

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA CIVIL**



**TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES-UTILIZANDO
PILETAS API – APLICACIÓN PLANTA DE GAS MALVINAS – CUSCO**

INFORME DE SUFICIENCIA

Para optar el Título Profesional de:

INGENIERO CIVIL

KATERY SARAVIA TORRES

Lima- Perú

2013

Dedicatoria

“Dedico todos los esfuerzos de mi vida a mi madre prueba de perseverancia y fortaleza, mi padre por cuidarnos, querernos y siempre estar con nosotros, mi hermana Jacqueline por ser mi mejor amiga aunque la distancia nos aleja el amor y los buenos momentos nunca se olvidan y a mis hermanitos Raphael y Giam por alegrarme la vida y saber que tengo a mis mejores amigos que son ustedes ¡Los quiero papitos hermanitos, hermanita!”

INDICE

RESUMEN

LISTA DE CUADROS

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE SIMBOLOS Y DE SIGLAS

INTRODUCCION

CAPÍTULO I:	AGUAS RESIDUALES	8
1.1.	AGUAS RESIDUALES	8
1.2.	AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES	8
1.3.	TIPOS DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES.....	8
1.3.1	Efluentes de los procesos generales de fabricación.....	8
1.3.2	Efluentes especificos.....	9
1.3.3	Efluentes tóxicos y concentrados	9
CAPÍTULO II:	TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES	11
2.1	ANALISIS DE LOS VERTIDOS.....	11
2.2	TRATAMIENTOS DE EFLUENTES.	11
2.3	SISTEMAS DE TRATAMIENTO NATURALES.....	12
2.4	SISTEMAS DE PRETRATAMIENTO.	13
2.5	TRATAMIENTOS PRIMARIOS.	14
2.6	TRATAMIENTOS SECUNDARIOS.....	15
2.7	TRATAMIENTOS TERCARIOS.	15
2.8	INDUSTRIAS y SUS EFLUENTES.....	17
2.9	INSTALACIONES INDUSTRIALES DE DEPURACION	21
CAPÍTULO III:	METODOLOGIA DE DISEÑO DE PILETAS API	24
3.1	UBICACIÓN	24
3.2	TIPO DE EFLUENTE	25
3.3	ETAPAS DEL TRATAMIENTO –USO PILETA API	26
3.4	PILETAS API	27

3.5	CALCULO HIDRAULICO	29
3.5.1	Calculo de Caudal de Diseño.....	29
3.5.2	Dimensionamiento de Pileta Api.....	33
3.6	CALCULO ESTRUCTURAL.....	37
3.6.1	Parámetros de Diseño.....	37
3.6.2	Datos geotécnicos.....	38
3.6.3	Efecto de sismo.....	38
3.6.4	Consideraciones para el Diseño Estructural.....	40
3.6.5	Acciones Sobre los Depositos.....	40
3.6.6	Dimensionamiento Estructural de la Pileta Api.	42
3.7	DETALLES DE LA PILETA API.....	58
3.8	FOSA DE SECADO DE LODOS.....	63
3.9	CALIDAD DEL AGUA A SER EVACUADO AL RIO.....	66
3.10	VERIFICACION DE CAUDAL DE APORTE A LA PILETA	66
 CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		76
4.1	CONCLUSIONES	76
4.2	RECOMENDACIONES	77
 BIBLIOGRAFIA		79

ANEXOS

RESUMEN

El Informe de Suficiencia comprende el TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES - UTILIZANDO PILETAS API – APLICACIÓN PLANTA DE GAS MALVINAS – CUSCO.

Este informe se ha elaborado con el objeto de enriquecer el conocimiento referente al tema, dar una idea con claridad para el buen y fácil entendimiento del diseño del sistema de tratamiento que se le aplica a las aguas, que son producto de la deshidratación el gas.

La Planta Malvinas está localizada a orillas del río Urubamba, 500 km al Este de la ciudad de Lima, y aproximadamente a 40Km de la cabeza de pozos de los Clusters. La Planta está diseñada para deshidratar el Gas y recuperar los líquidos del gas natural (NGL). El gas natural (NG) es enviado vía gasoducto a Lima para consumo. Los líquidos de gas natural (NGL) son conducidos vía otra línea a Pisco en la costa pacífica peruana hacia una planta de fraccionamiento. Y el agua producto de la deshidratación del gas son potencialmente contaminantes, con un alto contenido de sustancias oleaginosas y que requieren de tratamiento antes de su vertimiento o deposición final. Para este fin, la Asociación de Petróleo Americano (API, por sus siglas en inglés) propone el uso de las llamadas “piletas API”, las cuáles separan el agua de los aceites el agua tomando como base importante las diferencias entre las densidades, en algunos casos además de este tratamiento es necesaria la adición de químicos.

El objetivo del presente informe es analizar y comprender el tratamiento que se le hace a las aguas proveniente del proceso de deshidratación del gas natural antes de ser evacuados ya sea a un río o reinyectados una un pozo el cual ya termino su vida útil.

En la actualidad la explotación de gas en el país está en aumento, por ello es necesario tomar conciencia acerca de las consecuencias impacto - ambientales que este trae consigo.

LISTA DE CUADROS

Tabla 3.1: Áreas que contribuyen al caudal de diseño	30
Tabla 3.2: Caudal que contribuye al caudal de diseño	32
Tabla 3.3: Diámetro de cada tramo del colector principal.....	32
Tabla 3.4: Tabla para el cálculo de factor de turbulencia.	36
Tabla 3.5: Área requerida según la fuente del lodo.....	64
Tabla 3.6: Valores de tasa de carga másica	65
Tabla 3.7: Planilla Cálculo de Caudales.....	67
Tabla 3.8: Planilla De Calculo Diámetros de Tuberías	72

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1:Sistema de extracción de gas natural.	10
FIGURA 3.1: Mapa de Ubicación del proyecto.....	24
FIGURA 3.2:Esquema de diseño planta de la Pileta API, EPC – 24.	39
FIGURA 3.3:Esquema lateral de diseño de la pileta API. EPC – 24.....	39
FIGURA 3.4:Sección de diseño de la Pileta API, EPC – 24.	39
FIGURA 3.5:Esquema de presión del suelo.....	41
FIGURA 3.6:Esquema de presión hidrostática.....	42
FIGURA 3.7:Análisis desfavorable.....	42
FIGURA 3.8:Espectro de diseño.....	43
FIGURA 3.9: Cargas sobre el muro lateral.....	44
FIGURA 3.10:Cargas sobre el muro interior.	47
FIGURA 3.11:Cargas sobre la losa inferior.	50
FIGURA 3.12:Cargas sobre la losa superior.	54
FIGURA 3.13:Análisis de momento máximo.	54
FIGURA 3.14:Diagrama de rotación.	55
FIGURA 3.15:Esquema de fosa de secado de lodos.	66
FIGURA 3.16:Geometría de la tubería de recolección.	70

LISTA DE SIMBOLOGIAS Y SIGLAS

Vt: Velocidad de elevación (vertical) para la gota de Hidrocarburo

Vh = velocidad horizontal

g : Aceleración debida a la gravedad

μ : Viscosidad absoluta del Agua Residual/ efluente a la temperatura designada

ρ_w . Densidad del agua a la temperatura designada

ρ . Densidad del hidrocarburo / aceite a la temperatura designada

D: Diámetro de la gotita de hidrocarburo a ser extraída

T: período de retorno

t : tiempo de concentración

y "a", "K", "b" y "x" : constantes asociadas a la zona correspondiente.

Q: caudal de agua de lluvia de diseño

C: coeficiente de escorrentía

I: intensidad de lluvia de diseño

A: Área de superficie a drenar

L: longitud del canal, en ft

F: Factor de turbulencia (ver Tabla 3.4)

d : profundidad del canal (ft)

a_1 , b_1 : Superficie del fondo del deposito

h_1 : Profundidad de la cimentación

h_0 : Profundidad de la capa freática

δ : Peso específico del agua ($\delta = 1 \text{ t/m}^3 = 10 \text{ KN / m}^3$)

γ : Coeficiente de seguridad ($\gamma = 1.10$ a 1.20)

γ_s : Peso específico del suelo.

γ_w : Peso específico del agua.

h : Altura de la Pileta

Ac = mínima área seccional - transversal vertical

Qm = flujo designado para el separador

As: Área del acero de refuerzo

P: Peso

n: Número de canales de la Pileta API.

INTRODUCCION

Presento a consideración de los miembros del jurado el Informe de suficiencia TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES - UTILIZANDO PILETAS API – APLICACIÓN PLANTA DE GAS MALVINAS – CUSCO para optar el título de grado de Ingeniero Civil que otorga la UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA. El programa seguido abarca 4 capítulos cuyos contenidos son los siguientes

En el capítulo I se define como en el rubro del gas y petróleo también se generan aguas residuales no solo por la población sino también por el proceso de explotación de gas. Se detallará que tipo de aguas residuales forma el efluente de lluvias. En el capítulo II Se exponen los tipos de aguas residuales existentes dependiendo de las características del agua a tratar, es necesario tomar en cuenta que los tratamientos de agua no son los mismos, para ello se conocerá en cuál de estos tipos de aguas residuales del tipo Industrial se encuentra efluente de lluvia potencialmente contaminante. Capítulo III, Se estudia y aplica las normas vigentes que existen en este rubro con respecto a la separación del gas, como por ejemplo el uso de las pileta API, como primera fase , que consta en separar el agua de los aceites que puedan existir al momento del drenaje de las aguas ya sean de lluvias, o por mantenimiento, a su vez definiremos la metodología de diseño tanto para un predimensionamiento utilizando la norma API- 421 "Design and Operation of Oil Water Separators", un análisis hidráulico, y un análisis estructural tomando como base el predimensionamiento hidráulico , en este análisis estructural tomaremos como base las normas peruanas del reglamento nacional de edificaciones vigentes. A su vez se definirá la calidad del agua con el cual será evacuado, según el requerimiento especificado por Norma. Capítulo IV, Se detallan los puntos más importantes, los cuales serán los más rescatables e indispensables resaltar, recomendaciones al momento de realizar los diseños.

Habiendo concluido los estudios a satisfacción se concluye que este método de diseño es de fácil comprensión y que ayuda a conservar el medio ambiente utilizando las piletas API.

Se agradece a la empresa IPE INGENIERIA, a los asesores Ing. Juan Cabrera Cabrera y el Ing. Alfredo Mansen Valderrama quienes hicieron posible culminar este informe con su asesoría.

CAPÍTULO I: AGUAS RESIDUALES

1.1. AGUAS RESIDUALES

Se define como el conjunto de aguas que lleva elementos extraños, bien por causas naturales, bien provocadas de forma directa o indirecta por la actividad humana, estando compuestas por una combinación de: Líquidos de desagüe de viviendas, comercios, edificios de oficinas e instituciones. Líquidos efluentes de establecimientos industriales. Líquidos efluentes de instalaciones agrícolas y ganaderas. Aguas subterráneas, superficiales y de lluvia que circulan por calles, espacios libres, tejados y azoteas de edificios que pueden ser admitidas y conducidas por las alcantarillas.

1.2. AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES

Todas las aguas residuales vertidas desde locales utilizados para efectuar cualquier actividad comercial o industrial, que no sean aguas residuales domésticas ni aguas de escorrentía pluvial.

1.3. TIPOS DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES.

La gran variedad de procesos industriales genera un amplio abanico de efluentes, que requiere en cada caso una investigación individual y frecuentemente un proceso de tratamiento específico. Además es necesario conocer el sistema de producción de la industria en concreto y los sistemas de organización de los procesos involucrados. Hay cuatro tipos de efluentes industriales a considerar.

1.3.1 Efluentes de los procesos generales de fabricación.

La mayoría de procesos aumentan la contaminación de los efluentes por el contacto que tienen con gases, líquidos o sólidos. Los efluentes pueden ser continuos o intermitentes. Algunos sólo se producen algunos meses al año (campañas en la industria agroalimentaria). Generalmente la producción es regular, produciendo flujos de contaminantes conocidos. Sin embargo para determinados sectores (química Sintética, farmacéutica, etc.) Es muy dificultoso analizar los efluentes ya que cambian constantemente.

1.3.2 Efluentes específicos

Algunos efluentes son separados de corrientes específicas del proceso tal es el caso: Baño de electroplatinado, soda caústica gastada, licores de amonio de plantas de carbón. Condensados de la producción de papel, líquidos madres de la industria alimentaria.

1.3.3 Efluentes tóxicos y concentrados.

Son el objeto de nuestro estudio, abarcando a los residuos industriales que representa una agresión para el medio ambiente o para el hombre. Este tipo de residuos requiere tratamientos especiales para destoxificarlo, reciclarlos o eliminarlos según los casos. La forma de actuar frente a ellos debe estar fijada en una norma donde se establezca de manera clara los pasos a seguir por la industria productora del residuo.

Los procesos de fabricación en los que se genera o manipula residuos tóxicos y peligrosos, son muy numerosos, destacando entre todos ellos el sector Petróleo y Petroquímica. También son importantes desde este punto de vista las industrias del caucho, pesticidas, curtidos, Farmacia, galvanoplastia, minería, madera, textil, detergentes, eléctrica y electrónica. Fijándonos en las relaciones de sustancias tóxicas y peligrosas establecidas por la E.P.A., Agencia de Protección Ambiental en U.S. A, y por la Comunidad Económica Europea, podemos clasificar los residuos atendiendo a sus características físicas y químicas.

Se obtienen así once grandes grupos de sustancias de las cuales los nueve primeros corresponden a residuos industriales especiales (tóxico y peligroso).

Existe una variedad de aguas industriales dependiendo de la industria a la cual se le está haciendo el estudio. Para efectos del presente estudio se dará a conocer el agua en la industria del gas y petróleo.

- **Agua producto de la separación del gas (Primer proceso de separación)**

Es el primer paso para procesar la corriente proveniente del pozo es separar la fase del crudo, la del gas natural y la del agua en distintos recipientes. Oil y Gas utilizan separadores trifásicos de gas/oil y gas/condensado como también separadores trifásicos de gas/oil/agua.

- **Agua producto de la separación del petróleo.**

No toda el agua es removida del crudo en la primera etapa de la separación por gravedad. El crudo proveniente de la separación puede tener hasta un 15% de Agua, la cual aparece en forma emulsificador que es difícil removerla en un separador. La emulsión del petróleo y agua debe ser disuelta para que el agua pueda ser removida antes de que el crudo sea distribuido, tal como se ve en la figura 1.1 “Sistema de extracción de gas natural y los pozos de perforación”. El proceso de Des-emulsificación es completado usando agentes químicos y calor.

- **Agua producto de la separación del gas**

La deshidratación del gas natural remueve los hidratos, los cuales pueden crecer como cristales, y al adherirse a las cañerías, disminuyen su sección, provocando el retardo del paso del caudal de las corrientes de hidrocarburos gaseosos. La deshidratación también reduce la corrosión, elimina la espuma, y previene problemas con los catalizadores de aguas abajo. El gas natural es deshidratado de acuerdo a las especificaciones del cliente para máximo contenido de agua. (Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 1)

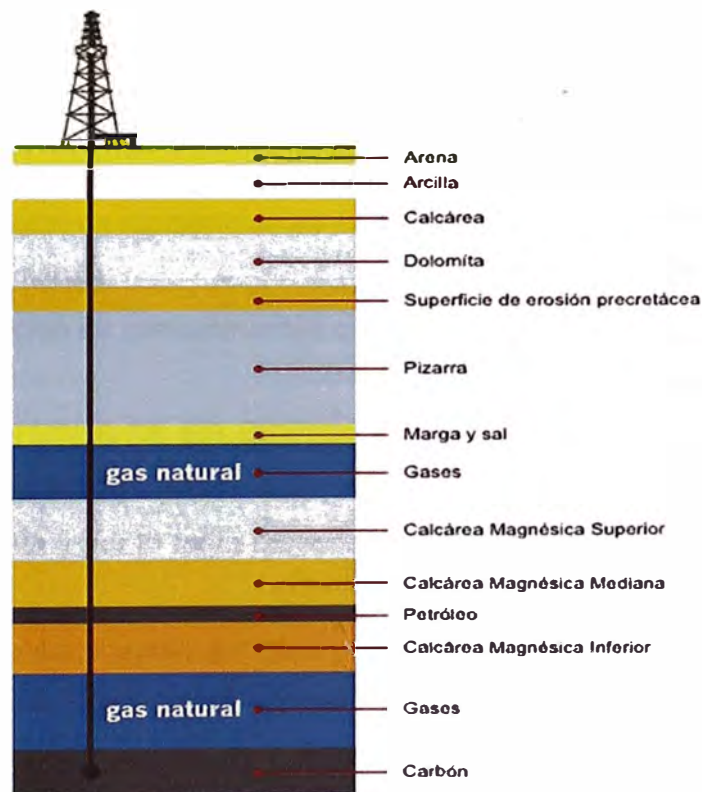


FIGURA 1: Sistema de extracción de gas natural.

Fuente Empresa Gas Natural Fenosa

CAPÍTULO II: TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES

2.1 ANALISIS DE LOS VERTIDOS.

Es uno de los puntos claves a la hora de plantear un tratamiento de vertidos, ya que una correcta determinación de las características físico-químicas de los mismos, hará más efectivo el tratamiento seleccionado posteriormente. La elección de los laboratorios y de los métodos de análisis es fundamental para conseguir el objetivo de la caracterización del vertido.

A la hora de conocer la carga contaminante de los efluentes industriales es necesario recurrir al análisis físico-químico más o menos exhaustivo, según los casos de los mismos. Los contaminantes en las aguas industriales son normalmente una mezcla compleja de compuestos orgánicos e inorgánicos. Normalmente no es ni práctico ni posible obtener un análisis completo de la mayoría de los efluentes industriales.

Por las razones anteriores se han desarrollado una serie de métodos empíricos para evaluación de la concentración de contaminantes en aguas, cuya aplicación no requiere un conocimiento completo de la composición química específica de las aguas consideradas. Los métodos normalizados más importantes para análisis de aguas se dividen en:

- Determinación de parámetros físico-químicos: turbidez, color, olor, sólidos totales.
- Determinación de contaminantes inorgánicos específicos:
Metales, aniones.
- Determinación de contaminantes orgánicos: DQO, DBO, COT.

2.2 TRATAMIENTOS DE EFLUENTES.

Los vertidos industriales debido a su gran diversidad necesitan un estudio propio de cada industria y por lo tanto procesos de tratamiento diferenciados para cada una de ellas.

Los posibles contaminantes que pueden presentarse en los efluentes industriales y los métodos de tratamiento que se pueden aplicar en cada caso, son los siguientes:

- Elementos insolubles separables físicamente con o sin floculación. Se incluyen en este grupo tanto las materias grasas (grasas, hidrocarburos,

aceites, etc.) como los posibles sólidos en suspensión (arenas, óxidos, hidróxidos).

- Elementos separables por precipitación. En este caso encontramos los metales como Fe, Cu, Ni, Cr, etc., y aniones como su sulfatos, fosfatos, fluoruros, etc.
- Ácidos y bases. Como ácido clorhídrico, sulfúrico, y bases como hidróxido sódico que deben previamente neutralizarse.
- Elementos que pueden necesitar reacciones de oxidación reducción. Como cianuros, cromo hexavalente, sulfuros, cloro, etc.
- Elementos orgánicos tratables biológicamente. En este grupo se incluiría todos los elementos biodegradables como azúcares, proteínas, fenoles, etc.
- Elementos que pueden eliminarse por intercambio iónico. Entre estos se encuentran los radionucleidos y las sales.
- Elementos separables por desgasificación o "stripping". Como ácido sulfhídrico, amoníaco, etc.

2.3 SISTEMAS DE TRATAMIENTO NATURALES.

Estos sistemas de tratamiento no suelen ser muy utilizados para aguas residuales industriales, debido a que requieren unas condiciones de contaminación muy específicas, debiendo ser los vertidos comparables a los urbanos, sin embargo muchas industrias los utilizan por su bajo coste y su naturaleza ecológica.

- **El filtro verde.**

Un filtro verde es un terreno cubierto de cultivos agrícolas o plantaciones forestales sobre el que se vierten periódicamente las aguas residuales, con el fin de conseguir su depuración mediante la acción conjunta del suelo, microorganismos y plantas, mediante una triple acción física, química y biológica. Los cultivos más adecuados para este tipo de depuración son aquellos que presentan una elevada capacidad de asimilación de nutrientes, alto consumo de agua, elevada tolerancia a la humedad del suelo, baja sensibilidad a los constituyentes del agua residual y mínimas necesidades de control, entre estos se encuentran algunos forrajes perennes y árboles como chopos, pinos, eucaliptos y sauces.

- **Lagunaje.**

El concepto de lagunaje o lagunas de estabilización se aplica a cualquier estanque o grupo de estanques diseñado para llevar a cabo un tratamiento biológico. Pueden ser anaerobias o aerobias, facultativas, de maduración, etc.

2.4 SISTEMAS DE PRETRATAMIENTO.

Son muy empleados en la industria, y se utilizan para eliminar los posibles elementos que pueden afectar al sistema de depuración posterior como sólidos gruesos, arenas, fibras, etc. En la industria, estos pretratamientos incluyen el desengrasado y la neutralización, siendo muchas veces suficiente este tratamiento para poder ser asimilado aun vertido urbano.

- **Desbaste.** Se realiza normalmente mediante sistemas de rejillas o tamices, en vertidos industriales que tienen sólidos de tamaño variable en suspensión, como fábricas de conservas, fábricas de papel, mataderos, etc. Es un método económico y efectivo que muchas veces elimina una porción considerable de la DBO.
- **Homogeneización.** Se utiliza para conseguir que todas las fluctuaciones del influente se unifiquen, evitando descargas puntuales que pudieran afectar a los tratamientos posteriores. Si los picos de temperatura, caudal, carga y sobre todo pH se compensan, se hace posible que los tratamientos posteriores tengan carácter continuo. La homogeneización se realiza en un depósito tampón que debe dimensionarse de acuerdo al vertido de cada industria, y tendrá un sistema de agitación para facilitar la homogeneización y evitar la sedimentación de los sólidos.
- **Neutralización.** Es necesaria para conseguir que el pH del influente sea adecuado para verterlo al cauce o bien para los tratamientos posteriores. Los neutralizantes más empleados son la lechada de cal, y la sosa, cuando hemos de alcalinizar un vertido, y ácidos sulfúrico o clorhídrico si es necesario la acidificación del mismo.

- **Desengrasado.** Consiste en una separación de productos de densidad ligeramente inferior al agua por efecto de la flotación natural o asistida, consiguiéndose eliminaciones del 80% de las materias grasas.

2.5 TRATAMIENTOS PRIMARIOS.

Se entienden como el proceso o conjunto de procesos que tienen como misión la separación por medios físicos de partículas en suspensión no retenidas en el pre - tratamiento. Se suelen incluir procesos como:

- **Decantación.** Consiste en la eliminación de los sólidos en suspensión por diferencia de densidad, de forma que las partículas más pesadas que el agua son separadas por acción de la gravedad. Los decantadores empleados pueden ser: simples, estáticos ó dinámicos y dentro de estos pueden presentar distintas configuraciones (circulares, rectangulares). Además es posible que contemplen sistemas de recirculación de fangos tanto externa como interna.
- **Coagulación-floculación.** Mediante este tratamiento se persigue mejorar la eliminación de los sólidos en suspensión que se consigue con el pre tratamientos, sobre todo de las partículas coloidales. El primer paso consiste en desestabilizar las partículas coloidales mediante la adición de reactivos químicos que reciben el nombre de coagulantes. Una vez han sido desestabilizadas, ya pueden unirse o agregarse, viéndose este proceso favorecido por los compuestos denominados floculantes, que dan lugar a flóculos de mayor tamaño y densidad que precipitan con mayor rapidez. Los procesos de coagulación-floculación están regidos sobre todo por el pH, tiempo de contacto, tipo de partícula, etc., por lo que normalmente se realizan ensayos previos para saber la dosis adecuada mediante el ensayo de Jar- Test.
- **Precipitación.** Consiste en la formación de compuestos insolubles de los elementos que queremos eliminar, mediante la adición de reactivos apropiados. Se emplea principalmente en la eliminación de metales pesados, muy presentes en la industria de tratamiento de superficies. Estos metales tienen la propiedad común que a un pH determinado (8,5-9,5),

forman los hidróxidos correspondientes con una baja solubilidad. También sirve para algunos como fluoruros y fosfatos que mediante la adición de reactivos como cal forma sales cálcicas insolubles.

2.6 TRATAMIENTOS SECUNDARIOS.

Fundamentalmente consisten en procesos biológicos empleados para degradar la materia orgánica biodegradable. Pueden agruparse en dos grandes grupos:

- **Procesos aerobios.** Se realizan mediante la acción de microorganismos aerobios o facultativos que, en presencia de oxígeno, son capaces de metabolizar la carga orgánica, sintetizando materia celular y oxidando el carbono a CO₂. Se emplea en aguas con una carga orgánica no muy elevada.
- **Procesos anaerobios.** Presentan un gran interés ya que además de su función intrínseca de eliminar la materia orgánica produce metano que es un gas con un importante potencial energético. Este proceso consiste en la degradación de la materia orgánica en ausencia de oxígeno y por medio de bacterias específicas, a productos gaseosos o biogás y otros productos normalmente inorgánicos y compuestos no biodegradables. El biogás contiene un alto porcentaje de metano (50-70%). Se emplea para efluentes con alta carga orgánica (mataderos, cerveceras, etc.).

2.7 TRATAMIENTOS TERCIARIOS.

Durante muchos años se ha considerado el tratamiento terciario como un tratamiento de afino para sustraer los contaminantes que no podían ser eliminados en las fases de tratamiento anteriores, y dependía mucho del uso posterior que se iba a hacer del agua ya depurada. Sin embargo en los últimos años, este tipo de tratamiento se ha convertido en uso corriente y en el caso de aguas muchas veces es el único que se realiza ya que se trata de eliminar contaminantes muy específicos.

- **Adsorción.** Consiste en la propiedad que presentan ciertos materiales (adsorbentes) de fijar en su superficie determinados compuestos del agua

residual. Este procedimiento se utiliza con compuestos como fenoles, hidrocarburos aromáticos, derivados dorados, etc., y en episodios en los que se generan problemas de olores. El más usado es el carbón activo que se emplea en forma de polvo y granular, debiéndose regenerar posteriormente.

- **Intercambio iónico.** Consiste en la sustitución de uno o varios iones presentes en el agua por otros que forman parte de una fase sólida (intercambiador), siendo esta reacción de intercambio reversible. Esta técnica es muy cara, por lo que sólo se utiliza para elementos tóxicos o por su alto valor para recuperarlos, como por ejemplo: eliminación de isótopos radioactivos, mercurio, cromatos, cianuros, recuperación de oro, platino y otros metales preciosos.
- **Ultrafiltración.** Se trata de una técnica basada en la separación de las moléculas en función de su tamaño, para ello se utiliza una membrana porosa de tamaño definido, quedando retenidas las moléculas que lo superen. Este procedimiento se utiliza en el tratamiento de aguas de lavado de pinturas, aceites usados, recuperación de sueros de efluentes de queserías, etc.
- **Osmosis inversa.** Consiste en hacer pasar el agua a través de membranas semipermeables, para ello se debe aplicar una presión hidrostática que venza la presión osmótica del agua a tratar. La ósmosis inversa se utiliza para recuperar metales, para eliminar las sales presentes y para reciclar agua a los procesos.
- **Electrodiálisis.** Consiste en aplicar a efluentes con una alta carga de iones, una diferencia de potencial de forma que los cationes se vayan hacia el cátodo y los aniones al ánodo, entre ambos se introducen membranas de diálisis selectivas, unas permeables a cationes y otras aniones, consiguiendo por lo tanto una parte de agua con alta concentración de iones y agua dulce por otra.
- **Stripping.** Consiste en la eliminación de ciertos compuestos volátiles por medio de un arrastre con gas. Puede utilizarse vapor de agua (eliminación

de amoníaco) ya que la solubilidad de los gases disminuye con la temperatura, y aire a presión para la eliminación de VOC's.

- **Oxidación-reducción.** Estas reacciones se utilizan para modificar el estado de ciertos metales o compuestos (nitrogenados, sulfurados, cianurados, etc.), con objeto de hacerlos insolubles o no tóxicos. Así por ejemplo se utiliza el bisulfito o el sulfato ferroso en medio ácido para convertir el Cr VI en Cr III, mucho menos tóxico o bien oxidantes como el cloro para transformar el cianuro en cianato, compuesto no tóxico.
- **Desinfección.** Se utiliza sobre todo si se pretende realizar posteriormente una reutilización del agua. Su objetivo consiste en destruir los gérmenes patógenos mediante la utilización de procesos normalmente químicos. Se emplea para ello de forma prioritaria el cloro, ozono, etc..

2.8 INDUSTRIAS y SUS EFLUENTES.

A continuación se presentan distintos aspectos de los sectores industriales en relación con los efluentes que producen.

Agroalimentaria

Los efluentes de este tipo de industrias son esencialmente orgánicos y biodegradables con tendencia a una rápida acidificación y fermentación. Todos sus efluentes se tratan de forma primaria con métodos biológicos y presentan deficiencias en nitrógeno y fósforo.

Ejemplos de este tipo de industrias son: granjas, mataderos, centrales lecheras.

Tenerías

Este sector industrial emplea taninos vegetales o sales de cromo para los procesos de curtición que se encuentran en sus vertidos. Además producen gran cantidad de efluentes y éstos contienen: proteína, coloides, grasas, pelos colorantes compuestos con cloro y azufre.

Industria Textil

Esta industria es muy diversa y las características de sus efluentes van a depender del tipo de actividad de la misma. En general contienen sólidos en

suspensión, grasas, sales orgánicas, tintes y colorantes. Un caso especial son las lavanderías que generan efluentes con alta contaminación compuesta fundamentalmente de productos de lavado (carbonato sódico, tripolifosfato, jabones, detergentes biodegradables).

Industria Papelera

Hay que diferenciar entre la industria de la pulpa de papel y la del papel propiamente. Algunas compañías tienen integrados la producción de ambos y generan efluentes de los dos tipos. Considerando que los licores negros se separan y tratan independientemente bien sea por evaporación incineración; en una planta moderna existen tres tipos de efluentes:

- Procedentes del blanqueo
- Procedentes de lavado
- Condensado de los procesos de evaporación

Se caracterizan por la existencia de los mismos en un alto caudal, gran contenido en sólidos insolubles (fibras, carbonatos) con una proporción del 10 al 30% de sólidos no sedimentables, alta DBO y DQO, color prominente y resistente a procesos biológicos.

Industria del Petróleo

Hay cuatro tipos de actividades: producción de petróleo, transporte del crudo y productos refinados, refinerías, e industria petroquímica. Los efluentes generados son muy diversos y presentan las siguientes características: presencia de sosa, sulfuros, fenoles, compuestos orgánicos disueltos, parafinas, furfural, metiletilcetona, ácidos orgánicos, alcoholes pesados, benceno, cianuros, acetonitrilos, etc. Es de destacar que en los procesos de la industria petroquímica se producen además efluentes contaminados por la presencia de metales (Ti, Al) procedentes de los catalizadores que se emplean en los procesos de fabricación de diversos derivados petroquímicos.

Industria del Acero

Dentro de los cuatro grupos de actividades se producen efluentes con un alto grado de contaminantes disueltos y que no son reciclables después de un tratamiento. Otros procesos generan efluentes con un alto nivel de materiales

suspendidos (óxidos, sólidos en suspensión, hidrocarburos insolubles) y son en la mayoría totalmente reciclables.

Los efluentes generados presentan contenidos en amoníaco, hierro II, cinc, plomo, ácido sulfúrico, aceites, sólidos en suspensión, etc.

Industria de la Automoción

Dependiendo de los procesos de fabricación se producirán efluentes con distinta composición y características. Pero en general este tipo de aguas presentarán metales pesados como plomo, cromo VI, detergentes, grasas, sólidos en suspensión. Los tratamientos más empleados para tratar dichos efluentes comprenden: flotación, membranas de ultrafiltración, intercambio iónico, evaporación y sistemas de clarificación.

Industria de Superficies

La contaminación más importante de este tipo de actividades es la debida ala presencia en sus vertidos de metales pesados como Ni, Zn, Cu, Cr, Cd, etc. También hay que destacar elementos como cianuros, fluoruros, compuestos orgánicos, aceites y grasas, sólidos en suspensión.

Los tratamientos más generalizados incluyen procesos físicoquímicos, tecnologías de membranas, e intercambio iónico. Es posible recuperar elementos valiosos de los baños así como reutilizar el agua depurada convenientemente.

Industria Energética

Dentro de este sector se consideran las plantas térmicas, los sistemas de limpieza de gases, los sistemas de gasificación, la minería del carbón, la incineración de R.S.U., las plantas nucleares y el reprocesado de combustibles irradiados. Lógicamente la variedad de contaminantes presentes en los efluentes va a depender de la actividad energética que se esté desarrollando. Existirán contaminaciones por hidrocarburos, sólidos en suspensión, cianuros, tars, amonio, gases ácidos, metales pesados, y compuestos radioactivos en el caso de tratarse en centrales nucleares.

Industria Metalúrgica

Incluye la industria del aluminio, del oro, uranio, y zinc. Los contaminantes más habituales, dependiendo del proceso, son: carbono, fluoruros, grasas, metales, sosa, cianuros, disolventes.

Industria Química

Se incluyen sectores como de características muy diferentes, entre los que cabe citar:

- Industria del cloro, cuyo contaminante más importante es esencialmente mercurio.
- Industria del amoníaco, contaminación por metanol y carbonato amónico.
- Urea, presencia de urea y amonio.
- Superfosfatos, que genera efluentes muy ácidos, sílice, fosfato cálcico, fluoruro cálcico, ácido fosfórico.
- Farmacéutica, frecuentemente presentan disolventes orgánicos, antibióticos y biocidas.
- Tintes, cuyos efluentes presentan disolventes clorados, nitrofenol, anilinas, detergentes, boratos, tripolifosfatos, alcoholes grasos, sulfatos.

Otras Industrias

- **Sector del vidrio**, produce efluentes ácidos con fluorhídrico, bifluoruro de amonio, óxido de cerio.
- **Fibras de vidrio**, presentan sus efluentes alta concentración de sólidos en suspensión, DBO, DQO debido a siliconas, dextrinas, gelatinas, resinas fenólicas y acetatos.
- **Cosméticos**, sus efluentes presentan altos niveles de grasas, detergentes aniónicos y no iónicos, DQO alta.
- **Abrasivos**, cuyos efluentes presentan resinas de urea, formaldehído, gelatinas, resinas epoxi, disolventes, alta DQO, DBO y SS.
- **Cerámica**, con efluentes que poseen alto nivel de SS, posibles reacciones de cristalización.
- **Adhesivos** y pegamentos, generando efluentes con copolímeros vinílicos, alta DQO, posible compactación.

- **Explosivos**, cuyos efluentes presentan coloración y compuestos no biodegradables, acidez alta.

2.9 INSTALACIONES INDUSTRIALES DE DEPURACION

Es difícil establecer una sistemática para la elaboración de un proyecto de una estación depuradora de vertidos industriales, debido a la gran variabilidad, tanto en las técnicas empleadas como a los caudales y características del efluente. Sin embargo, se pueden considerar una serie de requisitos generales aplicables a cualquier proyecto de depuración, tal y como a continuación se especifican.

- **Planificación.** Tendremos que tener definidos los límites que vamos a exigir al efluente y las previsiones futuras a fin de que las instalaciones no se queden pequeñas al poco de entrar en funcionamiento.
- **Limitaciones exigidas al efluente.** Normalmente hay dos tipos de límites para los vertidos, los que fijan la calidad de éstos y los que establecen en que condiciones tiene que quedar el cauce receptor después de recibir la descarga. No debe permitirse el diseño de una instalación en la que el vertido final tenga unas características que suponga un porcentaje de las que presenta el agua bruta, pues el efluente podrá tener aún después del tratamiento, unas características muy contaminantes.
- **Estudio de la situación.** Hay que tener una idea exacta de las características finales del vertido pues esto va a influir muy directamente en el dimensionado y requerimientos exigidos a las instalaciones. También tendremos que conocer exactamente los caudales y concentraciones punta y mínima para estudiar las situaciones más desfavorables que nos vamos a encontrar y dar suficiente flexibilidad al diseño.
- **Parámetros a tener en cuenta para el diseño.** El diseño de una instalación se basa, en el caudal, características físicas, químicas y biológicas.
- **Tratamientos posibles.** A la hora de elegir el tratamiento, debe tenerse en cuenta la capacidad de cada proceso para eliminar los contaminantes deseados, aunque suelen presentarse problemas cuando el vertido tiene fluctuaciones de calidad y cantidad.
- **Planta piloto.** Antes de poner en marcha el proyecto elegido, deberán hacerse estudios en planta piloto para comprobar, aplicando los ensayos que se efectuarán posteriormente en la planta, que el efluente se comporta

según el tratamiento previsto. Con los resultados obtenidos se realizarán los cálculos y el diseño de las instalaciones.

- Dimensionado. Debido a la complejidad existente dentro del mundo industrial, es difícil hablar de forma generalizada sobre los elementos que deben formar parte de la estación depuradora, ni como dimensionarlos ya que según los procesos productivos que se realicen, se generarán aguas residuales de características diferentes.
- Localización. Es un punto crítico, se deben situar en terrenos donde las aguas lleguen por gravedad a fin de evitarnos los bombeos, siendo conveniente realizar previamente un estudio topográfico y geotécnico, evitando a ser posible, aquellos terrenos en los que la construcción sea difícil y requieran cimentaciones complejas.
- Lodos. No hay que olvidar que durante el tratamiento de las aguas residuales se van a generar precipitados de carácter químico y/o biológico precisándose de unas instalaciones para su tratamiento, cuya elección dependerá de las características del lodo producido, o su retirada por medio de un gestor autorizado.
- Seguridad de funcionamiento. Las instalaciones deben diseñarse teniendo en cuenta las posibilidades futuras de ampliaciones, el mantenimiento y la limpieza de las distintas unidades. Para aquellos elementos que sean fundamentales en la instalación, se debe prever sistemas alternativos para el caso que se proceda a su parada, revisión, reparación y mantenimiento sin que por ello el rendimiento de la instalación sufra ninguna variación.
- Estética. Deberá cuidarse al máximo el diseño exterior de las instalaciones a fin de que queden perfectamente englobadas en el espacio que las rodea.
- Costes iniciales:
 - ✓ Adquisición de terrenos, pueden suponer entre el 1 y 10% del total.
 - ✓ Construcción de la depuradora propiamente dicha, es el capítulo más importante, incluye la obra civil (entre 40 y 60% del coste total) y los trabajos de instalación de equipos electromecánicos y conducciones (entre 35 y 60% del total).
 - ✓ Dotación de equipamientos anejos, incluye todas aquellas obras e instalaciones que son necesarias para que la planta funcione correctamente, puede suponer entre un 5 y 20% del total de la instalación.

- Costes de gestión. En la mayoría de los casos este coste suele evolucionar de forma gradual, llegando a supera el coste inicial a medio plazo:
 - ✓ Costes de amortización.
 - ✓ Personal.
 - ✓ Mantenimiento y conservación.
 - ✓ Energía eléctrica.
 - ✓ Reactivos.
 - ✓ Gastos de control.
 - ✓ Disposición de lodos y residuos.

CAPÍTULO III: METODOLOGIA DE DISEÑO DE PILETAS API

3.1 UBICACIÓN

La Planta Malvinas está localizada a orillas del río Urubamba, 500 km al Este de la ciudad de Lima, Ver figura 3.1, y aproximadamente a 40Km de la cabeza de pozos de los Clusters, (Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 2), “Planta de extracción de gas LAS MALVINAS”. La Planta está diseñada para deshidratar el Gas y recuperar los líquidos del gas natural (NGL).El gas natural (NG) es enviado vía gasoducto a Lima para consumo. Los líquidos de gas natural (NGL) son conducidos vía otra línea a Pisco en la costa pacífica peruana hacia una planta de fraccionamiento.



FIGURA 2: Mapa de Ubicación del proyecto.

Fuente: exploración y estudios SCOUTING MIPAYA “Estudio hidrológico”

3.2 TIPO DE EFLUENTE

Existen diversos tipos de efluentes Industriales que se encuentran en la PLANTA DE GAS MALVINAS, y de acuerdo a las características de estos efluentes es que su tratamiento es diferente, en el presente informe estudiaremos el agua de lluvia como efluente principal que aporta al caudal de diseño.

Agua de lluvia, este líquido es tratado ya que en algunos casos está en contacto con material contaminante, ya sea por mantenimiento de equipos, las cuales son depositadas en las losas que cuentan con un canal que transporta este líquido a las piletas para su posterior tratamiento.

Existen otras fuentes de agua de proceso, el agua de proceso es tratada mediante otros sistemas de tratamiento, ya sea con la adición de aditivos como inhibidores de corrosión, anti-incrustantes, bactericidas, etc. antes de ser reinyectado al pozo con el fin de mantener la presión, teniendo en cuenta que un pozo nuevo tiene una presión aproximada de 5000 PSI, y a medida que pasa el tiempo de extracción, la presión va disminuyendo, esta reducción de presión perjudica a los sistemas que trabajan bajo presiones de más de 1500PSI la cual ayuda al transporte y buen funcionamiento del sistema. Sin embargo se definirá algunos tipos de efluentes como:

Corriente del pozo, y su primera separación en el caso de una separación trifásica en el cual obtenemos gas, condensado (crudo) y agua (agua de proceso).

Agua como producto de deshidratación del gas, cuando el gas es llevado a un tanque el cual se sacan como productos derivados como gas, diesel, GLP, agua (agua de proceso).

Agua como producto de deshidratación del condensado, de igual manera al deshidratarse se obtiene agua (agua de proceso).

(Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 3), se observa una vista de perfil de la planta de gas en Río grande Bolivia en donde de manera similar al proyecto no contempla tinglados o protección de lluvias por motivo económico, la

frecuencia con que llueve en la zona, además de las dimensiones de la planta. De manera similar es en el caso de la Planta de gas las Malvinas

3.3 ETAPAS DEL TRATAMIENTO –USO PILETA API

Para el tratamiento de agua de lluvias potencialmente contaminadas, se trata mediante el procedimiento especificado en el diagrama del anexo A. La manera como trabaja la pileta API se especifica en un diagrama anexo A. Las etapas tratamiento de la pileta API son las siguientes:

PRIMER PASO

El agua de las lluvias provenientes de la planta de GAS MALVINAS como indica en el anexo A, es llevada por medio de una tubería hacia la pileta API. (Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 4),

SEGUNDO PASO

Al llegar a la pileta API, pasa por un medidor de volumen e ingresa por una piscina de separación primaria. Donde mediante un tubo ranurado API se retienen los residuos flotante y las natillas de condensado. Además por gravedad se separa el agua de los barros, barros que son depositados en una tolva. El agua de este primer tratamiento es llevado a una piscina de separación secundaria. (Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 5), “Tubo ranurado, recolector de natillas, objetos flotantes” y en la (Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 6), “Piscina de separación primaria y separación secundaria”.

TERCER PASO

Al llegar a la separación secundaria, se colocan aireadores los cuales ayudan al tratamiento aeróbico, y nuevamente por gravedad los barros son depositados en la parte inferior de la piscina mientras que el condensado / natillas, en la parte superior , los cuales son arrastrados por el puente barredor, (Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 7), los barros hacia la tolva de barros y el condensado / natillas llevado hacia el recolector de sobrenadantes, el agua libre es llevado por medio de un canal hacia el analizador de hidrocarburos donde se verifica que cumpla los estándares de calidad mencionado en el punto 3.7 . Y evacuado al río Urubamba al no cumplir estos estándares es reinyectado al tratamiento.

CUARTO PASO

El líquido con condensado ya sea del recolector de sobrenadantes o del tubo ranurado es llevado a una piscina de sobrenadantes con agua en la cual por medio de una faja Oil Skimmer se separan los aceites hacia una fosa de sobrenadantes separados (Ver anexo B), el cual es almacenado en un tanque API para su posterior reinyección a una de las fases de separación del hidrocarburo que por lo general es el de menor presión / en algunos casos es tratada y reinyectada a los pozos. El agua producto de esta separación es llevada se analiza y reinyecta hacia el río. (Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 8),

QUINTO PASO

Los barros depositados en la tolva de barros son llevados hacia una fosa de lodos y finalmente a la fosa de secado de lodos.

(Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 9), "De la tolva es llevado hacia la fosa de lodos".

(Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 10), "De la fosa de lodos se envían hacia la fosa de secado de lodos".

(Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 11), "Se muestra la fosa de secado de lodos que está protegido con un tinglado y la entrada es por un caño y una válvula".

(Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 12), "Piletas API construida, en funcionamiento".

3.4 PILETAS API

En esencia, un separador agua-hidrocarburo tipo Pileta API, es una cámara diseñada para proveer condiciones de flujo suficientemente calmado, de modo tal que los glóbulos de hidrocarburo libre se eleven a la superficie del agua y coalescan en una fase separada de hidrocarburo, la cual es extraída en el extremo de salida de líquidos.

La teoría de la separación agua-hidrocarburo está basada en la velocidad de elevación de los glóbulos (o gotas) de petróleo y su relación con la velocidad

superficial de la carga del separador. La velocidad superficial de la carga es el caudal que ingresa al separador dividido por el área superficial de éste último.

La velocidad de elevación está dada por la Ecuación de Stokes:

$$V_t = \left(\frac{g}{18 * \mu} \right) * (\rho_w - \rho_o) * D^2$$

La velocidad de elevación de una gota de hidrocarburo es altamente dependiente del diámetro de la misma (el diámetro está al cuadrado en la Ec.de Stokes), por lo cual las gotas de tamaño más pequeño se elevan mucho más lentamente que las más grandes.

De investigaciones realizadas sobre este punto, se ha determinado que las gotas con un diámetro mayor o igual a 150 micrones (0.015 cm) son separadas en forma efectiva mediante cámaras de separación gravitatoria tipo Pileta API (sin placas coalescentes). Para diámetros de gotas inferiores, la separación será parcial, bajando rápidamente la eficiencia de la separación a medida que disminuye el tamaño de la gota. Para diámetros de 20 micrones correspondientes al del hidrocarburo emulsionado, no tiene lugar ninguna separación por gravedad.

Otros factores que inciden en la velocidad de elevación de la gota de hidrocarburo son la densidad del petróleo, la densidad y viscosidad del agua, y la temperatura de ambos líquidos.

En la (Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 13), se ve que en este caso la pileta API recibe básicamente agua de proceso, agua de la corriente del pozo, que bajo previo tratamiento es reinyectado al pozo.

SEDIMENTACIÓN DE SÓLIDOS

Un proceso paralelo a la separación de hidrocarburos, pero en sentido inverso (de arriba hacia abajo), tiene lugar con las partículas sólidas arrastradas por las aguas residuales. La gran mayoría de las mismas se depositará en el fondo de la Pileta API. Esta separación gravitatoria también sigue la Ley de Stokes, pero la misma sigue siendo válida hasta diámetros de partícula de 1 micrón aproximadamente. La mayor o menor eficiencia de la decantación va a depender de la distribución de tamaños de partículas, de la diferencia de densidad entre

las partículas sólidas y la fase acuosa, y de la temperatura de esta última. La frecuencia de la limpieza dependerá de la carga de sólidos del agua residual, del caudal del agua residual, y de las dimensiones de la Pileta API.

(Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 14), El tratamiento del agua de proceso antes de la reinyección al pozo.

3.5 CALCULO HIDRAULICO

3.5.1 Calculo de Caudal de Diseño

Es el máximo caudal previsto de agua residual. Se determina considerando dos fuentes diferentes de agua residual:

El máximo caudal de aguas de proceso contaminadas con hidrocarburo en las condiciones actuales y futuras.

El caudal de agua de lluvia o limpieza provenientes de endicamientos y sumideros contaminados con hidrocarburos que descargan en la pileta API. Para el presente estudio solo se considerará el agua de lluvias, debido a que el agua de proceso producto de la deshidratación del gas, de la separación en primera fase, etc., es reinyectado al pozo después de un tratamiento previo, con la finalidad de mantener una presión estable a futuro.

- **INTENSIDAD DE LLUVIA DE DISEÑO**

Para determinar el caudal de diseño de la red de drenajes se utilizó el método racional, tomando un período de retorno de 10 años y un tiempo de concentración de 10 minutos, considerando las curvas IDF (intensidad/duración/frecuencia) correspondiente a la zona 123-3.

El "período de recurrencia" es el intervalo de recurrencia promedio entre eventos que igualan o exceden una magnitud especificada.

