón	0.125	30	B31.3
	Gas combustible	200	250					
	Gas amargo seco	200	230					
A77A	Agua mar (serv./c.i.)	100	230	½" – 2" A53-B Galv. 21/2"-16" A-106 -B	150 R.F. ac. al Carbón	0.225	10	B31.3
A03K	Amargo (causa ssc)	100	230	½" – 10" A312-304L C/C 12" - 14" A409-304	150 R.F. AC INOX. 304L	0.000	50	B31.3
	Agua amarga	150	100					
	Ac. Lubricacion	100	230					
	Ac. De sello	200	195					
	Inhibidor corrosion	100	230					

CLASE	SERVICIO	TEMPERATURA DE DISEÑO (°F)	PRESION DISEÑO (PSIG)	ESPECIF. DE TUBERIA	CLASE	TOLERANCIA CORROSION (PULG)	% RADIOGRAFIADO	CODIGO
A03S	No amargo	100	180	½" – 8" PVC12454-B D-1785	150 F.F. PVC	0.000		B31.3
	Agua potable	60	110					
	Drenaje sanitario	100	ATM					
	Hipoclorito de Sodio	100	160					
B34A	No amargo	200	655	½" – 16" A106-B S/C 18"- 36" API 5L-B	300 R.F. ac. al Carbón	0.0625	30	B31.3
	Hidrocarburos no amargos	125	500					
	Gas combustible	140	550					
B52A	Amargo (no causa ssc)	300	400	½" – 16" A106-B S/C 18"- 36" API 5L-B	300 R.F. ac. al Carbón	0.125	50	B31.3
	Gas amargo seco	250	375					
	Gas combustible	212	350					

	Crudo amargo deshidratado	250	300					
B53A	Amargo (causa ssc)	300	400	1/2" - 16" A106-B S/C	300 R.F. ac. al Carbón	0.125	50	B31.3
	Gas amargo	250	410	18" - 36" API 5L-B				
	Crudo amargo	250	400					
	Condensados recuperados de media presión	212	360					
	Hidrocarburos amargos	250	400					
B54A	Gas de media presión Amargo (no causa ssc)	300	655	1/2" - 16" A106-B S/C API 5L-B	300 R.F. ac. al Carbón	0.125	50	B31.3
	Hidrocarburos amargos	250	550					
	Gas combustible	150	600					
	Crudo amargo	250	650					
	Condensados recuperados	250	585					
	Gas combustible	150	520					
B55A	Amargo (causa ssc)	300	655	1/2" - 16" A106-B S/C API 5L-B	300 R.F. ac. al Carbón	0.125	50	B31.3
	Hidrocarburos amargos	220	585					
	Gas amargo húmedo	210	630					
	Crudo amargo	250	600					
B05L	Amargo	200	500	1/2" - 10" A312-316L C/C	300 R.F. AC. INOX. 316L	0.000	50	B31.3
D35A	No amargo	200	1350	1/2" - 16" A106-B S/C	600 R.F. AC. AL CARBON	0.0625	50	B31.3
	Gas combustible	200	1250	18" - 36" API 5L-B				
D50A	Amargo (causa ssc)	200	1000	1/2" - 16" A106-B S/C	600 R.F. AC. AL CARBON	0.125	100	B31.3
	Ventoe de alta presión	-100	1100	18" - 36" API 5L-B				
	Gas amargo	212	1000					
	Gas húmedo	125	1000					

CLASE	SERVICIO	TEMPERATURA DE DISEÑO (oF)	PRESION DISEÑO (PSIG)	ESPECIF. DE TUBERIA	CLASE	TOLERANCIA CORROSION (PULG)	% RADIOGRAFIADO	CODIGO
	Conden. Recuper. De alta presión	210	1000					
	Hidrocarburos de proceso amargos	171	1000					
	Solución de glicol	250	1000					

	húmedo							
D51A	Amargo	200	1000		600 R.F. ac. al Carbón	0.125	100	B31.3
	Gas combustible	175	1000					
	Gas natural	200	1000					
	Gas amargo seco	175	950					
D52A	Amargo (causa ssc)	200	1200		600 R.F. ac. al Carbón	0.125	100	B31.3
	Gas amargo	200	1000					
	Gas húmedo	125	1200					
	Solución de amina rica	250	1200					
D53A	amargo	200	1200		600 R.F. ac. al Carbón	0.125	100	B31.3
	gas amargo condensados amargos de alta presión	200	1200					
		150	1200					
	Gas húmedo	200	1200					
D54A	Amargo (ssc)	200	1375		600 R.F. ac. al Carbón	0.125	100	B31.3
D55A	Amargo	200	1350		600 R.F. ac. al Carbón	0.125	100	B31.3
	Gas amargo	200	1350					
	Gas natural seco	125	1350					
	Glicol seco	125	1350					
D07K	No amargo	200	1200		600 R.F. AC. INOX. 304	0.000	100	B31.3
	Aceite hidráulico	200	1200					
	Aceite de sello para compresores a.p.	125	1200					
	Aceite de lubricación	125	1200					
E38A	No amargo	200	1970		900 R.T.J. ac. al Carbón	0.0625	100	B31.3
	Succión de gas para inyección a pozos	200	1950					
E09K	No amargo	200	1800		900 R.T.J. AC. INOX. 304	0.000	100	B31.3
	Aceite de lubriic.	200	1800					
	Aceite de sello	125	1750					
F58A	Agua inyección pozos	200	3280		1500 R.T.J. ac. al Carbón	0.125	100	B31.3/B31.4
	Aceite de lubricación	200	1800					
	Aceite de sello	125	1750					
G59A	No amargo	200	5500		2500 R.T.J. ac. al Carbón	0.125	100	B31.8
T40A	Drenaje agua de mar	100	ATM		125 F.F. ac. al Carbón	0.125	NO	B31.3