El tiempo de concentración es el tiempo requerido para que una gota de agua caída en el extremo más alejado de la cuenca fluya hasta los primeros sumideros y de allí a través de los conductos hasta el punto considerado (ingreso al separador API).

De acuerdo a la norma legal peruana OS.060, la intensidad de lluvia de diseño se determina mediante la siguiente fórmula:

$$i = a \cdot (1 + K \cdot \text{Log}(T)) \cdot (t + b)^{x-1}$$

La intensidad de precipitación de diseño resultante con los criterios planteados es de 98 mm/h.

- **ÁREAS DE APOORTE DE AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE**

La tabla 3.1 resume todas las áreas de aporte de agua de lluvia contaminable que coleccionará la nueva red de drenajes.

Tabla 3.1: Áreas que contribuyen al caudal de diseño

Zona	Área indicada m2
Cryogenic Unit N°5	4120
Cryogenic Unit N°6 (futura)	2500
Cryogenic Unit N°3	2780
Cryogenic Unit N°4	3030
Cryogenic Unit N°1	1690
Cryogenic Unit N°2	1650
Condensate Stabilization Unit N°3	1070
Condensate Stabilization Unit N°1	1090
Condensate Stabilization Unit N°2	570
Dehydration	400
Hot Oil Surge Drums	720
Hot Oil Heaters	1420
Water Treatment Area	940
Glycol Tank/Pumps	340
Mini Topping	180
Slug Catcher liquid header	370
Bullets	2500
WHRU 6 y 7	730
Otros drenajes existentes	970
TOTAL	27070

Fuente: Elaboración Propia

- **CAUDAL DE DISEÑO DE LA RED**

De acuerdo a la fórmula del método racional, el caudal de agua de lluvia se calcula como:

$$Q[m^3 / h] = \frac{C \cdot I[mm / h] \cdot A[m^2]}{1000}$$

Teniendo en cuenta las áreas de la nueva red que colectarán agua de lluvia contaminable (27070 m²), ver anexo C y anexo D, la intensidad de lluvia diseño definido en el punto "Intensidad de lluvia de diseño", y un coeficiente de escorrentía igual a 0.83 el caudal de diseño del colector principal de la red de drenajes resultante es 2200 m³/h.

En la (Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 15 y 16), "Se observa el área de influencia que contribuye al caudal de diseño".

En la tabla 3.2 se indican los caudales correspondientes a cada área considerada, y en la tabla 3.3 se muestran los diámetros calculados para el colector principal del sistema de drenajes, que corre en dirección Sur-Norte, comenzando en la zona de los bullets y terminando en el separador API. Los diámetros calculados son diámetros internos, por lo que deberán ajustarse los diámetros nominales de acuerdo al espesor requerido por el proveedor seleccionado.

En la tabla 3.3 "Los colectores de 34" se encuentran sobredimensionados para el caudal de diseño indicado. Este sobre-diseño es intencional, con el objeto de tolerar futuras expansiones de la planta."

Tabla 3.2: Caudal que contribuye al caudal de diseño

Equipo	I
	m3/h
Cryogenic Unit N°5	335
Cryogenic Unit N°6 (futura)	203
Cryogenic Unit N°3	226
Cryogenic Unit N°4	246
Cryogenic Unit N°1	137
Cryogenic Unit N°2	134
Condensate Stabilization Unit N°3	87
Condensate Stabilization Unit N°1	89
Condensate Stabilization Unit N°2	46
Dehydration	33
Hot Oil Surge Drums	59
Hot Oil Heaters	116
Water Treatment Area	76
Glycol Tank/Pumps	28
Mini Topping	15
Slug Catcher liquid header	30
Bullets	203
WHRU 6 y 7	59
Otros drenajes existentes	79
TOTAL	2200

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 3.3: Diámetro de cada tramo del colector principal.

DATOS					RESULTADOS	
Nro de línea	caudal	diámetro	pendiente	n lleno	H/D	velocidad
-	m3/h	in	m/m	-	-	m/s
COLECTOR PRINCIPAL – Verificación caso lluvia						
BULLETS - 16" PEAD	203	16.00	0.0050	0.010	0.41	1.12
+WHRU - 16" PEAD	232	16.00	0.0050	0.010	0.44	1.16
+WATER TREATMENT - 16" PEAD	308	16.00	0.0050	0.010	0.52	1.26
+GLYCOL TK - 16" PEAD	336	16.00	0.0050	0.010	0.54	1.29
+CRYOS 1 & 2 - 22" PEAD	710	22.00	0.0050	0.010	0.51	1.55
+CRYOS 3 & 4 - 22" PEAD	1136	22.00	0.0050	0.010	0.68	1.79
+MINITOPPING - 22" PEAD	1151	22.00	0.0050	0.010	0.68	1.79
COLECTOR 34" HASTA PILETA API*	2200	34.00	0.0035	0.010	0.56	1.81
COLECTOR 34" DESDE PILETA API HASTA CANAL DE DESCARGA*	2200	34.00	0.0050	0.010	0.51	2.06

Fuente: Elaboración Propia

3.5.2 Dimensionamiento de Pileta Api

Se consideró para el análisis un volumen de 2200.00 m³/hr

Para el diseño se procedió de acuerdo a **API-421 "Design and Operation of Oil-Water Separators"**, (Ver anexo E).

a) Calculo de Velocidad Terminal Relativa V_t , también llamada velocidad de sedimentación

$$V_t = 0.0241 * \frac{\rho_w - \rho_o}{\mu}$$

Entonces:

$$V_t = 0.0241 * \frac{S_w - S_o}{\mu} = 0.0241 \frac{(0.992 - 0.870)}{0.0093}$$

$$V_t = 0.316 \text{ fpm}$$

Dónde:

V_t : (cm/s), ρ_w : (gr/cm³), ρ_o : (gr/cm³), μ (poise)

b) Calculo de la Velocidad Horizontal V_H :

$$V_H = 15 V_{tr} \leq 3 \text{ ft/min}$$

$$V_H = 4.74 \text{ ft/min} > 3 \text{ ft/min} \quad \text{No Cumple}$$

Se adopta: $V_h = 3 \text{ [fpm]} \Leftrightarrow 54.864 \text{ m/hr}$

La velocidad media horizontal, no debe ser mayor a 3 ft/min, por tanto se adopta ese valor.

c) Cálculo de la Sección transversal del Separador:

$$A_c = \frac{Q_m}{V_H}$$

Dónde:

Ac (ft²), Qm (tf³/min), Vh (ft/min)

$$A_c = \frac{Q_D}{V_H} = \frac{2200.00\text{m}^3/\text{Hr}}{54.864\text{m/hr}} = 40.10\text{m}^2$$

d) Determinación del N° de canales requeridos:

Determinación del Número de Canales Requeridos:

Según la norma API - 421 determina valores máximos para el ancho "B" y la profundidad máxima del separador "d" cuyos valores se muestran seguidamente:

$$d \leq 8[\text{pies}] = 2.20 \text{ m} \leq 2.43 \text{ m} \quad \text{ok}$$

$$B \leq 20[\text{pies}] = 6.00 \text{ m} \leq 6.096 \text{ m} \quad \text{ok}$$

Entonces el número de canales requeridos será:

$$n = \frac{A_c}{B * d}$$

$$n = \frac{40.01}{2.20 * 6} = 3.00$$

$$n = 3 - \text{Canales}$$

e) Determinación de la profundidad "d" y ancho del canal "B"

Ecuación

$$d = \frac{A_c}{B \cdot n}$$

Verificando el ancho máximo del canal separador $B = 6.00 \text{ m}$

$$d = \frac{40.01 \text{ m}^2}{6.00 * 3.00} = 2.23 \text{ m}$$

Realizando la siguiente verificación se tiene:

$$0.3 < \frac{d}{B} < 0.5$$

Según API RP 421

$$d \geq 0.3 * B = 0.3 * 6.00 = 1.80 \text{ m}$$

$$d \leq 0.5 * B = 0.5 * 6.00 = 3.00 \text{ m}$$

Por lo tanto se verifica $d = 2.23$ metros, de altura de agua.

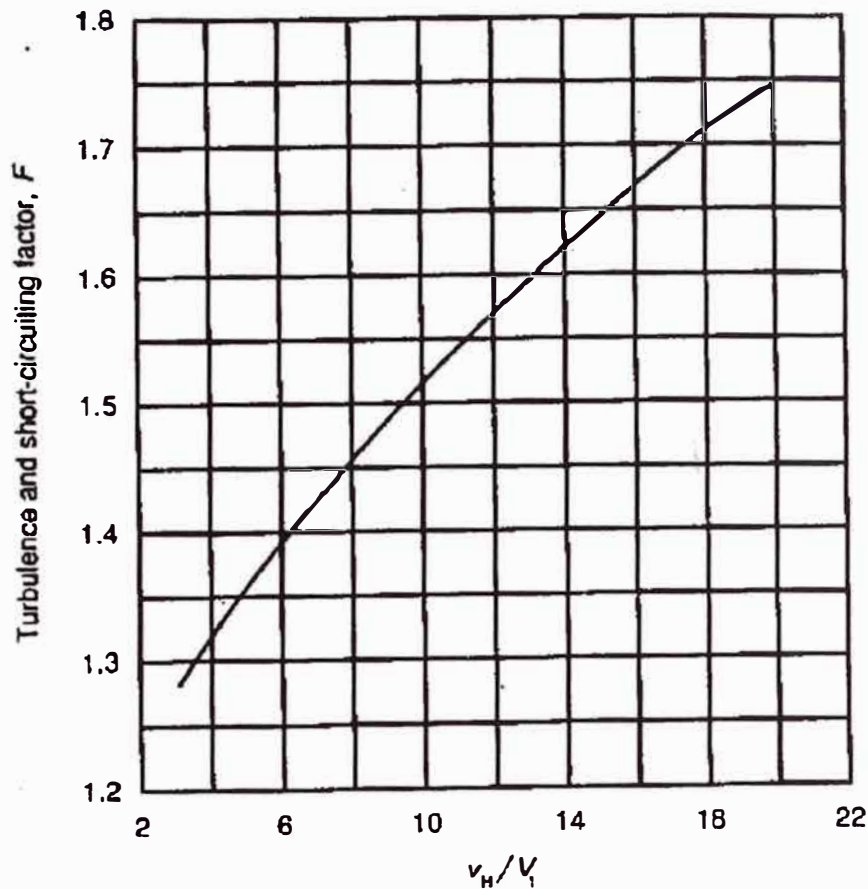
f) **Calculo de longitud del separador:**

$$L \geq F * \frac{V_H}{V_t} * d$$

Dónde:

L (ft), F (ver tabla 3.4), V_H (ft/min), V_t (min), d (ft)

Tabla 3.4: Tabla para el cálculo de factor de turbulencia.



v_H/V_t	Turbulence Factor (F_t)	$F = 1.2(F_t)$
20	1.45	1.74
15	1.37	1.64
10	1.27	1.52
6	1.14	1.37
3	1.07	1.28

Fuente: Norma del Instituto Americano del Petróleo

Norma API 421 – Sección 2, (Ver anexo E).

$$L \geq F \cdot \frac{V_H}{V_t} \cdot d \rightarrow L \geq 1.44 \cdot \frac{3.00}{0.316} \cdot 2.23 = 30.49$$

Verificar condición:

$$\frac{L}{d} > 5 \rightarrow L > 5 \cdot 2.23 > 11.15m$$

Entonces se verifica

$$L = 30.50 \text{ m}$$

g) Tiempo de retención y volumen del separador:

Calculamos el tiempo de residencia:

$$T_r = \frac{L * B * d * n}{Q_m} \rightarrow T_r = \frac{30.50 * 6 * 2.23}{2200.00} = 0.556 \text{hrs} = 33.00 \text{ min}$$

Tiempo de floculación del crudo:

$$T_f = \frac{d}{V_f} \rightarrow T_f = \frac{2.23}{0.096} = 23.22 \text{ min}$$

Relación de tiempo de residencia/tiempo de floculación del crudo:

$$1.40 > \frac{T_r}{T_f} < 2$$

Cumple Ok.

$$\frac{T_r}{T_f} = \frac{33.00}{23.22} = 1.44$$

Finalmente las dimensiones de cada uno de los canales serán:

B = 0.70 m (ancho del canal separador)

d = 0.30 m (altura del canal separador)

L = 4.20 m (largo del canal separador)

3.6 CALCULO ESTRUCTURAL

3.6.1 Parámetros de Diseño.

Se ha considerado como Volumen de influente a la Pileta API de 2200 m³/h, estimación y cálculos de caudales del sistema de drenaje.

De acuerdo al resultado del cálculo geométrico, que se muestra en el documento:

Dimensiones Geométricas:

Descripción	Longitud (m)
Ancho Canal	6.00
Profundidad Canal	2.30
Longitud del Canal	32.50
Número de canales	3.00

Normas Aplicadas:

ACI-318(99)	American Concrete Institute
ASCE 7	Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures
ASTM	American Standard for Testing Materials
UBC	Uniform Building Code
RNE	Reglamento Nacional De Edificaciones (Norma Peruana)
E - 20	Cargas (Norma Peruana)
E – 30	Diseño Sismo Resistente (Norma Peruana)
E - 50	Suelo y Cimentaciones (Norma Peruana)
E - 60	Concreto Armado (Norma Peruana)

Parámetros y Materiales:

Concreto Estructural	$f'c = 210 \text{ kg/cm}^2$ tipo V según estudio de suelos que se adjunta en Anexo F, Estudio de Suelos
Acero de refuerzo	$f'y = 4200 \text{ kg/cm}^2$
Recubrimiento	$r = 7.5 \text{ cm}$

3.6.2 Datos geotécnicos.

Extraído del Estudio de Suelos elaborado por la Empresa Hidroenergía Consultores de Ingeniería SRL. En sus distintas profundidades de emplazamiento de la estructura de la Pileta API, (Ver anexo F).

3.6.3 Efecto de sismo.

Los suelos registrados en las perforaciones y calicatas en la evaluación de sus propiedades físicas y mecánicas debido a vibraciones violentas, por lo que

pueden calcularse las fuerzas sísmicas en la forma usual y recomendada en la Norma Técnica de Edificación E030: Diseño Sismo resistente.

El terreno estudiado, el perfil del suelo se puede clasificar como Tipo S2 y le corresponde un factor de suelo S igual a 1.2 y un Período Predominante de Vibración T_p de 0.6 seg.

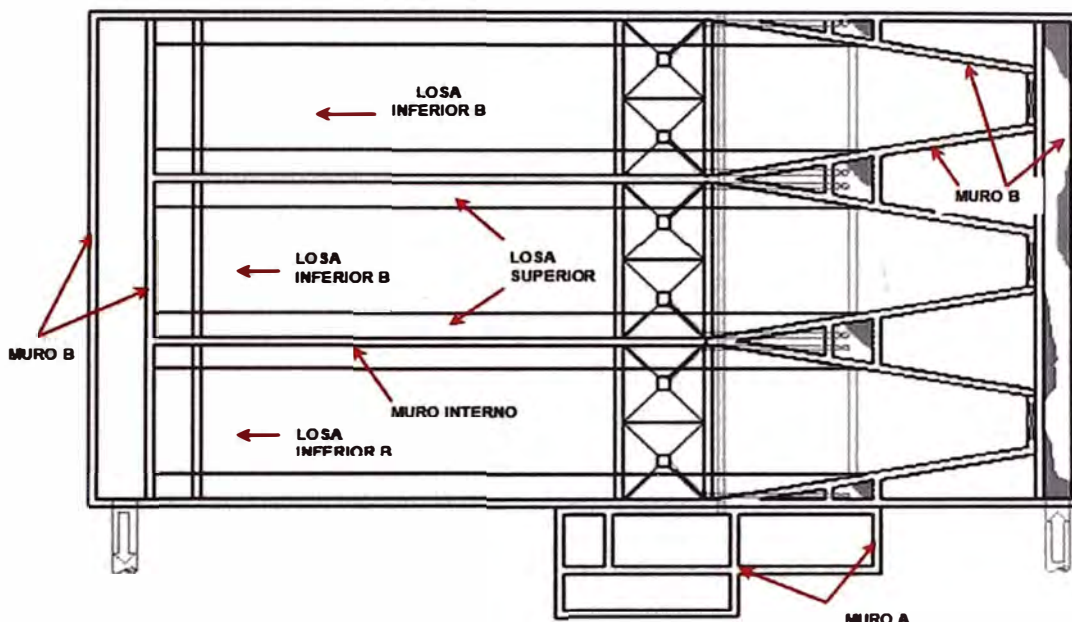


FIGURA 3: Esquema de diseño planta de la Pileta API, EPC - 24.

Fuente: Elaboración Propia

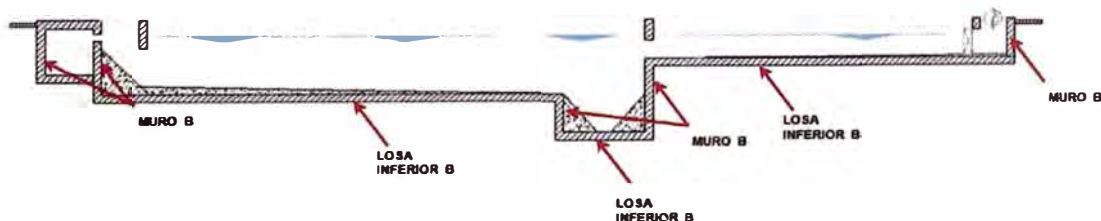


FIGURA 4: Esquema lateral de diseño de la pileta API, EPC - 24.

Fuente: Elaboración Propia

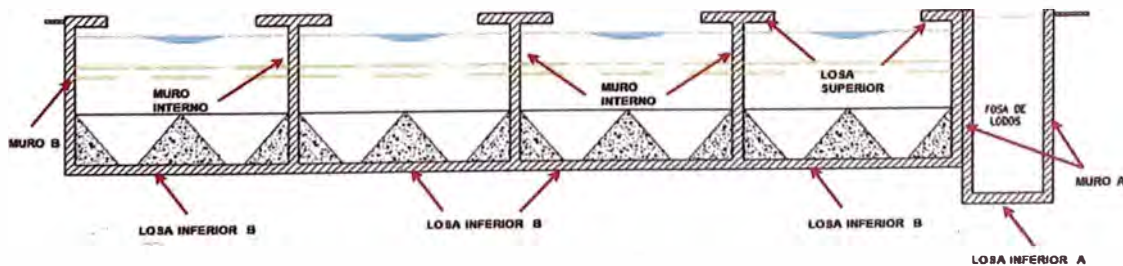


FIGURA 5: Sección de diseño de la Pileta API, EPC - 24.

Fuente: Elaboración Propia

3.6.4 Consideraciones para el Diseño Estructural.

Para el diseño de la pileta API como estructura de hormigón armado, es necesario tener en cuenta varios factores, unos relacionados con la naturaleza del líquido que se almacena, otros con el tipo de terreno de cimentación, tamaño del depósito y materiales disponibles y otros, con las condiciones de exposición.

a) Se debe tener cuidado también en el tipo de hormigón a utilizar, para que el líquido que se almacene en el reservorio no dañe la estructura como agente agresivo, para lo cual es importante disponer revestimientos adecuados, conviene recordar que en cualquier caso la mejor garantía de durabilidad radica en la confección de hormigones muy compactos, para lo cual deben emplearse dosificaciones ricas en cemento, con baja relación agua/cemento y una buena compactación de la masa.

b) El terreno de cimentación debe tener unas características uniformes con objeto de evitar posibles asentamientos diferenciales. Es necesario efectuar un estudio previo del subsuelo que proporcione los datos necesarios para el cálculo de la cimentación y para una eventual protección de la obra frente a posibles agresivos químicos.

En nuestro caso, que se refiere a depósito enterrado, cuando la napa freática está alta, es necesario dimensionar el depósito de modo que se impida una posible flotación del mismo. Para ello debe verificarse que el peso del depósito vacío P , sea:

$$P \geq \gamma \cdot a_1 \cdot b_1 \cdot (h_1 - h_0) \cdot \delta$$

De no cumplirse esta condición deberá aumentarse el peso P , incrementando el espesor de la solera o losa de fondo.

3.6.5 Acciones Sobre los Depósitos

Las acciones que se consideran para el cálculo de los depósitos son los empujes de tierras, la presión hidrostática y, eventualmente, otras sobrecargas que pueden actuar sobre el terreno adyacente al depósito, o incluso sobre la estructura del mismo.

En los depósitos enterrados las hipótesis de carga que deben considerarse son: empuje de tierras con el depósito vacío. En los depósitos apoyados sobre el suelo no existen, como es obvio, los empujes laterales del terreno.

a) Empuje de tierras con el depósito vacío.

Primeramente en la figura 3.5, se determinan los esfuerzos que aparecen en las paredes debido al empuje del terreno (fig. 1-A). Si el nivel freático del agua se encuentra por encima de la solera (fig. 2-A), al empuje del terreno sumergido, habrá que sumarle la presión hidrostática.

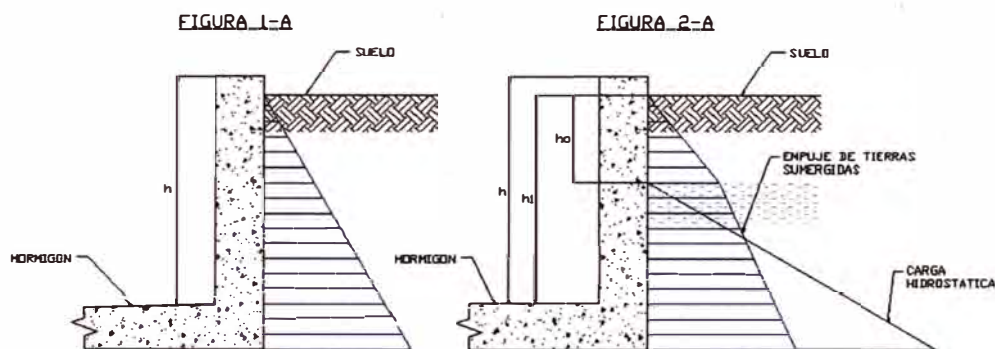


FIGURA 6: Esquema de presión del suelo.

Fuente: Elaboración Propia

Las acciones sobre la solera son de muy difícil evaluación, ya que al no ser uniforme la distribución de las presiones sobre el terreno, hay que abordar el problema como si se tratase de una placa apoyada sobre medio elástico. Con suelos de mala calidad, la solera puede encontrarse en condiciones más desfavorables con el depósito vacío. Más adelante se indica un método aproximado para el cálculo de los esfuerzos que actúan sobre la mencionada solera.

b) Presión hidrostática sin empuje de tierras

Se determinan los esfuerzos de las paredes exteriores del depósito bajo la acción de la carga hidrostática, sin considerar los empujes del terreno. Para las paredes interiores, si las hay, se considerara la acción hidrostática sobre una sola cara.

Para las acciones sobre la solera son aplicables las observaciones hechas en el apartado anterior. Si el nivel freático del agua se encuentra por encima de la solera, a las presiones del terreno habrá que sumarles la subpresión ($h_1 - h_0$).

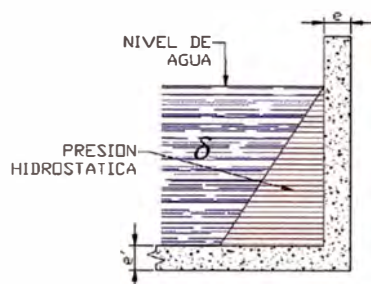


FIGURA 7:Esquema de presión hidrostática.

Fuente: Elaboración Propia

Para el análisis estructural se considera la Losa A y Muro A; como las más desfavorables de acuerdo a las condiciones de cargas pasivas y activas y de sismo consideradas en el diseño y a continuación desarrolladas.

3.6.6 Dimensionamiento Estructural de la Pileta Api.

Las paredes de los depósitos se dimensionan, normalmente, de modo que no necesiten armadura transversal y con espesor constante con objeto de facilitar la ejecución. En los casos más frecuentes de altura de agua $h \leq 6.00$ m, como espesor de la pared puede adoptarse, en principio, $e=0.1 h$, no inferior a 0.30 m. El espesor de la solera, e' , no debe ser inferior al de la pared, es decir, $e' \geq e$, Ver figura 3.7.

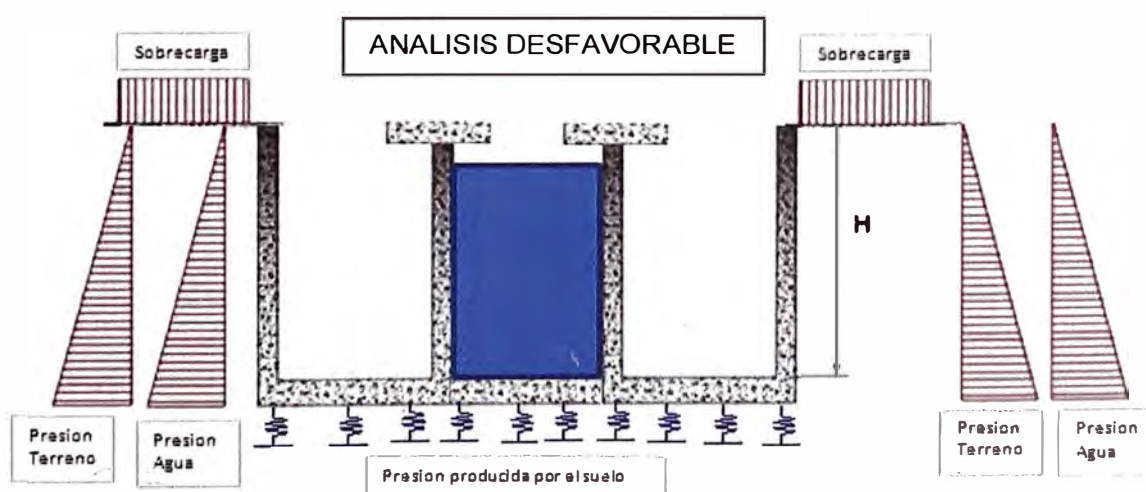


FIGURA 8:Análisis desfavorable.

Fuente: Elaboración Propia

I. ESPECTRO DE PSEUDOACELERACIONES

Se toma en consideración el RNE. Norma E030-18-2 Tal como indica la figura 3.8, "análisis por combinación modal espectral" de acuerdo a la zona en que se ubica el proyecto en estudio. Los valores para el diseño Sismo Resistente están en el Anexo G-1 y los valores introducidos en el SAP están en el Anexo G-2

Parámetros Sísmicos

Z	=	0.3
U	=	1.3
S	=	1.2
Tp	=	0.6
R	=	3.0
ZUS/R	=	0.156

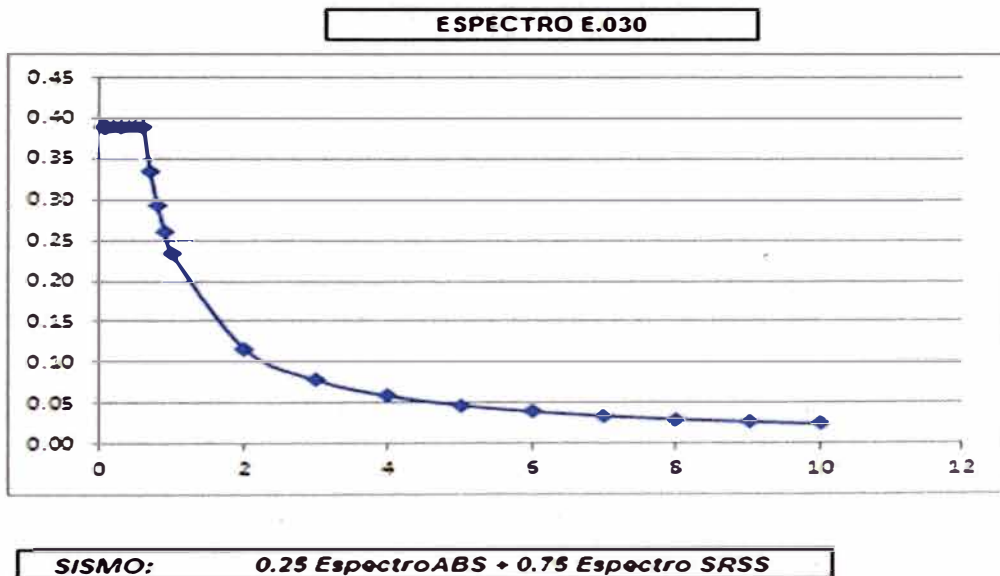


FIGURA 9: Espectro de diseño.

Fuente: Elaboración Propia

II. DISTRIBUCION DE CARGAS SOBRE EL MURO

CARGAS ACTUANDO EN SENTIDO LONGITUDINAL

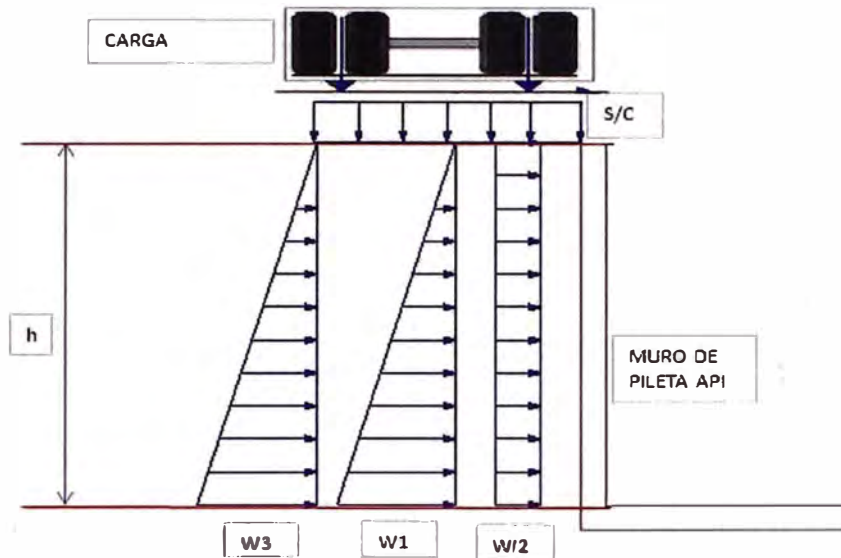


FIGURA 10: Cargas sobre el muro lateral.

Fuente: Elaboración Propia

a) PRESION PRODUCIDA POR EL SUELO (W1)

$$W1 = (\gamma_s \times h) K_a = 1557.70 \text{ kg/m}^2$$

b) PRESION PRODUCIDA POR LA CARGA VEHICULAR (W2)

$$K_a = \text{tg}^2 (45^\circ - \phi/2) = 0.26$$

| 36 ° (Angulo de fricción interna del suelo)

$\gamma_s = 2000 \text{ kg/m}^3$ (Peso específico del suelo)

$\gamma_h = 1000 \text{ kg/m}^3$ (Peso específico del agua)

$h = 3.0 \text{ m}$ (Altura Pileta API)

S/C-t = 5250 kg/m² (Carga de transito)

$$W2 = (S/C \ t)(K_a) = 1362.98 \text{ kg/m}^2$$

c) PRESION PRODUCIDA POR EL AGUA (W3)

$$W3 = \gamma_h \times h = 3000.00 \text{ kg/m}^2$$

d) COMBINACIONES DE CARGA RNE. Norma E060-9.2. "RESISTENCIA REQUERIDA"

Todas las cargas que actúan en el muro son cargas vivas, por lo que en la mayoración de cargas se anula la carga muerta

Coefficiente de balasto $K_v = 1500.00 \text{ tn/m}^3$ (Valor Tabla Arena Saturada)

$K \text{ lineal} = K_v * 0,2 * 0,2 = 63.00 \text{ tn/m}$ (Según E-030)

EL RESULTADO DEL ANALISIS SE USARA PARA TODOS LOS MUROS LATERALES POR SER ESTE ANALISIS EL MÁS DESFAVORABLE

Momento Estado de carga.- diseño por flexion/direccion vertical (analisis con Sap 2000 V14) (Ver anexo H-1)

Momento máximo = 7.091 tn-m

Dimensiones:

$bt = 0.30 \text{ m}$

$L = 32.50 \text{ m}$

$h = 3.00 \text{ m}$

Datos para el diseño

$f_y = 4200.0 \text{ kg/cm}^2$

$f'c = 210.0 \text{ kg/cm}^2$

$rec = 5.0 \text{ cm}$

$h = 300.0 \text{ cm}$

Comb1: $1.4CM + 1.7CV = 1.7 * (W2 + W3)$
Comb2: $1.25CM + 1.25CV = 1.25 * (W2 + W3)$
Comb3: $1.4CM + 1.7CV + 1.7CE = 1.25(W2 + W3) + 1.25(W1)$
Comb4: $0.9CM + 1.7CE = 1.7W1$
Rotura: Comb1 + Comb2 + Comb3 + Comb4
DONDE:

CM: CARGA MUERTA

CV: CARGA VIVA

CE: CARGA SUELO

$d = 25.0 \text{ cm}$

Ancho efectivo = $B1 = 1.00 \text{ m}$

(RNE. Norma E060-15.5. "MUROS DE CONTENCIÓN")

Diseño por Flexión Dirección Vertical:

$A_{smin} = 0.0018 * bt * B1 = 5.40 \text{ cm}^2$

$$Mu = 7.09 \quad T\text{-}m \quad As = (Mu \cdot 10^5) / (0.9 \cdot fy \cdot (d - a/2))$$

$$Si \ a = 0,2 \ d = 25 \ \text{cm} \quad a = As \cdot fy / (0.9 \cdot fc \cdot B1)$$

$$As = 8.83 \ \text{cm}^2 \quad \text{Iterando}$$

$$a = 1.96 \ \text{cm}$$

$$As = 8.27 \ \text{cm}^2 \quad \text{Iterando}$$

$$a = 1.84 \ \text{cm}$$

$$As = 8.25 \ \text{cm}^2 \quad \text{Área de refuerzo Calculada}$$

$$a = 1.83 \ \text{cm}$$

$$(a_1 - a_2) / a_1 \cdot 100 < 10\% = 0.26\% \quad \text{Ok!}$$

$$\text{Espaciamiento del refuerzo} = As \cdot \phi \cdot B1 / As = 15.40 \ \text{cm}$$

Colocar: (En Dos Capas)

Barras de 1/2" @ 15 cm

Refuerzo Horizontal: (RNE. Norma E060-15.5. "MUROS DE CONTENCIÓN")

$$Ast = 0.0020 \cdot bt \cdot B1 = 6.00 \ \text{cm}^2$$

Como $bt = 0.30\text{m}$ se usará el refuerzo horizontal en 2 capas

$$\text{Refuerzo Interior} = Ast / 3 = 2.00 \ \text{cm}^2$$

$$\text{Espaciamiento del refuerzo} = As \cdot \phi \cdot B1 / As = 35.50 \ \text{cm}$$

$$\text{Refuerzo Exterior} = 2 \cdot Ast / 3 = 4.00 \ \text{cm}^2$$

$$\text{Espaciamiento del refuerzo} = As \cdot \phi \cdot B1 / As = 17.75 \ \text{cm}$$

Para el Diseño Usaremos el Área Mayor de Refuerzo

Colocar: En las dos Capas

Barras de 1/2" @ 15 cm

III. MURO INTERIOR

a) DISTRIBUCION DE CARGAS SOBRE EL MURO

CARGAS ACTUANDO EN SENTIDO TRANSVERSAL

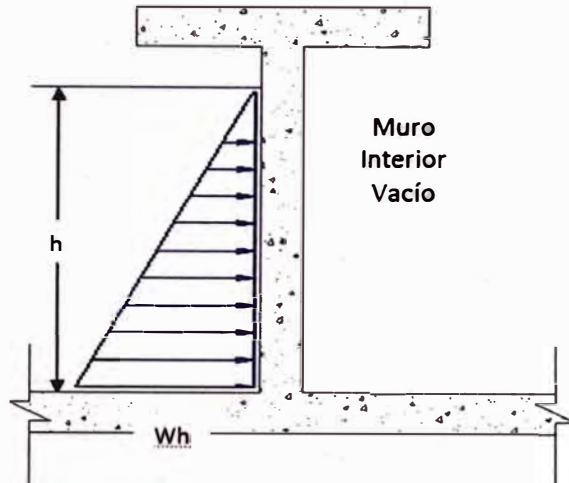


FIGURA 11: Cargas sobre el muro interior.

Fuente: Elaboración Propia

b) PRESION PRODUCIDA POR EL AGUA

$$W3 = \gamma h \times h = 2200 \text{ kg/m}^2$$

$$\gamma h = 1000 \text{ kg/m}^2 \text{ (Peso específico del agua)}$$

$$h = 2.2 \text{ m}$$

$$S = 0.25 \text{ Espectro ABS} + 0.75 \text{ Espectro SRSS}$$

c) COMBINACIONES DE CARGA. RNE. Norma E060-10.2.

"RESISTENCIA REQUERIDA"

Todas las cargas que actúan en el muro son cargas vivas, por lo que en la mayoración de cargas se anula la carga muerta

Comb1:	$1.4CM + 1.7CV$	=	$1.7CV$
Comb2:	$1.25(CM + CV) + CS$	=	$1.25CV + CS$
Comb3:	$0.9CM + CS$	=	CS
Rotura:	Comb1 + Comb2 + Comb3		
Coefficiente de balasto K_v	= 1500.00	tn/m ³	(Valor Tabla)
$K \text{ lineal} = K_v * 0,2 * 0,2$	= 63.00	tn/m	(Según E-030)

EL RESULTADO DEL ANALISIS SE USARA PARA TODOS LOS MUROS INTERIORES

Momento Estado de carga.- diseno por flexion/direccion vertical (analisis con Sap 2000 V14)

Momento máximo = 2.79 tn-m (Ver anexo H-2)

Dimensiones:

bt = 0.25 m
L= 6.00 m
h= 3.00 m

Datos para el diseño

fy= 4200.00 kg/cm2
f'c= 210.00 kg/cm2
rec= 5.00 cm
h= 300.00 cm
d= 20.00 cm
Ancho efectivo=B1= 1.00m

(RNE. Norma E060-15.5. "MUROS DE

Diseño por Flexión Dirección Vertical: CONTENCION")

Asmin=0.0018*bt*B1= 5.40 cm2

Mu = 2.79 T-m

As = (Mu 10^5)/(0,9x fy (d - a/2))

Si a = 0,2 d= 20.0 cm

a = As * fy / (0.9* f'c * B1)

As= 3.47 cm2 Iterando

a= 0.77 cm

As= 3.17 cm2 Iterando

a= 0.71 cm

As= 3.17 cm2

a= 0.70 cm

(a1-a2)/a1*100<10% = 0.13% **Ok!**

Usamos Refuerzo Mínimo Asmin= 5.40

Espaciamiento del refuerzo = Asϕ*B1/As= 23.52 cm

Colocar: (En Dos Capas)

Barras de 1/2" @ 15cm

Refuerzo Horizontal: (RNE. Norma E060-15.5. "MUROS DE CONTENCIÓN")

$$A_{st} = 0.0020 * b * B1 = 5.00 \text{ cm}^2$$

Como $b_t = 0.25\text{m}$ se usará el refuerzo horizontal en 2 capas

$$\text{Refuerzo Interior} = A_{st}/3 = 1.67 \text{ cm}^2$$

$$\text{Espaciamiento del refuerzo} = A_{s\phi} * B1 / A_s = 42.60 \text{ cm}$$

$$\text{Refuerzo Exterior} = 2 * A_{st}/3 = 3.33 \text{ cm}^2$$

$$\text{Espaciamiento del refuerzo} = A_{s\phi} * B1 / A_s = 21.30 \text{ cm}$$

Para el Diseño Usaremos el Área Mayor de Refuerzo

Colocar: En las dos Capas

Barras de 1/2" @ 20 cm

IV. LOSA INFERIOR.-

a) DISTRIBUCION DE CARGAS SOBRE LA LOSA

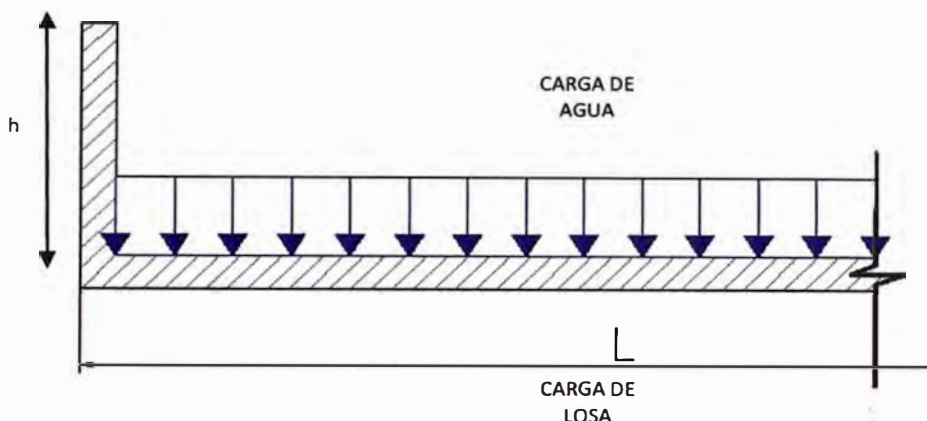


FIGURA 12: Cargas sobre la losa inferior.

Fuente: Elaboración Propia

b) PRESION PRODUCIDA POR EL AGUA

$$W1 = \gamma h \times h = 2200 \text{ kg/m}^2$$

$$\gamma = 1000 \text{ kg/m}^3 \text{ (Peso específico del agua)}$$

$$h = 2.2 \text{ m}$$

c) CARGA DE LA PILETA API

$$\text{Carga de la Pileta API (W2)} = 1641.61 \text{ kg/m}^2$$

$$\text{Volumen de H}^\circ\text{A}^\circ = 479.35 \text{ m}^3$$

(Peso específico del

$$\gamma_c = 2400 \text{ kg/m}^3 \text{ concreto)}$$

$$\text{Área Tributaria} = 19.20 \times 36.50 \text{ m}^2 = 700.80 \text{ m}^2$$

d) SOBRECARGA

$$\text{Sobrecarga (W3)} = 500.00 \text{ kg/m}^2$$

e) CARGA DE SISMO

$$S = 0.25 \text{ Espectro ABS} + 0.75 \text{ Espectro SRSS} \text{ (SISMO)}$$

Utilizamos el Espectro de Pseudoaceleraciones para el Sismo

f) COMBINACIONES DE CARGA. RNE. Norma E060-10.2.

"RESISTENCIA REQUERIDA"

Comb1: 1.4 W2+ 1.7 (W1+W3)

Comb2: 1.25 W2 + 1.25 (W1+W3) +S

Comb3: 0.9 W2+S

Rotura: Comb1+Comb2+Comb3

Coeficiente de balasto Kv = 1500 tn/m³ (Valor Tabla Arena Saturada)

K lineal = Kv*0,2*0,2 = 60 tn/m (Según E-030)

g) Verificación al Corte RNE. Norma E060-13.1 "RESISTENCIA AL CORTE"

Para que la losa verifique a corte debe cumplir que:

$$\Phi V_c \geq V_u$$

d=h-rec- Φ refuerzo= 24,36 cm b= 100,00 cm (Ancho Tributario)

$$\Phi = 0.85$$

$\Phi V_c = 0.85 \times 0.53 \times b \times d \times \sqrt{f_c}$ RNE. Norma E060-13.2.1 - CONTRIBUCION
DEL CONCRETO EN LA RESISTENCIA AL
CORTE

$$V_c = 15.91 \text{ ton}$$

V_u = Resistencia requerida por corte en la sección analizada, a una distancia d
(Calculado Con el Software SAP 2000. Versión 14)

$$V_u = 15.67 \text{ t} \quad (\text{SAP-2000})$$

$$\Phi V_c = 15.91 \text{ t} \quad \geq \quad V_u = 15.67 \text{ t}$$

"Verifica a corte" $V_u = 15.67 \text{ ton}$. (Ver Anexo H- 3 - a)

Momento Diseño por Flexión Dirección Longitudinal (análisis SAP 2000 V14)

Momento máximo= 5.71 ton-m (Ver Anexo H- 3 - b)

Momento – Diseño por Flexión Dirección Transversal (análisis SAP 2000 V14)

Momento máximo= 5.95 ton-m (Ver Anexo H- 3 - c)

Dimensiones:

b = 19.20 m
 L= 36.50 m
 h= 0.30 m

Datos para el diseño

fy= 4200.0 kg/cm2
 0
 f'c= 210.00 kg/cm2
 rec= 5.00 cm
 h= 30.00 cm
 d= 24.01 cm

Acero Mínimo

Acero mínimo: $s = (\text{acero diam.} / \text{Asm}) \times (b)$ Usando varillas de fierro de 5/8"

Asm = 0,0018 (b) (h) $s = 36.85$ cm

Asm = 5.4 cm²

Diseño por Flexión Dirección longitudinal:

Mu = 5.71 T-m $As = (Mu \cdot 10^5) / (0.9 \times fy (d - a/2))$

Si a = 0,2 d= 4.801 cm $a = As \cdot fy / (0.9 \cdot f'c \cdot B)$

As= 7.40 cm² Iterando

a= 1.65 cm

As= 6.90 cm² Área de refuerzo Calculada

a= 1.53

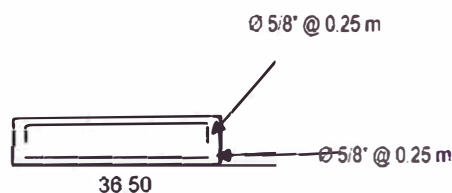
$(a_1 - a_2) / a_1 \cdot 100 < 10\% = 6.81\%$ **Ok!**

Espaciamiento del refuerzo = 26.87 cm

$As\phi \cdot b / As =$

Colocar:

Barras de 5/8" @ 25 cm



Diseño por Flexión Dirección Transversal:

$Mu = 5.95$ T-m $As = (Mu \cdot 10^5) / (0.9 \cdot fy \cdot (d - a/2))$

Si $a = 0.2 d = 4.801$ cm $a = As \cdot fy / (0.9 \cdot f'c \cdot B)$

$As = 7.72$ cm² Iterando

$a = 1.72$ cm

$As = 7.20$ cm² Área de refuerzo Calculada

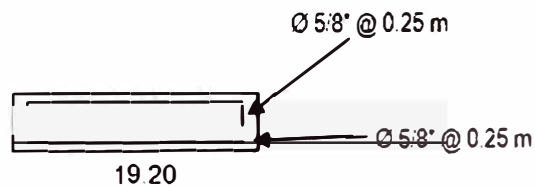
$a = 1.60$

$(a_1 - a_2) / a_1 \cdot 100 < 10\% = 6.67\%$ **Ok!**

Espaciamiento del refuerzo = $As\phi \cdot b / As = 25.78$ cm

Colocar:

Barras de 5/8" @ 25 cm



V. LOSA SUPERIOR.-

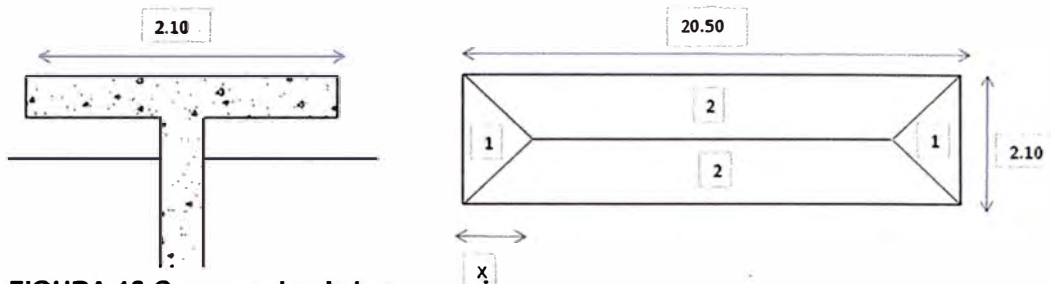


FIGURA 13: Cargas sobre la losa superior.

Fuente: Elaboración Propia

a) PRESION PRODUCIDA POR EL PUENTE BARREDOR

$$W1 = 23.15 \text{ kg/m}^2$$

$$\text{Peso de puente barredor} = 2000.00 \text{ kg}$$

$$\text{Área} = 18 \times 4.80 = 86.40 \text{ m}^2$$

b) SOBRECARGA

$$W2 = 500.00 \text{ kg/m}^2$$

c) COMBINACIONES DE CARGA. RNE. Norma E060-10.2.

"RESISTENCIA REQUERIDA"

$$\text{Comb1: } 1.4 W1 + 1.7 W2$$

$$W = 0.882 \text{ t/m}^2$$

d) ANALISIS PARA EL CALCULO DE MOMENTO MAXIMO

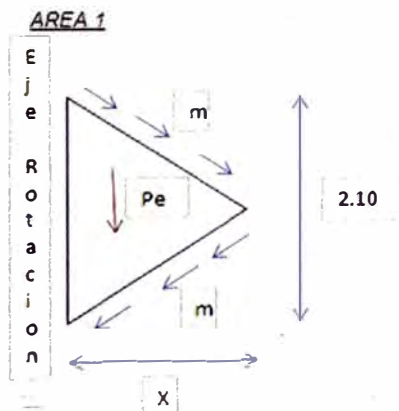


FIGURA 14: Análisis de momento máximo.

Fuente: Elaboración Propia

e) CALCULO DEL PESO EN EL CENTRO DE GRAVEDAD

$$Pe = W(2.10)(X)/2 = 1.05 \quad WX$$

f) CALCULO DEL MOMENTO EN EL EJE DE ROTACIÓN

$$\begin{aligned} \text{Meje} &= (Pe) (X) / 3 - 2.10 \text{ m} = 0 \\ (1.05WX)(X)/3 - 2.10 \text{ m} &= 0 \\ 1.05 \quad W(X^2) / 3 &= 2.10 \text{ m} \end{aligned}$$

Dónde:
$$I = \frac{IX^2}{6} \dots\dots\dots(1)$$

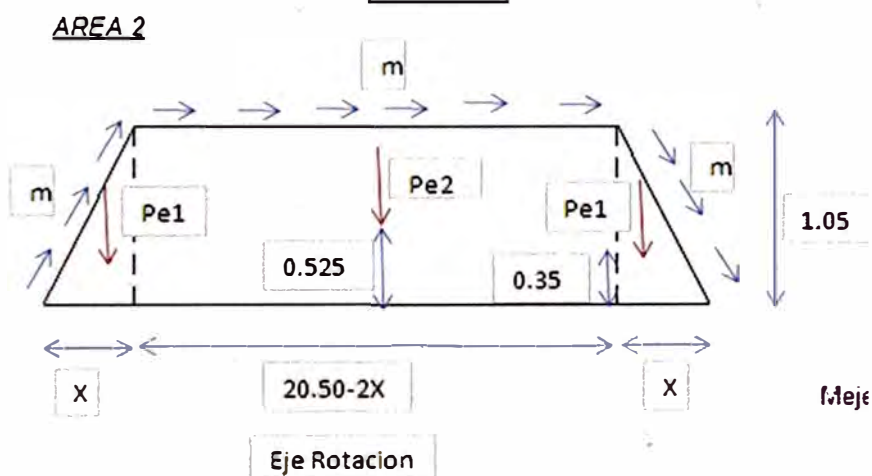


FIGURA 15: Diagrama de rotación.

Fuente: Elaboración Propia

Calculo del Peso en el centro de gravedad

$$\begin{aligned} Pe1 &= W(1.05)(X)/2 = 0.525 \quad WX \\ Pe2 &= W(1.05)(20.50 - 2X) \\ Pe2 &= 21.525 W - 2.10 WX \end{aligned}$$

Calculo del Momento en el eje de rotación

$$\begin{aligned} \text{Meje} &= 20.50m - 2(Pe1)(0.35) - (Pe2)(0.525) = 0 \\ 20.50m - 2(0.525WX)(0.35) - (21.525W - 2.10WX) &= 0 \end{aligned}$$

$$\boxed{20.50 \text{ m} - 1.4675 WX - 11.30 W = 0} \dots(2)$$

dónde: $x = 2.05 \text{ m}$

CALCULO DEL MOMENTO

Asumiendo que es una losa isotrópicamente reforzada, los momentos

Resistentes últimos son los mismos en ambas direcciones.

Reemplazando en 1

$$M = \frac{W L^2}{6}$$

$$= 0.70 \quad W = 0.62 \quad \text{t-m}$$

Dimensiones:

b = 2.10 m
L = 20.50 m
h = 0.30 m

Datos para el diseño

f_y = 4200.0 kg/cm²
f'c = 210.0 kg/cm²
rec = 5.00 cm
h = 30.00 cm
d = 24.37 cm

Determinación del Acero Mínimo

Acero mínimo: $s = (\text{acero diam.} / A_{sm}) \times (b)$ Usando varillas de fierro de 1/2"

$$A_{sm} = 0,0018 (b) (h) \quad s = 23.52 \quad \text{cm}$$

$$A_{sm} = 5.4 \text{ cm}^2$$

Diseño por Flexión Dirección longitudinal:

$$M_u = 0.62 \quad \text{T-m} \quad A_s = (M_u \cdot 10^5) / (0,9 \times f_y (d - a/2))$$

$$\text{Si } a = 0,2 \quad d = 4.873 \quad \text{cm} \quad a = A_s \cdot f_y / (0,9 \cdot f'_c \cdot B)$$

$$A_s = 0.79 \quad \text{cm}^2 \quad \text{Iterando}$$

$$a = 0.18 \quad \text{cm}$$

$$A_s = 0.71 \quad \text{cm}^2 \quad \text{Área de refuerzo Calculada}$$

$$a = 0.16$$

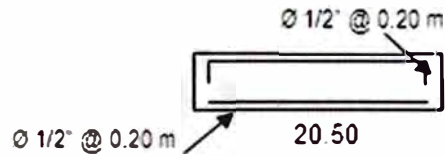
$$(a_1 - a_2) / a_1 \cdot 100 < 10\% = 9.67\% \quad \text{Ok!}$$

Utilizar Acero mínimo

$$\text{Espaciamiento del refuerzo} = A_{sc} \cdot b / A_s = 23.52 \quad \text{cm}$$

Colocar:

Barras de 1/2" @ 20 cm



Diseño por Flexión Dirección Transversal:

$$Mu = 0.62 \text{ T-m}$$

$$As = (Mu \cdot 10^5) / (0.9 \cdot fy \cdot (d - a/2))$$

$$\text{Si } a = 0,2 \text{ d} = 4.873 \text{ cm}$$

$$a = As \cdot fy / (0.9 \cdot f'c \cdot B)$$

$$As = 0.79 \text{ cm}^2 \text{ Iterando}$$

$$a = 0.18 \text{ cm}$$

$$As = 0.71 \text{ cm}^2 \text{ Área de refuerzo Calculada}$$

$$a = 0.16$$

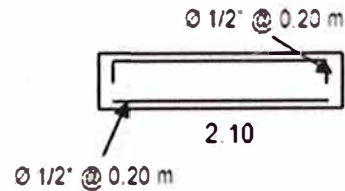
$$(a1 - a2) / a1 \cdot 100 < 10\% = 9.67\% \text{ Ok!}$$

Utilizar Acero mínimo

$$\text{Espaciamiento del refuerzo} = As\phi \cdot b / As = 23.52 \text{ cm}$$

Colocar:

Barras de 1/2" @ 20 cm



3.7 DETALLES DE LA PILETA API

- **Compuerta actuada automáticamente**

Las compuertas su función es admitir caudal a cada bahía y regular el mismo.

Las compuertas están diseñadas y construidas en un todo de acuerdo a lo especificado y siguiendo los lineamientos de la Norma ANSIM / AWWA C501-80 y serán aptas para soportar 1.5 veces la máxima presión hidráulica a que serán sometidas.

- **Tubo ranurado API**

Cada bahía del sistema de tratamiento contará un tubo ranurado tipo API, para recolectar los sobrenadantes que se separen en la zona de separación primaria.

Los sobrenadantes serán recolectados por el labio del tubo ranurado y evacuados hacia la fosa de sobrenadantes con agua en el extremo del último tubo ranurado tipo API, circulando por el interior de los tubos API.

El tubo ranurado de cada compartimento ser regulable en forma giratoria e independiente, para permitir varia la surgencia del labio. Deberá ser accionado por una palanca o dispositivo de tipo sin fin y corona.

El tubo metálico deberá ser resistentes a la corrosión, en acero galvanizado en caliente (espesor mínimo del depósito de zinc 100 micrones).El diámetro y la rigidez será tal que la flecha máxima con líquido en el interior no superara 0.5 mm.

Los dispositivos de guía deberán evitar cualquier desplazamiento en sentido horizontal del tubo y asegurar que permitirán la rotación del tubo aun cuando alternativamente estén sumergidos o al aire libre.

Se deberá incluir un dispositivo indicador de la sumergencia del labio.

- **Puente Barredor**

Cada bahía del sistema de tratamiento contará con un puente barredor. Los lodos sedimentados en el fondo de los equipos deberán ser arrastrados hacia unas tolvas de extracción, siendo 2 por cada compartimento. Los sobrenadantes serán empujados hacia el dispositivo extractor de sobrenadantes en el extremo opuesto de donde se recolectan los lodos.

El puente barredor de cada equipo, deberá ser accionado por un motorreductor con un factor de servicio AGMA de 5 como mínimo.

El puente estará compuesto principalmente por un chasis de perfiles y/o chapas plegadas rigidizado por medio de entramados, con una pasarela metálica recubierta por un enrejado y equipada con una baranda. Tendrá puntos de apoyo para aplicación de gatos de izaje para mantenimiento.

Los elementos constitutivos del puente deberán ser resistentes a la corrosión, en acero

Los dispositivos de guía deberán evitar cualquier desplazamiento transversal del puente. Se deberá incluir un limitador de esfuerzo para cada motorreductor, que accionará una alarma y la detención del puente en caso de bloqueo.

Los rascadores de fondo serán de Ac. inox. AISI 304 L con elementos barredor reemplazables de neopreno.

El funcionamiento del puente rascador (Velocidad e intermitencia) será controlado por un PLC. Los dispositivos de seguridad constarán de, por lo menos, dos interruptores de

- **Sistema recolector de sobrenadantes**

En el extremo de salida de cada bahía, al nivel del agua y junto a la pantalla que evita la salida de sobrenadantes, se coloca un sistema recolector de sobrenadantes, coordinado con el puente barredor, de manera que cuando este llegue a dicho extremos, el elemento barredor de superficie empuje los sobrenadantes, con un mínimo de agua arrastrada, hasta la parte superior del elemento recolector de sobrenadantes.

El elemento tendrá el ancho de la bahía.

Los elementos constitutivos del sistema recolector de sobrenadantes deberán ser resistentes a la corrosión, en acero inoxidable calidad AISI 304 L o superior, y deberán asegurar cualquier corrosión futura.

Los dispositivos de fijación deberán evitar cualquier desplazamiento del sistema recolector de sobrenadante, una vez montado y regulado. Se deberá incluir las tuberías necesarias para la conducción de los sobrenadantes hasta la fosa de sobrenadantes con agua, para cada bahía.

- **Compuerta actuada manualmente**

En la salida del efluente tratado se proveerá una compuerta actuada mediante accionamiento eléctrico, de comando manual.

La compuerta servirá para impedir cualquier salida de líquido ante una situación imprevista. (Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 18), "Compuerta Actuada manualmente para el ingreso del drenaje pluvial.

- **Bombas de lodos**

Serán bombas de Bombas de doble diafragma y accionamiento por aire comprimido, con sistema de distribución de aire de mantenimiento totalmente externo:

El cuerpo será hierro fundido nodular y el diafragma y válvulas de retención de Neopreno o Viton. Las válvulas de retención de bola, con capacidad de aspiración para funcionar a nivel de piso. Ellas serán específicamente adecuadas para el paso de agua con sólidos abrasivos y que puedan contener objetos trapos, materiales fibrosos, arenas y otros desperdicios.

- **Bombas de recirculación de agua**

Las bombas serán de eje vertical, no obstruibles, de simple etapa, centrífugas, de impulsor radial, y serán previstas para funcionar en forma continua, parcial o totalmente sumergidas. Ellas serán específicamente adecuadas para el paso de agua con sólidos que puedan contener objetos de hasta 80 mm de diámetro, trapos, materiales fibrosos, arenas y otros desperdicios..

La construcción será de concepción resistente al desgaste. La refrigeración será por circulación del líquido bombeado.

El soporte e instalación de la bomba se hará con un codo de salida, en fundición, con acople automático hacia la bomba y brida deslizante para su conexión a la cañería de salida. El conjunto tendrá dos barras guía entre la plataforma y el codo soporte en acero galvanizado en caliente, y cables de elevación en acero inoxidable o galvanizado fijados a la bomba.

- **Bombas de sobrenadantes**

Ídem bombas de lodos, para un caudal de 200 lts-hora de hidrocarburos.

- **Sopladores de aire**

Este rubro comprende la provisión de los soplantes del sistema de aireación. Para este proyecto se suministrará como mínimo 3 sopladores de desplazamiento positivo, completos, con sus motores eléctricos y todos los accesorios necesarios para su correcto funcionamiento dentro de las características de diseño.

Cada soplador será capaz de entregar el 50 % los m³/h de aire, para la totalidad de las bahías, necesarios según las condiciones de diseño. Cada unidad será de tipo rotativo de desplazamiento positivo, diseñada para servicio continuo.

Los impulsores serán maquinados en fundición gris de alta resistencia con forma envolvente exacta, y sujetos permanentemente a los ejes de acero. Impulsores y ejes serán balanceados estática y dinámicamente para operar libres de vibraciones.

Los rodamientos serán antifricción, diseñados para manejar la tracción de correas en V. Deberán ser del tipo autocentrante en un plano axial para permitir que los impulsores se coloquen por sí mismos exactamente entre las placas del cabezal.

La lubricación de los engranajes de distribución y rodamientos de punta de engranajes será por salpicado de aceite proveniente de una cámara de aceite estanca que rodee los engranajes de distribución. Los rodamientos de propulsión serán lubricados por salpicado. Los sopladores estarán provistos de sellos para prevenir la entrada de aceite y grasa en la cámara de impulsores.

Cada soplador estará provisto con un motor de inducción tipo jaula de ardilla, de velocidad constante.

Cada soplador estará montado en una estructura fabricada de acero, única y robusta, de largo total correctamente apuntalada para formar un soporte rígido para toda la unidad. Las bases de deslizamiento del motor, deberán tener dos (2) tornillos de avance para ajustar la tensión de la correa.

Los sopladores deberán tener fundaciones independientes, con dados de hormigón, aislados de la estructura principal mediante sellador poliuretánico, que absorban las vibraciones que puedan ocurrir por fallas en el equipamiento, evitando que se transmitan a la estructura de la sala de sopladores.

- **Aereadores**

Cada bahía deberá ser perfectamente aereadas por medio de aereadores sumergibles. Estos sistemas correctamente dispuestos a lo largo de cada bahía deberán abastecer perfectamente a la totalidad de los volúmenes destinados a la separación secundaria.

Su función será evitar que se creen condiciones anaeróbicas en la zona de separación secundaria.

La disposición de los aereadores será tal que permita la libre circulación del puente barredor.

El sistema de aireación comienza en el manguito de acople del soplante, y termina en los difusores de aire, y comprende la provisión e instalación de todas las tuberías, piezas especiales, válvulas, difusores y todo otro insumo que sea necesario para el correcto funcionamiento del mismo.

De la cañería principal se derivará una cañería de alimentación a cada bahía. De ésta, a su vez, se realizarán derivaciones y cada una de estas derivaciones alimentará a dos difusores.

Las tuberías de transferencia de aire comprende el manifold de impulsión de aire desde el soplante hasta la cañería de alimentación a cada bahía. Estas se construirán en acero ASTM A56 GrB adecuadamente protegido contra la corrosión, con uniones soldadas entre caños, piezas especiales y accesorios. En sectores convenientes, se colocarán uniones bridadas para montaje y/o reparaciones

El sistema deberá contar con un sistema de purga para eliminar el agua de condensación.

- **Oil Skimmers**

El desnatador de aceite, remueve todo tipo de aceites residuales y grasas que flotan en la superficie del agua u otros líquidos.

Se proveerán dos skimmers a cinta, capaces de ajustarse a variaciones importantes en los niveles de agua y deberán atrapar escasa cantidad de agua, de modo evacuar un producto casi libre de agua. Los skimmers a cinta serán aptos para trabajar en forma vertical o levemente inclinados de la posición vertical. La cinta de los skimmers será de acero inoxidable AISI 316 o superior.

Para el presente proyecto la capacidad de a cada equipo será de 150 lts de aceite por hora como mínimo.

- **Tanque tipo API**

Se proveerá un tanque para acumulación de sobrenadantes, según norma API, Para el presente estudio se utilizó de diámetro 6,00m y altura útil de líquido de 6,00m, con techo fijo. En este tanque es donde se almacena el condensado que recolecta al final del tratamiento el skimmer (faja recolectora de nata de aceites/condensado), el cual es reinyectado a unos de los procesos de deshidratación del hidrocarburo. (Ver Panel fotográfico Anexo k-fotografía 19).

Fosa de Lodos

Lugar de almacenamiento de los lodos provenientes de la sedimentación del proceso primario y secundario. Para ser evacuado a la fosa de secado de lodos / lecho de secado de lodos.

3.8 FOSA DE SECADO DE LODOS

El sistema cuenta con una playa de secado de lodos no contaminados, con una superficie no inferior a 48 m² cada una, aptas para operar bajo un tinglado que las proteja de la lluvia vertical y hasta de 45 grados de inclinación.

El líquido percolado de las playas vuelve al inicio de las Piletas API por gravedad. El lodo secado será extraído en forma manual, por medio de palas, con un contenido de humedad inferior al 70 %.La operación de un lecho de secado de arena es una función de:

- La concentración de sólidos del lodo aplicado
- Profundidad del lodo aplicado
- Pérdidas de agua a través del sistema de drenaje
- Grado y tipo de digestión suministrada
- Tasa de evaporación (la cual es afectada por muchos factores ambientales)
- Tipo de método de remoción usado, y
- Método de disposición última utilizado

- **GEOMETRÍA**

Un lecho de secado típico debe ser diseñado para retener en una o más secciones, el volumen total de lodo removido del digestor. Los elementos estructurales del lecho incluyen los muros laterales, tuberías de drenaje, capas de arena y grava, divisiones o tabiques, decantadores, canales de distribución de lodo y muros. Los muros laterales deben tener un borde libre entre 0.5 y 0.9 m por encima de la arena. Debe asegurarse que no existan filtraciones laterales a través de los muros separadores. En la tabla 3.5 aparecen los valores de área requerida en m² por habitante según el tipo de lodo que se deben usar.

Tabla 3.5: Área requerida según la fuente del lodo y el cubrimiento del lecho.

Fuente de lodo inicial	Área (m ² /cap) (lecho sin cobertura)	Área (m ² /cap) (lecho con cobertura)
Primario	0.07 – 0.14	0.05 – 0.09
Primario mas químicos	0.14 – 0.23	0.09 – 0.173
Primario mas filtros percoladores de baja tasa	0.12 – 0.17	0.086 – 0.145
Primario mas lodos activados de desecho	0.16 – 0.51	0.094 – 0.156

Fuente: Elaboración Propia

- **DRENAJES**

Medios Se recomiendan utilizar como medios de drenaje capas de grava y de arena.2. Espesores

Se recomienda que la capa de grava tenga un espesor entre 200 y 460 mm. y la capa de arena un espesor entre 300 y 460 mm.

- **GRANULOMETRÍAS**

Las partículas de grava deben presentar un diámetro entre 3 y 25 mm. La arena debe presentar las siguientes especificaciones: 1) partículas limpias, duras, durables y libres de arcilla, polvo, ceniza u otro material extraño 2) el coeficiente de uniformidad debe estar entre 3.5 y 4.0, 3) el tamaño efectivo de los granos de arena debe estar entre 0.3 y 0.75 mm. En algunos casos, en vez de arena se puede usar antracita o grava fina con tamaño efectivo de 0.4mm

- **RECOLECCIÓN DE PERCOLADOS**

La recolección de percolados se efectuará a través de tuberías de drenaje de plástico o de teja de arcilla vitrificada con junta abierta. Las tuberías de drenaje

principal deben tener no menos de 100 milímetros de diámetro y una pendiente no menor a 1%; deben espaciarse entre 2.5 y 6 m y debe tenerse en cuenta el tipo de remoción de lodo que se emplee. Se localizarán por debajo de la capa de grava con no menos de 150 mm de este material por encima de ellas. Se recomienda que los canales laterales de alimentación de las tuberías principales tengan un espaciamiento entre 2.5 y 3 m. En los casos en que la infiltración sea un peligro para las aguas subterráneas, debe sellarse el fondo de lecho con un bitumen u otra membrana impermeable. El área situada alrededor de las tejas de drenaje debe rellenarse con grava.

Tasa másica de carga superficial

Tabla 3.6: Valores de tasa de carga másica

Fuente inicial de lodos	Tasa de carga superficial (kg/(m ² año))
Primario	134
Primario mas químicos	110
Primario mas filtros percoladores de baja tasa	110
Primario mas lodos activados de desecho	73

Fuente: Elaboración Propia

Necesidad de Cobertura. La cubierta proporciona un techo al lecho de arena. La necesidad de utilizarla depende de las condiciones ambientales de la zona. Su uso se recomienda en zonas de alta precipitación. Sin embargo, el diseñador estará en libertad para decidir si se coloca o no cobertura al lecho. En condiciones climatológicas favorables, la evaporación es más rápida en los lechos descubiertos que en los cubiertos. En los cubiertos es conveniente mantener las ventilaciones cerradas durante la etapa de escurrimiento, para mantener la temperatura, y abrirlas durante la etapa de evaporación para que se renueve el aire. 7. Operación y mantenimiento. Se debe tener un manual de operación y mantenimiento que contemple los siguientes aspectos:

Control de olores.

Control del lodo influente.

Control de las dosificaciones.

Operación bajo condiciones de carga mínima y máxima.

Operación bajo condiciones de caudal mínimo y caudal máximo.

Programa de inspección periódico.

Control de insectos y crecimiento de plantas.

Manejo de la torta de lodos seca.

Programa de muestreos y control de muestras en el laboratorio.

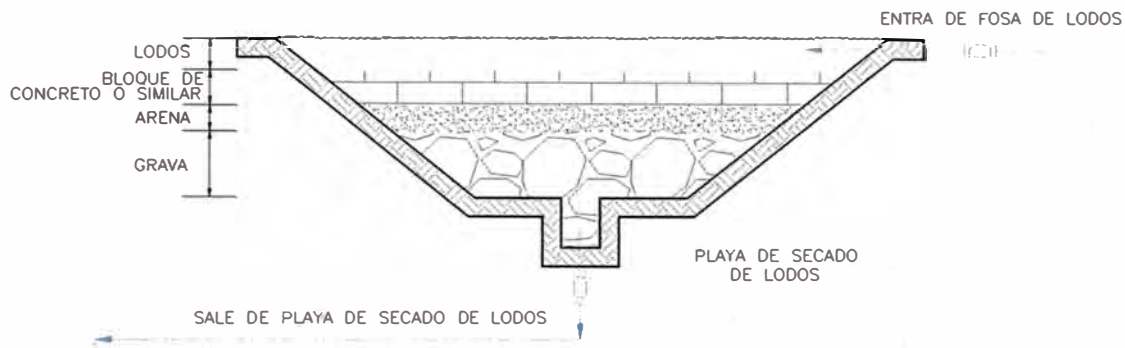


FIGURA 16: Esquema de fosa de secado de lodos.

Fuente: Elaboración Propia

3.9 CALIDAD DEL AGUA A SER EVACUADO AL RIO

Se debe proveer un medidor de porcentaje de hidrocarburos en agua basado en foto detección lumínica, conectado al PLC. El mismo debe ser capaz de medir proporciones de hidrocarburos menores a 20 ppm, con un error de ± 2 ppm. Debe poseer sistema de muestreo autolimpiante.

Debe tener certificación para instalación para área explosiva, tener display local y señal 4-20 mA.

El detector a proveer debe ser del tipo "Oil in Water", OILARM de la firma Inventive Systems Incorporated.

3.10 VERIFICACION DE CAUDAL DE APOORTE A LA PILETA

• CRITERIOS GENERALES

El sistema de evacuación de las aguas de drenaje, está conformado por tramos de tuberías de drenaje de sección circular y cámaras de conexión e inspección, cambio de dirección. Todo el sistema evacua por gravedad de acuerdo a las pendientes asignadas en los planos de tuberías.

La evacuación de las aguas se realizará por circuitos de tuberías hacia al colector principal para luego enviarlas por tubería hacia su respectivo tratamiento

en la pileta API. El diámetro de la tubería es variado según los caudales requeridos en función del área de captación. (Anexo C y anexo D)

• **CRITERIOS HIDRAULICOS**

El sistema se dimensionará para un caudal de periodo de retorno de 10 años. Los coeficientes de rugosidad de Manning a ser adoptados será 0.01.

- Sección circular de tuberías en dos tipos:
 - a) KARH tipo PR que resista carga de tráfico de 20 T por eje, tapada entre 1 a 5 m y con grado de compactación del 97% de densidad de Proctor.
 - b) Acero carbonado en el sector de los hot oil.

Para los aportes de caudales al sistema se consideran los caudales de precipitaciones pluviales de acuerdo a lo establecido por las normas peruanas (Intensidad de lluvia de 98 mm/h o 0.027222 mm/seg) y adicionalmente el caudal de aguas contra incendio de acuerdo a lo definido en la ingeniería básica con un $Q_{min} = 1750$ gpm (que equivale aproximadamente al caudal de agua proporcionado por dos monitores). La relación H/D de la tubería no deberá ser mayor a 0.70.

Tabla 3.7: Planilla Cálculo de Caudales

AREAS DE APORTE (EQUIPO)	AREA (m ²)	CAMARAS		CAUDAL (m ³ /seg)			CAUDAL ACUMULADO (m ³ /seg)
		INICIAL	FINAL	Prec. Pluvial	Incendio	Tramo	
CALCULO DE LA RED SECUNDARIA							
RED SECUNDARIA 1							
WHRU 6 y 7	730	CRW - 555	CRW - 556	0.016	0.28	0.291	0.291
		CRW - 556	CRW - 557				0.291
		CRW - 201	CRW - 557				0.291
		CRW - 557	CRW - 558				0.291
		CRW - 558	CRW - 559				0.291
		CRW - 559	CRW - 560				0.291
		CRW - 560	CRW - 561				0.291
		CRW - 561	CRW - 570				0.291
RED SECUNDARIA 2							
Bullets	2500	CRW - 73	CRW - 565	0.056	0.220	0.276	0.276
		CRW - 565	CRW - 566				0.276
		CRW - 566	CRW - 567				0.276

		CRW - 567	CRW - 570				0.276
RED SECUNDARIA 3							
TD - 2	316	TD - 2	CRW - 550	0.007	0.110	0.117	0.117
		CRW - 550	CRW - 551				0.117
		CRW - 551	CRW - 552				0.117
		CRW - 552	CRW - 553				0.117
		CRW - 553	CRW - 554				0.117
		CRW - 554	CRW - 571				0.117
RED SECUNDARIA 4							
Hot Oil Heaters	1420	CRW - 530	CRW - 531	0.032	0.165	0.197	0.197
		CRW - 531	CRW - 532				0.197
		CRW - 532	CRW - 533				0.197
		CRW - 533	CRW - 535				0.197
Hot Oil Surge Drums	720	EXISTENTE	CRW - 534	0.016		0.016	0.213
		CRW - 534	CRW - 535				0.213
		CRW - 535	CRW - 536				0.410
	686	CRW - 537	CRW - 538	0.015		0.015	0.015
		CRW - 538	CRW - 536				0.426
		CRW - 535	CRW - 539				0.426
	*	TIE IN 15	CRW - 539				0.426
		CRW - 539	CRW - 540				0.426
Cryogenic Unit N 2	1650	TIE IN 16	CRW - 540	0.037	0.110	0.147	0.037
		CRW - 540	CRW - 541				0.463
	*	TIE IN 17	CRW - 541				0.463
		CRW - 540	CRW - 541				0.463
	*	TIE IN 18	CRW - 541				0.463
		CRW - 541	CRW - 542				0.463
Cryogenic Unit N 1	1690	TIE IN 19	CRW - 542	0.038	0.110	0.148	0.038
		CRW - 542	CRW - 543				0.501
	*	TIE IN 20	CRW - 543				0.501
		CRW - 543	CRW - 544				0.501
Losa de Almacenamiento	16	CRW - 544	CRW - 545	0.0004		0.0004	0.000
Glycol Tank/Pumps	340	CRW - 546	CRW - 575	0.008	0.055	0.063	0.008
		CRW - 544	CRW - 575				0.509
RED SECUNDARIA 5							
Cryogenic Unit N 4	3030	TIE IN 05	CRW - 525	0.068	0.110	0.178	0.178
		CRW - 525	CRW - 526				0.178
Cryogenic Unit N 3	2780	TIE IN 06	CRW - 526	0.063	0.055	0.118	0.118
		CRW - 526	CRW - 527				0.296
		TIE IN 07	CRW - 527				0.296
		CRW - 527	CRW - 528				0.296
		CRW - 528	CRW - 529				0.296
		CRW - 529	CRW - 576				0.296
RED SECUNDARIA 6							
Dehydration	400	CRW - 510	CRW - 511	0.009	0.110	0.119	0.119
		CRW - 511	CRW - 512				0.119

		CRW - 201	CRW - 513				0.119
		CRW - 513	CRW - 515				0.119
Condensate Stabilization Unit N 2	570	CRW - 514	CRW - 515				0.119
		CRW - 515	CRW - 516				0.119
		CRW - 516	CRW - 302				0.119
*Condensate	5190	CRW - 302	CRW - 316	0.117		0.117	0.236
*Condensate	2500	CRW - 316	CRW - 306	0.056		0.056	0.293
*		CRW - 306	CRW - 319				0.293
		CRW - 319	CRW - 501				0.293
RED SECUNDARIA 7							
**Condensate Stabilization Unit N 1	1090	EXISTENTE	CRW - 43	0.025		0.025	0.025
Slug Catcher Liquid Header	370	TIE IN 001	CRW - 500	0.008	0.055	0.063	0.025
**		CRW - 500	CRW - 43				0.049
**		CRW - 43	CRW - 319				0.049
		CRW - 319	CRW - 501				0.049
		CRW - 501	CRW - 579				0.342
RED SECUNDARIA 8							
Tanque de Combustible		Existente	CRW - 565	0.006	0.440	0.006	0.006
		CRW - 565	CRW - 566				0.006
		CRW - 566	CRW - 567				0.006
		CRW - 567	CRW - 568				0.006
		CRW - 568	CRW - 582				0.006
CALCULO DE LA RED PRINCIPAL (COLECTOR PRINCIPAL)							
		CRW - 570	CRW - 571	0.072			0.072
		CRW - 571	CRW - 572	0.007			0.079
		CRW - 572	CRW - 573				0.079
Water Treatment Area	940	CRW - 555	CRW - 573	0.021			0.021
		CRW - 573	CRW - 574				0.100
		CRW - 574	CRW - 575				0.100
		CRW - 575	CRW - 576	0.115			0.215
		CRW - 576	CRW - 577	0.130			0.345
		CRW - 519	CRW - 577				0.345
Mini Topping	180	CRW - 519	CRW - 577	0.004		0.004	0.004
		CRW - 577	CRW - 578				0.349
Pileta		CRW - 578	CRW - 579	0.006		0.006	0.006
		CRW - 579	CRW - 580	0.215			0.570
		CRW - 580	CRW - 581				0.570
		CRW - 581	CRW - 582				0.570
		CRW - 582	CRW - 583				0.575
		CRW - 583	CRW - 584				0.575
		CRW - 584	CRW - 585				0.575
		CRW - 585	CRW - 586				0.575
		CRW - 586	CRW - 587				0.575
		CRW - 587	CRW - 588				0.575

		CRW - 588	CRW - 589				0.575
		CRW - 589	CRW - 590				0.575
Taller Drilling	706.6	CRW - 591	CRW - 590	0.016		0.016	0.016
		CRW - 590	CRW - 592				0.591
		CRW - 592	CRW - 593				0.591
INGRESO PILETA API		CRW - 593	PILETA API				0.591
SALIDA APILETA API		PILETA API	CRW - 593				0.591
		CRW - 593	CRW - 594				0.591
		CRW - 594	CRW - 595				0.591
		CRW - 595	CANAL				0.591

*Sistema de Drenaje del EPC – 21.

**Sistema de Drenaje Existente.

Fuente: Elaboración Propia

En los sistemas * y ** la ing. De Detalle considera las áreas de aporte que evacuan sus aguas a la Red Secundaria 7 y consecuentemente al colector principal del EPC- 24.La distribución de las redes, ubicación de cámaras, tramos y colector principal podrán ser claramente identificados en el Plano General y Key Plan No. Plano general para obras civiles, (Ver Anexo I)

• CRITERIOS CONCEPTUALES

Las tuberías a utilizar serán de tipo KARH tipo PR 100 y de Acero Al Carbono como especifica en la Tabla 3 “Planta Malvinas – Sistema De Drenaje Aguas De Lluvia Contaminables – Informe Técnico”.

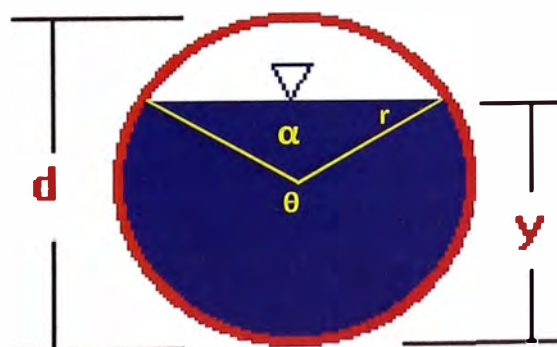


FIGURA 17: Geometría de la tubería de recolección.

Fuente: Elaboración Propia

Para el cálculo y diseño de tuberías a sección parcial utilizaremos la fórmula de:

$$A = \frac{1}{8} (\theta - \text{sen}\theta) \times D^2$$

$$P = \frac{1}{2} \theta \times D$$

$$R_h = \frac{1}{4} \left(1 - \frac{\text{sen} \theta}{\theta}\right) \times D$$

$$V = \frac{0.397 \times D^{\frac{2}{3}}}{n} \left(1 - \frac{360 \times \text{sen} \theta}{2 \times \pi \times \theta}\right)^{\frac{2}{3}} \times S^{\frac{1}{2}}$$

$$Q = \frac{D^{\frac{8}{3}}}{7257.15 \times n \times (2\pi\theta)^{\frac{3}{2}}} (2\pi\theta - 360 \text{sen} \theta)^{\frac{5}{3}} \times S^{\frac{1}{2}}$$

Dónde:

D = Diámetro de la tubería.

r = Radio de la tubería.

A = Área hidráulica efectiva.

P = Perímetro mojado.

S = la pendiente de del canal.

n = Para tubería PEAD y de acero se toma 0.10.

Rh = Es el radio hidráulico.

V = velocidad del agua.

Q = Caudal efectivo de la tubería en función de (y/D=0.70)

- **DIMENSIONADO.**

VERIFICACIÓN DE CÁLCULO SECCIONES DE TUBERIA:

En la Tabla 3.7, muestra los valores obtenidos de caudales de tuberías para tramos considerados del drenaje pluvial y sus consideraciones recomendadas, según el documento PCSE-465-MC-Y-002 (Anexo J) "PLANTA MALVINAS – SISTEMA DE DRENJE AGUAS DE LLUVIA CONTAMINABLE – INFORME TÉCNICO".

Tabla 3.8: Planilla De Calculo Diámetros de Tuberías

AREAS DE APOORTE (EQUIPO)	AREA (m ²)	CAMA RAS		LONGITUD DEL TRAMO	PENDIENTE (m/m)	DIAMETRO DEL TUBO (pulg)		VEL. (m/seg)	Qmax TUBERIA (m ³ /seg)
		INICIAL	FINAL			PCSE-465-MC-Y-002	ING. DETALLE		
CALCULO DE LA RED SECUNDARIA									
RED SECUNDARIA 1									
WHRU 6 y 7	730	CRW - 555	CRW - 556	6.00	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 556	CRW - 557	25.80	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 201	CRW - 557	1.56	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 557	CRW - 558	37.00	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 558	CRW - 559	40.56	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 559	CRW - 560	46.00	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 560	CRW - 561	49.00	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 561	CRW - 570	42.50	0.005	16	16	1.32	0.52
RED SECUNDARIA 2									
Bullets	2500	CRW - 73	CRW - 565	9.10	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 565	CRW - 566	38.01	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 566	CRW - 567	21.30	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 567	CRW - 570	23.50	0.005	16	16	1.320	0.52
RED SECUNDARIA 3									
TD - 2	316	TD - 2	CRW - 550	6.52	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 550	CRW - 551	32.81	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 551	CRW - 552	36.41	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 552	CRW - 553	36.41	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 553	CRW - 554	37.51	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 554	CRW - 571	14.33	0.005	16	16	1.320	0.52
RED SECUNDARIA 4									
Hot Oil Heaters	1420	CRW - 530	CRW - 531	6.51	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 531	CRW - 532	10.20	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 532	CRW - 533	20.50	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 533	CRW - 535	34.50	0.005	16	16	1.320	0.52
Hot Oil Surge Drums	720	EXISTENTE	CRW - 534	3.40	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 534	CRW - 535	10.70	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 535	CRW - 536	24.00	0.005	10	10	0.965	0.38

	686	CRW - 537	CRW - 538	30.60	0.005	10	10	0.965	0.38
		CRW - 538	CRW - 536	48.80	0.005	10	10	0.965	0.38
		CRW - 535	CRW - 539	36.30	0.005	16	16	1.320	0.52
	*	TIE IN 15	CRW - 539	5.40	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 539	CRW - 540	32.90	0.005	16	16	1.320	0.52
Cryogenic Unit N 2	1650	TIE IN 16	CRW - 540	3.70	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 540	CRW - 541	33.80	0.005	16	16	1.320	0.52
	*	TIE IN 17	CRW - 541	3.65	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 540	CRW - 541	33.80	0.005	16	16	1.320	0.52
	*	TIE IN 18	CRW - 541	4.30	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 541	CRW - 542	25.66	0.005	16	16	1.320	0.52
Cryogenic Unit N 1	1690	TIE IN 19	CRW - 542	3.80	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 542	CRW - 543	35.90	0.007	16	16	1.562	0.61
	*	TIE IN 20	CRW - 543	4.10	0.007	16	16	1.562	0.61
		CRW - 543	CRW - 544	4.80	0.007	16	16	1.562	0.61
Losa de Almacenamiento	16	CRW - 544	CRW - 545	4.70	0.007	16	16	1.562	0.61
Glycol Tank/Pumps	340	CRW - 546	CRW - 575	10.30	0.005	16	16	1.320	0.52
		CRW - 544	CRW - 575	27.30	0.007	16	16	1.562	0.61
RED SECUNDARIA 5									
Cryogenic Unit N 4	3030	TIE IN 05	CRW - 525	4.00	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 525	CRW - 526	41.70	0.005	16	16	1.32	0.52
Cryogenic Unit N 3	2780	TIE IN 06	CRW - 526	4.00	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 526	CRW - 527	25.30	0.005	16	16	1.32	0.52
		TIE IN 07	CRW - 527	4.00	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 527	CRW - 528	10.00	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 528	CRW - 529	39.10	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 529	CRW - 576	4.60	0.005	16	16	1.32	0.52
RED SECUNDARIA 6									
Dehydratation	400	CRW - 510	CRW - 511	15.50	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 511	CRW - 512	40.00	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 201	CRW - 513	5.00	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 513	CRW - 515	24.00	0.005	16	16	1.32	0.52
Condensate Stabilization Unit	570	CRW - 514	CRW - 515	12.00	0.005	16	16	1.32	0.52

		CRW - 515	CRW - 516	50.30	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 516	CRW - 302	25.50	0.005	16	16	1.32	0.52
*Condensate Stabilization Unit	5190	CRW - 302	CRW - 316	121.04	0.003	14	14	0.94	0.37
*Condensate Stabilization Unit	2500	CRW - 316	CRW - 306	65.72	0.003	18	18	1.11	0.43
*		CRW - 306	CRW - 319	27.40	0.003	22	22	1.26	0.50
		CRW - 319	CRW - 501	1.50	0.005	22	22	1.63	0.64
RED SECUNDARIA									
**Condensate Stabilization Unit	1090	EXISTENTE	CRW - 43	140.65	0.005	12	12	1.09	0.43
Slug Catcher Liquid Header	370	TIE IN 001	CRW - 500	2.20	0.005		10	0.96	0.38
**		CRW - 500	CRW - 43	12.20	0.005		10	0.96	0.38
**		CRW - 43	CRW - 319	88.19	0.003	10	10	0.75	0.29
		CRW - 319	CRW - 501	1.50	0.005	22	22	1.63	0.64
		CRW - 501	CRW - 579	7.6	0.005	22	22	1.63	0.64
RED SECUNDARIA 8									
Tanque de Combustible		Existente	CRW - 565	15.01	0.01	6	6	0.97	0.38
		CRW - 565	CRW - 566	27.82	0.01	6	6	0.97	0.38
		CRW - 566	CRW - 567	36.03	0.01	6	6	0.97	0.38
		CRW - 567	CRW - 568	45.00	0.01	6	6	0.97	0.38
		CRW - 568	CRW - 582	45.00	0.01	6	6	0.97	0.38
CALCULO DE LA RED PRINCIPAL (COLECTOR PRINCIPAL)									
		CRW - 570	CRW - 571	27.65	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 571	CRW - 572	57.55	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 572	CRW - 573	45	0.005	16	16	1.32	0.52
Water Treatment Area	940	CRW - 555	CRW - 573	7.5	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 573	CRW - 574	33	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 574	CRW - 575	41	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 575	CRW - 576	21	0.005	22	22	1.71	0.80
		CRW - 576	CRW - 577	45	0.005	22	22	1.71	0.80
		CRW - 519	CRW - 577	8.5	0.005	22	22	1.71	0.80
Mini Topping	180	CRW - 519	CRW - 577	8.5	0.005	16	16	1.32	0.52
		CRW - 577	CRW - 578	42.3	0.005	22	22	1.63	0.64
Pileta		CRW - 578	CRW - 579	30.81	0.007	34	34	2.58	1.01
		CRW - 579	CRW - 580	11.5	0.007	34	34	2.58	1.01

		CRW - 580	CRW - 581	41.2	0.007	34	34	2.58	1.01
		CRW - 581	CRW - 582	48.7	0.007	34	34	2.58	1.01
		CRW - 582	CRW - 583	48.5	0.007	34	34	2.58	1.01
		CRW - 583	CRW - 584	48.5	0.007	34	34	2.58	1.01
		CRW - 584	CRW - 585	48.5	0.007	34	34	2.58	1.01
		CRW - 585	CRW - 586	48.5	0.007	34	34	2.58	1.01
		CRW - 586	CRW - 587	48.5	0.007	34	34	2.58	1.01
		CRW - 587	CRW - 588	48.5	0.007	34	34	2.58	1.01
		CRW - 588	CRW - 589	48.5	0.007	34	34	2.58	1.01
		CRW - 589	CRW - 590	16.2	0.006	34	34	2.39	0.94
Taller Drilling	706.6	CRW - 591	CRW - 590	4.6	0.004	34	34	1.95	0.77
		CRW - 590	CRW - 592	32.3	0.004	34	34	1.95	0.77
		CRW - 592	CRW - 593	48.2	0.004	34	34	1.95	0.77
INGRESO PILETA API		CRW - 593	PILETA API	10	0.004	34	34	1.95	0.77
SALID API PILETA API		PILETA API	CRW - 593	13.75	0.004	34	34	1.95	0.77
		CRW - 593	CRW - 594	61.8	0.004	34	34	1.95	0.77
		CRW - 594	CRW - 595	43.8	0.004	34	34	1.95	0.77
		CRW - 595	CANAL	43.7	0.004	34	34	1.95	0.77

*Sistema de Drenaje del EPC – 21.

**Sistema de Drenaje Existente.

Fuente: Elaboración Propia

En los sistemas * y ** la ing. De Detalle considera las áreas de aporte que evacuan sus aguas a la Red Secundaria 7 y consecuentemente al colector principal del EPC- 24

CAPÍTULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

Para el presente proyecto correspondiente Planta de gas Las Malvinas, se ha utilizado básicamente el caudal de lluvias para el caso que esté en contacto con material contaminante que por lo general es en pequeñas cantidades ,pero indispensable ser tratadas con el fin de preservar el medio ambiente.

Como se observa el tratamiento consta básicamente de un tratamiento de sedimentación por gravedad y por flotación los aceites/condensados, el cual es llevado a una fosa de sobrenadantes y finalmente por un equipo llamado Skimmer el cual separa los posibles aceites/condensados sobrenadantes con el fin de que el líquido que se evacue al rio cumpla los estándares de calidad señalado en el presente informe (Punto 3.9). Este es controlado de manera automatizada por un medidor, el cual se almacena los datos mediante un PLC.

Asegurando así que cumpla los estándares de Calidad del agua.

A su vez es necesario aclarar que si el agua a tratar hubiera sido agua de proceso, es decir agua producto de la deshidratación del hidrocarburo, agua proveniente de la corriente del pozo, el tratamiento sería distinto, en años anteriores se evacuaba el agua de proceso al rio, en la actualidad es utilizado para mantener una presión estable en el pozo, es reinyectado previo tratamiento. Ya que con el tiempo al extraer hidrocarburo éste pierde presión.

Realizando la verificación o recalcu del sistema de drenaje (Tabla 1 y 2) Caudales de aporte al sistema y Diámetros de tuberías respectivamente, cumplen con los parámetros de velocidades admisibles en las tuberías, caudales a desalojar y caudales máximos permisibles en la tubería.

Para el diámetro de la tubería en el colector principal, los caudales obtenidos a desalojar son inferiores al caudal permitido por la tubería en 0.591 m³/seg o 2130 m³/h, por lo tanto el diámetro de la tubería debe ser de un diámetro mayor p igual 34" que es la adecuada, con el margen para futuras ampliaciones.

4.2 RECOMENDACIONES

Para otros casos donde el agua a tratar tenga otras características es necesario el uso de aditivos, a continuación se mencionará los más importantes:

Inhibidores de corrosión, son aditivos químicos usados en tratamientos ácidos para proteger componentes de hierro o acero en el pozo de perforación y para proteger al equipo del fluido corrosivo de tratamiento. Esta protección debe mantenerse efectiva en el ambiente de altas presiones y temperaturas previsto mientras dura el tratamiento. Forma una capa en la superficie del material que detiene la influencia destructiva de los agentes corrosivos en el metal. Elimina más del 99% de las pérdidas de metal que se producirían si no se usase el inhibidor.

Bactericidas, se usan para el tratamiento de aguas en campos petrolíferos, para preservar los polímeros usados en los fluidos de los campos petrolíferos y para inhibir el crecimiento de bacterias en las aguas de los campos petrolíferos. La acción de las bacterias puede deteriorar el polímero, reduciendo la viscosidad y haciendo que los fluidos pierdan efectividad.

Anti incrustantes, Es un eficiente anticorrosivo porque forma una película protectora sobre la superficie metálica expuesta, a la corrosión. Además, la presencia de los derivados de la lignina existentes en su formulación, le dan al producto la propiedad dispersante de los lodos y polvo atmosférico. Su aplicación en aguas de inyección a POZOS Petroleros no es exclusiva, también se puede utilizar en aguas de enfriamiento, ya que evita la corrosión, formación de incrustaciones y depósito de lodo en tuberías, condensadores, intercambiadores de calor, chaquetas de enfriamiento, y otros.

Es muy importante tener en cuenta que el agua de cualquier actividad de minería, petróleo y gas debe mantener los estándares de calidad, ya que nosotros ya en el campo de acción, tenemos el deber de vigilar, preservar y crear sistemas el cual no afecten a las riquezas naturales que nuestro país posee.

Es indispensable utilizar cemento tipo V según recomendaciones del informe técnico de estudio de suelos, en el cual denotan que de acuerdo a los resultados por contenido de Cloruros, Sales Solubles Totales, contenido de sulfatos, la agresividad es despreciable. El PH (Potencial de Hidrogeno) presenta un valor de 5.6, por lo que el medio es moderadamente acida, la agresividad del suelo es muy agresivo (H Klas y H. Steinrath "Die Korrosin des Eisens und Thre Vemuntung" 1956 por lo que se recomienda utilizar cemento tipo V.

BIBLIOGRAFIA

API (American Petroleum Institute), "Design and Operation of Oil Water Separators", NORMA API - 421, Octava edición, October, 1990

CONTRERAS BARROS, Katherine. "Diseño de un sistema de tratamiento secundario de la descarga de aguas grises y negras en el terminal de GLP Oyambaro". Tesis para titulación Profesional UCE-Facultad de Ingeniería en geología, Minas, Petróleo y Ambiental. Quito-Ecuador (2009).

CUASPUD FLORES, Fernando y SAENZ MARTINEZ, Lenin. "Evaluación del sistema de inyección de agua en el campo Auca". Tesis para titulación Profesional UCE-Facultad de Ingeniería en geología, Minas, Petróleo y Ambiental. Quito-Ecuador (2009).

HIDROENERGIA CONSULTORES EN INGENIERÍA S.R.L., "Estudio geotécnico para la pileta API". Informe Final- Junio 2011.

INGENIEROS CONSULTORES S.R.L. "Ingeniería del Gas, Principios y Aplicaciones": Maracaibo – Venezuela. Junio, 2011.

Norma Técnica Peruana E 020, "Cargas", Lima - Perú, Junio, 2006.

Norma Técnica Peruana E 030, "Diseño Sismo Resistente", Lima - Perú, Junio, 2006.

Norma Técnica Peruana E 060, "Concreto Armado", Lima - Perú, Junio, 2009.

Norma Técnica Peruana OS 060, "Drenaje Pluvial Urbano", Lima - Perú, Junio, 2006.

PAREDES ROSADO, Víctor Doménico. "Metodología para el diseño típico de una planta de tratamiento de aguas servidas para pequeñas ciudades-ejemplo

de la ciudad de Huari- Ancash”. Tesis para titulación Profesional UNI-FIC, Lima-Perú (2009).

PLUSPETROL PERU CORPORACION S.A. “EPC-24, Ampliación sistema de captación y tratamiento efluentes pluviales potencialmente contaminado”. Especificación Técnica –Trabajos de Alcance –PCSE-465-ET-X-001.

ROJAS SOLÍS, Azucena de las Nieves. “Estudio y optimización del sistema de deshidratación de la gas natural con trietilen glicol (TEG) en la planta de procesamiento de gas Malvinas”. Tesis para titulación Profesional UNI-FIPP, Lima-Perú (2006).

VEN TE CHOW, “Hidrología Aplicada”, Mc Graw-Hill -Edición 1999

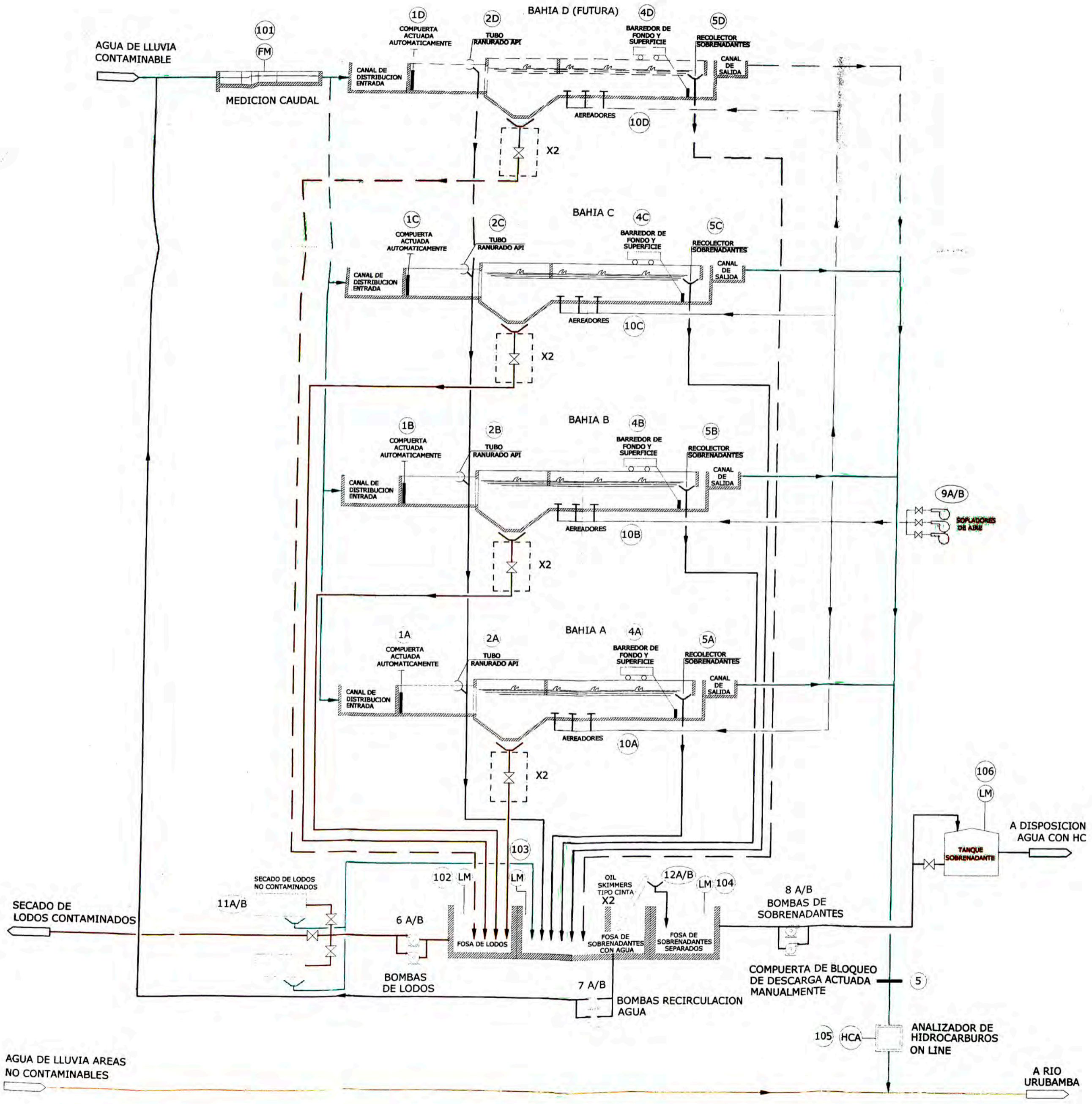
ANEXOS

INDICE DE ANEXOS

- A.-DIAGRAMA DE PROCESO
- B.-PILETA API -PLANTA Y PERFIL
- C.-AREAS DE APORTE A PILETA
- D.-LINEA DE DRENAJE PLANTA DE GAS MALVINAS
- E.-NORMA API 421
- F.-ESTUDIO DE SUELOS
- G.-VALORES SISMICOS
- H.-MOMENTOS Y ESFUERZOS MAXIMOS
- I.- PLANO GENERAL OBRAS CIVILES
- J.-INFORME TÉCNICO
- K.-PANEL FOTOGRAFICO

ANEXO A:

“DIAGRAMA DE PROCESO”

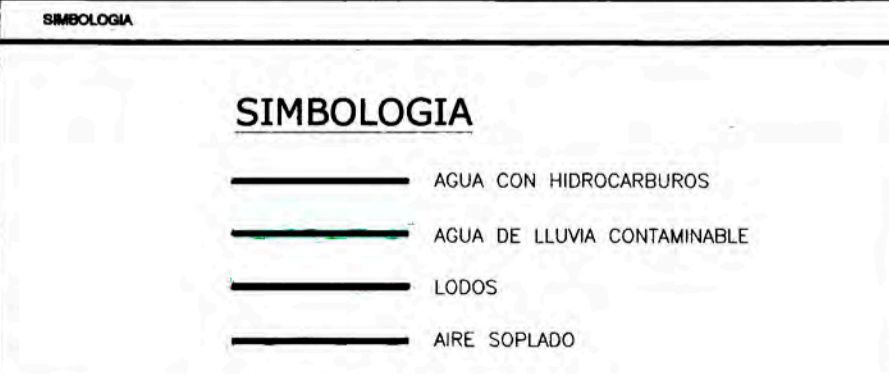


INSTRUMENTOS

ID	DESCRIPCION	CANTIDAD
101	Medidor de caudal en canal	1
102	Medidor de nivel	1
103	Medidor de nivel	1
104	Medidor de nivel	1
105	Analizador de Hidrocarburos en agua	1
106	Medidor de nivel	1

EQUIPOS ELECTROMECANICOS 1ª ETAPA

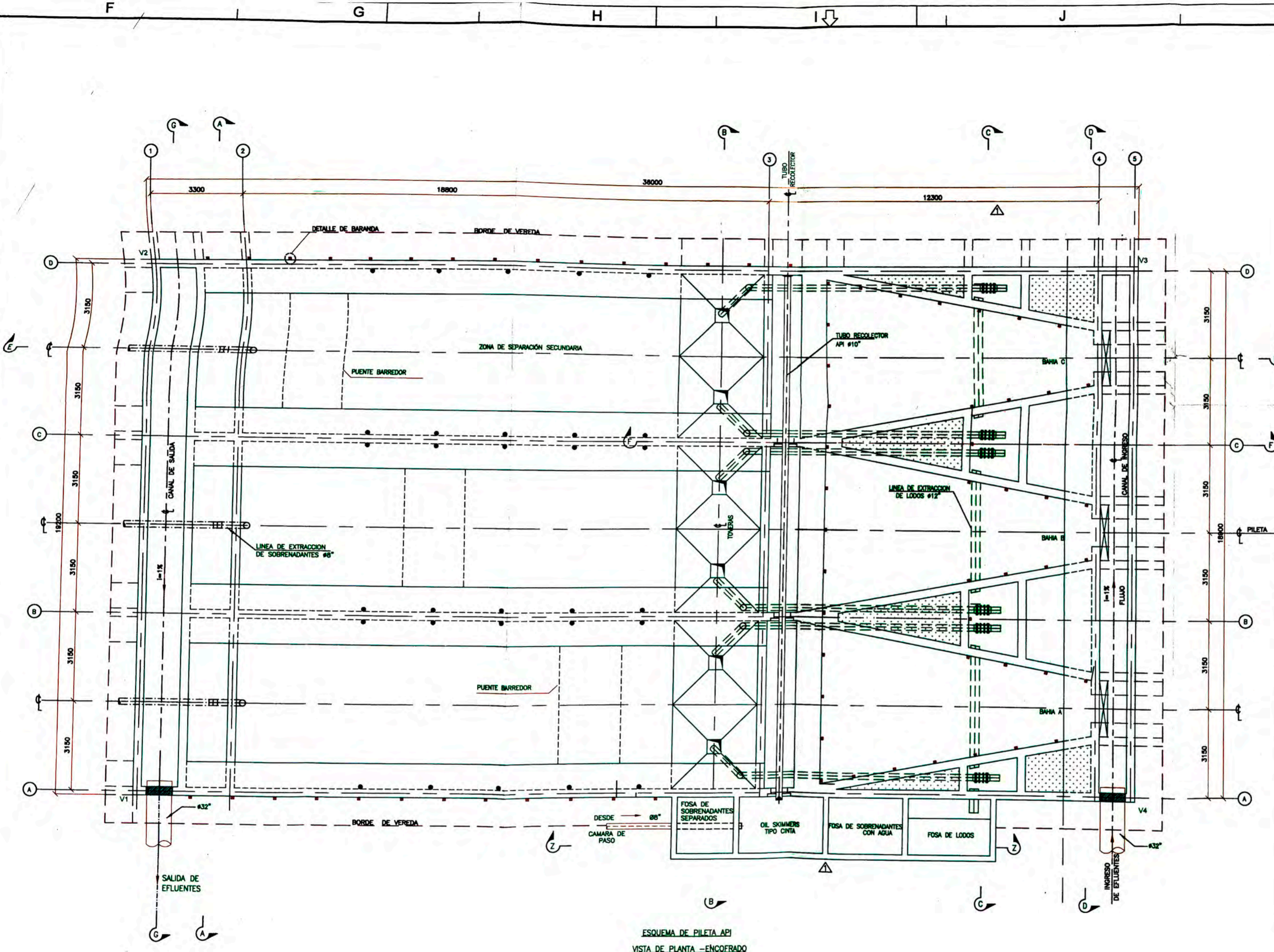
ID	DESCRIPCION	CANTIDAD
1	Compuerta actuada automaticamente	3
2	Tubo ranurado API	3
3	Puente Barredor	3
4	Sistema recolector de sobrenadantes	3
5	Compuerta actuada manualmente	1
6	Bombas de lodos	2
7	Bombas de recirculacion de agua	2
8	Bombas de sobrenadantes	2
9	Sopladores de aire	61
10	Aeradores	2
11	Playas de secado de lodos	2
12	Oil Skimmers	2



PROYECTO: PCSE-AMPLIACION SISTEMA CRW
 TITULO: PLANTA MALVINAS TRATAMIENTO DE AGUA DE LLUVIA CONTAMINADO

AGUA DE LLUVIA AREAS NO CONTAMINABLES

ANEXO B:
“PILETA API –
PLANTA Y PERFIL”



ESQUEMA DE PILETA API
VISTA DE PLANTA - ENCOFRADO

NOTAS GENERALES

1. TODAS LAS MEDIDAS, ESTAN EXPRESADAS EN MILIMETROS (SIC)
2. TODAS LAS ELEVACIONES Y COORDENADAS ESTAN EXPRESADAS EN METROS (SIC)
3. COLOCAR INSERTOS, ELEMENTOS EMBEBIDOS, Y DEJAR ABERTURA PARA CABLES ELECTRICOS ANTES DE PROCEDER CON EL VACIADO DE LAS ESTRUCTURAS DE CONCRETO.
4. EN CASO QUE EL NFE NO SE ENCUENTRE FIRME (ARCILLA COMPACTA A MUY COMPACTA), SE EXCAVARA HASTA ENCONTRARLO Y SE COLOCARA UNA FALSA ZAPATA HASTA EL NIVEL DE FONDO DE CIMENTACION.
5. ESPECIFICACIONES TECNICAS:
 - CONCRETO: $f'_{cm} = 210 \text{ kg/cm}^2$
 - SOLADO: $f'_{cm} = 100 \text{ kg/cm}^2$
 - ACERO DE REFUERZO: $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$
 - RECUBRIMIENTO (MIN) 5 cm.
 - FALSA ZAPATA $f'_{cm} = 100 \text{ kg/cm}^2 + 30\% \text{ PG (MIN-8")}$
6. LA UBICACION, ORIENTACION Y NIVELES DE LAS CIMENTACIONES DEBEN SER APROBADAS POR EL CONTRATISTA A CARGO DEL MONTAJE DE LOS EQUIPOS ANTES DE INICIAR CON LOS TRABAJOS DE CONSTRUCCION.
7. SE UTILIZARAN VALVULAS DE DIAFRAGMA #8\".
8. LOS NIVELES DE LA TUBERIA SERAN AJUSTADOS EN OBRA, POR LA EMPRESA ENCARGADA DEL MONTAJE DE LAS ESTRUCTURAS DEL PUENTE BARREDOR.
9. PREVER CHAFLAN DE 1\" EN TODOS LOS VERTICES. \triangle
10. ZONAS MUERTAS A SER RELLENADAS CON MATERIAL SUELTO. PREVER ORIFICIOS PARA DRENAJE EN LOSA DE FONDO.

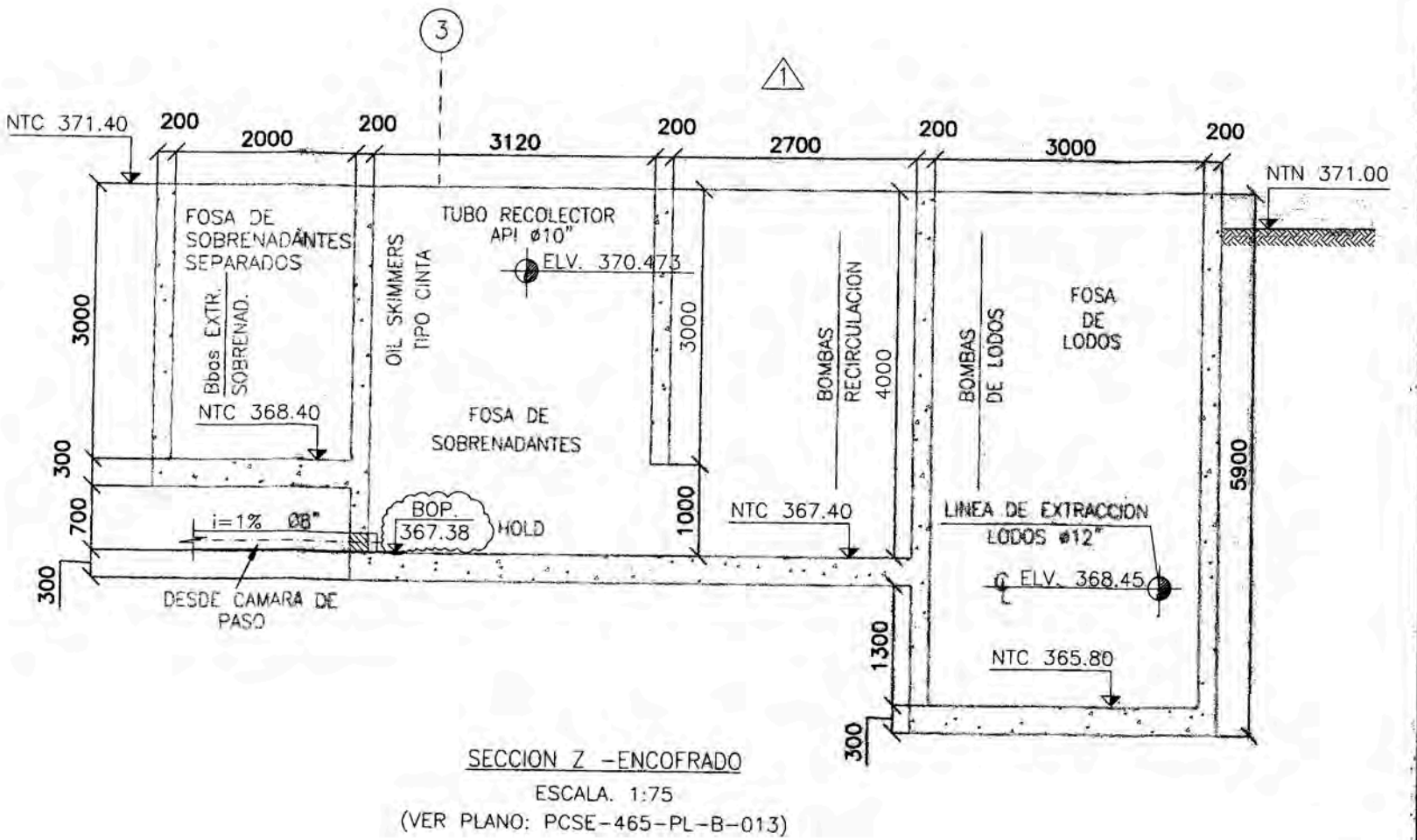
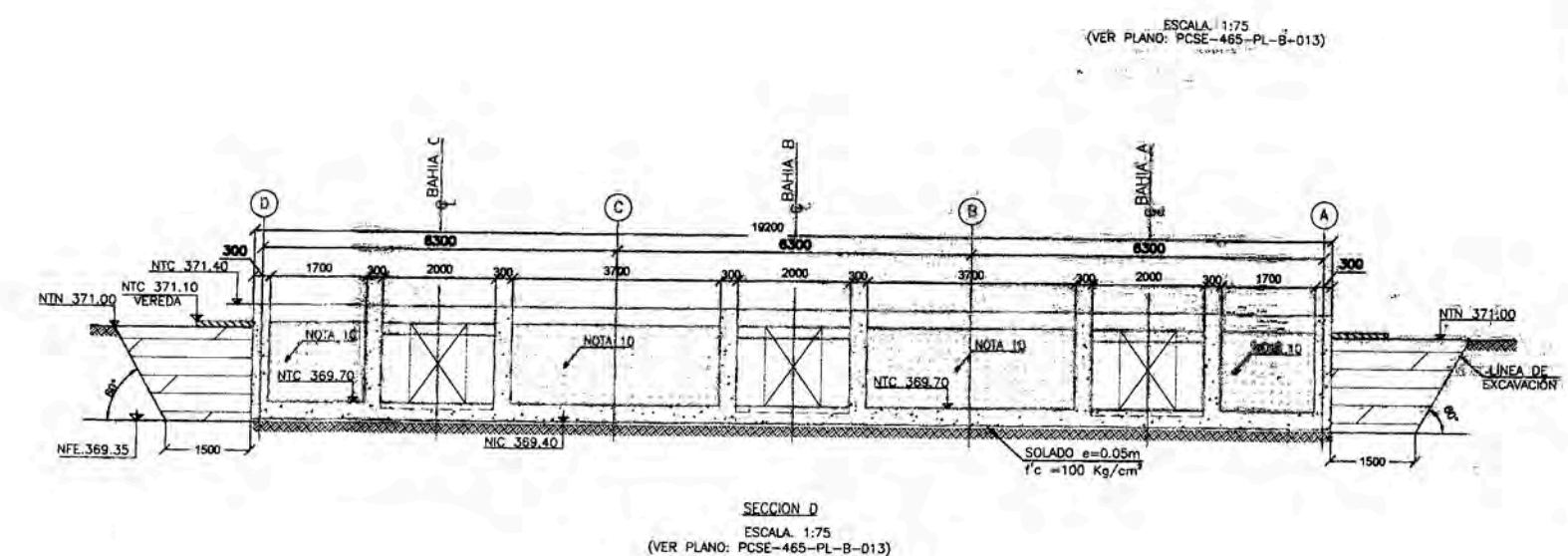
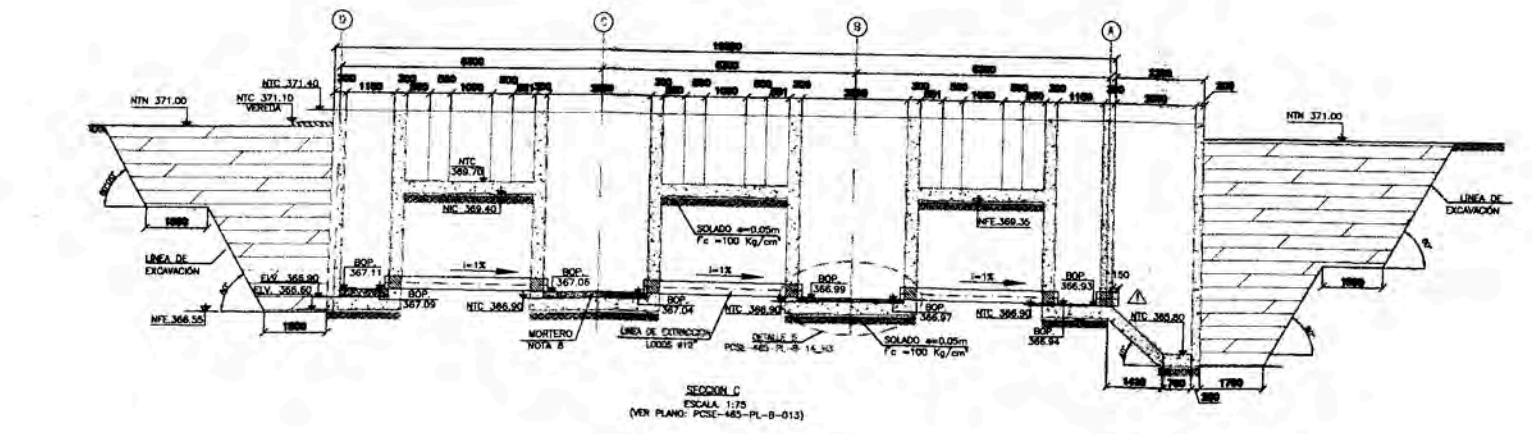
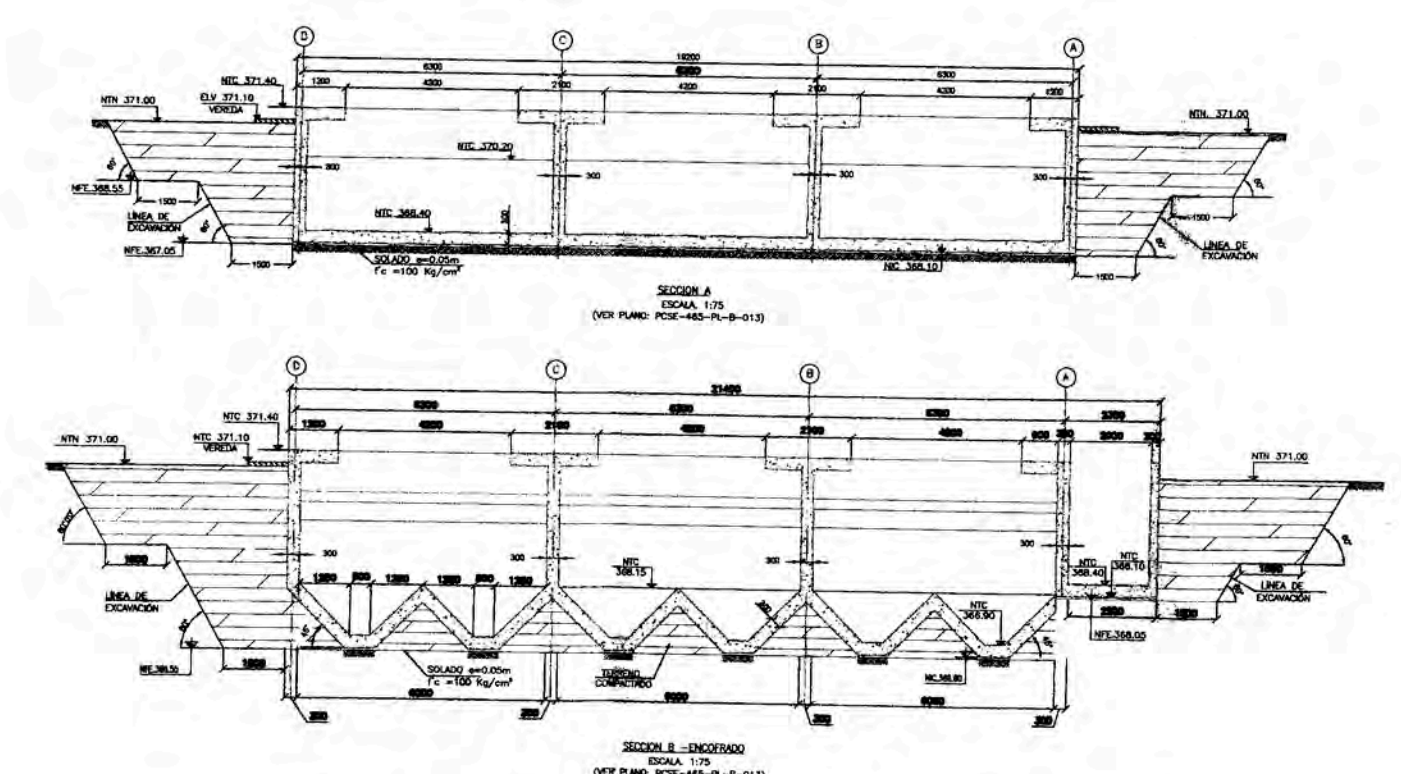
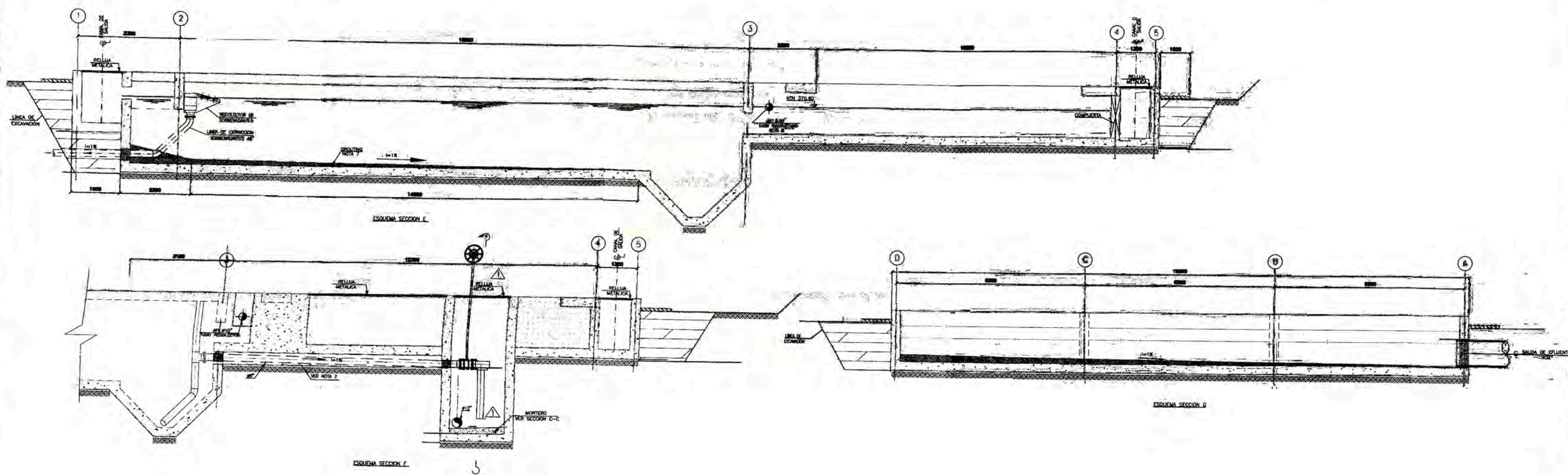
CUADRO DE VERTICES

VERTICE	ESTE	NORTE
V1	723392.517	8690724.143
V2	723392.517	8690743.344
V3	723428.517	8690743.344
V4	723428.517	8690724.144

LISTA DE CAMBIOS REV. \triangle

1. SE MODIFICO LAS DIMENSIONES DE LAS FOSAS DE SOBRENADANTES, OIL SKIMMERS Y FOSA DE LODOS.
2. SE INCLUYO UBICACION DE JUNTAS DE EXPANSION (JE) Y CONTROL (JC).

PROYECTO: PCSE-AMPLIACION SISTEMA CRW
 TITULO: PILETA API PLANTA ENCOFRADO



NOTAS GENERALES

1. TODAS LAS MEDIDAS, ESTAN EXPRESADAS EN MILIMETROS (SIC)
2. TODAS LAS ELEVACIONES Y COORDENADAS ESTAN EXPRESADAS EN METROS (SIC)
3. COLOCAR INSERTOS, ELEMENTOS EMBEBIDOS, Y DEJAR ABERTURA PARA CABLES ELECTRICOS -ANTES DE PROCEDER CON EL VACIADO DE LAS ESTRUCTURAS DE CONCRETO.
4. EN CASO QUE EL NFE NO SE ENCUENTRE FIRME (ARCILLA COMPACTA A MUY COMPACTA), SE EXCAVARA HASTA ENCONTRARLO Y SE COLOCARA UNA FALSA ZAPATA HASTA EL NIVEL DE FONDO DE CIMENTACION.
5. ESPECIFICACIONES TECNICAS:
 - CONCRETO: $f'c = 210 \text{ kg/cm}^2$
 - SOLADO: $f'c = 100 \text{ kg/cm}^2$
 - ACERO DE REFUERZO: $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$
 - RECUBRIMIENTO (MIN): 5 cm
 - FALSA ZAPATA: $f'c = 100 \text{ kg/cm}^2 + 30\% \text{ PG (TMN=8')}$
6. LA UBICACION, ORIENTACION Y NIVELES DE LAS CIMENTACIONES DEBEN SER APROBADAS POR EL CONTRATISTA A CARGO DEL MONTAJE DE LOS EQUIPOS ANTES DE INICIAR CON LOS TRABAJOS DE CONSTRUCCION.
7. SE UTILIZARAN VALVULAS DE DIAFRAMA Ø8".
8. LOS NIVELES DE LA TUBERIA SERAN AJUSTADOS EN OBRA, POR LA EMPRESA ENCARGADA DEL MONTAJE DE LAS ESTRUCTURAS DEL PUENTE BARRERON.
9. PREVER CHAFLAN DE 1" EN TODOS LOS VERTICES. Δ
10. ZONAS MUERTAS A SER RELLENADAS CON MATERIAL SUELTO. PREVER ORIFICIOS PARA DRENAJE EN LOSA DE FONDO.

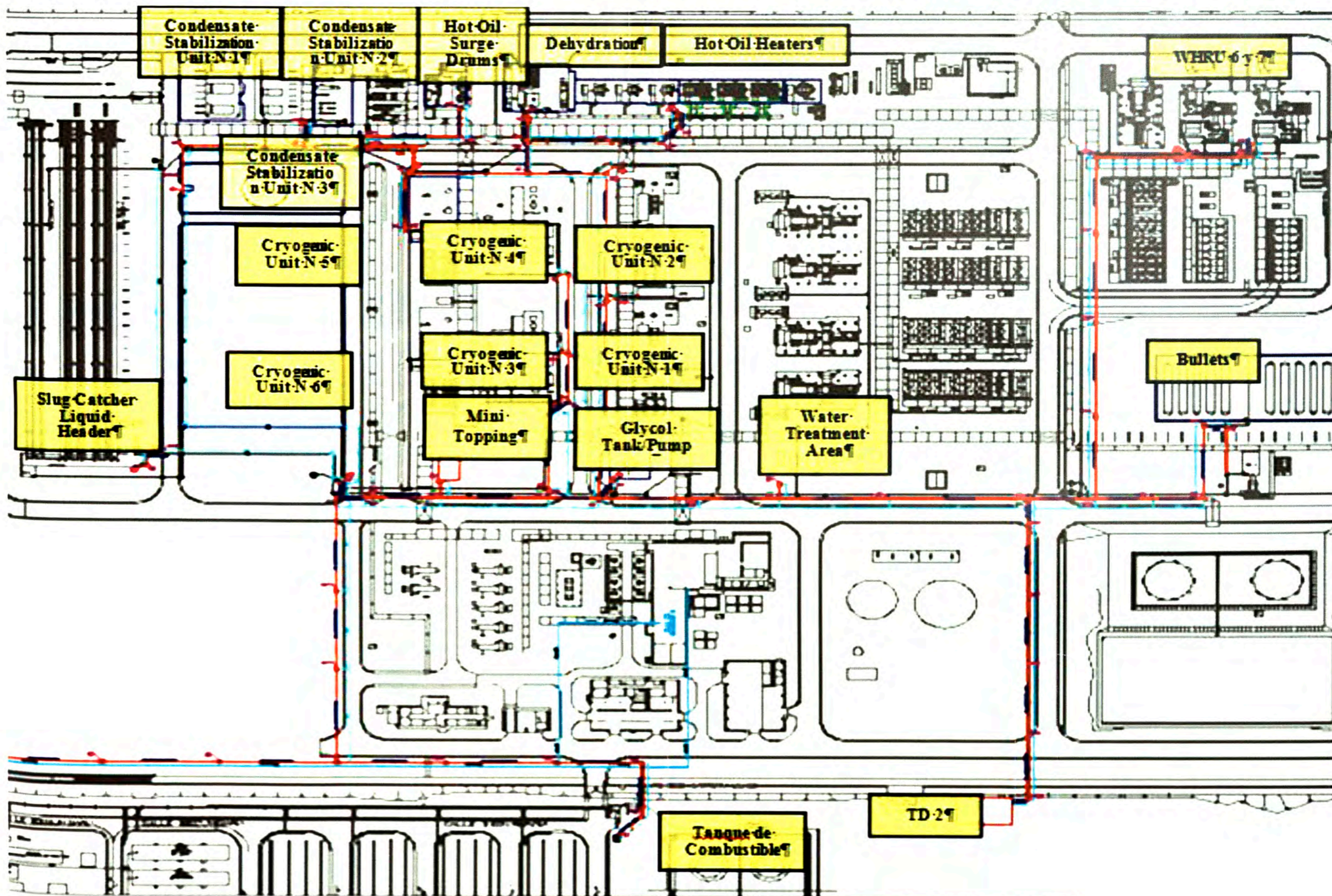
LISTA DE CAMBIOS REV. Δ

1. SE MODIFICO LAS DIMENSIONES DE LAS FOSAS DE SOBRENADANTES, OIL SKIMMERS Y FOSA DE LODOS.
2. SE INCLUYO UBICACION DE JUNTAS DE EXPANSION (JE) Y CONTROL (JC).

PROYECTO: **PCSE-AMPLIACION SISTEMA CRW**

TITULO: **PILETA API PLANTA ENCOFRADO**

ANEXO C:
“AREAS DE APORTE A
PILETA API”



ANEXO D:

“PLANTA DE GAS MALVINAS”



NOTAS

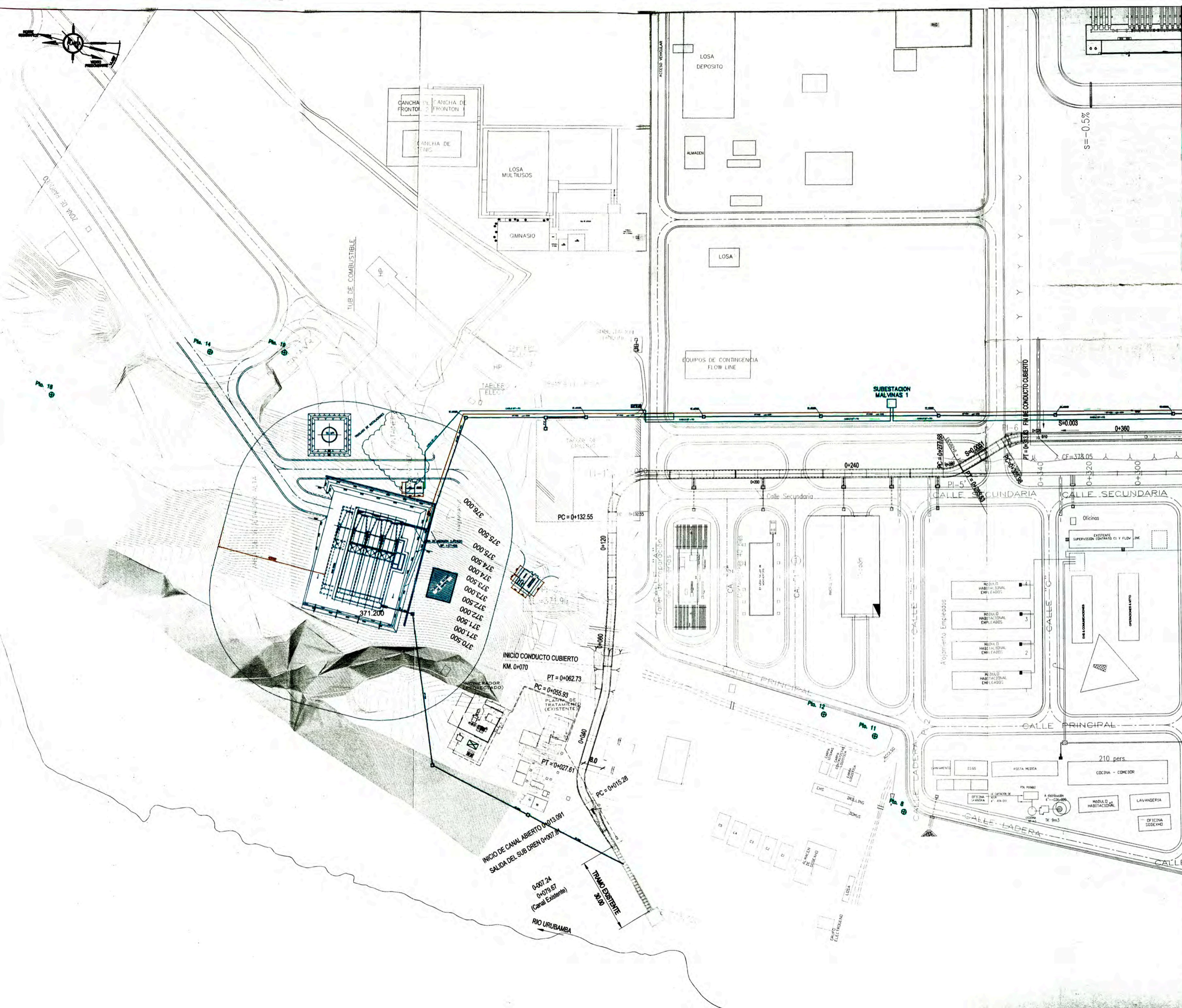
- 1.- SEÑALACION DE TEMPERATURA, MARILAN TEMPERATURA DE TEMPORARIA INDICANDO EL NIVEL DEL DE LIQUIDO POSIBLE EN LA CAMARA DE BOMBEO.
- 2.- SE-405 CON EPC-21
- 3.- ESTA CAMARA SE ENTUBERA CON EL REDONDO DEL CUBIERTA DEL BLAS CUBIERTA Y SERVE DE CON. DE BOMBEO. DEBERA INSTALARSE UNA BOMBA APROPIADA PARA TIRAR EL REDONDO.
- 4.- DEBERA PREVERSE UNA BOMBA CON SPARE (O APROX. = 20"/3") PARA CREAR REDONDO TIS DE COMERCIAL.
- 5.- SE SI ENTRE CAMARA DE BOMBEO (DE CALIENTE) A SER VERIFICADO ANTES DEL DE BOMBA.

LEYENDAS & SIMBOLOS

=====	CONTINUAR CON WATER (CIV)
=====	FIRE WATER A MUY MUY
=====	CABLE DE MEDIA TENSION Y PARA OFICIA
-----	CONTINUAR CON WATER (CIV) PARA EPC 21
*****	RESERVA

ANEXO D-1

PROYECTO: PCSE-AMPLIACION SISTEMA CRW
 TITULO: NUEVO SIST. DE CAPTACION DE EFLUENTES PLUVIALES POTENCIALMENTE CONTAMINADOS



- NOTAS**
- 1- TUBERIAS DE TEMPERATURA, PARA LAS TUBERIAS DE TEMPERATURA MEDIANTE EL ARROJO DE LA LINDA PAREJA DE LA CAMERA DE BOMBEO.
 - 2- VE-01 CON EPO-01
 - 3- ESTA CAMERA DE COMBUSTION CON EL MEDIO DEL CENICHO DEL SUELO CHECKED Y SERVE DE CALOR DE ESCALAS PARA EL CALOR QUE SE ENVIARA PARA ENTRA EL SUELO.
 - 4- DEBERIA PENSARSE UNA BOMBA CON OPORE (0.40) - 200(2.4), PARA ENTRA MEDIDA DE COMBUSTIBLE.
 - 5- VE EN ESTE CAMERA DE BOMBEO (EN CALIENTE) A SER VERIFICADO DURANTE DEL DE SERVICIO.

LEYENDAS & SIMBOLECIONES

	AREA DE LINDA POTENCIALMENTE CONTAMINADA (APC)
	AREA DE SERVICIO Y SERVICIO
	CALLE DE SERVICIO Y FUERA OTRA
	AREA DE LINDA POTENCIALMENTE CONTAMINADA (APC) POR SERVICIO

ANEXO D-2
 PROYECTO: PCSE-AMPLIACION SISTEMA CRW
 TITULO: NUEVO SIST. DE CAPTACION DE EFLUENTES PLUMALES POTENCIALMENTE CONTAMINADOS

ANEXO E:

**“NORMA API 421
SEPARACION DEL AGUA Y EL
HIDROCARBURO”**

Monographs on Refinery Environmental Control— Management of Water Discharges

Design and Operation of Oil–Water Separators

API PUBLICATION 421
FIRST EDITION, FEBRUARY 1990

American Petroleum Institute
1220 L Street, Northwest
Washington, D.C. 20005



Monographs on Refinery Environmental Control— Management of Water Discharges

Design and Operation of Oil–Water Separators

Refining Department

API PUBLICATION 421
FIRST EDITION, FEBRUARY 1990

**American
Petroleum
Institute**



SPECIAL NOTES

1. API PUBLICATIONS NECESSARILY ADDRESS PROBLEMS OF A GENERAL NATURE. WITH RESPECT TO PARTICULAR CIRCUMSTANCES, LOCAL, STATE, AND FEDERAL LAWS AND REGULATIONS SHOULD BE REVIEWED.
2. API IS NOT UNDERTAKING TO MEET THE DUTIES OF EMPLOYERS, MANUFACTURERS, OR SUPPLIERS TO WARN AND PROPERLY TRAIN AND EQUIP THEIR EMPLOYEES, AND OTHERS EXPOSED, CONCERNING HEALTH AND SAFETY RISKS AND PRECAUTIONS, NOR UNDERTAKING THEIR OBLIGATIONS UNDER LOCAL, STATE, OR FEDERAL LAWS.
3. INFORMATION CONCERNING SAFETY AND HEALTH RISKS AND PROPER PRECAUTIONS WITH RESPECT TO PARTICULAR MATERIALS AND CONDITIONS SHOULD BE OBTAINED FROM THE EMPLOYER, THE MANUFACTURER OR SUPPLIER OF THAT MATERIAL, OR THE MATERIAL SAFETY DATA SHEET.
4. NOTHING CONTAINED IN ANY API PUBLICATION IS TO BE CONSTRUED AS GRANTING ANY RIGHT, BY IMPLICATION OR OTHERWISE, FOR THE MANUFACTURE, SALE, OR USE OF ANY METHOD, APPARATUS, OR PRODUCT COVERED BY LETTERS PATENT. NEITHER SHOULD ANYTHING CONTAINED IN THE PUBLICATION BE CONSTRUED AS INSURING ANYONE AGAINST LIABILITY FOR INFRINGEMENT OF LETTERS PATENT.
5. GENERALLY, API STANDARDS ARE REVIEWED AND REVISED, REAFFIRMED, OR WITHDRAWN AT LEAST EVERY FIVE YEARS. SOMETIMES A ONE-TIME EXTENSION OF UP TO TWO YEARS WILL BE ADDED TO THIS REVIEW CYCLE. THIS PUBLICATION WILL NO LONGER BE IN EFFECT FIVE YEARS AFTER ITS PUBLICATION DATE AS AN OPERATIVE API STANDARD OR, WHERE AN EXTENSION HAS BEEN GRANTED, UPON REPUBLICATION. STATUS OF THE PUBLICATION CAN BE ASCERTAINED FROM THE API AUTHORIZING DEPARTMENT [TELEPHONE (202) 682-8000]. A CATALOG OF API PUBLICATIONS AND MATERIALS IS PUBLISHED ANNUALLY AND UPDATED QUARTERLY BY API, 1220 L STREET, N.W., WASHINGTON, D.C. 20005.

FOREWORD

The *Monographs on Refinery Environmental Control* consist of four series—*Management of Emissions to Air*, *Management of Water Discharges*, *Management of Solid Wastes*, and *Management of the Subsurface Environment*. The monograph series are ongoing projects of the Committee on Refinery Environmental Control of the API Refining Department and are intended to be used by engineers responsible for the design, construction, operation, and maintenance of disposal systems for wastes generated in refineries.

This monograph provides design guidance for gravity-type oil–water separators for use in petroleum refineries, provides practical advice on solving operating problems and improving separator performance, and presents information on performance of existing refinery separators.

API publications may be used by anyone desiring to do so. Every effort has been made by the Institute to assure the accuracy and reliability of the data contained in them; however, the Institute makes no representation, warranty, or guarantee in connection with this publication and hereby expressly disclaims any liability or responsibility for loss or damage resulting from its use or for the violation of any federal, state, or municipal regulation with which this publication may conflict.

Suggested revisions are invited and should be submitted to the director of the Refining Department, American Petroleum Institute, 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005.



CONTENTS

	Page
SECTION 1—GENERAL	1
1.1 Introduction	1
1.2 Background	1
1.3 Basic Theory	1
1.4 Application	2
1.5 Referenced Publications	3
SECTION 2—CONVENTIONAL OIL–WATER SEPARATORS ...	3
2.1 Design Procedures	3
2.1.1 General	3
2.1.2 Wastewater Characterization	3
2.1.3 Establishing a Design Flow	4
2.1.4 Step-by-Step Design Calculations	6
2.1.5 Design Example	9
2.2 Construction Details	11
2.2.1 General	11
2.2.2 Inlet Section	11
2.2.3 Separation Section	13
2.2.4 Other Design Features	19
2.3 Performance	21
SECTION 3—IMPROVING THE PERFORMANCE OF EXISTING SEPARATORS	22
3.1 General Approach	22
3.2 Process Troubleshooting	22
3.2.1 Design Review	22
3.2.2 Emulsified Oil	22
3.2.3 Flow Surges	24
3.3 Dealing With Emulsified Oil	24
3.4 Retrofitting Existing Separators With Parallel Plates	24
SECTION 4—PARALLEL-PLATE SEPARATORS	25
4.1 General	25
4.1.1 Introduction	25
4.1.2 Design	25
4.1.3 Wastewater Characteristics Required for Separator Sizing	25
4.1.4 Parallel-Plate Surface Area	25
4.1.5 Maintenance	26
4.2 Construction Details	26
4.3 Performance	26
SECTION 5—OPERATION AND MAINTENANCE OF OIL–WATER SEPARATORS	28
SECTION 6—REFERENCES	30
APPENDIX A—DERIVATION OF BASIC EQUATIONS FOR DESIGN OF OIL–WATER SEPARATORS	31
APPENDIX B—DETERMINATION OF SUSCEPTIBILITY OF SEPARATION	33
APPENDIX C—SELECTED RESULTS: 1985 API OIL–WATER SEPARATOR SURVEY	35
APPENDIX D—TEST FOR SPECIFIC GRAVITY OF OIL IN WASTEWATER	39

	Page
Figures	
1—Specific Gravity of Clear Water (Fresh and Sea) for Temperatures Between 40°F and 120°F	5
2—Absolute Viscosity of Clear Water (Fresh and Sea) for Temperatures Between 40°F and 120°F	6
3—Design Variables for Oil–Water Separators	8
4—Recommended Values of F for Various Values of v_H/V_L	10
5—Conventional Oil–Water Separator (Uncovered)	12
6—Reaction-Jet Inlets	14
7—Vertical-Slot Baffle	15
8—Four-Shaft Collector-Type Oil- and Sludge-Moving Device	15
9—Traveling-Bridge Oil Skimmer and Sludge Collector	16
10—General Arrangement of Rotatable Slotted-Pipe Skimmer	17
11—Rotary-Drum Oil Skimmer	18
12—Horseshoe-Type Floating Skimmer	18
13—Self-Adjusting Floating Skimmer	19
14—Covers for Oil–Water Separators	20
15—Performance of Conventional Oil–Water Separators	21
16—Correlation Between Influent and Effluent Oil Levels for Existing Oil–Water Separators	23
17—Cross-Flow Parallel-Plate Separator	27
18—Downflow Parallel-Plate Separator	28
19—Performance of Parallel-Plate Separators	29
Tables	
1—Applicability of EPA Methods 413.1 and 413.2	4
2—Typical Ranges for the Basic Design Variables of Parallel-Plate Separation	25
C-1—Selected Results of 1985 API Oil–Water Separator Survey: Conventional Separators	36
C-2—Selected Results of 1985 API Oil–Water Separator Survey: Parallel-Plate Separators	37
D-1—Oil-Density Variation with Temperature (15°API–35°API)	40

Design and Operation of Oil–Water Separators

SECTION 1—GENERAL

1.1 Introduction

The purpose of this monograph is to provide design guidance on gravity-type oil–water separators for use in petroleum refineries, to provide practical advice on solving operating problems and improving separator performance, and to present information on the performance of existing separators.

This monograph deals solely with gravity-type oil–water separators, that is, those that rely on differences in specific gravity to separate oil globules from a wastewater stream. Two types of oil–water separators are covered in this monograph:

- a. The conventional, rectangular-channel unit.
- b. The parallel-plate separator.

Note: Throughout this monograph, the term *conventional oil–water separator* is used in place of the term *API separator* and refers to rectangular-channel units designed in accordance with the criteria published earlier by API. The term *API separator* has become almost a generic term, sometimes used incorrectly to refer to any gravity-type oil–water separator.

Historically, the design of conventional oil–water separators was based on criteria developed from a 3-year, API-funded research study initiated in 1948 at the Engineering Experiment Station at the University of Wisconsin [1]. Since then, numerous oil–water separators based on the API-developed design criteria have been designed and put into operation throughout the petroleum industry. The criteria were developed as voluntary guidelines for designing conventional oil–water separators. Many other separators based in part on the API-developed design criteria have been adapted for a variety of other industrial wastewater treatment applications.

This monograph retains pertinent information from Chapters 5 and 6 of the 1969 edition of the *API Manual on Disposal of Refinery Wastes, Volume on Liquid Wastes*, and incorporates the recent findings of a literature review and 1985 survey of refinery separators. Data from this survey of the design and operation of oil–water separators have been incorporated in this monograph.

Although the theory of oil–water separators is briefly discussed, the emphasis of this monograph is on practical guidance for those involved in the design or operation of oil–water separators.

1.2 Background

A refinery wastewater stream may contain oil in three major forms: free, emulsified, and dissolved. Some pertinent features of each of these are briefly discussed below:

Free oil is in the form of discrete oil globules of a size sufficient so that the globules can rise as a result of buoyant forces and form an oil layer on top of the water. Under proper quiescent flow conditions, free oil can be removed by gravity separation. This removal is a function of residence time, differences in specific gravity and temperature, and the stability of the emulsion. Some coarse oily solids have a specific gravity greater than 1.0 and will settle to the bottom of a separator. Most of the oil and associated fine solids in refinery wastewater have a specific gravity of less than 1.0 and will rise to the water's surface.

Emulsified oil is in the form of much smaller oil droplets or globules with a diameter of less than 20 microns (mostly in the 1–10-micron range). These globules form a stable suspension in the water as a result of the predominance of interparticle forces over buoyant forces. The presence of particulates also contributes to emulsion formation. Regardless of how long a true oil–water emulsion stands under quiescent conditions, a separate oil phase will not form. Emulsified oil may be removed by chemical addition and coalescing or by flotation but not by gravity separation alone.

Dissolved oil is the petroleum fraction that forms a true molecular solution with water. Dissolved oil cannot be removed by gravity separation; further wastewater treatment (for example, biological treatment) is necessary if removal of dissolved oil is required.

The fraction of oil that is removable from a wastewater stream by gravity separation is affected by the type of oily material present. The method of measuring oil concentration can also affect the apparent efficiency of removal. Conventional oil–water separators remove only free oil; stable emulsions and dissolved oil require additional treatment.

1.3 Basic Theory

In essence, an oil–water separator is a chamber designed to provide flow conditions sufficiently quiescent so that globules of free oil rise to the water surface and coalesce into a separate oil phase, to be removed by mechanical means.

Oil–water separation theory is based on the rise rate of the oil globules (vertical velocity) and its relationship to the surface-loading rate of the separator. The rise rate is the velocity at which oil particles move toward the separator surface as a result of the differential density of the oil and the aqueous phase of the wastewater. The surface-loading rate is the flow rate to the separator divided by the surface area of the separator. In an ideal separator, any oil globule with a rise rate greater than or equal to the surface-loading rate will reach the separator surface and be removed. An ideal separator is

assumed to have no short circuiting, turbulence, or eddies. The required surface-loading rate for removal of a specified size of oil droplet can be determined from the equation for rise rate. The derivations of the basic equations for oil-water separator design are given in Appendix A. The mathematical relationship for the rise rate is provided by a form of Stokes' Law:

$$V_i = (g/18\mu)(\rho_w\rho_o)D^2 \quad (1)$$

Where:

- V_i = vertical velocity, or rise rate, of the design oil globule, in centimeters per second.
- g = acceleration due to gravity
= 981 centimeters per second squared.
- μ = absolute viscosity of wastewater at the design temperature, in poise.
- ρ_w = density of water at the design temperature, in grams per cubic centimeter.
- ρ_o = density of oil at the design temperature, in grams per cubic centimeter.
- D = diameter of the oil globule to be removed, in centimeters.

The vertical velocity of an oil globule in water depends on the density and diameter of the oil globule, the density and viscosity of the water, and the temperature. The oil globule's vertical velocity is highly dependent on the globule's diameter, with small oil globules rising much more slowly than larger ones. It has been determined from the API research mentioned above that, using the example design procedures described in this monograph, oil globules with a diameter greater than or equal to 0.015 centimeter (150 microns) can be expected to be removed effectively in a gravity separation chamber without plates.

With the oil globule diameter fixed at 0.015 centimeter, Equation 1 can be simplified (see Appendix A) to yield, in English units,

$$V_i = 0.0241 \frac{S_w - S_o}{\mu} \quad (2)$$

Where:

- V_i = vertical velocity of the oil globule, in feet per minute.
- S_w = specific gravity of the wastewater at the design temperature (dimensionless).
- S_o = specific gravity of the oil present in the wastewater (dimensionless, not degrees API).
- μ = absolute viscosity of the wastewater at the design temperature, in poise.

Procedures for determining specific gravities for oil and wastewater and for wastewater viscosity are given in 2.1.1.

Equation 2 embodies two fundamental principles that should always be kept in mind when designing and operating oil-water separators:

- a. The performance of the separator will be highly dependent on the difference between the specific gravity of the water and that of the oil. the closer the specific gravity of the oil is to that of the water, the slower the oil globules will rise.
- b. Since the oil globules' rise rate is inversely proportional to the viscosity of the wastewater, oil globules will rise more slowly at lower temperatures.

Both of these factors play an important role in selecting design conditions in the design procedure for oil-water separators presented in 2.1.

For those further interested in the theoretical aspects of particle settling, a derivation of Equations 1 and 2 is presented in Appendix A.

1.4 Application

As stated above, oil-water separators are designed to remove free oil only. If emulsified or dissolved oil is present, one cannot expect an oil-water separator to remove it, and additional downstream treatment may be required. A principal function of the oil-water separator is to remove gross quantities of free oil before further treatment. In this capacity, the oil-water separator protects more sensitive downstream treatment processes from excessive amounts of oil. Since separator skimmings are typically recycled, and oil not recovered can end up as sludge, efficient recovery results in minimization of waste.

The performance of gravity oil-water separators varies with changes in the characteristics of the oil and wastewater, including flow rate, specific gravity, salinity, temperature, viscosity, and oil-globule size. Performance is also a function of design and operational constraints and of the analytical methods used to measure performance. The API survey data included in this monograph reflect the large amount of variability that is a result of these many factors. However, the survey data indicate that increasing separator size, as measured by surface-loading rate, results in improved performance, as measured by effluent oil and grease. Unit design needs to take into account the impact on downstream oil removal processes (for example, dissolved-air flotation) to determine whether incremental improvements in performance can be justified.

Parallel-plate separators are based on a newer technology. They require less space than do conventional oil-water separators and are theoretically capable of achieving lower concentrations of effluent oil. Petroleum industry data are insufficient to conclude that parallel-plate units offer overall superior performance.

There are petroleum industry applications in which oil-water separators are the only end-of-pipe treatment provided. These are usually cases in which the only effluent restrictions specified are for oil or suspended solids and the wastewater in question consistently contains sufficiently low amounts of emulsified and dissolved oils. In some applica-

tions, the oil-water separator is provided as a protective device for containment of spills and leaks (for example, on once-through cooling water). Another example is an instance in which a stream is discharged to a publicly owned treatment works and the oil-water separator is used to ensure compliance with requirements for pretreatment of oil and grease.

It should be stressed that whenever an oil-water separator is considered for an application where it must stand alone, the amount of emulsified and dissolved oils in the wastewater stream must be properly quantified, because these oils will not be removed by the separators. More important, the design procedures in this monograph relate to refinery pretreatment of contaminated wastewater. Other applications require special consideration.

One aspect of oil-water separator design that is sometimes overlooked is that whether intended to or not, an oil-water separator also functions as a sedimentation basin. Solid particles more dense than water (for example, soil and coke particles) will tend to settle out in the separator. Provision must therefore be made to deal with the removal of settleable solids that accumulate in the separator.

SECTION 2—CONVENTIONAL OIL-WATER SEPARATORS

2.1 Design Procedures

2.1.1 GENERAL

API has established certain design criteria for determining the various critical dimensions and physical features of the separator. These are presented in a series of step-by-step design calculations. The design calculations require that certain characteristics of the wastewater be known. The more thoroughly the wastewater is characterized, the more predictable the performance of the separator will be.

2.1.2 WASTEWATER CHARACTERIZATION

2.1.2.1 General

When selecting test methods for oil in wastewater, one must consider the test objective. A number of methods are available for measuring oil, and the solids fraction includes total, filterable, settleable, and dissolved fractions. Depending on the objective, any of the methods may be applicable.

2.1.2.2 Free, Emulsified, and Dissolved Oil

The total oil and grease content of a wastewater can be determined by the U.S. Environmental Protection Agency's (EPA's) Methods 413.1, "Gravimetric Separation," and 413.2, "Infrared Spectrophotometry" [2]. Corresponding tests are Standard Methods 503A and 503B [3], published

1.5 Referenced Publications

The following publications are cited in this monograph:

ASTM¹

- D 445 *Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and the Calculation of Dynamic Viscosity)*
- D 1429 *Test Methods for Specific Gravity of Water and Brine*
- D 1888 *Test Methods for Particulate and Dissolved Matter in Water*
- D 3921 *Test Method for Oil and Grease for Petroleum Hydrocarbons in Water*

EPA²

- "Standards of Performance for VOC Emissions from Petroleum Refinery Wastewater Systems" (40 *Code of Federal Regulations* Part 60, Subpart QQQ)
- "Hazardous Wastes from Specific Sources" (40 *Code of Federal Regulations* Part 261.32)

jointly by the American Public Health Association (APHA), the American Water Works Association (AWWA), and the Water Pollution Control Federation (WPCF). The presence of compounds such as organic sulfur compounds can cause artificially elevated results in the oil-and-grease determination. Since oil is a complex mixture of different compounds, different test methods can give different results. These differences may not be consistent between waste streams. A summary of the applicability of these tests is given in Table 1.

An analogous ASTM method for determining oil and grease and petroleum hydrocarbons in water is D 3921. This method is similar to EPA Method 413.2, except that the valid concentration range is 0.5–100 milligrams per liter. Again, none of these methods distinguishes among free, emulsified, or dissolved oils.

Over thirty years ago, API developed an operational method for determining the emulsified and dissolved oil fraction. This method, entitled "Determination of Susceptibility to Oil Separation," is presented in Appendix B. The method employs the use of a separatory funnel to roughly

¹American Society for Testing and Materials, 1916 Race Street, Philadelphia, Pennsylvania 19103.

²U.S. Environmental Protection Agency. *The Code of Federal Regulations* is available from the U.S. Government Printing Office, Washington, D.C. 20402.

Table 1—Applicability of EPA Methods 413.1 and 413.2

Method	Concentration Range for Which the Method Is Valid* (milligrams per liter)	Representativeness of Analytical Results
EPA 413.1	5–1000	Measures only nonvolatile hydrocarbons (volatilizing at >70°C), excluding residue materials insoluble in Fluorocarbon 113
EPA 413.2	0.2–1000	Measures most volatile hydrocarbons in addition to heavier compounds, excluding residue materials insoluble in Fluorocarbon 113

*Wastewaters with oil concentrations greater than the maximum can be readily analyzed by sample dilution.

simulate the quiescent settling conditions in an oil–water separator. Wastewater is allowed to separate in the funnel for 30 minutes. Settleable solids are then withdrawn from the water phase, and the water phase is analyzed for oil and grease (the more current EPA Methods 413.1 or 413.2 or the equivalent APHA/AWWA/WPCF Standard Methods 503A and 503B should be used in lieu of older API methods.) The amount of oil and grease remaining in the water phase after the separation period represents the oil that is not susceptible to gravity separation.

The amount of free oil can be determined by analyzing a comparable wastewater sample for total oil and grease using the EPA methods or the APHA/AWWA/WPCF standard methods discussed above and subtracting the amount of oil and grease remaining in the water phase, as found using Appendix B.

It is recommended that Appendix B or a comparable method be used in designing an oil–water separator, particularly in applications where the separator must stand alone.

2.1.2.3 Solids Content

Although the primary function of an oil–water separator is to remove free oil from aqueous waste streams, the solids content of the wastewater is important in selecting separator appurtenances. Total suspended solids can be measured using Standard Method 209C [3], EPA Method 160.2 [2], or ASTM D 1888. The suspended-solids content of an oily wastewater may not be accurately measured by these methods if compounds that volatilize at temperatures at or below 103°C are present. These compounds may adsorb to particulate matter in the sample and cause difficulties in determining when the sample has been dried to constant weight.

Ignition of the dried sample from Standard Method 209C or an equivalent (following Standard Method 209D [3] or EPA Method 160.4 [2]) indicates the quantity of organic and inorganic materials present in the wastewater's solid component. Sand and similar materials may be removed by design-

ing for low velocities in the channel preceding the main separator basin. This channel can serve as a type of grit chamber and can be beneficial in reducing solids problems within the separator itself.

Settleable solids (those that settle by gravity over a given period of time) are usually measured on a volumetric basis (see Standard Method 209E.3.a [3] or EPA Method 160.5 [2]). The results of this procedure indicate the approximate volume of settled materials that will need to be removed from the bottom of an oil–water separator. The characteristics of the settleable solids should be noted to determine how much grit is present. Based on the tradeoff between the quantity of grit in the wastewater and the amount of separator down time required for grit and sludge cleanout, a grit collector may be advisable.

2.1.2.4 Other Wastewater Characteristics

No less important than the two parameters discussed in 2.1.2.2 and 2.1.2.3 are the specific gravities of the oil and water phases and the absolute viscosity of the wastewater, which are both evaluated at the minimum design temperature. Assuming all other conditions are equal, the greater the difference in specific gravity between the water and oil phases, the better the oil–water separation will be. The specific gravity of the oily phase can be determined using the procedure given in Appendix B. The specific gravity and absolute viscosity of the wastewater should be determined experimentally where possible. In the absence of such data, values for the specific gravity and absolute viscosity of fresh and saline water can be estimated from Figures 1 and 2. ASTM D 1429 can be used to determine the specific gravity of wastewater. ASTM Method D 445 can be used to measure the viscosity of wastewater. The temperature of the wastewater can have a pronounced effect on the efficiency of the separator. In general, for the temperature range experienced in refinery wastewaters, the lower the temperature, the poorer the oil–water separation will be.

2.1.3 ESTABLISHING A DESIGN FLOW

The design flow for a conventional oil–water separator is primarily determined by two factors: the expected wastewater flow rate, and the safety factor desired to accommodate flow variations. Consideration should also be given to possible future refinery expansion. Unless flow equalization is provided upstream of the separator, the design flow should be based on the maximum flow rate attributable to current and future oil-contaminated process wastewaters and stormwater runoff. Regulatory requirements for spill control can also be a factor in identifying stormwater treatment requirements.

Uncontrolled surface runoff or storm drainage can greatly increase flow to a separator for a short period of time. In such a case, flow equalization upstream of the oil–water sep-

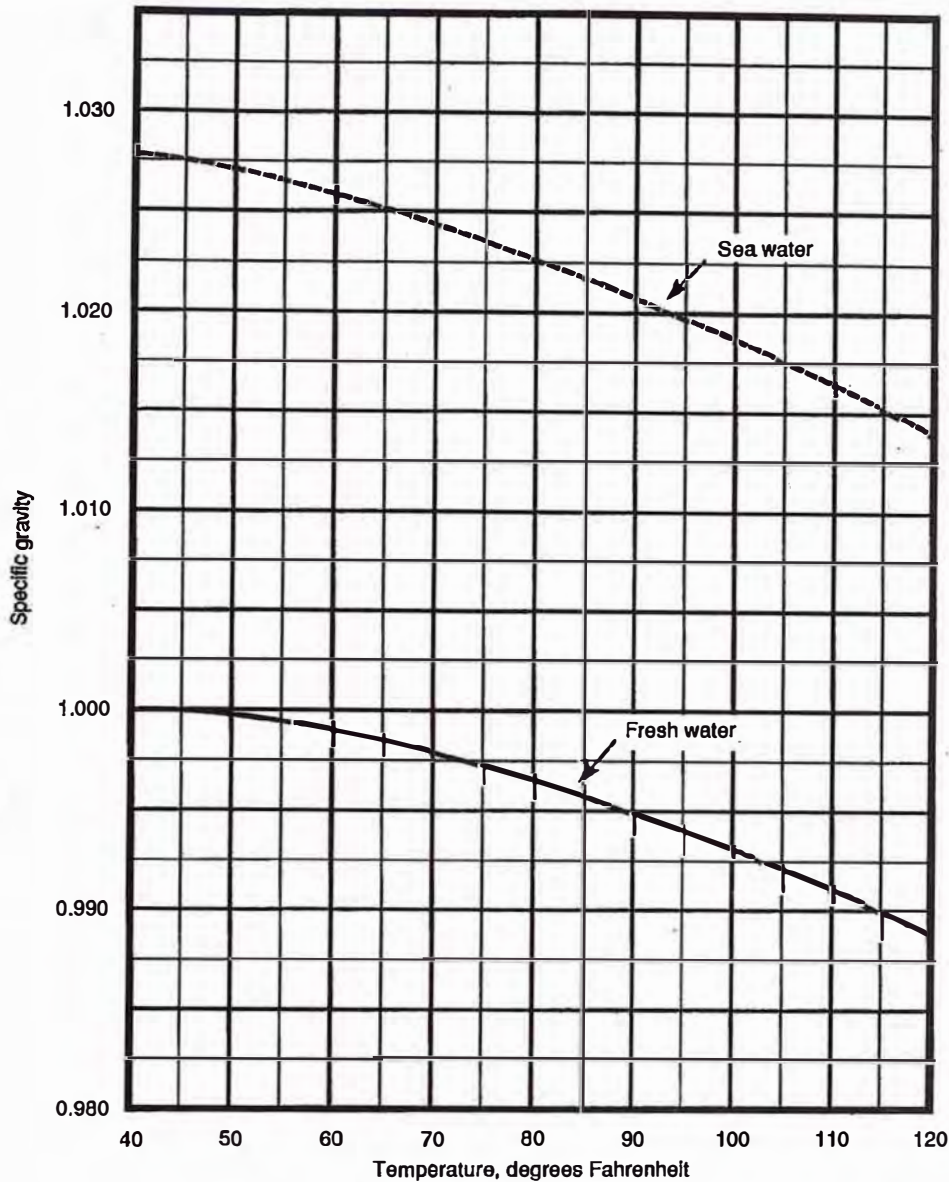


Figure 1—Specific Gravity of Clear Water (Fresh and Sea) for Temperatures Between 40°F and 120°F

arator is beneficial. In the event that such equalization cannot be provided, the separator must handle the design storm flow of direct runoff from the drainage area. The size of the storm flow load on a separator can be estimated based on frequency, intensity, and duration of rainfall. Data on these factors for various localities can be obtained from state and federal agencies. The amount of runoff is a function of rainfall intensity, soil porosity, the size of the drainage area, and the percentage of the area that is paved. If practical, surface

runoff that never contacts oil should be excluded from the process wastewater separator system.

When flow exceeds the design capacity of the separator, the separator continues to function, but it does so with reduced efficiency. The frequency and duration of hydraulic overloads can be reduced by providing additional separator capacity. Alternatives are to divert flow that exceeds the design flow allowance to an impounding basin for temporary storage or to separate extraneous flows from the system (for

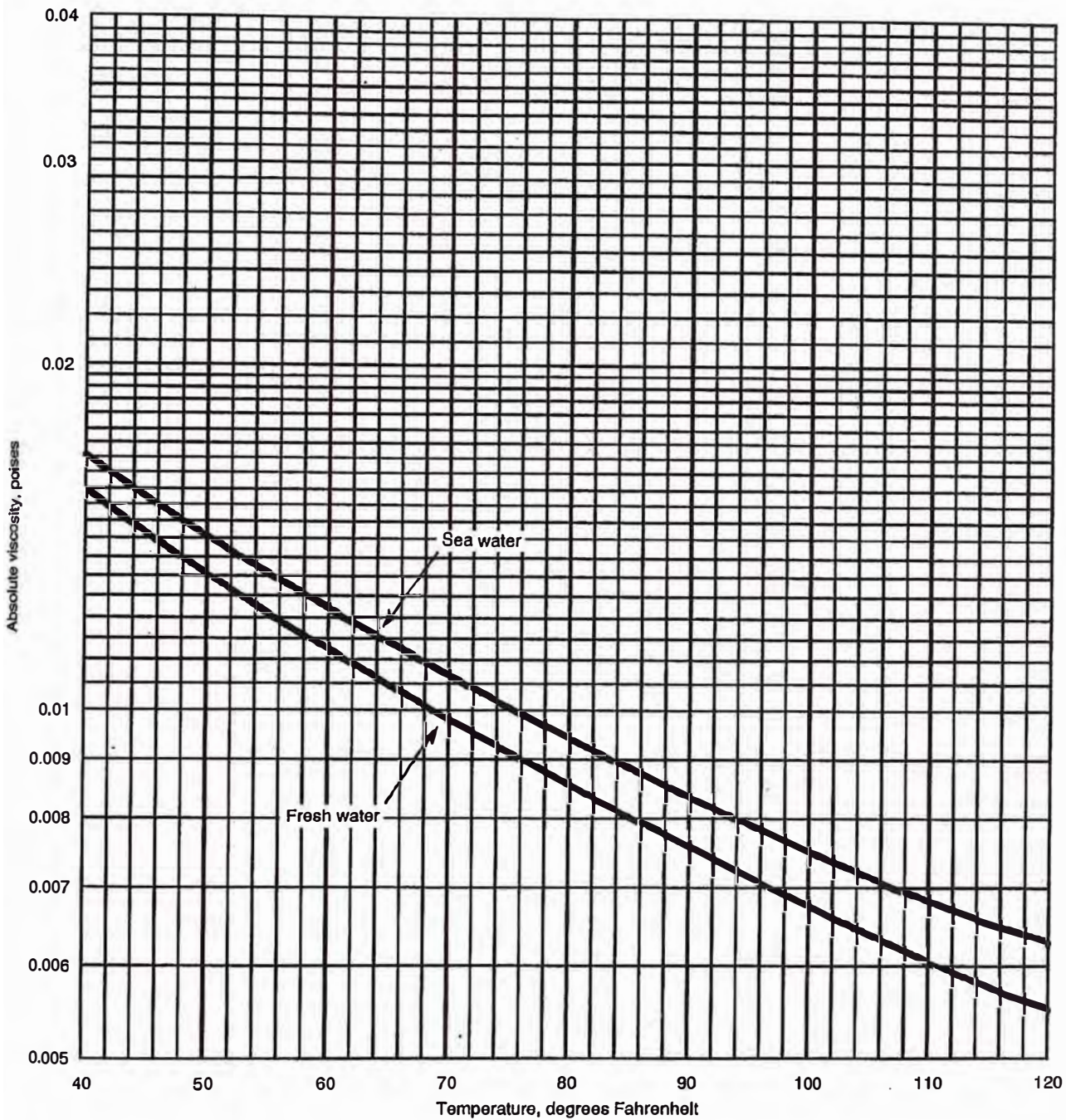


Figure 2—Absolute Viscosity of Clear Water (Fresh and Sea) for Temperatures Between 40°F and 120°F

example, uncontaminated runoff, utility blowdowns, and non-oily process wastewater) for separate handling or tie-in to the wastewater treatment system downstream of the oil-water separator. In certain cases, diversion of low-oil, high-pH waste streams from the separator can enhance its performance.

2.1.4 STEP-BY-STEP DESIGN CALCULATIONS

2.1.4.1 General

As discussed above, the following parameters are required for the design of an oil-water separator:

- Design flow (Q_m), the maximum wastewater flow. The design flow should include allowance for plant expansion and stormwater runoff, if applicable.
- Wastewater temperature. Lower temperatures are used for conservative design.
- Wastewater specific gravity (S_w).
- Wastewater absolute (dynamic) viscosity (μ).
- Wastewater oil-fraction specific gravity (S_o). Higher values are used for conservative design.
- Globule size to be removed. The nominal size is 0.015 centimeter, although other values can be used in conjunction with Equation 1 if indicated by specific data.

The design of conventional separators is subject to the following constraints:

- Horizontal velocity (v_H) through the separator should be less than or equal to 3 feet per minute or equal to 15 times the rise rate of the oil globules (V_t), whichever is smaller.
- Separator water depth (d) should not be less than 3 feet, to minimize turbulence caused by oil/sludge flight scrapers and high flows. Additional depth may be necessary for installations equipped with flight scrapers. It is usually not common practice to exceed a water depth of 8 feet.
- The ratio of separator depth to separator width typically ranges from 0.3 to 0.5 in refinery service.
- Separator width is typically between 6 and 20 feet and conforms to standard dimensions for flight scraper shaft lengths specified for sludge removal.
- By providing a minimum of two separator channels, one channel is available for use when it becomes necessary to remove the other from service for repair or cleaning.

The following design suggestions are also made:

- The amount of freeboard specified should be based on consideration of the type of cover to be installed and the maximum hydraulic surge used for design.
- A length-to-width ratio (L/B) of at least 5 is suggested to provide more uniform flow distribution and to minimize the effects of inlet and outlet turbulence on the main separator channel.
- When the target diameter of the oil globules to be removed is known to be other than 0.015 centimeter, Equation 1 should be used to compute oil-globule rise rates. Equation 2 assumes an oil-globule size of 0.015 centimeter and represents a typical design approach.

Figure 3 shows an oil-water separator and depicts the design variables listed above. Repeating Equations 1 and 2,

$$V_t = (g/18\mu)(\rho_w\rho_o)D^2 \quad (1)$$

$$V_t = 0.0241 \frac{S_w - S_o}{\mu} \quad (2)$$

Where:

- V_t = vertical velocity, or rise rate, of the design oil globule, in centimeters per second.
- g = acceleration due to gravity
= 981 centimeters per second squared.
- μ = absolute viscosity of wastewater at the design temperature, in poise.
- ρ_w = density of water at the design temperature, in grams per cubic centimeter.
- ρ_o = density of oil at the design temperature, in grams per cubic centimeter.
- D = diameter of the oil globule to be removed, in centimeters.
- S_w = specific gravity of the wastewater at the design temperature (dimensionless).
- S_o = specific gravity of the oil present in the wastewater (dimensionless, not degrees API).

After an oil-globule rise rate (V_t) has been obtained from Equation 1 or 2, the remaining design calculations may be carried out as described in 2.1.4.2 through 2.1.4.7.

2.1.4.2 Horizontal Velocity (v_H)

The design mean horizontal velocity is defined by the smaller of the values for v_H , in feet per minute, obtained from the following two constraints:

$$v_H = 15V_t \leq 3 \quad (3)$$

These constraints have been established based on operating experience with oil-water separators. Although some separators may be able to operate at higher velocities, 3 feet per minute has been selected as a recommended upper limit for conventional refinery oil-water separators. Most refinery process-water separators operate at horizontal velocities much less than 3 feet per minute at average flow. All separators surveyed had average horizontal velocities of less than 2 feet per minute, and more than half had average velocities less than 1 foot per minute, based on typical or average flow rates (see Appendix C). Maximum flow rates were not reported in the survey; however, design flow rates were typically 1.5–3 times the typical average flow rates.

2.1.4.3 Minimum Vertical Cross-Sectional Area (A_c) (See Figure 3)

Using the design flow to the separator (Q_m) and the selected value for horizontal velocity (v_H), the minimum total cross-sectional area of the separator (A_c) can be determined from the following equation:

$$A_c = Q_m / v_H \quad (4)$$

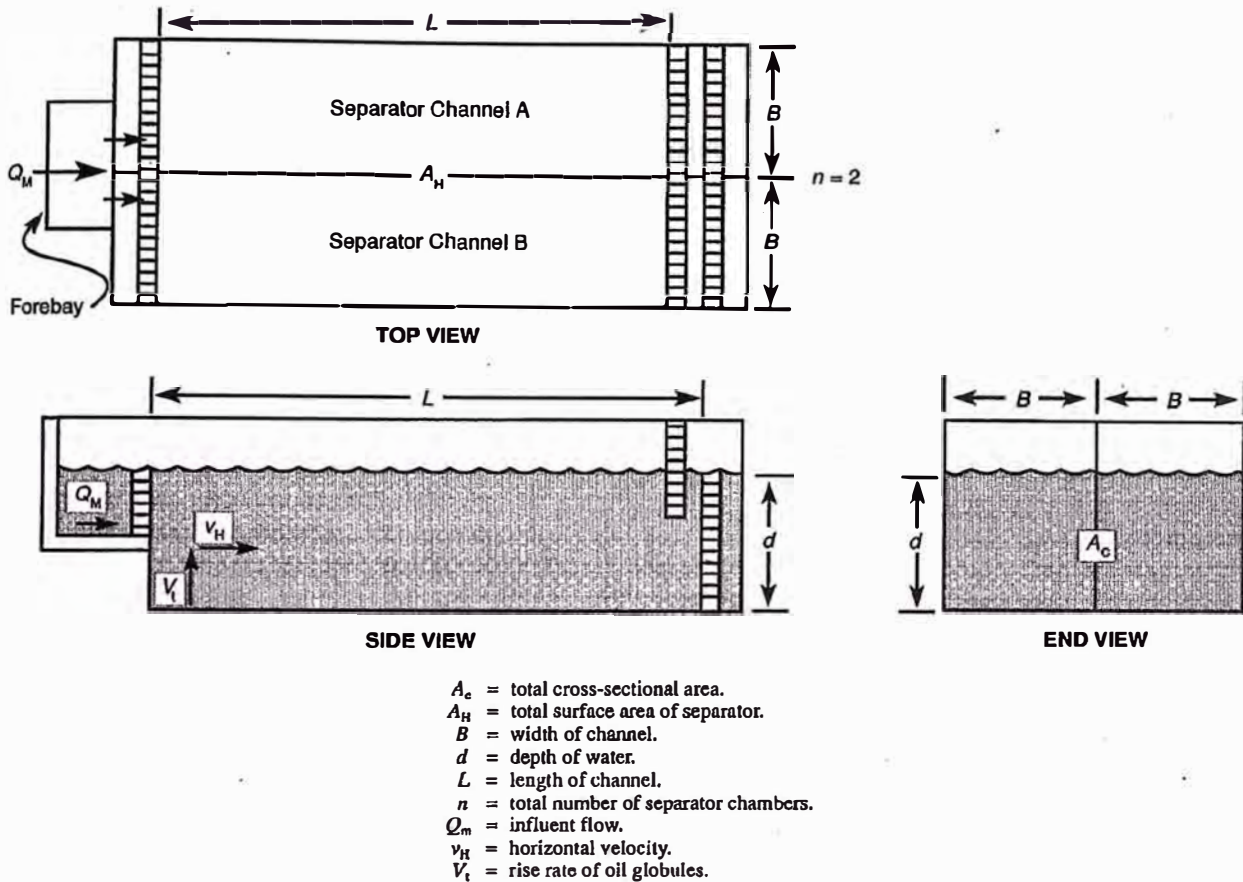


Figure 3—Design Variables for Oil–Water Separators

Where:

- A_c = minimum vertical cross-sectional area, in square feet.
- Q_m = design flow to the separator, in cubic feet per minute.
- v_H = horizontal velocity, in feet per minute.

2.1.4.4 Number of Separator Channels Required (n)

In general, the most economical installation is one that minimizes the number of channels required. However, a minimum of two channels is recommended to allow for separator maintenance without bypassing the entire separator. To minimize the number of channels, the cross-sectional area should be maximized in conformance with the design constraints set above. Typically, the maximum cross-sectional dimensions recommended for a single channel are 20 feet wide and 8 feet deep (160 square feet). On this basis, the number of channels (n) required is calculated as follows:

$$n = A_c / 160 \quad (5)$$

Where:

- A_c = minimum vertical cross-sectional area, in square feet.

Fractional numbers of channels are rounded up to the next whole number, based on engineering judgment.

2.1.4.4 Channel Width and Depth

Given the total cross-sectional area of the channels (A_c) and the number of channels desired (n), the width and depth of each channel can be determined. A channel width (B) of between 6 and 20 feet should be substituted into the following equation, solving for depth (d):

$$d = A_c / Bn \quad (6)$$

Where:

- d = depth of channel, in feet.
- A_c = minimum vertical cross-sectional area, in square feet.
- B = width of channel, in feet.
- n = number of channels (dimensionless).

The channel depth obtained should conform to the accepted ranges for depth (3–8 feet) and for the depth-to-width ratio (0.3–0.5). If the depth obtained fails to meet either of these criteria, different separator widths should be tried until a depth that meets these criteria is obtained.

2.1.4.5 Separator Length

Once the separator depth and width have been determined, the final dimension, the channel length (L), is found using the following equation:

$$L = F(v_H / V_i) d \tag{7}$$

Where:

- L = length of channel, in feet.
- F = turbulence and short-circuiting factor (dimensionless).
- v_H = horizontal velocity, in feet per minute.
- V_i = vertical velocity of the design oil globule, in feet per minute.
- d = depth of channel, in feet.

If necessary, the separator's length should be adjusted to be at least five times its width, to minimize the disturbing effects of the inlet and outlet zones.

Equation 7 is derived from several basic separator relations:

- a. The equation for horizontal velocity ($v_H = A_c / Q_m$), where A_c is the minimum total cross-sectional area of the separator.
- b. The equation for surface-loading rate ($V_i = Q_m / A_H$), where A_H is the minimum total surface area of the separator.
- c. Two geometrical relations for separator surface and cross-section area ($A_H = LBn$ and $A_c = dBn$), where n is the number of separator channels.

A derivation of this equation is given in Appendix A.

The turbulence and short-circuiting factor (F) is a composite of an experimentally determined short-circuiting factor of 1.21 and a turbulence factor whose value depends on the ratio of mean horizontal velocity (v_H) to the rise rate of the oil globules (V_i). A graph of F versus the ratio v_H / V_i is given in Figure 4; the data used to generate the graph are also given.

2.1.4.6 Minimum Horizontal Area

In an ideal separator—one in which there is no short-circuiting, turbulence, or eddies—the removal of a given suspension is a function of the *overflow rate*, that is, the flow rate divided by the surface area. The overflow rate has the dimensions of velocity. In an ideal separator, any oil globule whose rise rate is greater than or equal to the overflow rate will be removed. This means that any particle whose rise rate

is greater than or equal to the water depth divided by the retention time will reach the surface, even if it starts from the bottom of the chamber. When the rise rate is equal to the overflow rate, this relationship is expressed as follows:

$$V_i = \frac{d_i}{T_i} = \frac{d_i}{\frac{L_i B_i d_i}{Q_m}} = \frac{Q_m}{L_i B_i} = v_o \tag{8}$$

Where:

- d_i = depth of wastewater in an ideal separator, in feet.
- T_i = retention time in an ideal separator, in minutes.
- L_i = length of an ideal separator, in feet.
- B_i = width of an ideal separator, in feet.
- v_o = overflow rate, in feet per minute.

Equation 8 establishes that the surface area required for an ideal separator is equal to the flow of wastewater divided by the rise rate of the oil globules, regardless of any given or assigned depth.

By taking into account the design factor (F), the minimum horizontal area (A_H), is obtained as follows:

$$A_H = F \left(\frac{Q_m}{V_i} \right) \tag{9}$$

Where:

- F = turbulence and short-circuiting factor (dimensionless).
- Q_m = wastewater flow, in cubic feet per minute.

2.1.5 DESIGN EXAMPLE

2.1.5.1 Wastewater Characteristics

In this example, the wastewater has the following characteristics:

- a. A design flow rate (Q_m) of 4490 gallons per minute.
- b. A minimum temperature of 105°F.
- c. A specific gravity (S_w) of 0.992.
- d. An absolute (dynamic) viscosity (μ) of 0.0065 poise.
- e. A maximum oil specific gravity (S_o) of 0.92.

2.1.5.2 Design Calculations

2.1.5.2.1 The rise rate for the oil globules is calculated using Equation 2. For a globule with a diameter (D) of 0.015 centimeter,

$$\begin{aligned} V_i &= 0.0241 \frac{S_w - S_o}{\mu} \\ &= 0.0241 \frac{0.992 - 0.92}{0.0065} \\ &= 0.267 \end{aligned}$$

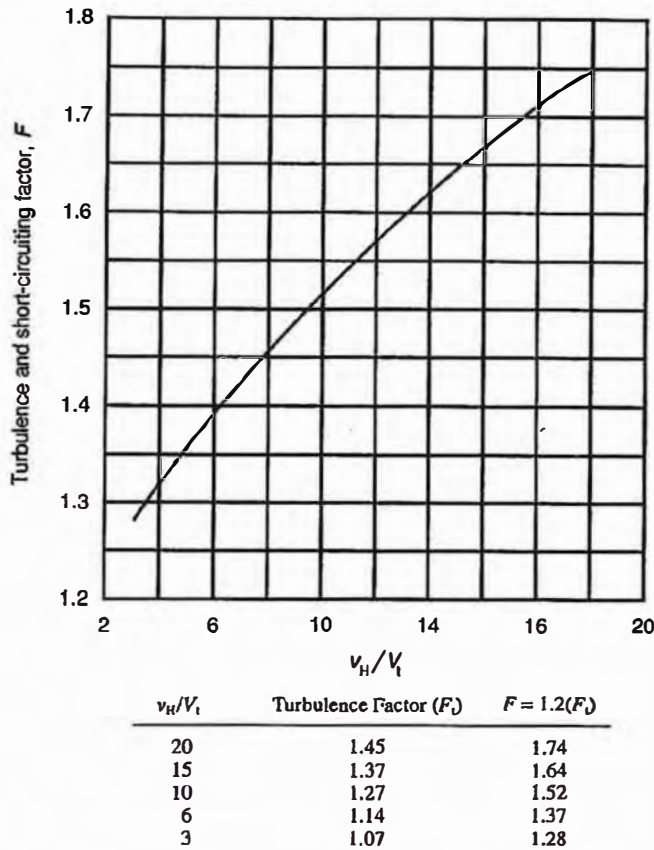


Figure 4—Recommended Values of F for Various Values of v_H/V_t

2.1.5.2.2 The maximum allowable mean horizontal velocity is calculated using Equation 3:

$$v_H = 15V_t \leq 3$$

$$= 15(0.267) = 4$$

$$4 > 3$$

A velocity of 3 feet per minute is used because this is the maximum recommended mean horizontal velocity.

2.1.5.2.3 The minimum vertical cross-sectional area is calculated using Equation 4:

$$A_c = Q_m / v_H$$

$$Q_m = 4490 / 7.48 = 600$$

$$A_c = 600 / 3 = 200$$

2.1.5.2.4 The number of separator channels required is calculated using Equation 5:

$$n = A_c / 160$$

$$= 200 / 160$$

$$= 125$$

$$\therefore n = 2$$

Since n must be greater than or equal to 2, this value is acceptable.

2.1.5.2.5 The width and depth of the channels are calculated using Equation 6:

$$d = A_c / Bn$$

Assuming a channel width (B) of 20 feet,

$$d = \frac{200}{(20)(2 \text{ channels})} = 5$$

The value of 5 obtained for d meets the requirement that d be greater than or equal to 3 but less than or equal to 8. However, with $d = 5$, $d/B = 0.25$, which fails to meet the requirement that d/B be greater than or equal to 0.3 but less than or equal to 0.5. Therefore, a smaller value for B must be tried. Assuming a channel width (B) of 18 feet,

$$d = \frac{200}{(18)(2 \text{ channels})} \approx 6$$

The value of 6 obtained for d meets the requirement that d be greater than or equal to 3 but less than or equal to 8. In addition, with $d = 6$, $d/B = 0.3$, which meets the requirement that

d/B be greater than or equal to 0.3 but less than or equal to 0.5. Furthermore, B meets the requirement that it be greater than or equal to 6 but less than or equal to 20. Therefore, a channel width of 18 feet and a channel depth of 6 feet are acceptable dimensions.

2.1.5.2.6 The length of the separator is calculated using Equation 7:

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

From 2.1.5.2.1 and 2.1.5.2.2, $v_H/V_t = 3/0.267 = 11.23$. Therefore, from Figure 4, $F = 1.55$.

$$L = (1.55)(11.23)(6) \approx 105$$

A check should be performed to determine that L/B is greater than or equal to 5. In this case, L/B is equal to 5.8, so the check is satisfied.

2.1.5.2.7 The separator configuration resulting from this example consists of two channels, each 105 feet long and 18 feet wide, with a water depth of 6 feet plus desired freeboard. The series of calculations above illustrates the fundamental separator chamber dimensions needed for detailed unit design. The construction details given in 2.2 provide information on oil- and sludge-removal equipment and other factors pertinent to the implementation of separator design.

2.2 Construction Details

2.2.1 GENERAL

A conventional oil-water separator installation (see Figure 5) consists of two basic sections—the inlet section and the oil-water separator channels. The components of these sections are discussed in 2.2.2 through 2.2.4, and information on the types of appurtenances currently used is provided.

2.2.2 INLET SECTION

2.2.2.1 General

The inlet area serves to distribute flow to the separator channels. Some separation of oil from the wastewater occurs here in addition to removal of some grit and floating debris. If the separator is to receive highly variable flows, such as those from uncontrolled stormwater runoff, the overall design may need to incorporate criteria for flow equalization.

The main components of a typical inlet section are illustrated in Figure 5. These may include a preseparator flume, a trash rack or automatic bar screen, an oil skimmer, and a forebay. The gateways for channel shutoff are the division between the inlet section and the separator channels. If total separator system bypass is desired, additional gates should be installed at the head of the inlet section.

2.2.2.2 Preseparator Flume

The preseparator flume is located between the end of the inlet sewer and the separator forebay and serves to reduce flow velocity and separate light oil. Velocity reduction is essential for even distribution of flow to the separator channels. Grit deposition and oil separation will occur as a result of the velocity reduction. Velocity reduction with minimum turbulence is accomplished by a transition section located between the inlet sewer and the preseparator section. For good hydraulics, the sides of the transition section are flared laterally and the floor is sloped from the sewer invert to the separator-floor elevation.

The effluent end of the preseparator section usually contains three pieces of equipment: a bar screen or trash rack, an oil skimmer, and an oil-retention baffle, in that order. To minimize evaporative losses, the preseparator flume and transition section may be required to be covered by government regulations.

Note: Refer to "Standards of Performance for VOC Emissions from Petroleum Refinery Wastewater Systems" (40 Code of Federal Regulations Part 60, Subpart QQQ), which addresses air emissions from oil-water separators.

Floating oil that has been trapped in this section of the flume should be skimmed and removed at periodic intervals.

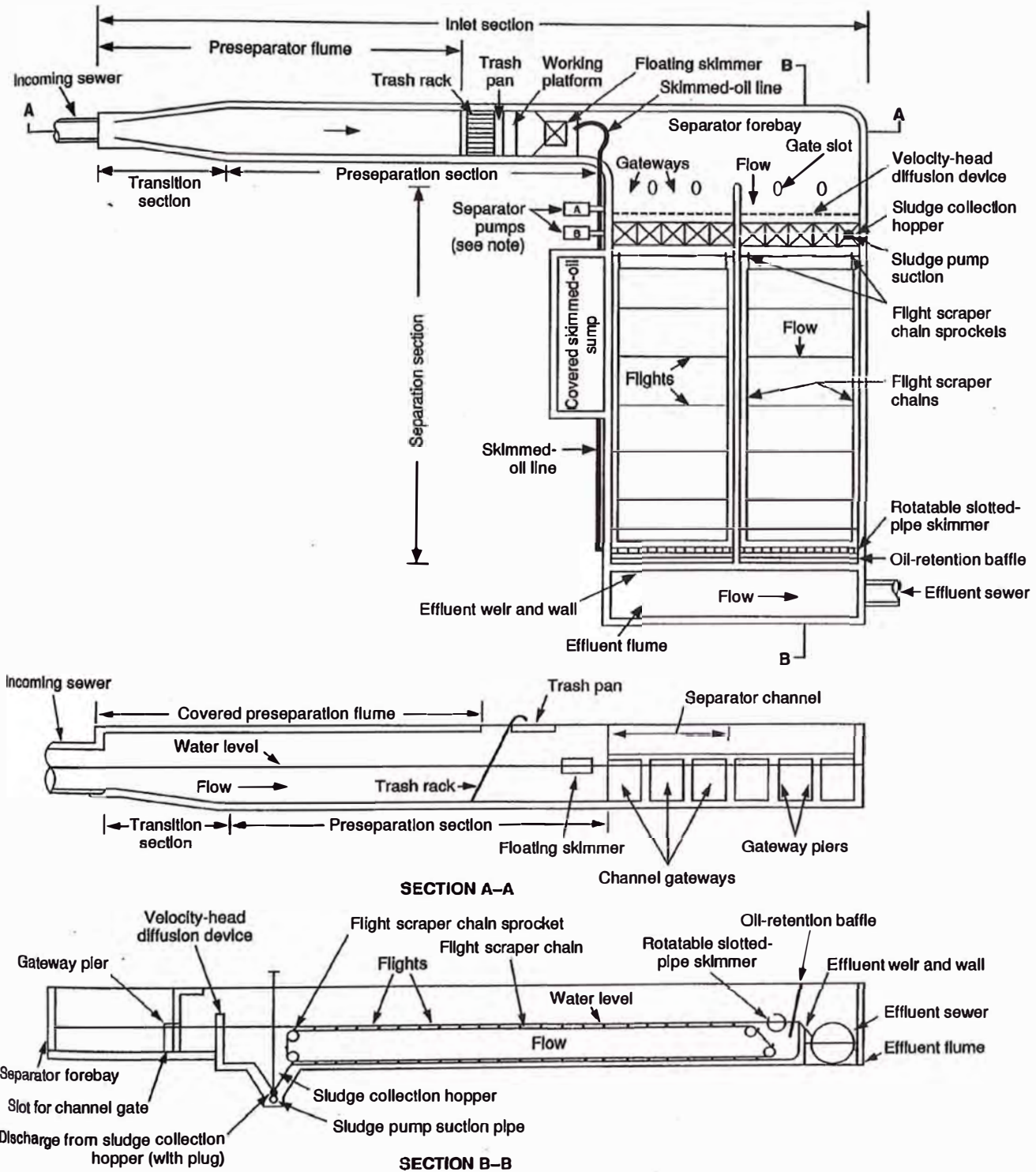
Velocities in the preseparator section on the order of 10–20 feet per minute, with a 1–2-minute detention time, are considered satisfactory. Experience has shown that most of the oil flowing to a separator can be recovered in the preseparator flume or preseparator section. If needed, means should be provided for removal of settleable solids deposited in this section. These means can include grit rakes or provision of multiple channels in the preseparator flume to allow one channel to be taken out of service for cleaning without having to bypass the entire oil-water separator.

2.2.2.3 Trash Rack

Trash racks or bar screens can be placed upstream of the separator to remove sticks, rags, stones, and other debris that would interfere with the operation of downstream equipment. The trash rack consists of a series of inclined bars spaced on 1–2-inch centers, at an angle of 45–75 degrees from the horizontal, depending on the depth of the flume. A perforated pan draining into the flume is provided to receive the debris removed from the bars. Both manually cleaned devices and mechanically cleaned trash racks are available.

2.2.2.4 Oil Skimmer and Retention Baffle

An oil skimmer is generally installed downstream of the trash rack for removal of oil from the inlet section. Rotatable slotted-pipe skimmers are normally preferred for this location. A floating skimmer can be employed where the flow level is expected to vary significantly.



Note: Separator pumps are allocated for specific service as follows but are manifolded to permit sparing and to provide flexibility of operations. Pump A is used to transfer of the oil-water mixture from the skimmed-oil sump to the water-removal vessel. Pump B is used to transfer of sludge from the separator to the sludge-handling facilities.

Figure 5—Conventional Oil-Water Separator (Uncovered)

Skimmers may be manually operated at suitable intervals or automated to skim on a cyclic basis.

When an oil-retention baffle is provided, it should be located not more than 12 inches downstream of the oil skimmer. The baffle's submergence should not exceed 18 inches.

2.2.2.5 Separator Forebay

The preseparator flume discharges into the separator forebay, which distributes the influent to the separator channels. If an upstream grit collector is lacking, sludge is likely to be deposited in the forebay. In the absence of an upstream grit collector, means should be provided for removing or transferring the sludge to the separator for subsequent removal, particularly if a reaction-jet diffusion device is used. Water jets can be used to flush solids from the forebay into the separator zone. This practice can affect the quality of the effluent unless the separator channel is blocked off. Alternatively, the reaction-jet diffusion device can be put at the floor level of the forebay to allow solids to be scoured out of the forebay to the separator channels for collection. An oil skimmer may also be needed in the forebay, depending on whether or not oil is trapped by the flow distribution devices.

2.2.3 SEPARATION SECTION

2.2.3.1 General

The separation channel is a simple flow-through basin that presents no obstruction to the flow so that turbulence is minimized. Separators with long channels are sometimes subdivided into primary and secondary bays to reduce the travel of the sludge scrapers and oil skimmers. The separation channel includes the following appurtenances: gateways, velocity-head diffusion devices (vertical-slot baffles or reaction-jet inlets), oil- and sludge-moving devices, oil skimmers and retention baffles, and oil- and sludge-collection equipment.

2.2.3.2 Gateways

The influent flows from the forebay into the separator channels through shutoff gateways that are made as wide as is practicable. Permanently installed, tight shutoff gates may be provided, but steel sheets or wooden boards sized so that they drop into place when required may also be satisfactory if they can stop flow into a channel. To promote long life and avoid costly replacement, the gateways should be of suitable corrosion- and erosion-resistant materials.

2.2.3.3 Velocity-Head Diffusion Devices

2.2.3.3.1 General

Immediately downstream of the inlet gateways are velocity-head diffusion devices, such as reaction jets or vertical-slot baffles. The functions of these devices are to reduce flow

turbulence and to distribute the flow equally across the channel's cross-sectional area.

2.2.3.3.2 Reaction-Jet Inlet

A reaction jet is an alternative diffusion device that may be used instead of a vertical-slot baffle to introduce the influent into the main separating channels and distribute it over the cross-sectional flow area. A hydraulic study of separator inlets sponsored by API at the University of Wisconsin [5] found that a separator provided with reaction-jet inlets yielded an effluent with a lower oil content than that obtained from a separator equipped with vertical baffles.

A reaction jet consists of a tube or orifice and a dished target baffle (see Figure 6). The concave surface of the target baffle faces the orifice or tube. The flow of water from the orifice or tube is reversed by the baffle so that it impinges on the inlet wall of the separator. In this manner, the velocity head is dissipated, and the flow is effectively and uniformly distributed over the channel's cross-sectional area.

Orifices are generally used if the separator forebay is large and flow direction is normal to the inlet wall. Orifices are flush with respect to the inlet wall. Tubes are indicated where approach velocities in directions at an angle to the inlet wall exceed 0.5 feet per second. The tubes project into the separator section from the inlet.

Reaction-jet inlets have been installed based on the following criteria:

- a. The baffle's radius of curvature (R), in inches, is equal to the tube or orifice diameter (D) in inches.
- b. A diameter is selected that is sufficient to maintain a design flow velocity of 3 feet per second in the tube or orifice.
- c. The baffle diameter ($D + 1$) is 1 inch larger than the tube or orifice diameter.
- d. The baffle is located downstream from the tube or orifice at a distance equivalent to 0.25–0.6 of the tube diameter. A proper distance is required to avoid clogging.
- e. A hole may be provided in the center of the baffle to improve distribution. The area of this hole should be 6 percent of the plane area of the baffle (see the formula in Figure 6).
- f. To facilitate removal of sludge from the forebay, the centerline of the reaction jet is located at the midpoint of flow depth in the main separator channel and at the bottom of the forebay (that is, the floor of the forebay should be at the midpoint of the separator channel).
- g. Reaction jets are spaced uniformly across the width of the channel. The distance from the channel wall to the first jet is one-half the distance between adjacent jets.

A number of refinery installations of reaction jets examined in an API-sponsored research project [5] are giving satisfactory service.

Reaction jets have a number of advantages:

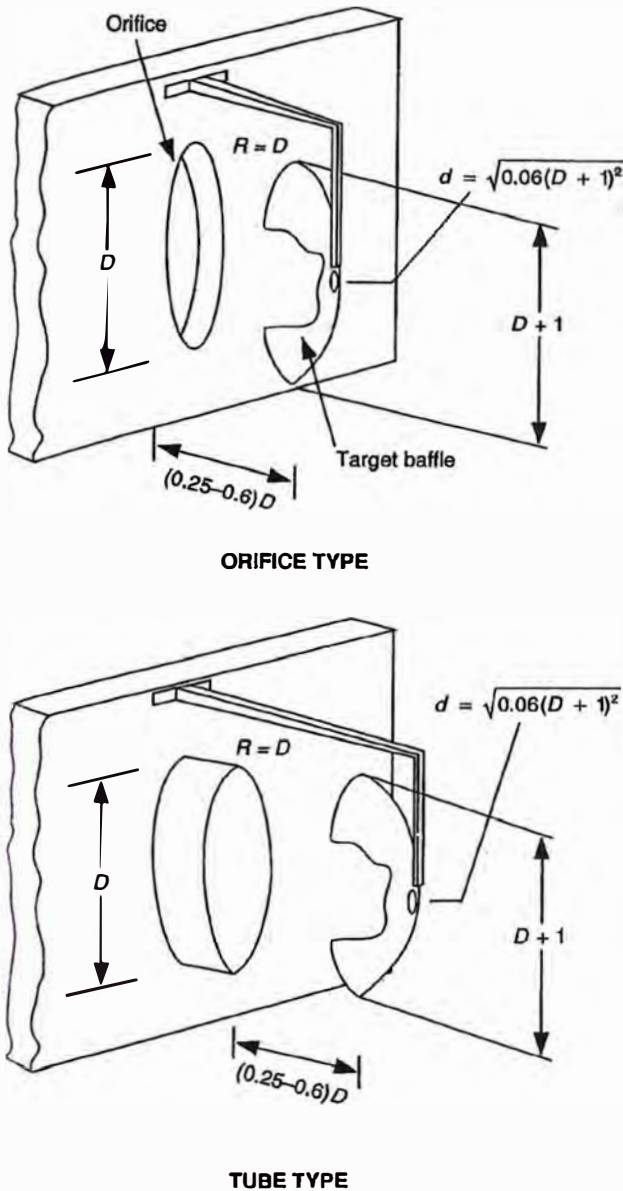


Figure 6—Reaction-Jet Inlets

- a. They are not subject to clogging.
- b. They provide good distribution over a wide range of flow rates.
- c. They are less costly than other devices.

Dimensions and installation details for reaction jets are available from equipment vendors.

2.2.3.3.3 Vertical-Slot Baffle

A vertical-slot baffle (see Figure 7) consists of upright members spaced across the channel inlet so that the open ar-

chas between members are at least 1/2 inch wide and larger than the bar screen openings.

The shape of the members is not critical, although rectangular posts are the most commonly used. Having the upstream opening narrower than the downstream one can facilitate cleaning and dissipate velocity. Pipes have also been used as members. The spacing of members need not be uniform; in general, the closer the spacing the better, as long as clogging does not become a problem. Where high local influent velocity is a problem, baffle members should be more closely spaced. Manual cleaning of the baffle is occasionally necessary.

The baffle members are inserted singly or as a section into the channel sides and floor, flush with the channel bottom and extending above the design water level.

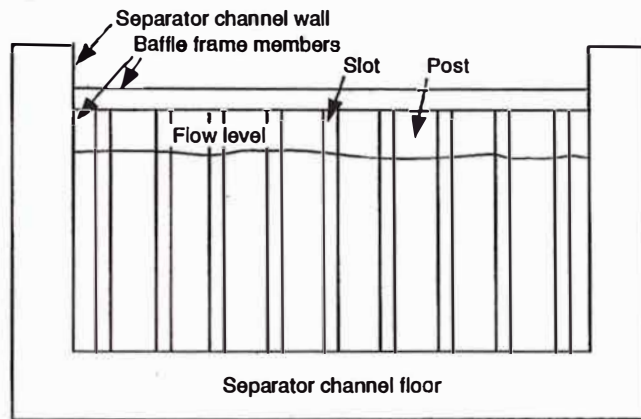
The design of vertical-slot baffle systems is based on the percentage of free space within the areas delineated by the baffle system. This should be equivalent to 3–7 percent of the channel’s cross-sectional area. Figure 7 shows a typical baffle arrangement. In this case, a baffle with a trapezoidal cross-section was used to cause a reduction in flow velocity across the baffles.

2.2.3.4 Oil- and Sludge-Moving Devices

Depending on the volume and characteristics of solids and oil, mechanical equipment may be provided to move the substances to the collection point. The purpose of oil- and sludge-moving devices is to convey separated sludge and surface oils to a collection point to permit easy removal of these materials. There are two common types of mechanical oil- and sludge-moving devices: the chain type and the span type.

The four-shaft collector (see Figure 8) consists of two parallel chains moved by motor-driven sprockets. These chains carry flights that extend across the width of the channel. As the surface flights travel downstream, separated oil is moved toward the oil skimmer. On the return trip, the flights move along the channel floor, pushing sludge toward the sludge-collecting hoppers or trough at the influent end. Operation of the unit can be controlled either manually or automatically.

The span or traveling bridge (see Figure 9) is located above the channels, spanning one or more of them. This unit moves on rails located on top of the channel walls. On the downstream trip, the oil-moving flight is submerged to move separated oil. During this trip, the sludge-moving blade is either horizontally positioned or raised out of the channel. At the end of the run, the oil-moving blade is raised out of the water and the sludge-moving blade is properly positioned to move sludge on the return trip upstream. Operation of this unit can be manual or automatic. This design is not common and has not been used on units equipped with covers.



FRONT ELEVATION

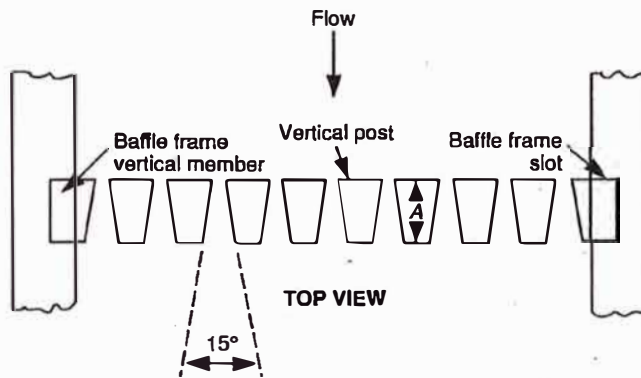
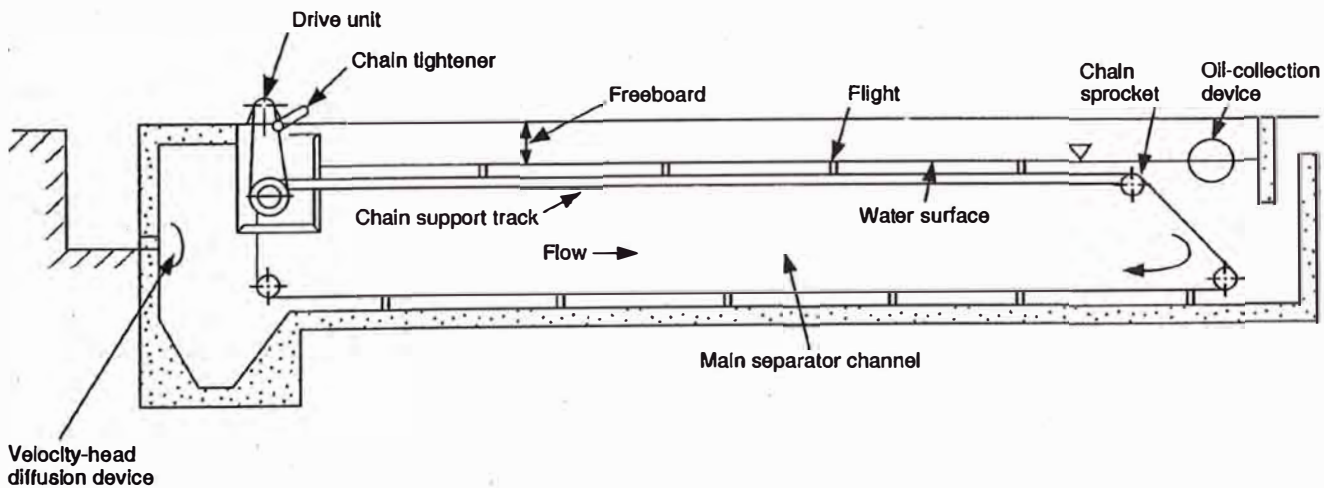
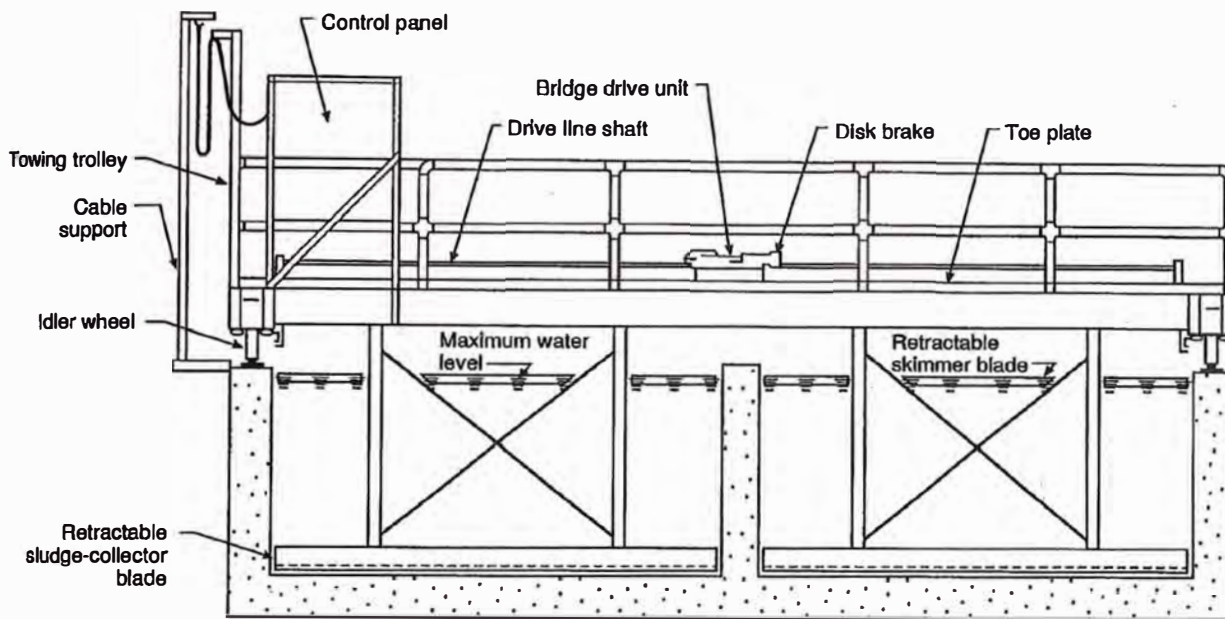


Figure 7—Vertical-Slot Baffle



Note: Diagram courtesy of Envirex, Inc. Reprinted with permission.

Figure 8—Four-Shaft Collector-Type Oil- and Sludge-Moving Device



Note: Diagram courtesy of Envirex, Inc. Reprinted with permission.

Figure 9—Traveling-Bridge Oil Skimmer and Sludge Collector

Both types of devices are commercially available from a number of manufacturers. Because information is readily available from vendors, design details are omitted here.

For units equipped with covers, suction sludge-removal equipment is available from several manufacturers of clarifier equipment. Experience with these types of devices in petroleum refineries is limited.

2.2.3.5 Oil-Skimming Devices

An oil-skimming device should be provided at the end of the main channel or separation section. The method selected for removing oil from the oil-water separator and the proper functioning of the system is crucial to the effective operation of the separator.

Several types of oil-skimming devices are in use: the rotatable slotted-pipe skimmer, the rotary-drum skimmer, and the floating skimmer. The most common of these is the slotted-pipe skimmer.

The rotatable slotted-pipe skimmer (see Figure 10) is the oldest and the most common type in general use. Since the device is commercially available, additional information can be obtained from manufacturers. The proper skimming level can be adjusted by rotating the pipe. The skimmer should be capable of being rotated both backward and forward over a range of 180 degrees so that the separated oil that collects between the skimmer and the oil-retention baffle can be recovered. This is a simple device and is usually manually adjusted, but it can have the disadvantage of picking up a relatively large volume of water along with the skimmed oil

unless the slot elevation is properly set. It can be made to operate automatically by providing the proper control and actuating equipment. The amount of water included with the skimmed oil depends on the care exercised in submerging the slot and on adjusting it during the skimming operation. When used in a multiple, parallel-chamber separator installation, rotatable slotted-pipe skimmers are connected end to end in a line that drains to a sump located at one side of the installation. The oil skimmed from the channel farthest from the sump must flow to it through each of the succeeding skimming pipes. As a result, each succeeding downstream skimmer pipe should be large enough to allow collected oil from other channels to flow by gravity to the sump.

The rotary-drum skimmer (see Figure 11) is available in both floating- and fixed-level modes. The principle of operation is the same for both types. Skimming is accomplished by a drum that rotates with the flow and picks up a thin film of oil, which is scraped off and drained into a collecting sump. The drum can be made of carbon steel, stainless steel, aluminum, or plastic. The optimal tangential velocity of the drum is on the order of 0.5–1.5 feet per second, with a submergence of 0.5 inch or more. The optimal rotational speed depends on the amount of oil to be removed and its viscosity. Submergence is not critical as long as the drum is in contact with the oil layer. The advantages of this unit are that the recovered oil contains relatively little water and its operation can be made automatic.

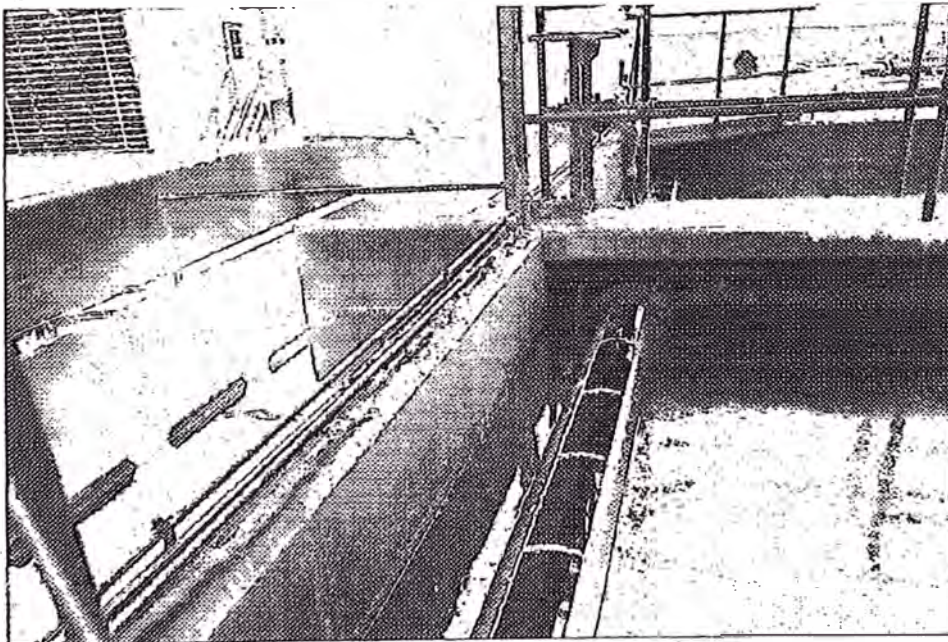
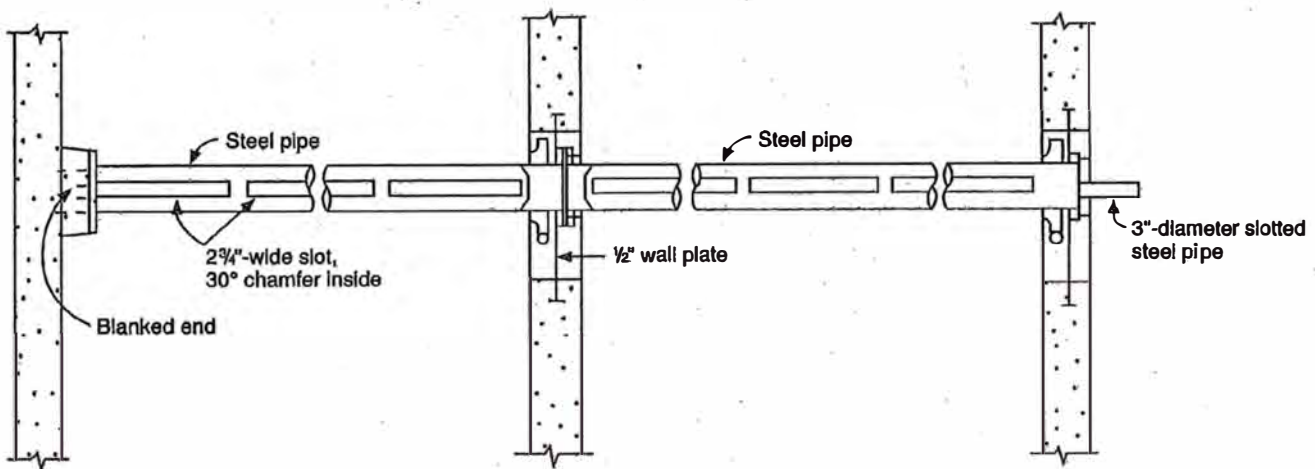
Several types of floating skimmers are also available. The horseshoe-type floating skimmer (see Figure 12) consists of

a buoyancy chamber, a skimming weir, an oil-collecting pan, and a discharge orifice attached to a hose that conveys skimmings to a sump. The self-adjusting floating skimmer (see Figure 13) is a box within a box, with the inner box serving as a buoyancy chamber. During the skimming operation, liquid must be removed by pumping from the rear of the outer box. When this is done, buoyancy is upset, causing the front of the outer box to tilt forward and submerge the skimming weir. When pumping is stopped, the skimmer returns to its normal inoperative position. Neither of these floating skimmers is frequently used in refinery separator installations.

Further information on these skimmers is available from equipment vendors.

2.2.3.6 Recovered-Oil Sump

Recovered skimmed oil flows to a sump from which it is pumped to another vessel for water removal by a variety of chemical or physical processes. The sump's design is based on the estimated volume of oil collected over a given time period and on the desired frequency of transfer-pump operation. Transfer-pump operation should be controlled by high-



Note: Photograph courtesy of Bavirex, Inc. Reprinted with permission.

Figure 10—General Arrangement of Rotatable Slotted-Pipe Skimmer

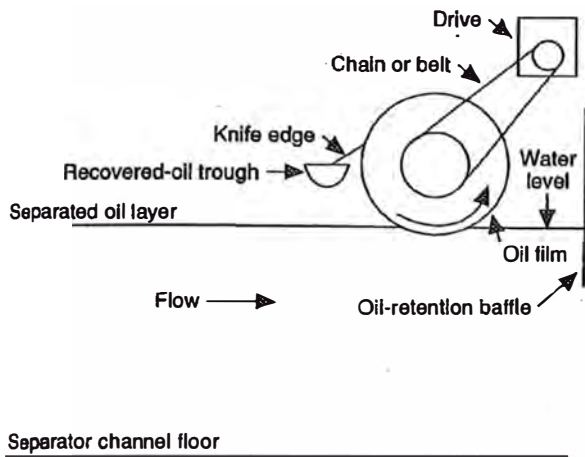


Figure 11—Rotary-Drum Oil Skimmer

and low-level switches. High- and low-level alarms are also suggested to guard against sump overflow and pump cavitation, respectively.

2.2.3.7 Oil-Retention Baffle

An oil-retention baffle should be provided not more than 12 inches downstream of the skimming device. This baffle, usually made of carbon steel or concrete, is installed with a maximum submergence of 55 percent of the water depth. Increased baffle depth could lead to decreased oil and solids separation. The baffle may be installed vertically, or it may be inclined up to 15 degrees from the vertical in the downstream direction (see Figure 5). The baffle should extend to the top of the channel.

2.2.3.8 Sludge Collection and Removal

Sludge can be removed from a separator in several ways, including gravity or augered flow to a pump sump and direct pumping or siphoning from hoppers. In some installations where settleable solids are minimal, sludge can be manually removed when enough sludge has accumulated to require removing the channel from service.

Under the Resource Conservation and Recovery Act (40 Code of Federal Regulations Part 261.32), oil-water separator sludge is a listed hazardous waste. Because of its hazardous classification, special handling procedures for hazardous wastes should be followed. For example, oil-water separator sludge should not be mixed with nonhazardous wastes if the mixture will be hazardous. Sludge disposal should be in accordance with applicable regulations governing disposal of hazardous wastes. The sludge will need to be dewatered before landfill disposal, since no free liquids are allowed.

Sludge may be collected in hoppers or V-bottom troughs located on the separator floor. Sludge-collection hoppers at

the influent end of the main channel section are inverted pyramids whose sides slope at least 45 degrees to the exit at the apex. There are two principal mechanisms for removing sludge from these hoppers. Each hopper may discharge by gravity into a sludge-withdrawal pipe extending beneath the row of hoppers to a sludge pump. Alternatively, each hopper exit can be fitted with a plug that can be lifted manually, raised by a foot pedal, or elevated by a screw stem. Instead of the underdraw system, sludge may be removed from the hopper by a siphon pipe, using hydrostatic pressure. When this is the case, there may not be an exit in the hopper bottom.

A sludge-collecting V-bottom trough may be used instead of hoppers. The trough is built in the channel across the channel's total width on the downstream side of the vertical-slot baffle or reaction-jet wall. The sides of the trough should have a slope of at least 45 degrees. The bottom should slope toward a collection point at the deep end. Sludge is pumped from the collection point through either an underdrain or a siphon pipe similar to that described for the hoppers. The success of sludge collection in the V-bottom trough depends

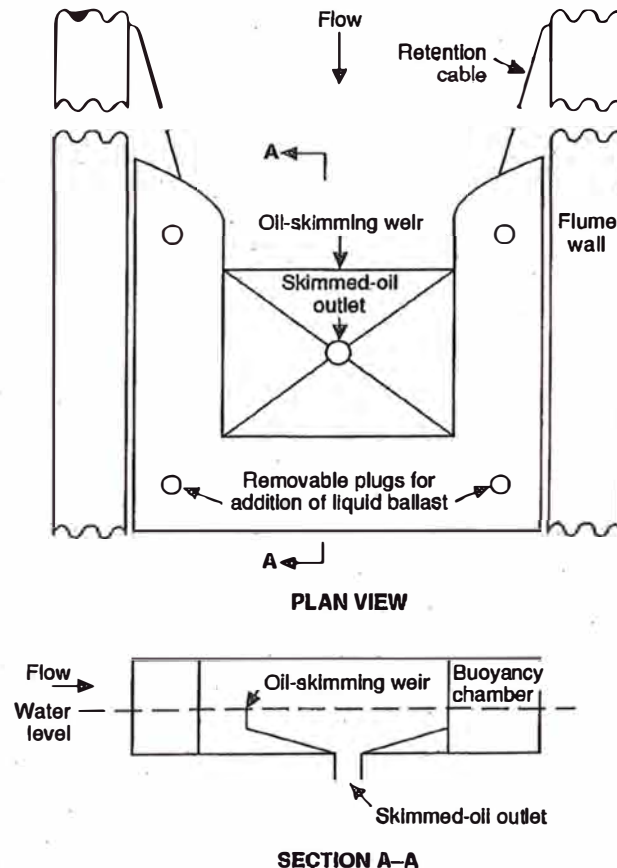


Figure 12—Horseshoe-Type Floating Skimmer

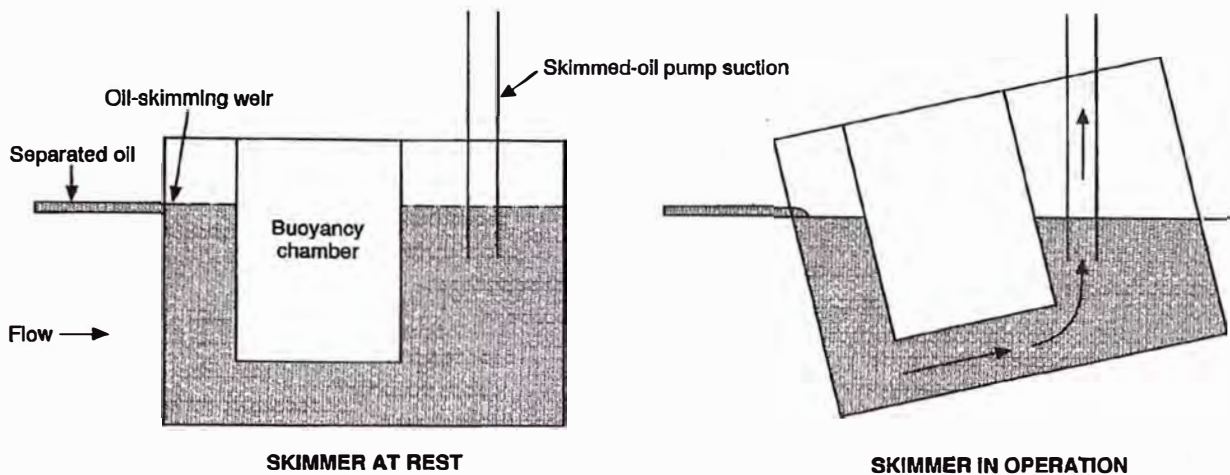


Figure 13—Self-Adjusting Floating Skimmer

on the flow properties of the sludge. Screw conveyors or other cross-collecting devices may also be used to move the sludge toward the collection point for pump-out.

Another alternative to the sludge-removal mechanisms described above is manual sludge removal. With this method, separator chambers are taken out of service on an alternating basis as needed; the chambers are drained, and accumulated sludge and silt are removed either manually or by vacuum truck. For installations with excess separator capacity or where separator effluent oil levels are not critically affected by taking a separator channel out of service, thus increasing the channel surface-loading rate, such a procedure can be an alternative to an in-place mechanical sludge-removal system. It should be noted that many of the conventional separators reported on in the 1985 API Refinery Survey practiced this type of sludge removal.

2.2.3.9 Effluent Weir

The wall of the outfall or effluent weir is located not more than 2 feet downstream of the oil-retention baffle. It extends from the floor of the channel to a height equal to the normal water depth minus the depth of normal flow over the crest (top edge) of the weir. The crest corresponds to the head on the weir.

A sharp-crested or notched steel weir plate is attached to the downstream face of the weir wall along its top. Bolt holes in the plate should be elongated vertically so that the weir plate can be made absolutely level when installed and minor adjustments in elevation can be made.

The effluent flows over the weir into a channel or flume and is conveyed to subsequent wastewater treatment units or to the outfall sewer. Excessive turbulence of the free fall over the weir into the outfall channel may create an oily aerosol. This situation can be minimized by modifying the downstream face of the effluent weir wall to resemble a spillway.

2.2.4 OTHER DESIGN FEATURES

2.2.4.1 General

The design and construction of a new oil-water separator installation or the modernization of an old one presents problems that are peculiar to a refinery's layout and location. In addition, federal and state regulatory developments (for example, New Source Performance Standards) may further influence new construction or modernization. Certain issues common to most refineries are discussed in this subsection.

2.2.4.2 Vapor Loss Control

Vapor losses from oil-water separators may be controlled with fixed- or floating-roof covers. Because there is a vapor space under fixed-roof covers, the potential for explosion hazard needs to be considered. In some cases, although not typically in refineries, vapors are collected and are recovered or vented to a vapor control device to further reduce emissions and reduce the explosive hazard. Another option is to provide gas blanketing of the vapor space. Despite the added complexity of vapor recovery and controls for these covers, fixed-roof covers have the benefit of not interfering with mechanical sludge-removal devices. Floating-roof covers rest directly on the oil-water separator's liquid surface and so do not provide the opportunity for significant volumes of vapors to accumulate. In retrofitting separators with conventional skimmer equipment, the liquid level may need to be raised (or the equipment lowered) to accommodate the covers. In some cases, covering the preseparator flume or front end of the separator provides adequate control of vapor losses. Practice varies, and each proposed installation must be evaluated for conformance with applicable federal, state, and local air emission requirements and for safety considerations.

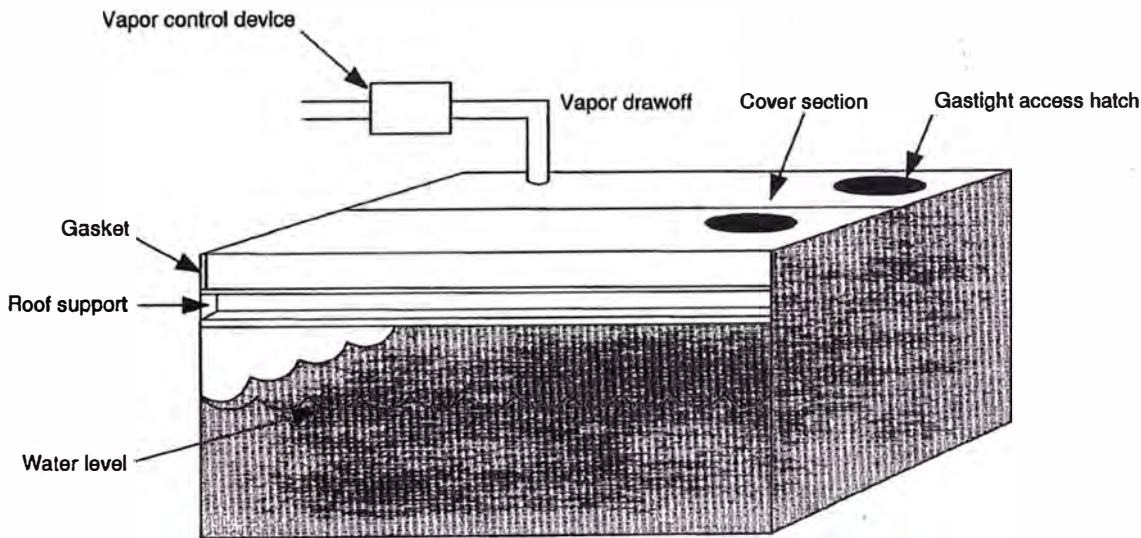
The results of the 1985 API Refinery Survey showed that of 22 covered or partially covered separators, 11 had fixed-

roof covers and 9 had floating-roof covers. In some instances covers were restricted to preseparator flumes, forebays, or primary chambers. Carbon steel covers predominated, accounting for 50 percent of covers in use. Fiberglass and fiberglass/urethane/styrofoam composites were used in 7 of the 22 covers. Concrete has also been used for fixed-roof covers. Diagrams of typical fixed- and floating-roof covers are shown in Figure 14.

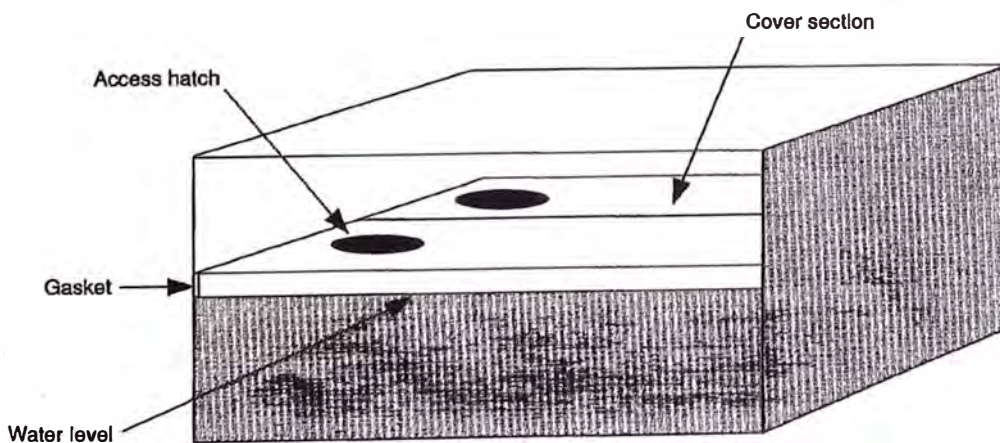
2.2.4.3 Elevation

A good hydraulic grade in the sewer system is important. Where possible, flow to the separator should be by gravity.

To minimize the emulsification of oil and the remixing of separated oil in the wastewater flow, pumping of separator influent should be avoided. In some cases, this has required construction of separators at low elevations and effluent pumping. In some refineries, this situation has been overcome by installing Archimedes'-screw pumps to raise the influent into the separator. Although some emulsification may occur, these devices are believed to have less of an emulsifying effect than do centrifugal pumps, which are commonly used for other wastewater pumping applications.



FIXED-ROOF TYPE



FLOATING-ROOF TYPE

Figure 14—Covers for Oil–Water Separators

2.2.4.4 Unit Separators

Use of oil-water separators on individual process wastewater streams (for example, desalter wastewater) may be appropriate in some cases. Their use may reduce the load on end-of-pipe treatment units and improve performance if an overload condition exists.

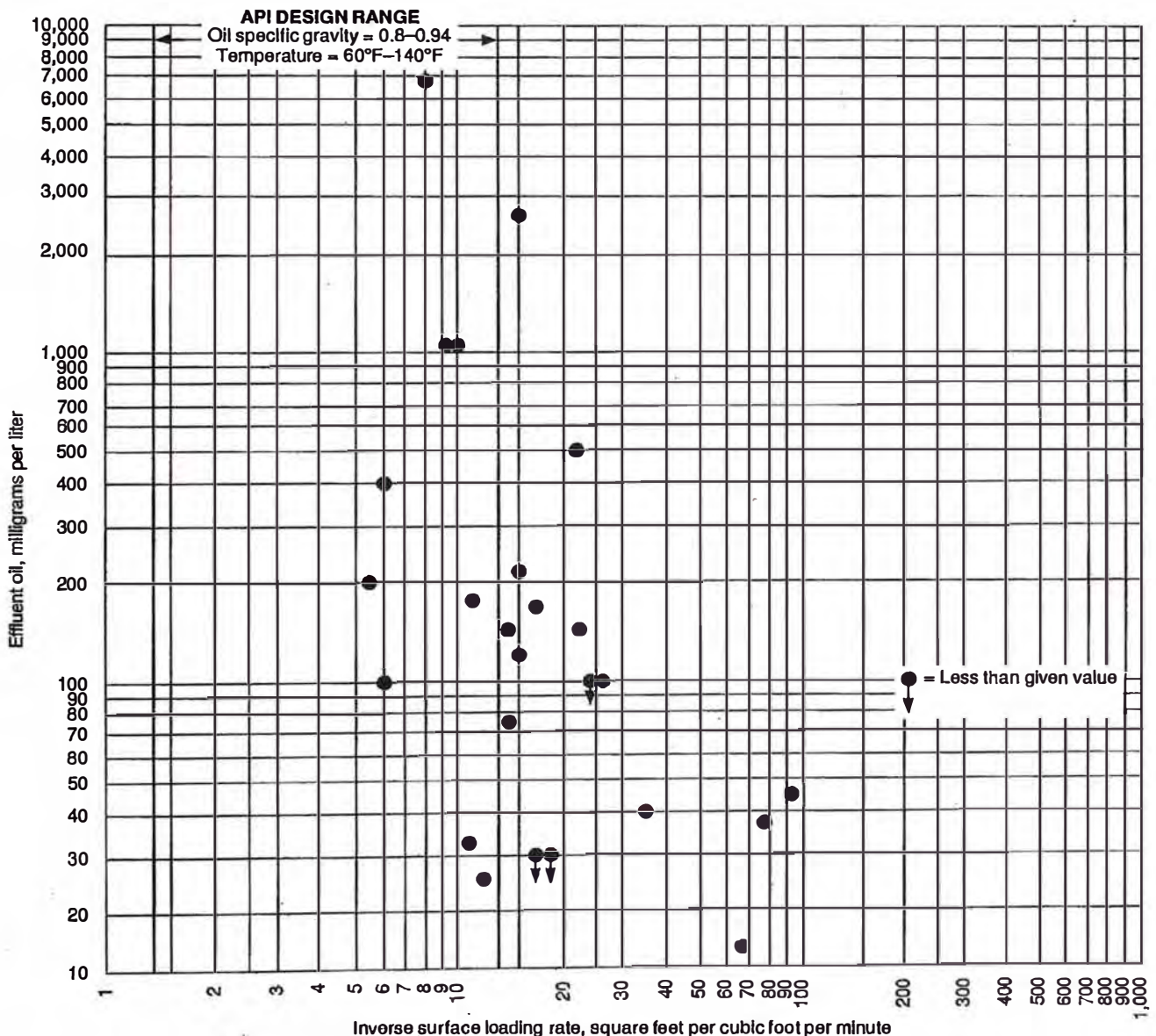
2.2.4.5 Materials of Construction

Reinforced concrete has generally been the construction material of choice for below-grade oil-water separators.

Steel separators have been commonly installed above grade. Such factors as corrosion, leakage, structural strength, and buoyancy should be considered in the selection of materials.

2.3 Performance

Based on the 1985 API Refinery Survey of 32 conventional separators, such separators should not be expected to achieve effluent oil levels lower than 100 parts per million. Very few separators that had ratios of surface area to flow within the API design range achieved effluents lower than 100 parts per million (see Figure 15). An examination of



Note: The data in this figure are taken from the 1985 API Refinery Survey.

Figure 15—Performance of Conventional Oil-Water Separators

Figure 15 indicates the wide range of effluent oil levels achieved at similar ratios of surface area to flow.

The relationship between oil specific gravity, droplet size, temperature, and efficiency of oil removal is described in 1.3. The effect of influent oil levels on achievable effluent oil concentrations observed in the survey data for conventional oil-water separators is shown in Figure 16. Because of the high degree of scatter inherent in the data, a strong correlation between influent and effluent oil levels could not be established. Of separators with effluent levels less than 100 parts per million, 8 of 10 had ratios of surface area to flow that were higher than the ratios obtained using the API design procedures. For separators exceeding the API method's surface-loading design range, only half achieved effluent

levels less than 100 parts per million. It should therefore be noted that increasing separator surface area significantly may not result in markedly increased oil removal. Most of the separators evaluated were operating considerably below their design flows, with effluent oil levels typically in the range of 50–200 milligrams per liter. The results of the API survey are presented in Appendix D.

The design of oil-water separators to achieve effluent oil levels less than 100 parts per million should take into account the tradeoff between increasing separator size and cost to achieve lower effluent limits and increasing loadings to downstream units by using a less conservatively designed separator.

SECTION 3—IMPROVING THE PERFORMANCE OF EXISTING SEPARATORS

3.1 General Approach

The following are the most common situations in which it becomes necessary to improve the performance of an existing separator:

- a. Poor performance resulting from changes in the characteristics of the influent oil or flow.
- b. Poor performance resulting from inadequate oil-water separator design.

There are a number of ways of improving separator performance. However, before any approach is taken, the reasons why the separator is not performing adequately should be pinpointed. Before a decision is made to modify the unit, thorough process troubleshooting effort should be made.

3.2 Process Troubleshooting

3.2.1 DESIGN REVIEW

The first step in process troubleshooting is to examine the design basis for the separator to determine whether the separator is still within suggested API design criteria under its current operating conditions. To do this, it is necessary to obtain the following representative data:

- a. Wastewater flow rate (average and peak).
- b. Wastewater temperature (preferably for the conditions during which poor performance has been experienced).
- c. Specific gravity of the oil entering the wastewater stream. (If more than one source of oil is involved, the densest oil should be selected to permit a conservative analysis of performance.)
- d. Channel dimensions (length, width, and depth) and influent oil loading (both free and total).

Once these data are available, it is possible to check the separator design using the step-by-step approach presented

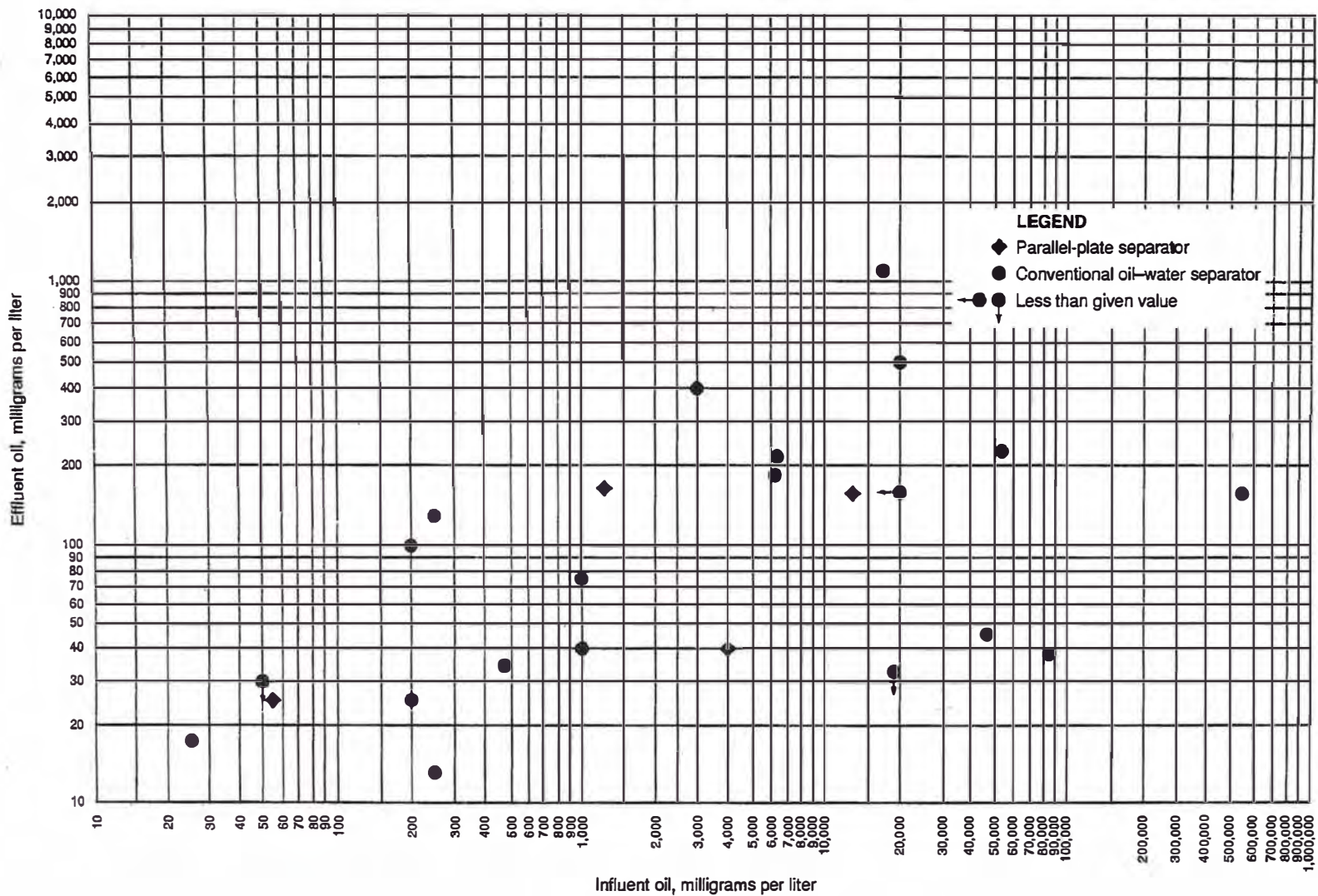
in 2.1. If the separator is still within the design criteria under current conditions, the analytical methods and data should be reviewed to determine if an explanation is apparent.

3.2.2 EMULSIFIED OIL

In some cases, the presence of emulsified or dissolved oil or other compounds not removable by gravity separation is responsible for poor separator effluent quality. The wastewater entering the separator should be subjected to the determination of susceptibility to oil separation described in 2.1.2.2 and presented in Appendix B. If the oil content of the water phase remaining after the separation period exceeds the design criteria and is of the same order of magnitude as that in the effluent from the actual separator, then the problem is not likely to be with the separator design. Rather, the emulsified or dissolved oil in the wastewater, which is not removed by conventional oil-water separation, is the most likely cause of poor separator effluent quality.

If there are multiple potential sources of emulsified or dissolved oil, then each of these contributing streams should be checked in the manner described above to pinpoint the major sources of these oils. Individual process streams should be investigated to assess their oil load and potential for affecting separator operation. Specific streams to be investigated are desalter brines, caustic streams, sour waters, and delayed-coker cutting water. These streams constitute most of the flow to any refinery wastewater treatment plant. Refineries engaged in the production of lubricating oils may also have problems with streams from furfural extraction and lube-oil blending-tank washdown.

Refinery caustic streams may be a source of dissolved oils (for example, acid oils), and fresh caustic entering the wastewater prior to the separator may raise the pH, making some oils more soluble. The possibility of surfactants, such as might be found in industrial cleaners, entering wastewater



Note: The data in this figure are taken from the 1985 API Refinery Survey.

Figure 16—Correlation Between Influent and Effluent Oil Levels for Existing Oil-Water Separators

streams should also be examined, since such compounds encourage the formation of emulsions.

Free oil can also become emulsified through excessive agitation and turbulence, such as might be encountered in high-velocity piping or transition structures upstream of the separator. Centrifugal pumps have also been known to contribute to the emulsification of free oil.

3.2.3 FLOW SURGES

For best performance, the flow rate through the separator should be as uniform as possible. Large surges in flow to the separator can disrupt its performance, even if they only occur for short periods of time. Unless a continuously recording flowmeter is installed on the inlet to the separator, surges may not be readily apparent. Common sources of flow surges include direct stormwater runoff, on-off pumping of process wastewater or runoff, and periodic washdown of large process areas.

3.3 Dealing with Emulsified Oil

If it has been determined that emulsified oil is the likely cause of the problems with the quality of the separator effluent and all sources have been investigated to prevent the introduction or formation of emulsified oil, then some improvement in effluent quality can be achieved by means of pH control, chemical emulsion breakers, or both. For the best emulsion control, the pH should be maintained between 6 and 7. In most instances, for emulsion breakers to be most effective, they should be added to the wastewater as far upstream of the oil-water separator as is practical, before the emulsified wastewater is greatly diluted by other flow. If the separator influent is pumped via high-shear pumps, it may be advantageous to inject emulsion breakers downstream of the pump discharge. Trial runs at several locations may be necessary to optimize the system.

A number of proprietary emulsion breakers are available through specialty chemical suppliers. Their effectiveness in specific situations is best determined by testing. Bench-scale treatability tests should therefore be performed to determine whether the use of proprietary breakers is warranted and, if so, which ones will perform best. If biological treatment is downstream of the point of chemical addition, it is important that the chemical additive selected not adversely affect the performance of that unit's biomass. Also, if the separator discharges directly to a receiving stream, the amount of the chemical in the discharge should be checked to ensure compliance with applicable discharge limitations.

Because chemical additives are expensive, it is usually best to treat emulsions as close to the source as is possible. The more the emulsified stream is diluted by other wastewaters, the more chemical will need to be added to break the emulsion. The duration and degree of mixing of the emulsified wastewater with an emulsion breaker are also critical to the cost-effectiveness of a chemical addition program.

3.4 Retrofitting Existing Separators With Parallel Plates

A discussion on the theory and application of parallel-plate separators is provided in Section 4. Parallel plates are available in modules that can usually be retrofitted into a conventional separator without major structural modifications.

Without mechanical sludge-removal equipment, parallel-plate retrofitting may not be practical, since manual sludge removal can require raising the plate pack from the separator at regular intervals.

In theory, parallel-plate modules can improve performance in two ways:

- a. They provide an increase in the separator's effective horizontal surface area without requiring an increase in the size of the separator basin.
- b. They create more uniform, less turbulent flow characteristics, thus providing more favorable conditions for separation of free oil.

When properly done, the retrofitting of parallel-plate modules into an existing separator can either increase the capacity of the separator to accommodate higher flow rates or decrease the effluent oil under the same flow conditions. Parallel-plate separators are theoretically capable of removing smaller globules of free oil than are conventional separators, but they still cannot remove emulsified or dissolved oils.

Although the design of parallel-plate equipment follows the same basic principles used in the design of conventional separators, a wide variety of inlet, outlet, oil- and sludge-removal, and plate-pack configurations are available. Intraplate spacing and plate angle are critical to the proper performance of the plate pack.

Since parallel-plate modules are usually supplied by a vendor, it is advisable to have the vendor optimize the design in accordance with the particular configurations of plates supplied, particularly if a process performance guarantee is desired for the unit.

The information required for retrofitting existing separators includes existing separator geometry, basin water levels, influent quality, specific gravity of the oil and water phases at a given design temperature, and desired effluent quality.

SECTION 4—PARALLEL-PLATE SEPARATORS [6, 7, 8, 9]

4.1 General

4.1.1 INTRODUCTION

The efficiency of an oil-water separator is inversely proportional to the ratio of its discharge rate to the unit's surface area. A separator's surface area can be increased by the installation of parallel plates in the separator chamber. The resulting parallel-plate separator will have a surface area increased by the sum of the horizontal projections of the plates added. In cases where available space for a separator is limited, the extra surface area provided by a more compact parallel-plate unit makes the parallel-plate separator an attractive alternative to the conventional separator. Flow through a parallel-plate unit can be two to three times that of an equivalent conventional separator. According to vendors, the spatial requirements of oil-water separators can be reduced up to twofold on width and tenfold on length when a parallel-plate unit is used in place of a conventional one. Current refinery experience using parallel-plate separators on a large scale is not very extensive, however.

In addition to increasing separator surface area, the presence of parallel plates may decrease tendencies toward short-circuiting and reduces turbulence in the separator, thus improving efficiency. The plates are usually installed in an inclined position to encourage oil collected on the undersides of the plates to move toward the surface of the separator, whereas sludge collected on the plates will gravitate toward the bottom of the separator. To improve oil and sludge collection, the plates are usually corrugated. For downflow separators (see 4.2), vertical gutters adjacent to the plates allow segregation of the separated oil and sludge fractions from the influent stream; these vertical gutters are located at both ends of the plate pack. At the lower (effluent) end of the plate pack, the vertical gutters are placed adjacent to the "valleys" in the corrugated plates to help channel sludge downward. At the higher (influent) end of the plate pack, these gutters are placed adjacent to the "peaks" in the corrugated plates to help convey oil to the surface.

Oil collected from parallel-plate systems is said to have a lower water content than that removed from conventional separators, and the overall effluent oil content has been reported to be up to 60 percent lower for parallel-plate systems, with a higher proportion of small oil droplets recovered [6].

4.1.2 DESIGN

Typical ranges for the basic design variables of parallel-plate separation are given in Table 2.

Even with the knowledge of acceptable values for these separator design parameters, it is difficult, if not impossible,

to specify a set procedure for the detailed design of parallel-plate separator systems. Manufacturers have empirically determined that certain plate-inclination, flow-pattern, and spacing configurations are most effective at removal of free oil over a given range of oily-wastewater conditions. Although in practice, a design range is used for these variables, as shown in Table 2, the values used can only be empirically justified. Refinery and vendor experience is the best basis for choosing a value for these empirical parameters that is appropriate for the wastewater being treated.

The determination of the surface area required for the plate pack and the number of packs needed is theoretically based and is standard for most parallel-plate configurations. A procedure for determining these parameters is given in 4.1.3.

4.1.3 WASTEWATER CHARACTERISTICS REQUIRED FOR SEPARATOR SIZING

In general, the parameters used for design of conventional separators are also used for sizing of parallel-plate systems: maximum (design) wastewater flow, specific gravity and viscosity of the wastewater's aqueous phase, and specific gravity of the wastewater oil. An oil-globule size distribution is also useful to determine a design oil-globule size, but in the absence of such data, a design globule diameter of 60 microns can be assumed. Conventional oil-water separators are designed to achieve complete capture of oil globules 150 microns and larger in diameter. Because of the greatly increased effective surface area of parallel-plate separators, they have been designed to achieve satisfactory effluent quality based on complete removal of oil globules 60 microns and larger in diameter. As with conventional separators, wastewater flow should include primarily process flow, with allowance for stormwater flow and refinery expansion where appropriate. The oil's specific gravity should reflect cold-weather conditions.

4.1.4 PARALLEL-PLATE SURFACE AREA [10, 11]

Several equations have been set forth for sizing the surface area of parallel plates. In general, their basis is Stokes'

Table 2—Typical Ranges for the Basic Design Variables of Parallel-Plate Separation

Variable	Range
Perpendicular distance between plates	0.75–1.5 inches
Angle of plate inclination from the horizontal	45°–60°
Type of oil removed	Free oil only
Direction of wastewater flow	Crossflow, downflow

law. As with conventional separators, the oil globules' rise rate can be equated with the surface-loading rate (Q_m/A_H), assuming a design mean oil-globule diameter of 60 microns:

$$Q_m / A_H = 0.00386[(S_w - S_o) / \mu] \quad (10)$$

Where:

- Q_m = design flow, in cubic feet per minute.
- A_H = horizontal separator area, in square feet.
- S_w = specific gravity of the wastewater's aqueous phase (dimensionless).
- S_o = specific gravity of the wastewater's oil phase (dimensionless).
- μ = wastewater's absolute (dynamic) viscosity, in poise.

Solving Equation 9 for A_H provides the total surface area required to separate oil globules with a design diameter of 60 microns from the wastewater under a given set of influent conditions.

The number and area configuration of plates required, in conjunction with the open (not plate-filled) surface area of the separator (if significant), comprise the total required surface area, A_H . Owing to the great variability among manufacturers with respect to plate size, spacing, and inclination, it is strongly recommended that a vendor be consulted for specification of these parameters.

Packaged parallel-plate separators are often not in a rectangular configuration. Sludge hoppers, tapered walls, and inlet and outlet arrangements to minimize turbulence vary from supplier to supplier. If a new parallel-plate installation or a major retrofit of an existing unit is contemplated, it may be appropriate to work closely with the equipment supplier during the preliminary and detailed engineering phases. Treatability pilot testing of parallel-plate units is available and highly recommended. Process problems (for example, oil and solids removal, clogging) can be diagnosed at this time and taken into account in equipment selection and separator design.

4.1.5 MAINTENANCE

Parallel-plate units may experience clogging problems if the plate inclination is too shallow or the plate-to-plate spacing is too narrow. It has also been reported that sand entering the plate system can collect at the entrance to the plate assembly and reduce flow through the lower plate sections. Should blockages develop, they may be cleared by removing the accumulated solids, flushing the plate pack with water or air, or mechanical cleaning. Operating and maintenance manuals and equipment suppliers should be consulted with regard to approved procedures. Solids accumulation and clogging should be considered before installation and designed for accordingly.

Parallel-plate packs do not generally clog if they are properly designed, installed, and maintained. If significant solids

levels are expected, the plate inclination should be about 60 degrees, which exceeds the angle of repose of practically all solids encountered in such systems. A plate slope of 60 degrees and periodic blowdown of accumulated solids should help to avoid most parallel-plate separator plugging problems.

4.2 Construction Details

A variety of parallel-plate equipment configurations are commercially available. In the case of conventional separators retrofitted with parallel plates, few if any additional appurtenances are required in addition to those already present. New parallel-plate separators have a wide range of design features and may be purchased as packaged units, with oil- and sludge-drawoff equipment provided. Consequently, specific construction and appurtenance details are omitted from this subsection.

Two major types of parallel-plate separators are marketed: the cross-flow inclined plate and the downflow inclined plate. These are illustrated in Figures 17 and 18, respectively. Cross-flow separators that employ parallel plates oriented vertically and horizontally are also available, although there are few applications for them in refineries.

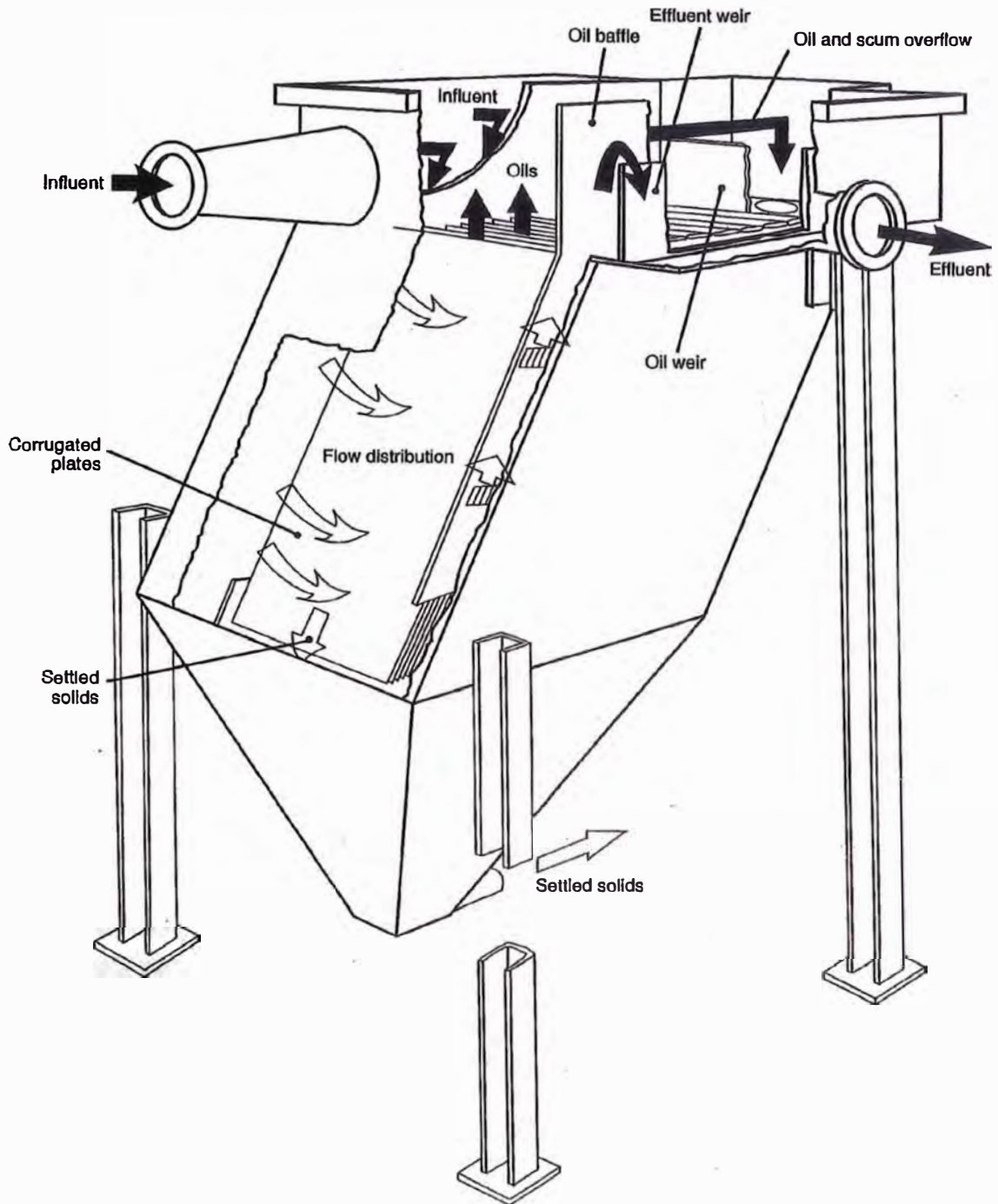
In a cross-flow separator, flow enters the plate section from the side and flows horizontally between the plates. Oil and sludge accumulate on the plate surfaces above and below the wastewater flowing between the plates. As the oil and sludge build up, the oil globules rise to the separator surface and sludge gravitates toward the separator bottom.

In a downflow separator, the wastewater flows down between the parallel plates, sludge deposited on the lower plates flows to the bottom of the separator, and oil accumulated beneath the upper plates flows countercurrent to the waste flow to the top of the separator.

4.3 Performance

Some interesting findings concerning the operation of parallel-plate separators emerge from the results of the 1985 API Refinery Survey. For five parallel-plate units with influent oil concentrations of 25–13,000 milligrams per liter (a mean of 3665 milligrams per liter), effluent concentrations ranged from 15 to 200 milligrams per liter (a mean of 79 milligrams per liter). Oils separated by these units had a mean specific gravity of 32°API, with a range of 15°API–56°API over a temperature range of 70°F–190°F. A summary of data on existing parallel-plate systems is given in Appendix C. A graphical representation of separator performance is shown in Figure 19. The effect of influent oil on effluent oil levels for parallel-plate units is given in Figure 16.

According to experimental studies [8, 10], parallel-plate separators can meet oil and grease limits of 50 milligrams per liter or less. Two factors may be responsible for perfor-

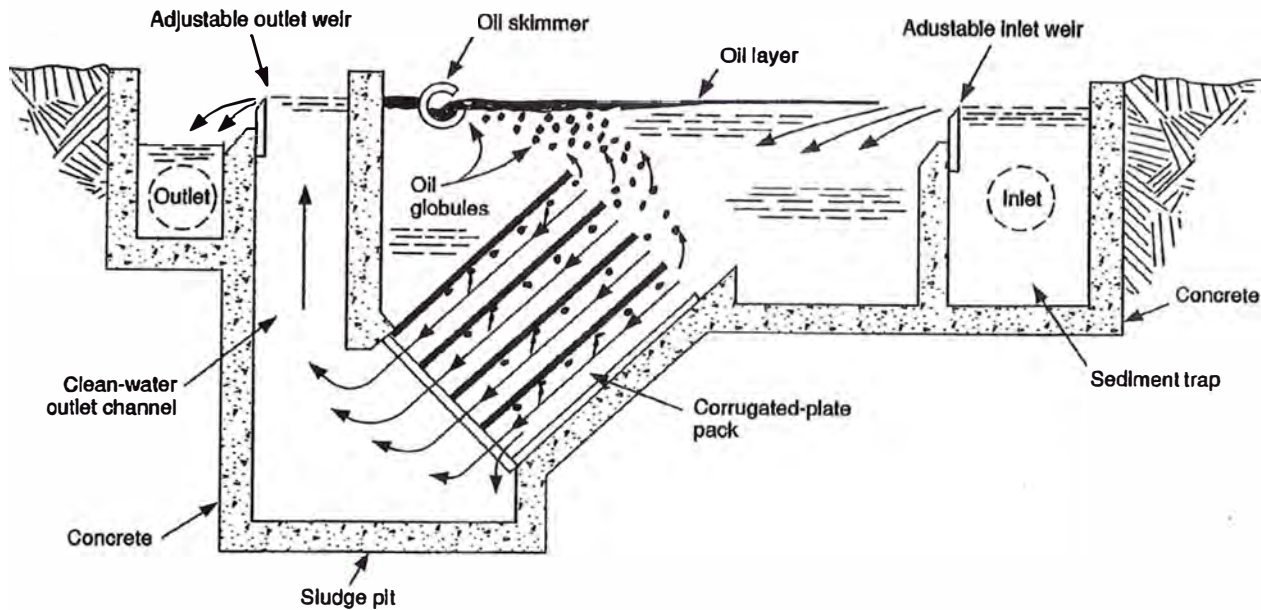


Note: Diagram courtesy of Envirex, Inc. Reprinted with permission.

Figure 17—Cross-Flow Parallel-Plate Separator

mance that exceeds this level: the emulsified- or dissolved-oil content of the wastewater, and nonoptimal separator performance resulting from deviation of the wastewater from the

design basis. Flow surges can also diminish the efficiency of parallel-plate separators, as can solids buildup or plate clogging as a result of high solids loadings or waxy crudes.



Note: Diagram courtesy of Lancy International, Inc. Reprinted with permission.

Figure 18—Downflow Parallel-Plate Separator

The spacing of the plates and their angle of inclination ranged from 0.75 to 1.5 inches and from 45 to 90 degrees (vertical), respectively. Corrugated solid plates were uniformly used. Gravity feed to the separator was employed most frequently. Influent distribution generally consisted of an influent jet or set of nozzles followed by slotted baffles. Flow with respect to the plate packs was either cross-flow or downflow. Oil that collected at the surface of the separator was removed via overflow weirs or skimmer devices (for example, slotted pipe). Sludge accumulated at the separator bottom was either manually removed (for example, by vac-

uum truck) or concentrated for subsequent removal via sludge pumps or gravity flow.

Of seven-parallel plate systems reported on in the survey, five had no solids-removal devices preceding the separator. Nevertheless, no significant problems with clogging were noted. The lack of problems with clogging can be attributed primarily to preventive maintenance. In general, depending on the solids content of the influent stream, the parallel-plate packs were cleaned once or twice a year, according to survey respondents, to forestall problems with clogging.

SECTION 5—OPERATION AND MAINTENANCE OF OIL-WATER SEPARATORS

Since oil-water separators are relatively simple devices, there is sometimes a tendency to take them for granted and to devote all of one's attention to more complex wastewater treatment steps downstream of the separator. Doing so can be a mistake, because the oil-water separator is the first line of defense protecting the more sensitive downstream treatment steps from high levels of oil that could seriously disrupt their operation.

It is far better to monitor separator performance on a routine basis and make periodic minor adjustments than to wait until a serious problem develops that requires a major troubleshooting effort. Separator troubleshooting needs to be considered in conjunction with the type of waste treatment

facilities downstream. It may not be economical to achieve separator performance that approaches theoretically optimal levels if downstream air flotation or biological treatment can readily tolerate or treat the oil levels historically present in the oil-water separator effluent.

Past operational data provide one of the best indicators for controlling present operations. To ensure good control, it is advisable to routinely record the quantity and characteristics of both the oil and the sludge that are removed from the separator. Oil should be periodically checked for specific gravity, and sludge for percent solids. The oil concentration of the separator effluent should also be measured periodically. An occasional API test for determination of susceptibility to

settling (see 2.1.2.2 and Appendix B) is also helpful in that it allows one to compare actual performance with the best that can reasonably be expected.

Conscientious operator attention cannot be overemphasized. Experience has shown that oil-water separator operations, such as oil skimming and sludge removal, may be difficult to automate completely with satisfactory results. Manual control by skilled operators may be preferable. If operations are automated, frequent and routine operator surveillance is recommended.

Good communications between the separator operator and process operators, as well as between the separator operator and the other wastewater treatment system operators is imperative, because the separator operator is often the first to see signs of impending problems stemming from major changes in the flow of process wastewater to the separator.

The most frequently encountered separator operational problems are as follows:

a. Mechanical failures of flight skimmers or scrapers caused by foreign objects such as tools, gloves, rags, and the like

falling into the separator basin and getting caught in the flight mechanism.

b. Mechanical failure of flight scrapers caused by buildup of grit or silty sludge deposits on the bottom and edges of the separator chambers.

c. For separators with sludge-removal pumps, plugging of pump suction lines with foreign matter and silt, as well as failures of pump seals.

d. Debris and solids floating in the oil layer, causing problems with operation of the oil skimmer.

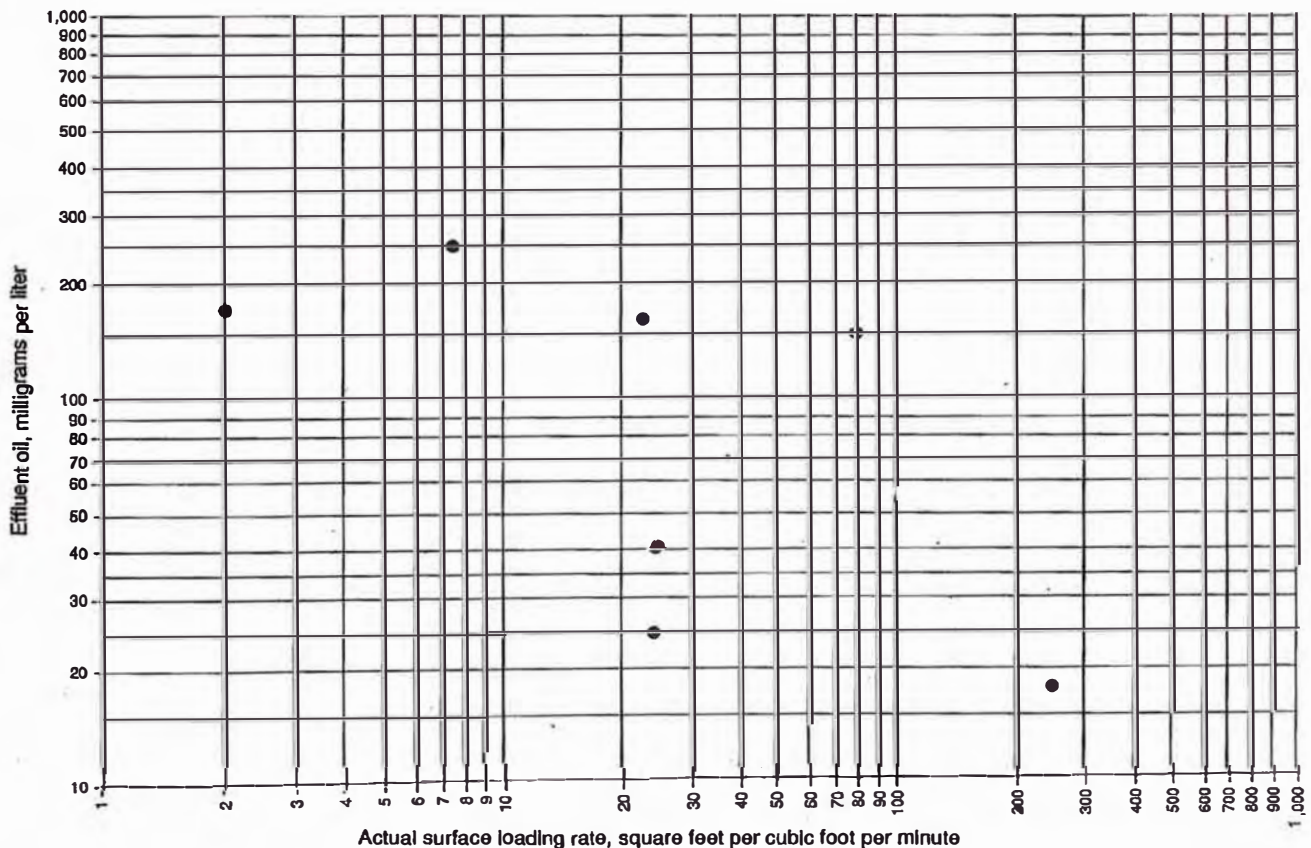
e. Excessive water being removed by the oil skimmer.

f. Solids-removal problems at the upstream bar screen.

g. For parallel-plate separators, plugging of the plate chambers with buildup of solids and foreign matter.

h. Buildup and discharge of oil as a result of infrequent skimming operations.

It is apparent that many of the problems are associated with solids buildup and solids removal. It is significant that nearly one-half of the separators responding to the API survey had no mechanical devices installed permanently within



Note: The data in this figure are taken from the 1985 API Refinery Survey.

Figure 19—Performance of Parallel-Plate Separators

the separator for the collection and removal of sludge. It should also be noted that most of the separators surveyed were more than 15 years old. Some early conventional separator designs [12] did not include sludge-removal devices; instead, periodic shutdown, cleaning, and sludge removal were accomplished with vacuum or pumping devices or with clamshell-bucket equipment. The nonmechanical route to solids removal is simple and appears to work quite satisfactorily in a large number of refineries, where solids loads, flow variability, and separator size are factored into sludge-removal operations. However, installation of covers and stricter effluent limits may make manual sludge removal less desirable. Parallel-plate separators can also be periodically drained as needed, and the plate chambers sprayed with a water jet to remove solids buildup; however, a means of removing sludge from the separator is also needed.

Although sludge pumps are widely used in municipal and industrial applications, some refiners have found them unsatisfactory for removing solids from separators. These refineries reported pump failure rates that were higher than expected because of the erosive effect of silt. The pumps were also reported to draw water along with the sludge. These chronic problems stemming from debris and abrasive solids underscore the importance of good grit collection and trash racks upstream of the separator, regardless of the type of sludge-removal system employed. The problems encountered in the use of sludge pumps for solids removal are thought to be partly responsible for the continued use of non-

mechanical sludge-removal methods. It should be noted that sludge pumps can be used successfully in oil-water separator applications where proper preseparator solids removal is employed.

For oil skimming, the slotted-pipe rotatable skimmer gives satisfactory performance, provided that it is properly used by a diligent operator. Rotary-drum skimmers generally also work fairly well, though some problems have been reported with solids and foreign matter interfering with the clean scraping of the doctor (rubber scraper) blades that divert oil to the recovery channel. Degradation of rubber skimmer parts has also been noted.

The area around the separator should be kept free from debris and other objects that could fall or blow into the separator. Employees working around the separator should be encouraged to report cases of dropped tools, rags, and the like, since even a small amount of debris can affect the movement of skimmer and scraper flights.

All mechanical moving parts should be kept clean and properly lubricated. It is particularly important to keep exposed gear mechanisms heavily greased.

Separators equipped with covers can experience a variety of problems, including cover degradation, pontoon submergence, and shifting of the cover out of position during very high flows. These types of problems can usually be avoided by means of proper design and selection of appropriate construction materials.

SECTION 6—REFERENCES

1. "Investigation of the Behavior of Oil-Water Mixtures in Separators" (final report for the period June 1948 to June 1951), University of Wisconsin, Engineering Experiment Station for the Hydraulic and Sanitary Engineering Laboratory, Madison, August 1951.
2. "Methods for Chemical Analysis of Water and Wastes" (EPA-600/4-79-020), U.S. Environmental Protection Agency, Washington, D.C., 1983.
3. *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 16th edition, American Public Health Association/American Water Works Association/Water Pollution Control Federation, Alexandria, Va., 1985.
4. T. R. Camp, "Sedimentation and the Design of Settling Tanks" (Paper 2285), *Transactions of the American Society of Civil Engineers*, 1946, Volume 111, pp. 895-958.
5. "Reaction Jet Inlets" (summary report on project sponsored by API), University of Wisconsin, Madison, 1962.
6. J. J. Brunsmann, J. Cornelissen, and H. Eilers, "Improved Oil Separation in Gravity Separators," *Journal of the Water Pollution Control Federation*, 1962, Volume 34, Number 1, pp. 44-55.
7. "Tilted-Plate Separator Effortlessly Purifies Water," *Chemical Engineering*, 1969, Volume 76, Number 2, pp. 102-104.
8. E. C. Shaw and W. L. Caughman, Jr., *The Parallel Plate Interceptor*, *NLGI Spokesman*, 1970, Volume 33, Number 11, pp. 395-399.
9. S. J. Thomson, "Report of Investigation on Gravity-Type Oil-Water Separators," *Proceedings of the 28th Industrial Waste Conference*, Purdue University, 1973, pp. 558-563.
10. G. J. Iggleden, "The Design and Application of Tilted Plate Separator Oil Interceptors," *Chemistry and Industry*, November 4, 1978, pp. 826-831.
11. J. G. Miranda, "Designing Parallel-Plate Separators," *Chemical Engineering*, 1977, Volume 84, Number 2, pp. 105-107.
12. *Manual on Disposal of Refinery Wastes*, American Petroleum Institute, New York, 1930.
13. W. N. Bond, "Bubbles and Drops and Stokes' Law," *The Philosophical Magazine*, November 1927, Series 7, Volume 4, Number 24, pp. 889-898.
14. Method 734, *Susceptibility to Oil Separation: STS Number*, American Petroleum Institute, New York, 1953.

APPENDIX A—DERIVATION OF BASIC EQUATIONS FOR DESIGN OF OIL-WATER SEPARATORS

A.1 Terminal Velocity of Oil Globules In Water

The basic principles of separation by gravity differential can be expressed mathematically and applied quantitatively. When a particle is allowed to move freely in a fluid and is subjected to gravitational force, its rising or settling velocity with respect to the fluid becomes a constant when the resistance to motion equals the weight of the particle in the fluid. In other words, the resistance to motion of a particle in a liquid medium is equal to the effective weight of the particle when the terminal velocity has been reached, namely, when the acceleration caused by gravity becomes zero. The general equation for this resistance, first proposed by Newton, is as follows:

$$D_f = CA \left(\frac{\rho_w V^2}{2} \right) \quad (A-1)$$

Where:

- D_f = particle's resistance to motion in a liquid medium, in dynes.
- C = coefficient of drag (dimensionless).
- A = projected area of the oil globule, in square centimeters.
- ρ_w = density of water, in grams per cubic centimeter.
- V = terminal velocity of the oil globule in water, in centimeters per second.

The equation for the effective weight of the particle is as follows:

$$W = \left(\frac{\pi D^3}{6} \right) (\rho_w - \rho_o) g \quad (A-2)$$

Where:

- W = effective weight of the oil globule in water, in dynes.
- D = diameter of the oil globule, in centimeters.
- ρ_o = density of the oil globule, in grams per cubic centimeter.
- g = acceleration caused by the force of gravity = 981 centimeters per second squared.

Equating Equations A-1 and A-2,

$$CA \left(\frac{\rho_w V^2}{2} \right) = \left(\frac{\pi D^3}{6} \right) (\rho_w - \rho_o) g \quad (A-3)$$

Inasmuch as for a sphere,

$$A = \frac{\pi D^2}{4}, \quad (A-4)$$

the rate of rise is as follows:

$$V = \sqrt{\left(\frac{4D}{3} \right) \left[\frac{(\rho_w - \rho_o) g}{C \rho_w} \right]} \quad (A-5)$$

The equation for the resistance to motion of a small spherical particle at its terminal velocity is as follows:

$$D_f = 3\pi\mu VD \quad (A-6)$$

Where:

- μ = absolute viscosity of wastewater at the design temperature, in poises.

If W in Equation A-2 is equated to D_f in Equation A-6, a new expression for V is obtained. By the substitution of V_r , the oil globules' velocity of rise (in centimeters per second), for the general term V , the well-known form of Stokes' law for the terminal velocity of spheres in a liquid medium becomes applicable to the rate of rise of oil globules in water:

$$V_r = \left(\frac{g}{18\mu} \right) (\rho_w - \rho_o) D^2 \quad (A-7)$$

Equation A-7 should theoretically include a deformation coefficient that depends on the relative viscosities of the oil and the water; however, in practice, the coefficient is not required to estimate the rate of rise of small oil globules in wastewater.

Note: Theoretically, consideration should be given to the deformation of an oil globule as it rises through a liquid medium, because of a change of shape caused by its contact with the liquid through which it is rising. This change of shape results from internal flow so that the particle's resistance to motion is minimized and a higher rise rate results. W. N. Bond [13] has expressed this effect in terms of the viscosities of the particle and the medium as follows:

$$C_v = \frac{\frac{2}{3} + \frac{\mu_1}{\mu_2}}{1 + \frac{\mu_1}{\mu_2}}$$

Where:

- C_v = deformation coefficient theoretically applicable to Equation A-7 (dimensionless); see the following equation.
- μ_1 = absolute viscosity of the particle, in poises.
- μ_2 = absolute viscosity of the medium, in poises.

If this correction for internal flow is applied to equation A-7, Stokes' law for determining the rate of rise of an oil particle in water would become the following:

$$v_r = \left(\frac{1}{C_v} \right) \left(\frac{1}{18} \right) \left(\frac{g}{\mu} \right) (\rho_w - \rho_o) D^2$$

Where:

- v_r = rise rate of oil globule (0.015 centimeter in diameter) in wastewater, in feet per minute.

However, in the application of this equation to the design of wastewater separators, the factor $1/C_v$ may be omitted for practical purposes, because its value is very close to unity for the viscosities of oil to be separated from refinery wastewaters.

Equations A-6 and A-7 are strictly correct only when the rising particle's Reynolds number (based on the particle diameter) is less than 0.5. For the range of Reynolds numbers resulting from the computations in this chapter (all substantially less than unity), however, the deviation from Stokes' law is negligible for design purposes.

A.2 Size and Gravity of Oil Globules

The applicability of Equation A-7 to oil globules in wastewater has been investigated. From the results of experiments and from plant operating data, it has been determined that the design of wastewater separators should be based on the rise rate of oil globules with a diameter of 0.015 centimeter.

With a value of 0.015 for D in Equation A-7, the rise rate of such oil globules in wastewater may be expressed as follows:

$$v_t = 0.0241 \left(\frac{S_w - S_o}{\mu} \right) \quad (A-8)$$

Where:

v_t = rise rate of oil globule (0.015 centimeter in diameter) in wastewater, in feet per minute.

S_w = specific gravity of wastewater at the design temperature of flow.

S_o = specific gravity of oil in wastewater at the design temperature of flow.

Note: S_w and S_o are specific gravities and are nearly the same numerically but differ dimensionally from ρ_w and ρ_o , which they replace.

To check the dimensions of this formula, it is necessary to note that the number 0.0241 was obtained from dimensional factors and therefore has the dimensions of its factors, which are as follows:

$$\left(\frac{981 \text{ cm}}{\text{sec}^2} \right) \left(\frac{1}{18} \right) \left(\frac{1 \text{ ft}}{30.5 \text{ cm}} \right) \left(\frac{60 \text{ sec}}{1 \text{ min}} \right) \times \left[\left(\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right) (0.000225 \text{ cm}^2) \right] = \frac{(0.0241)(\text{g})(\text{ft})}{(\text{sec})(\text{min})(\text{cm})}$$

A.3 Derivation of Equation for Separator Length

Separator length is calculated from the following equation:

$$L = F \left(\frac{\sqrt{H}}{\sqrt{t}} \right) d \quad (A-9)$$

The basic equations used to derive the equation for separator length are as follows:

$$A_H = \frac{FQ_m}{\sqrt{t}} \quad (A-10)$$

$$A_c = \frac{Q_m}{\sqrt{H}} \quad (A-11)$$

$$A_o = dBn \quad (A-12)$$

Equation A-9 is derived from Equations A-10, A-11, and A-12 as follows:

$$\begin{aligned} L &= \frac{A_H}{Bn} \\ &= \frac{A_H}{\frac{A_c}{d}} \\ &= \frac{A_H d}{A_c} \\ &= \frac{FQ_m d}{\frac{Q_m}{\sqrt{H}}} \\ &= F \left(\frac{\sqrt{H}}{\sqrt{t}} \right) d \end{aligned}$$

Where:

A_H = total separator surface area.

L = length of separator channel.

B = width of separator channel.

n = number of separator channels.

F = turbulence and short-circuiting factor (dimensionless).

Q_m = total design flow to the separator.

\sqrt{t} = separator's surface-loading rate.

A_c = separator's total cross-sectional area.

\sqrt{H} = separator's horizontal velocity.

d = depth of separator channel.

APPENDIX B—DETERMINATION OF SUSCEPTIBILITY OF SEPARATION

Note: This procedure was published for the first time in 1953 [14].

B.1 Scope

This method describes a procedure for determining the feasibility of removing suspended oil from effluent wastewater from a petroleum refinery by means of a separator designed on the principle of gravity-differential separation.

Note: The test described in this appendix is not to be used indiscriminately as a standard of separator efficiency, because the separation period specified will show a more complete separation than can be obtained in a full-scale separation installation of practical size.

B.2 Definition

The *susceptibility to separation (STS) number* is the oil content, in parts per million, of the separated water after the specified settling period.

B.3 Outline of Method

A sample of the wastewater stream taken under conditions of minimum agitation is allowed to settle in a separatory funnel at the stream temperature for 30 minutes. The solids are then withdrawn, and the oil content of the remaining water is determined.

B.4 Apparatus

The apparatus used to determine susceptibility of separation is a globe-shaped separatory funnel with a capacity of 6 liters.

B.5 Sampling Procedure

The sample is collected as described in B.6. As soon as the sample is taken, the test should be continued immediately, in accordance with B.6.

Note: For an existing separator, the selection of the sampling point is determined by the objectives of the test. For a proposed separator, the sampling point should be as close as possible to the location of the proposed unit's entrance. To locate sources of substances that interfere with oil-water separation, samples should be obtained near the point of confluence of the suspected streams.

B.6 Procedure

B.6.1 Place the separatory funnel in a bath maintained at a constant temperature within 2°F of the stream temperature and allow the sample to settle for 15 minutes under static conditions. Rotate the funnel gently to facilitate the collection of settled solids or heavy oil in the bottom of the funnel cone. Return the funnel to the bath and allow the sample to settle quietly for an additional 15 minutes.

B.6.2 At the end of the 30-minute settling period, carefully withdraw all the accumulated sludge and sediment, including the lower interface, and discard them. Then remove the amount of sample required to determine oil content, following the methods described in 2.1.2.

B.7 Calculation

The susceptibility to separation number is equal to the oil content of the separated water phase, expressed in parts per million at the specified temperature.

APPENDIX C—SELECTED RESULTS: 1985 API OIL–WATER SEPARATOR SURVEY

Table C-1—Selected Results of 1985 API Oil-Water Separator Survey: Conventional Separators

No. of Flow Channels	Length (feet)	Total Width (feet)	Water Depth (feet)	Actual Depth-to-Width Ratio	Actual Hydraulic Retention Time (hours)	Flow (gallons per minute)		Velocity (feet per minute)		Surface Area/Flow Ratio (square feet per cubic foot per minute)		Temperature (°F)	Specific Gravity of Oil	Influent Oil (milligrams per liter)	Effluent Oil (milligrams per liter)	Percent Process Water	Age (years)	Cover?
						Design	Actual	Design	Actual	Design	Actual							
1	23	8	3	0.38	0.7	100	70	0.6	0.6	14	14	130	0.94	1,000	75	70	39	
1	74	15.5	5.5	0.35	6.2	200	130	0.3	0.2	42	67	140	0.82	252	10-15	75	15	N
2	75.5	40	5	0.25	7.6	360	245	0.24	0.17	64	91	82	0.88	4.6% ^a	45	65	35	Y ^b
2	50	23	3.4	0.3	1.2		400		0.7		22	113	0.86	2%	500±	80	30	Y ^b
2	105	30	6	0.4	19	500	125	0.37	0.09	47	189	^c	0.8			98	40	Y ^b
2	38	20	2.17	0.22	0.5	600	380	1.9	1.2	9.5	15	115	0.82			55	26	N
2	59	26	9.1	0.7	3		580		0.33		20	120	0.84			60	35+	Y ^d
1	33.25	20	13.4	0.67	2.2	700	500	0.35	0.25	7.1	10	95	0.88	10,000-25,000	100-2,000	70	37	Y ^d
2	48	22	5.0			1,525	375					105		6,200	180		17	Y ^b
2	30	22	8.5	0.77	2	750	325	0.53	0.22	6.6	15	105	0.87	6,300	212	70	31	Y ^b
1	62	10	4	0.4	0.5	800	500	2.7	1.7	5.8	9.2	95	0.87	10,000-25,000	100-2,000	70	2	Y ^d
2	39	10	3.5	0.7	0.7	1,000	250	3.8	0.9	2.9	12	100	0.93	200	25	40	7	N
2	41	29	6	0.42	0.9	1,000	1,050	0.77	0.8	8.9	9	^c	0.8			79	40	N
3	81.6	38.25	2.67	0.21	3.5	1,000	300-500	1.3	0.4	23	78	95	0.85+	10% ^f	25-50	45	2	Y ^d
2	70	16	4	0.5	0.7	1,000	800	2.1	1.7	8.4	11	130	0.85	477	32	98	18	
2	46	20	5	0.5	0.5	1,500	1,200	2.0	1.6	4.6	6	90	0.89	3,000	400	25	20	Y ^d
1	48	11	5	0.45	0.9	760	575	1.9	0.9	5.2	11	105	0.85	6,200	180	70	17	
2	119.5	24	5.5	0.46	1.7	2,000	1,200	2.0	1.2	10.7	18	75	0.8	19,200	<30	75	18	N
2	88	20	6	0.6	0.8	2,000	1,600-2,000	2.2	1.8	6.6	8	105			6,800	60	15	Y ^d
2	55	24	6.5	0.54	2.1	2,000	500	1.7	0.4	4.9	5	110				65	34	
2	67	40	9.16	0.46	3.8	2,000	800	0.73	0.3	10	25	70	0.87		<100	22	37	
1	145	12.7	7.1	0.56	2	2,500	800	3.7	1.2	5.5	17	75	0.93	50	<30	75	2	N
3	104	60	8.5	0.42	6.6	2,500	1,800	0.65	0.47	18.7	26	75	0.9	200	100		10	
6	37	120	7.8	0.39	4.4	2,990	1,000	0.43	0.14	11.4	34	110	0.85	1,000	40	30-90	36	
2	100	36	4.5	0.25	1.6	3,000	1,250	2.5	1.0	9.0	22	125	0.92		150	54	6	
2	85	30	5	0.33	1.2	3,000	1,300	2.7	1.2	6.4	15	80	0.89		2,600	95	16	Y ^d
2	90	32	5	0.31	1.4	3,400	1,300	2.8	1.1	6.3	17	^c	0.8			76	18	N
3	70	60	7.7	0.38	0.8	6,000	4,120	1.7	1.5	5.4	6	100	0.85		100		35	Y ^d
2	55	30	6.25	0.42	4		325	1.9	1.2		15	120	0.9	200-300	100-150	75	30	
2	100.3	32.5	9	0.55	0.8	12,000	4,500	5.6	2	2	5.4	120	0.9	1%-11% ^f	90-325	60	50	
2	100	30	5	0.33	1.2	2,000	1,600	1.8	1.4	11.2	14	110		<2%	100-	89	8	Y ^d
2	46	30	6	0.4	1.2	2,200	850	1.5	0.63	5.2	12.1	125	0.88		190		30	N
2	65	30	5.5	0.37	1.6	2,000	850	1.6	0.69	7.3	17.2	125	0.88		50-300			
4	100	80	6.75			12,000	2,500								40		29	Y ^d
1	55	24	5.5			1,000	400-600					95-125		3.3%			34	Y ^d
4	158		9.5			8,000	2,400								80			Y ^d

^aUpstream of forebay.

^bFloat.

^cAmbient.

^dFixed.

^eForebays only.

^fBy volume.

^gCovered after questionnaire.

^h22° API-60° API.

ⁱNot measured; removing approximately 200 barrels per day.

Table C-2—Selected Results of 1985 API Oil-Water Separator Survey: Parallel-Plate Separators

Design	Flow (gallons per minute)		Plate Effective Area (square feet)		Surface Area/Flow Ratio		Distance Between Plates (inches)	Plate's Angle of Inclination (degrees)	Direction of Flow	Oil's Specific Gravity (°API)	Temperature (°F)	Influent Oil (milligrams per liter)	Effluent Oil (milligrams per liter)	Retrofit
	Actual	Design	Actual	Design	Actual	Design								
75	10-20	496	49.6	247.3	0.75	45	Crossflow	30-45	165-175	25	15-20	Y		
—	720	2074	—	21.6	1.00	50	Crossflow	18-20	50-140	1244	161	N		
500	145	465	7.0	24.0	1.32	90	Crossflow	20-30	150-190	50-60	20-30	N		
900	250	66	0.6	2.0	1.50	45	—	15-70	120	—	100-250	N		
500	125-175	1600	24.0	79.8	0.75	45	Downflow	25-35	70-90	13,000	100-200	Y		
2400	740	2400	7.5	24.3	0.75	45	Crossflow	40-56	70-100	4,000	40	N		
2200	800-1200	1000	3.4	7.5	0.75	45	Downflow	25-30	100-130	—	250	N		

APPENDIX D—TEST FOR SPECIFIC GRAVITY OF OIL IN WASTEWATER

The following procedure is used to test for the specific gravity of oil in wastewater:

- a. Take representative samples of the entire waste flow as close as possible to the entrance to the separator.
- b. Break any agglomerates to release the oil they carry, and let the sample stand for 1 hour to allow settling.
- c. Collect any oil that has gathered on the water's surface, centrifuge the oil, and determine the oil's specific gravity.

- d. When enough data have been collected to establish a range of specific gravities, the upper limit of the range is the design value for specific gravity used in the design of the separator.

Note: Specific gravity is used in its dimensionless form (not degrees API) for separator design. Conversions from degrees API to specific gravity at a given design temperature are provided in Table D-1.

Table D-1—Oil-Density Variation with Temperature (15°API–35°API)

Degrees Fahrenheit	15°API	16°API	17°API	18°API	19°API	20°API	21°API	22°API	23°API	24°API
40	0.9730	0.9664	0.9600	0.9536	0.9473	0.9411	0.9350	0.9289	0.9230	0.9171
41	0.9726	0.9660	0.9596	0.9533	0.9470	0.9408	0.9347	0.9286	0.9227	0.9168
42	0.9723	0.9657	0.9593	0.9529	0.9466	0.9404	0.9343	0.9282	0.9223	0.9164
43	0.9719	0.9653	0.9589	0.9525	0.9462	0.9400	0.9339	0.9278	0.9219	0.9160
44	0.9716	0.9650	0.9586	0.9522	0.9459	0.9397	0.9336	0.9275	0.9216	0.9157
45	0.9712	0.9646	0.9582	0.9518	0.9455	0.9393	0.9332	0.9271	0.9212	0.9153
46	0.9709	0.9643	0.9579	0.9515	0.9452	0.9390	0.9329	0.9268	0.9209	0.9150
47	0.9705	0.9639	0.9575	0.9511	0.9448	0.9386	0.9325	0.9264	0.9205	0.9146
48	0.9702	0.9636	0.9572	0.9508	0.9445	0.9383	0.9322	0.9261	0.9202	0.9143
49	0.9698	0.9632	0.9568	0.9504	0.9441	0.9379	0.9318	0.9257	0.9198	0.9139
50	0.9694	0.9628	0.9564	0.9500	0.9437	0.9375	0.9315	0.9254	0.9195	0.9136
51	0.9691	0.9625	0.9561	0.9497	0.9434	0.9372	0.9311	0.9250	0.9191	0.9132
52	0.9687	0.9621	0.9557	0.9493	0.9430	0.9368	0.9307	0.9246	0.9187	0.9128
53	0.9684	0.9618	0.9554	0.9490	0.9427	0.9365	0.9304	0.9243	0.9184	0.9125
54	0.9680	0.9614	0.9550	0.9486	0.9423	0.9361	0.9300	0.9239	0.9180	0.9121
55	0.9677	0.9611	0.9547	0.9483	0.9420	0.9358	0.9297	0.9236	0.9177	0.9118
56	0.9673	0.9607	0.9543	0.9479	0.9416	0.9354	0.9293	0.9232	0.9173	0.9114
57	0.9669	0.9603	0.9539	0.9475	0.9412	0.9350	0.9289	0.9228	0.9169	0.9110
58	0.9666	0.9600	0.9536	0.9472	0.9409	0.9347	0.9286	0.9225	0.9166	0.9107
59	0.9662	0.9596	0.9532	0.9468	0.9405	0.9343	0.9282	0.9221	0.9162	0.9103
60	0.9659	0.9593	0.9529	0.9465	0.9402	0.9340	0.9279	0.9218	0.9159	0.9100
61	0.9655	0.9589	0.9525	0.9461	0.9398	0.9336	0.9275	0.9214	0.9155	0.9096
62	0.9652	0.9586	0.9522	0.9458	0.9395	0.9333	0.9272	0.9211	0.9152	0.9093
63	0.9649	0.9583	0.9519	0.9455	0.9392	0.9330	0.9269	0.9208	0.9149	0.9090
64	0.9645	0.9579	0.9515	0.9451	0.9388	0.9326	0.9265	0.9204	0.9145	0.9086
65	0.9641	0.9575	0.9511	0.9447	0.9384	0.9322	0.9261	0.9200	0.9141	0.9082
66	0.9638	0.9572	0.9508	0.9444	0.9381	0.9319	0.9258	0.9197	0.9138	0.9079
67	0.9634	0.9568	0.9504	0.9440	0.9377	0.9315	0.9254	0.9193	0.9134	0.9075
68	0.9631	0.9565	0.9501	0.9437	0.9374	0.9312	0.9251	0.9190	0.9131	0.9072
69	0.9628	0.9562	0.9497	0.9433	0.9370	0.9308	0.9247	0.9186	0.9127	0.9068
70	0.9624	0.9558	0.9494	0.9430	0.9367	0.9305	0.9244	0.9183	0.9123	0.9064
71	0.9621	0.9555	0.9491	0.9426	0.9363	0.9301	0.9240	0.9179	0.9120	0.9061
72	0.9617	0.9551	0.9487	0.9423	0.9360	0.9298	0.9237	0.9176	0.9116	0.9057
73	0.9614	0.9548	0.9484	0.9419	0.9356	0.9294	0.9233	0.9172	0.9112	0.9053
74	0.9610	0.9544	0.9480	0.9415	0.9352	0.9290	0.9229	0.9168	0.9109	0.9050
75	0.9606	0.9540	0.9476	0.9412	0.9349	0.9287	0.9226	0.9165	0.9105	0.9046
76	0.9603	0.9537	0.9473	0.9409	0.9345	0.9283	0.9222	0.9161	0.9102	0.9043
77	0.9599	0.9533	0.9469	0.9405	0.9342	0.9280	0.9219	0.9158	0.9099	0.9040
78	0.9596	0.9530	0.9466	0.9402	0.9338	0.9276	0.9215	0.9154	0.9095	0.9036
79	0.9593	0.9527	0.9463	0.9399	0.9335	0.9273	0.9211	0.9150	0.9091	0.9032
80	0.9589	0.9523	0.9459	0.9395	0.9332	0.9270	0.9208	0.9147	0.9088	0.9028
81	0.9585	0.9519	0.9455	0.9391	0.9328	0.9266	0.9204	0.9143	0.9084	0.9025
82	0.9582	0.9516	0.9452	0.9388	0.9324	0.9262	0.9200	0.9139	0.9080	0.9021
83	0.9578	0.9512	0.9448	0.9384	0.9321	0.9259	0.9197	0.9136	0.9077	0.9018
84	0.9575	0.9509	0.9444	0.9380	0.9317	0.9255	0.9194	0.9133	0.9074	0.9015
85	0.9572	0.9505	0.9441	0.9377	0.9313	0.9251	0.9190	0.9129	0.9070	0.9011
86	0.9568	0.9502	0.9438	0.9374	0.9310	0.9248	0.9187	0.9126	0.9067	0.9008
87	0.9565	0.9498	0.9434	0.9370	0.9306	0.9244	0.9183	0.9122	0.9063	0.9004
88	0.9561	0.9495	0.9430	0.9366	0.9303	0.9241	0.9180	0.9119	0.9060	0.9001
89	0.9558	0.9491	0.9427	0.9363	0.9299	0.9237	0.9176	0.9115	0.9056	0.8997
90	0.9555	0.9488	0.9424	0.9360	0.9296	0.9234	0.9173	0.9112	0.9053	0.8994
91	0.9551	0.9484	0.9420	0.9356	0.9292	0.9230	0.9169	0.9108	0.9049	0.8990
92	0.9547	0.9481	0.9416	0.9352	0.9289	0.9226	0.9165	0.9104	0.9045	0.8986
93	0.9544	0.9478	0.9413	0.9348	0.9285	0.9223	0.9162	0.9101	0.9042	0.8983
94	0.9541	0.9475	0.9410	0.9345	0.9282	0.9220	0.9159	0.9098	0.9039	0.8980
95	0.9537	0.9471	0.9406	0.9342	0.9279	0.9217	0.9156	0.9095	0.9035	0.8976
96	0.9534	0.9468	0.9403	0.9338	0.9275	0.9213	0.9152	0.9091	0.9032	0.8973
97	0.9530	0.9464	0.9400	0.9335	0.9272	0.9210	0.9149	0.9088	0.9028	0.8969
98	0.9526	0.9460	0.9396	0.9331	0.9268	0.9206	0.9145	0.9084	0.9024	0.8965
99	0.9523	0.9457	0.9393	0.9328	0.9265	0.9203	0.9142	0.9081	0.9021	0.8962
100	0.9520	0.9454	0.9389	0.9325	0.9262	0.9200	0.9138	0.9077	0.9018	0.8959

Table D-1—Continued

25°API	26°API	27°API	28°API	29°API	30°API	31°API	32°API	33°API	34°API	35°API	Degrees Fahrenheit
0.9113	0.9055	0.8998	0.8943	0.8888	0.8834	0.8780	0.8726	0.8674	0.8623	0.8571	40
0.9110	0.9052	0.8995	0.8939	0.8884	0.8831	0.8777	0.8723	0.8671	0.8620	0.8568	41
0.9106	0.9048	0.8991	0.8936	0.8881	0.8827	0.8773	0.8719	0.8667	0.8616	0.8564	42
0.9102	0.9044	0.8987	0.8932	0.8877	0.8823	0.8769	0.8715	0.8663	0.8612	0.8560	43
0.9099	0.9041	0.8984	0.8928	0.8873	0.8819	0.8765	0.8712	0.8660	0.8609	0.8557	44
0.9095	0.9037	0.8980	0.8924	0.8869	0.8815	0.8761	0.8708	0.8656	0.8605	0.8553	45
0.9092	0.9034	0.8977	0.8921	0.8866	0.8812	0.8758	0.8704	0.8652	0.8601	0.8549	46
0.9088	0.9030	0.8973	0.8917	0.8862	0.8808	0.8754	0.8701	0.8649	0.8598	0.8546	47
0.9085	0.9027	0.8970	0.8914	0.8859	0.8805	0.8751	0.8697	0.8645	0.8594	0.8543	48
0.9081	0.9023	0.8966	0.8910	0.8855	0.8801	0.8747	0.8694	0.8643	0.8591	0.8539	49
0.9078	0.9020	0.8963	0.8907	0.8852	0.8798	0.8744	0.8690	0.8639	0.8587	0.8535	50
0.9074	0.9016	0.8959	0.8903	0.8848	0.8794	0.8741	0.8687	0.8636	0.8584	0.8532	51
0.9070	0.9012	0.8955	0.8899	0.8844	0.8790	0.8737	0.8683	0.8632	0.8580	0.8528	52
0.9067	0.9009	0.8952	0.8896	0.8841	0.8787	0.8733	0.8679	0.8628	0.8576	0.8524	53
0.9063	0.9005	0.8948	0.8892	0.8837	0.8783	0.8729	0.8675	0.8624	0.8572	0.8520	54
0.9060	0.9002	0.8945	0.8889	0.8834	0.8780	0.8726	0.8672	0.8621	0.8569	0.8517	55
0.9056	0.8998	0.8941	0.8885	0.8830	0.8776	0.8722	0.8668	0.8617	0.8565	0.8513	56
0.9052	0.8994	0.8937	0.8881	0.8826	0.8772	0.8718	0.8664	0.8613	0.8561	0.8509	57
0.9049	0.8991	0.8934	0.8878	0.8823	0.8769	0.8715	0.8661	0.8609	0.8557	0.8505	58
0.9045	0.8987	0.8930	0.8874	0.8819	0.8765	0.8711	0.8657	0.8606	0.8554	0.8502	59
0.9042	0.8984	0.8927	0.8871	0.8816	0.8762	0.8708	0.8654	0.8602	0.8550	0.8498	60
0.9038	0.8980	0.8923	0.8867	0.8812	0.8758	0.8704	0.8650	0.8598	0.8546	0.8494	61
0.9035	0.8977	0.8920	0.8864	0.8809	0.8755	0.8701	0.8647	0.8595	0.8543	0.8491	62
0.9032	0.8974	0.8917	0.8861	0.8806	0.8752	0.8698	0.8644	0.8592	0.8540	0.8488	63
0.9028	0.8970	0.8913	0.8857	0.8802	0.8748	0.8694	0.8640	0.8588	0.8536	0.8484	64
0.9024	0.8966	0.8909	0.8853	0.8798	0.8744	0.8690	0.8636	0.8584	0.8532	0.8480	65
0.9020	0.8962	0.8905	0.8849	0.8794	0.8740	0.8686	0.8632	0.8580	0.8528	0.8476	66
0.9017	0.8959	0.8902	0.8846	0.8791	0.8736	0.8682	0.8629	0.8577	0.8525	0.8473	67
0.9013	0.8955	0.8898	0.8842	0.8787	0.8733	0.8679	0.8624	0.8573	0.8521	0.8469	68
0.9010	0.8952	0.8895	0.8839	0.8784	0.8729	0.8675	0.8621	0.8569	0.8517	0.8465	69
0.9006	0.8948	0.8891	0.8835	0.8780	0.8725	0.8671	0.8617	0.8565	0.8513	0.8461	70
0.9003	0.8945	0.8888	0.8831	0.8776	0.8722	0.8668	0.8614	0.8562	0.8510	0.8458	71
0.8999	0.8941	0.8884	0.8828	0.8773	0.8718	0.8664	0.8610	0.8558	0.8506	0.8454	72
0.8995	0.8937	0.8880	0.8824	0.8769	0.8714	0.8660	0.8606	0.8554	0.8502	0.8450	73
0.8992	0.8934	0.8877	0.8820	0.8765	0.8710	0.8656	0.8602	0.8550	0.8498	0.8446	74
0.8988	0.8930	0.8873	0.8817	0.8762	0.8707	0.8653	0.8599	0.8547	0.8495	0.8443	75
0.8985	0.8926	0.8869	0.8813	0.8758	0.8704	0.8650	0.8595	0.8543	0.8491	0.8439	76
0.8982	0.8923	0.8866	0.8810	0.8755	0.8701	0.8647	0.8592	0.8540	0.8488	0.8435	77
0.8978	0.8919	0.8862	0.8806	0.8751	0.8697	0.8642	0.8588	0.8536	0.8484	0.8432	78
0.8974	0.8916	0.8859	0.8802	0.8747	0.8693	0.8638	0.8584	0.8532	0.8480	0.8428	79
0.8970	0.8912	0.8855	0.8799	0.8743	0.8689	0.8635	0.8581	0.8529	0.8477	0.8424	80
0.8967	0.8909	0.8852	0.8795	0.8740	0.8686	0.8631	0.8577	0.8525	0.8473	0.8420	81
0.8963	0.8905	0.8848	0.8791	0.8736	0.8682	0.8628	0.8574	0.8521	0.8469	0.8416	82
0.8960	0.8901	0.8844	0.8788	0.8733	0.8679	0.8624	0.8570	0.8518	0.8466	0.8413	83
0.8957	0.8898	0.8840	0.8784	0.8729	0.8675	0.8620	0.8566	0.8514	0.8462	0.8409	84
0.8952	0.8894	0.8837	0.8781	0.8726	0.8672	0.8617	0.8563	0.8510	0.8458	0.8405	85
0.8950	0.8891	0.8834	0.8778	0.8722	0.8668	0.8613	0.8559	0.8506	0.8454	0.8401	86
0.8946	0.8887	0.8830	0.8774	0.8719	0.8665	0.8610	0.8556	0.8503	0.8451	0.8398	87
0.8942	0.8884	0.8827	0.8771	0.8715	0.8661	0.8606	0.8552	0.8499	0.8447	0.8395	88
0.8938	0.8880	0.8823	0.8767	0.8712	0.8658	0.8603	0.8549	0.8496	0.8443	0.8391	89
0.8935	0.8877	0.8820	0.8764	0.8708	0.8654	0.8599	0.8544	0.8492	0.8440	0.8388	90
0.8931	0.8873	0.8816	0.8760	0.8704	0.8650	0.8595	0.8540	0.8488	0.8436	0.8384	91
0.8928	0.8870	0.8813	0.8757	0.8701	0.8647	0.8592	0.8537	0.8485	0.8432	0.8380	92
0.8925	0.8867	0.8810	0.8754	0.8698	0.8643	0.8589	0.8534	0.8482	0.8429	0.8377	93
0.8922	0.8864	0.8806	0.8750	0.8694	0.8639	0.8585	0.8530	0.8478	0.8426	0.8374	94
0.8918	0.8860	0.8802	0.8746	0.8691	0.8636	0.8582	0.8527	0.8475	0.8422	0.8370	95
0.8915	0.8857	0.8799	0.8742	0.8687	0.8632	0.8578	0.8524	0.8472	0.8419	0.8367	96
0.8911	0.8853	0.8795	0.8739	0.8684	0.8629	0.8575	0.8520	0.8468	0.8415	0.8363	97
0.8907	0.8849	0.8792	0.8735	0.8680	0.8625	0.8571	0.8517	0.8465	0.8412	0.8360	98
0.8904	0.8845	0.8788	0.8732	0.8677	0.8622	0.8568	0.8514	0.8462	0.8409	0.8357	99
0.8900	0.8842	0.8785	0.8728	0.8673	0.8619	0.8565	0.8510	0.8458	0.8405	0.8353	100

Table D-1—Continued

Degrees Fahrenheit	15°API	16°API	17°API	18°API	19°API	20°API	21°API	22°API	23°API	24°API
101	0.9516	0.9450	0.9386	0.9321	0.9258	0.9196	0.9135	0.9074	0.9015	0.8956
102	0.9513	0.9447	0.9383	0.9318	0.9255	0.9193	0.9132	0.9071	0.9011	0.8952
103	0.9510	0.9443	0.9379	0.9315	0.9252	0.9189	0.9128	0.9067	0.9008	0.8949
104	0.9506	0.9439	0.9375	0.9311	0.9248	0.9186	0.9124	0.9063	0.9004	0.8944
105	0.9503	0.9436	0.9372	0.9308	0.9245	0.9183	0.9121	0.9060	0.9000	0.8940
106	0.9500	0.9433	0.9369	0.9305	0.9242	0.9180	0.9118	0.9057	0.8997	0.8937
107	0.9496	0.9430	0.9366	0.9302	0.9239	0.9177	0.9115	0.9054	0.8994	0.8934
108	0.9493	0.9426	0.9362	0.9298	0.9235	0.9173	0.9111	0.9050	0.8990	0.8930
109	0.9489	0.9423	0.9359	0.9295	0.9231	0.9169	0.9107	0.9046	0.8986	0.8926
110	0.9486	0.9419	0.9356	0.9291	0.9228	0.9166	0.9104	0.9042	0.8983	0.8923
111	0.9483	0.9416	0.9352	0.9288	0.9225	0.9163	0.9101	0.9039	0.8980	0.8920
112	0.9479	0.9412	0.9348	0.9284	0.9221	0.9159	0.9097	0.9035	0.8976	0.8916
113	0.9475	0.9409	0.9344	0.9280	0.9217	0.9155	0.9093	0.9032	0.8973	0.8913
114	0.9472	0.9406	0.9341	0.9277	0.9214	0.9152	0.9090	0.9029	0.8969	0.8909
115	0.9469	0.9402	0.9338	0.9274	0.9211	0.9148	0.9087	0.9025	0.8966	0.8906
116	0.9465	0.9399	0.9335	0.9271	0.9208	0.9145	0.9084	0.9022	0.8963	0.8903
117	0.9462	0.9396	0.9332	0.9268	0.9205	0.9142	0.9081	0.9019	0.8960	0.8900
118	0.9459	0.9393	0.9329	0.9265	0.9201	0.9138	0.9077	0.9016	0.8956	0.8896
119	0.9455	0.9389	0.9325	0.9261	0.9198	0.9135	0.9074	0.9012	0.8953	0.8893
120	0.9452	0.9386	0.9321	0.9257	0.9194	0.9131	0.9070	0.9008	0.8949	0.8889

Table D-1—Continued

25°API	26°API	27°API	28°API	29°API	30°API	31°API	32°API	33°API	34°API	35°API	Degrees Fahrenheit
0.8897	0.8838	0.8781	0.8724	0.8669	0.8615	0.8561	0.8506	0.8454	0.8401	0.8349	101
0.8893	0.8834	0.8777	0.8720	0.8665	0.8611	0.8557	0.8502	0.8450	0.8397	0.8344	102
0.8890	0.8831	0.8774	0.8717	0.8662	0.8607	0.8553	0.8498	0.8446	0.8393	0.8340	103
0.8886	0.8828	0.8771	0.8714	0.8659	0.8604	0.8550	0.8495	0.8442	0.8389	0.8336	104
0.8882	0.8824	0.8767	0.8710	0.8655	0.8600	0.8546	0.8491	0.8438	0.8386	0.8333	105
0.8879	0.8820	0.8763	0.8707	0.8652	0.8597	0.8542	0.8488	0.8435	0.8383	0.8330	106
0.8875	0.8817	0.8760	0.8703	0.8648	0.8593	0.8538	0.8484	0.8431	0.8379	0.8326	107
0.8872	0.8813	0.8756	0.8700	0.8644	0.8590	0.8535	0.8481	0.8428	0.8376	0.8322	108
0.8868	0.8810	0.8753	0.8696	0.8640	0.8586	0.8531	0.8477	0.8424	0.8371	0.8318	109
0.8865	0.8806	0.8749	0.8693	0.8637	0.8583	0.8528	0.8474	0.8421	0.8368	0.8315	110
0.8862	0.8803	0.8745	0.8689	0.8633	0.8579	0.8524	0.8470	0.8417	0.8364	0.8311	111
0.8858	0.8799	0.8742	0.8686	0.8630	0.8576	0.8521	0.8466	0.8413	0.8360	0.8307	112
0.8855	0.8796	0.8738	0.8682	0.8626	0.8572	0.8517	0.8462	0.8409	0.8356	0.8303	113
0.8851	0.8792	0.8735	0.8679	0.8623	0.8569	0.8514	0.8459	0.8406	0.8353	0.8300	114
0.8848	0.8789	0.8732	0.8676	0.8620	0.8565	0.8510	0.8455	0.8402	0.8349	0.8296	115
0.8844	0.8786	0.8729	0.8673	0.8617	0.8562	0.8507	0.8452	0.8399	0.8346	0.8293	116
0.8841	0.8783	0.8725	0.8669	0.8613	0.8558	0.8503	0.8448	0.8395	0.8342	0.8289	117
0.8837	0.8779	0.8722	0.8666	0.8610	0.8555	0.8500	0.8444	0.8392	0.8338	0.8285	118
0.8834	0.8776	0.8718	0.8662	0.8606	0.8551	0.8496	0.8441	0.8388	0.8335	0.8282	119
0.8830	0.8772	0.8714	0.8658	0.8602	0.8548	0.8493	0.8438	0.8385	0.8332	0.8279	120

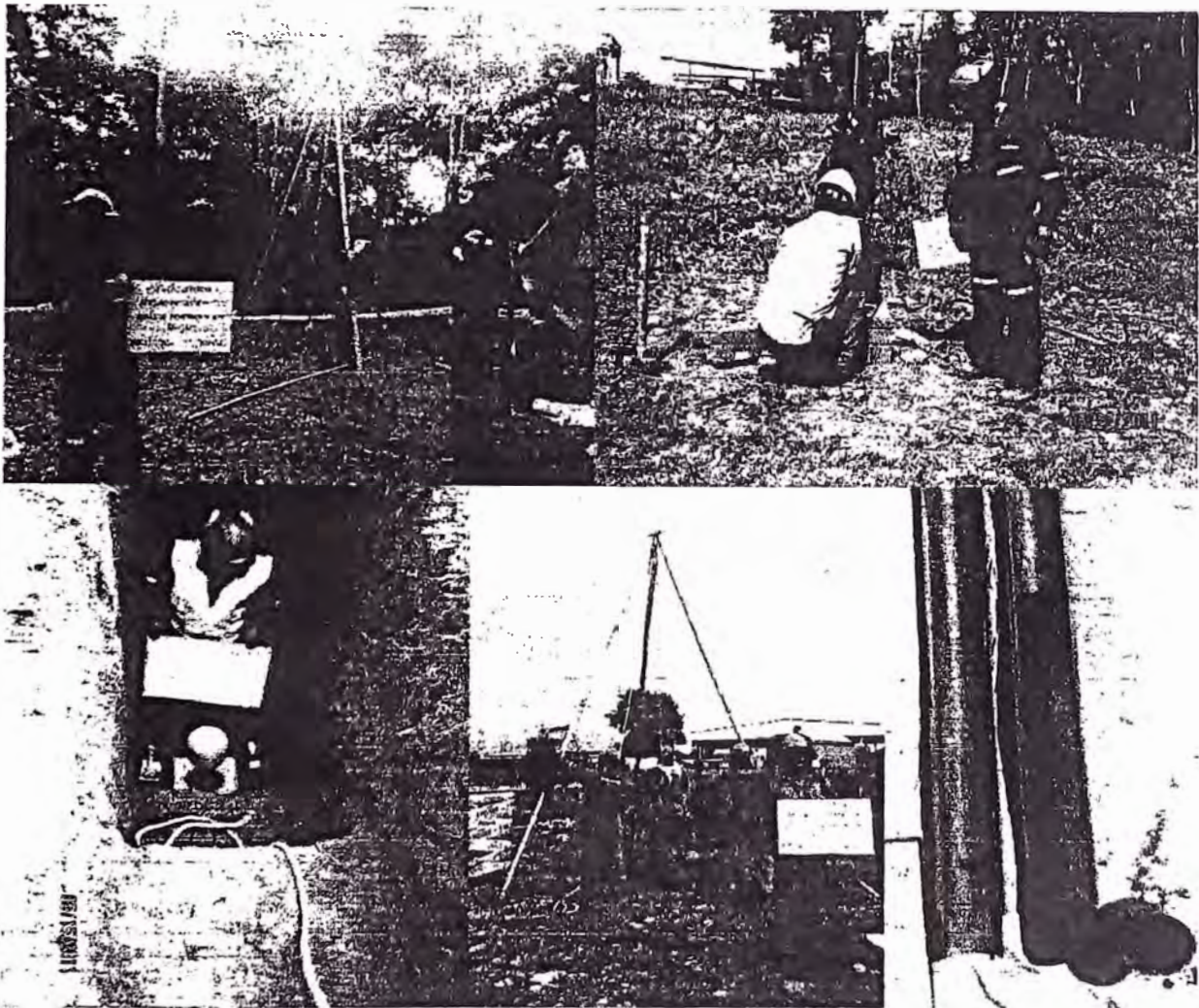
API PUBL*421 90 ■ 0732290 0087411 T ■

Order No. 822-42100

I-1300—2190—1M (50)

ANEXO F:
“ESTUDIO DE SUELOS”

ESTUDIO GEOTECNICO PARA LA PILETA API



INFORME FINAL

Junio 2011

Calle Atahualpa N° 352 – Miraflores, Telf. 241-2048 446-5032

ESTUDIO GEOTECNICO PARA LA PILETA API

1. GENERALIDADES

PLUS PETROL solicita los servicios de la empresa Hidroenergía Consultores en Ingeniería, para elaborar el Estudio "Geotécnico Para La Pileta API" de acuerdo a los alcances del servicio forma parte del HITO I.

En el presente informe se presenta las investigaciones de campo, ensayos de laboratorio y los análisis realizados para determinar las condiciones de los suelos, conclusiones y recomendaciones, información requerida para el diseño de las diversas obras civiles.

1.1 OBJETIVO DEL ESTUDIO

El presente estudio tiene por objetivo conocer las condiciones geotécnicas de los suelos, presentar las conclusiones y recomendaciones para la cimentación de las obras civiles de la PILETA API.

1.2 UBICACIÓN DEL TRAMO EN ESTUDIO

PLUSPETROL es Operador del Lote 88 y Lote 56 para Operaciones Petroleras en Perú, dichos lotes están ubicados en el valle del Bajo Urubamba, sector Camisea, donde se encuentra la zona denominada Malvinas ubicada en el Distrito de Echarate, Provincia de La Convención, Departamento de Cuzco, aproximadamente a 400 Km al Este de la ciudad de Lima.

1.3 CARACTERISTICAS DE LAS ESTRUCTURAS

La ampliación de la planta tiene como objeto el incremento en la producción de gas e hidrocarburo para lo cual requiere la construcción de la PILETA API, para el sistema de tratamiento de agua, potencialmente contaminadas CRW. Las estructuras que comprende la PILETA API son: el tanque Api, Pileta Api, Playa de Secado y Sala de Sopladores. Las estructuras principales están compuestas por el Tanque Api y Pileta Api.

1.4 ALCANCE DEL ESTUDIO

El presente reporte contempla el estudio final de la investigación geotécnica realizada en zonas de las Malvinas: sector de emplazamiento de la PILETA API.

2. GEOLOGIA DEL AREA DE ESTUDIO

Para la elaboración del estudio se tomó en cuenta el Boletín N° 125 de la Carta Nacional a escala 1:100,000, publicado por el Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico (INGEMMET, 1998) y que comprende el cuadrángulo de Camisea (24-q).

2.1 RASGOS GEOMORFOLOGICOS

Como rasgos geomorfológicos están la Cordillera Oriental de los Andes y la Llanura Amazónica, existen geoformas de erosión y acumulación a partir del Plioceno, las que están atravesadas por el Alto de Fitzcarrald.

Las geoformas más notables son las terrazas fluviales, playas hundidas, acantilados

ESTUDIO GEOTECNICO PARA LA PILETA API

	CONTENIDO	PAGINA
1	GENERALIDADES	2
1.1	OBJETIVO DEL ESTUDIO	2
1.2	UBICACION DEL TRAMO EN ESTUDIO	2
1.3	CARACTERISTICAS DE LAS ESTRUCTURAS	2
1.4	ALCANCE DEL ESTUDIO	2
2	GEOLOGIA DEL AREA DE ESTUDIO	2
2.1	RASGOS GEOMORFOLOGICOS	2
2.2	ESTRATIGRAFÍA	3
3	INVESTIGACION DE CAMPO	4
4	INVESTIGACIONES DE LABORATORIO	5
5	ZONIFICACION DEL SUBSUELO	6
5.1	SECCION ESTRATIGRAFICA	7
5.2	PERFIL SISMICO	7
5.3	NIVEL FREATICO	7
6	ANALISIS DE LA CIMENTACION	8
6.1	PARAMETROS GEOTECNICOS	8
6.1.1	Parámetros de Resistencia	8
6.1.2	Parámetros de Elasticidad	9
6.2	PROFUNDIDAD DE CIMENTACION	9
6.3	CIMENTACION SUPERFICIAL – ALTERNATIVA 1	9
6.3.1	Capacidad Admisible por Resistencia	9
6.3.2	Capacidad Admisible por Asentamiento	10
6.3.3	Resultados de la Capacidad Admisible	10
6.4	CIMENTACION DE MEDIANA PROFUNDIDAD – ALTERNATIVA 2	11
6.5	ANALISIS QUIMICO DE LA CIMENTACION	12
6.6	PARAMETROS SISMORESISTENTES	12
6.7	ESTABILIDAD DE TALUDES DE CORTE	13
6.8	EMPUJE DE TIERRAS	13
6.9	CLASIFICACION DE MATERIALES Y USO PARA FINES DE RELLENO	15
6.1	METODO DE EXCAVACION	15
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	16
	REFERENCIAS	
	FIGURAS	
	TABLAS	
	ANEXOS	
	REGISTRO DE CALICATAS Y SPT	
	ENSAYOS DE LABORATORIO	
	ENSAYOS GEOFISICOS	
	ANALISIS DE LA CIMENTACION	
	PANEL FOTOGRAFICO	
	PLANOS	

abruptos, terrenos ondulados y las islas

2.2 ESTRATIGRAFIA

En el área de trabajo, afloran unidades litoestratigráficas de origen sedimentario pelíticas y clásticas de color rojizo, cuyas edades van desde el Paleógeno – Neógeno y están cubiertas por depósitos aluviales, fluvio-aluviales y fluviales acumulados durante el Cuaternario. Se adjunta la geología del INGENMET relevante al área en estudio a la escala 1:100,000.

Cenozoico

Paleógeno Neógeno

Formación Yahuarango (P-y)

Está ampliamente distribuida en el área, aflora en la parte central de los anticlinales del último segmento de la Faja Subandina. En la desembocadura del río Picha sobre el río Urubamba, ésta se encuentra conformada por areniscas pardo rojizas, alternadas con horizontes de lodolitas y limo arcillitas rojizas. Esta formación litoestratigráficamente se caracteriza por una alternancia de secuencias pelíticas y areniscosas; se exponen en capas gruesas masivas intercaladas por lodolitas de color rojo ladrillo y delgados horizontes de areniscas gris claras. En términos generales esta formación presenta una coloración fuertemente roja. El origen es continental, y depositado en un medio cenagoso y de llanuras inundables.

Formación Chambira (PN - ch)

Esta formación aflora a lo largo del río Urubamba. Esta formación presenta una intercalación de lodolitas rojas, alternadas con gruesas capas de areniscas pardas claras de grano medio a fino. La intercalación pelítica es principalmente de limo arcillitas abigarradas, con horizontes de niveles delgados de areniscas pardas bien consistentes. El paquete pelítico se sobrepone con areniscas cuarzosas de color gris claro, con pequeños lentes de arenisca. Las lodolitas son dominantes. La formación es de origen continental, correspondiente a una llanura de inundación baja.

Formación Ipururo (N-i)

Esta es la unidad que se encuentra más ampliamente distribuida en el área de estudio, la cual está constituida por una secuencia de areniscas compactas de color gris bruno a marrón claro, con intercalación de limos, arcillitas rojas y horizontes de arcillitas rojizas. Las areniscas contienen horizontes de conglomerados; este afloramiento se presenta a lo largo del río Urubamba. La formación Ipururo es de origen continental, los sedimentos fueron depositados en un ambiente fluvial, abarcando extensas llanuras de inundación y en condiciones de acumulación.

Cuaternario

Depósitos Aluviales (Qh - a)

Fueron producidos por inundaciones o antiguos cursos de los ríos, estos depósitos generalmente se encuentran a lo largo del llano amazónico en áreas adyacentes a los ríos caudalosos, compuestos por arenas, limo, arcillas y gravas.

Depósitos Fluvio-Aluviales (Qh-a-f)

Se encuentran ampliamente distribuidos en el río Urubamba, dichos depósitos son de grano fino limos, arenas y gravas. Eventualmente sedimentan sobre los depósitos aluviales

anteriormente descritos, las gravas son subredondeadas a redondeadas, arenas finas y limos.

Depósitos Fluviales (Qh-fl)

La dinámica del río Urubamba hace que los depósitos fluviales estén en constante movimiento. Temporalmente estos depósitos se acumulan en forma de terrazas donde se intercalan arenas y limo arcillitas, las gravas se incrementan aguas arriba. Al sur de Las Malvinas se aprecia este material.

3. INVESTIGACION DE CAMPO

Con el objeto de explorar el subsuelo y extraer muestras alteradas e inalteradas para su respectivo ensayo de laboratorio y cumplir con los requerimientos técnicos del estudio las investigaciones consistieron en realizar:

Excavación de calicata manual.

Ensayos de Penetración Estándar SPT de acuerdo a las recomendaciones de las normas ASTM D 1586, para profundizar la investigación directa a partir de profundidades donde existía material gravoso o material muy denso, se continuó la penetración con Cono Peck y extracción de muestra con posteadora hasta alcanzar el rechazo.

Con el objetivo de obtener: el perfil sísmico del área de estudio, información de manera indirecta a mayor profundidad y obtener los parámetros dinámicos del suelo como son el Modulo de Young, Modulo de Corte y la Relación de Poisson, Hidroenergía efectiva investigaciones complementarias por métodos geofísicos; estos comprenden ensayos por el método de refracción sísmica para determinar ondas de compresión P y por el método Multicanal MASW, para obtener velocidades de corte S, la profundidad investigada por estos métodos es de hasta 25m. A continuación se detalla las investigaciones de campo:

De acuerdo a la programación de investigaciones geotécnicas y con el propósito de cumplir con los objetivos técnicos del estudio, se realizaron investigaciones directas e indirectas de campo, estos comprendieron: 01 calicata(C-3) de 5.8 m de profundidad, de donde se extrajeron muestras alteradas, para el respectivo ensayo de laboratorio.

Se efectuaron 03 ensayos de penetración estándar SPT (P-6, P-7 y P-8), para complementar la información y obtener información indirecta a mayor profundidad se efectuaron 01 ensayo geofísico por los métodos de refracción sísmica y 01 ensayo por el método multicanal MASW.

La disposición en planta de las investigaciones geotécnicas es presentada en el Anexo Planos (UP-01) muestra la ubicación de las investigaciones en el sector de la Pileta Api. La presentación gráfica de las investigaciones, es presentada en el Anexo Panel Fotográfico. Los Cuadros N°1 y N°2, resumen las características de las investigaciones de campo efectuadas.

Cuadro N°1.-Investigaciones Calicatas y SPT

SECTOR	CALICATA(C-i) / SPT(P-i)	PROFUNDIDAD (m)	NIVEL FREATICO (m)
PILETA API	C-3	5.8	NP
	P-6	5.6	5.6
	P-7	5.8	5.3
	P-8	6.5	5.4

Cuadro N°2.- Investigaciones Indirectas Refracción Sísmica y MASW.

SECTOR	LINEA SISMICA	TIPO ONDA (P/S)	LONGITUD DE TENDIDO (m)
PILETA API	LS-3	P	60
	LW-3	S	53

4. INVESTIGACIONES DE LABORATORIO

Con el objetivo de conocer las propiedades físicas, mecánicas, químicas de los suelos, se extrajeron muestras para los respectivos ensayos y análisis de laboratorio, estos fueron realizados de acuerdo con las recomendaciones de la Norma ASTM. Los ensayos efectuados en este sector de estudio son:

Granulometría (ASTM D-422)
 Contenido de Humedad (ASTM D 2218)
 Clasificación SUCS y AASHTO (ASTM D2487)
 Limite Líquido (ASTM D 4318)
 Limite Plástico (ASTM D 4318)
 Contenido de Humedad (ASTM D 2216)
 Triaxial No Consolidado No Drenado UU (ASTM D 2850)
 Corte Directo (ASTM D 3080)
 Proctor Modificado (ASTM D 1557)
 CBR (ASTM D 1883)
 Corte Directo (ASTM D 3080)
 Densidad de Campo (ASTM D 1556-82)
 pH, (ASTM D 512)
 Sulfatos, (ASTM D 1293)
 Cloruros (ASTM D512)
 Sales Solubles Totales (ASTM D 516)

Los ensayos estándar fueron realizados en el laboratorio Geotécnico de Hidroenergía Consultores en Ingeniería. Los ensayos especiales fueron remitidos al Laboratorio De Mecánica de Suelos de la Facultad de Ingeniería Civil UNI y los Análisis Químicos para muestras de suelo fueron efectuados por laboratorios LASA de Lima.

El cuadro N°3 muestra los resultados de los ensayos estándar de laboratorio. Los certificados de los ensayos efectuados son presentados en el Anexo Ensayos de Laboratorio del presente informe.

Cuadro N°3.- Resultados de los Ensayos Estándar

Sondaje	Muestra	Espesor (m)	Clasificación SUCS	W%	LL%	IP%
P-6	M-1	0.55 - 1.55	ML	17.5	23	3.6
	M-2	1.55 - 1.85	CL-ML	23	27.7	6.5
	M-3	1.85 - 2.55	CL	21.4	28.2	7.6
	M-4	2.55 - 3.55	SM	15.7	NP	NP
	M-5	3.55 - 4.55	ML	18.23	23.2	NP
	M-6	4.55 - 5.00	SM	17.5	NP	NP
	M-7	5.00 - 5.60	GP-GM	11.6	NP	NP
P-7	M-1	0.00 - 1.00	CL	26.5	33.6	12.5
	M-2	1.00 - 2.00	CL	26.2	33.6	14.3
	M-3	2.00 - 3.00	CL	29.5	30.5	11.3
	M-4	3.00 - 4.00	CL	23.7	31.7	14.6
	M-5	4.00 - 5.00	SM	20.5	NP	NP
	M-6	5.00 - 5.80	GP-GM	11	NP	NP
P-8	M-1	0.00 - 1.00	CL	26.2	32.5	12
	M-2	1.00 - 2.00	SC	20.3	30	11.5
	M-3	2.00 - 2.55	CL	17	24	7.0
	M-4	2.55 - 3.55	SM	14	NP	NP
	M-5	3.55 - 4.55	SC	25	31	NP
	M-6	4.55 - 5.55	SM	18	NP	NP
	M-7	5.55 - 6.00	SM	23	NP	NP
	M-8	6.00 - 6.50	GP-GM	11	NP	NP
C-3	M-1	0.00 - 0.70	CL	25.6	34.0	15.6
	M-2	0.70 - 4.00	CL	27.7	32.5	17.3
	M-3	4.00 - 5.60	SM	23	NP	NP
	M-4	5.60 - 5.80	GP-GM	11.49	NP	NP

5. ZONIFICACION DEL SUBSUELO

Los perfiles estratigráficos se efectuaron en base a los resultados de las investigaciones geotécnicas, inspección in situ, ensayos de laboratorio, así como a las características geológicas de la zona e información de estudios anteriores realizados adyacentes a la zona de estudio en base a lo cual se describe la zonificación respectiva:

Se ha confeccionado una sección estratigráfica (A-A) típica y representativa del área de estudio la cual es presentada en el Anexo planos del presente informe.

En general en el área de estudio existen dos capas que difieren notoriamente en sus características geotécnicas: una primera capa de material fino conformado por intercalaciones de arcillas, limos, arenas limosa y arena arcillosa (CL, CL-ML, ML, SM y SC)

con predominio de arcillas inorgánicas de baja plasticidad y a mayor profundidad arena limosa. Subyacente se tiene materiales granulares compuestos por gravas pobremente gradadas con limos, material apropiado para el desplante de la cimentaciones principales que conformaran la Pileta Api. Una descripción más detallada es presentada en los tres subsiguientes ítem.

5.1 Sección Estratigráfica

Suelos Arcillosos

De acuerdo a las investigaciones geotécnicas directas e indirectas efectuadas, la zona de estudio presenta una primera capa predominantemente conformado por arcilla inorgánica de baja plasticidad (CL), el espesor de esta capa varia en el orden de 1 m (hacia el SPT P-6) a 4 m (hacia la P-7 y C-3), es posible encontrar bolsones de suelos limosos y arenosos con arcilla (CL-ML, SC). Los suelos predominantemente arcillosos inorgánicos presentan consistencia media (C-3, P-7 y P-8) a firme (P-6), Limite Liquido LL=28% a LL=33% e IP de 8% a 17%, de acuerdo al IP el grado de expansividad de estas arcillas es bajo (Seed et al (1962)), de color marrón, muy húmeda ($w=17$ a 26%), las facilidades de tratamiento en obra es buena a regular. Los valores de N SPT están en el orden de orden de $N=5$ a $N=14$ (los mayores valores se presentan hacia el ensayo P-6).

Suelo Arenoso

Subyacente se tiene una capa predominantemente conformada por arena limosa que forma parte de la interface entre la arcilla y la grava, se encuentra húmeda, de color marrón, no plástico, en promedio presenta una resistencia a la penetración estándar $N=9$, de acuerdo a los valores de N el suelo se encuentra en estado suelto (Terzaghi & Peck (1948)), la correlación efectuada con el Nspt el ángulo de fricción esta en el orden de 30° a 35° , presenta propiedades semi-permeables, la facilidad de tratamiento en obra es regular. El espesor varia en el orden de 1 m a 2.5 m, es posible encontrar algunos bolsones de arcillas arenosas o limos inorgánicos.

Suelo Gravoso

Subyacente se tiene una última capa conformadas por gravas pobremente gradadas con limos en estado denso, presenta condiciones apropiadas para cimentar las estructuras principales, los clastos son de forma subredondeadas, de color beige en ocasiones grisáceo, se encuentra saturado por la presencia del nivel freático. Esta capa está constituida por: Gravas=47%, Arena=44% y Finos=8%, presenta $N>48$, de la correlación realizada mediante el Nspt (Meyerhof) (1956) el ángulo de fricción es de hasta de 40° , el peso unitario se estima en 2.1 ton/m³. Estos suelos son semi permeables y la facilidad de tratamiento en obra es buena.

En el Anexo Planos (PP-01) se presenta la sección estratigráfica A-Á representativa del sector de estudio.

5.2 Perfil Sísmico

Se realizaron 02 ensayos sísmicos (LS-3 y LW-3), de acuerdo a los resultados se tiene dos horizontes elásticos bien definidos:

Líneas LS-3 y LW-3

Presenta una primera capa de aproximadamente 6m de espesor, de baja rigidez, presenta velocidades de ondas de compresión en promedio de $V_p=400$ m/s y las velocidades de ondas de corte S varían de $V_s=150$ a 250 m/s, estas velocidades indican que la capa presenta baja rigidez, de acuerdo a la correlación con los ensayos directos de SPT y calicatas el horizonte presenta consistencia blanda a media.

Subyacente se tiene un segundo horizonte de mayor rigidez que la primera capa, en promedio a partir de los 6m de profundidad y persiste en profundidad, la velocidad de ondas de compresión en promedio de $P V_p \approx 1900$ m/s y las velocidades de ondas de corte S varían de $V_s = 300$ a 530 m/s, estas velocidades indican que el material se encuentra en estado denso.

Los registros de los perfiles sísmicos y distribución de velocidades son presentados en el Anexo Ensayos Geofísicos del presente informe.

5.3 Nivel Freático

El nivel freático para el mes de mayo se encuentra a 5.5m de profundidad respecto a la superficie del terreno natural. Para excavaciones que superen el nivel freático, previamente se deprimirá el nivel freático mediante el uso de bombas.

6. ANALISIS DE LA CIMENTACION

En base a las estructuras proyectadas y dependiendo de su importancia, se determina la capacidad de carga del suelo así como la profundidad de cimentación, tomándose en cuenta dos alternativas: la primera es el diseño por capacidad portante mediante zapatas, cimientos corridos o losas de cimentación, donde son comparados el esfuerzo resistente resultado del predimensionamiento con el esfuerzo actuante y del asentamiento admisible, la segunda alternativa propone una cimentación de mediana profundidad mediante micropilotes. El análisis requiere fijar parámetros geotécnicos representativos para un adecuado diseño.

6.1 PARAMETROS GEOTECNICOS

6.1.1 Parámetros de Resistencia

En la zona que comprende el estudio, se identificaron materiales que van desde arcillas y limos inorgánicos de baja plasticidad, arenas limosas en estado suelto hasta gravas pobremente gradadas con limos (GP-GM) en estado denso.

En base a los ensayos de laboratorio, correlación con los ensayos de penetración estándar SPT, experiencia en estos tipos de suelo y a las condiciones insitu, se adoptan los parámetros de resistencia del suelo como son el ángulo de fricción y cohesión, estas son mostrados a continuación:

Material	Ángulo de fricción(ϕ°)	Cohesión (tn/m ²)	Peso Unitario γ (tn/m ³)
Arcilla y limo Inorgánico de baja plasticidad consistencia media a firme	0°	6.0	1.85
Arena limosa	28°	0	1.8
Grava medianamente densa a densa (GP-GM y GM)	36°	0	2.1

Para fines de análisis de la cimentación sobre material fino arcilloso se adoptara como ángulo de fricción= 0°.

6.1.2 Parámetros de Elasticidad

Del ensayo de refracción sísmica para las ondas P y MASW para las ondas S, se ha calculado el módulo de elasticidad en función a la velocidad de propagación de las ondas de corte. El módulo cortante dinámico se calcula de la fórmula $G_d = \rho V_s^2$ (1) y el módulo de Young dinámico $E_d = 2G_d(1-\nu)$ (2). Los valores del módulo dinámico corresponden a niveles

de deformación unitaria de 1×10^{-6} cm/cm; para niveles de deformación unitaria de 1×10^{-2} cm/cm, que corresponden a esfuerzos transmitidos de 1.0 a 4.0 kg/cm², el módulo de Young secante sería conservadoramente $0.1 \times E_d$.

Mediante las ecuaciones (1) y (2) se estimaron los parámetros elásticos (módulo de Young y relación de Poisson) para el par de líneas sísmicas efectuadas (LS-3 y LW-3), a continuación se muestran los valores de los parámetros adoptados para el diseño de la cimentación, para los suelos típicos existentes en la zona de la Pileta Api estos son mostrados en el cuadro siguiente:

Material	E (tn/m ²)	ν
Arcilla y limo inorgánico de baja plasticidad consistencia media a firme	900	0.4
Arena limosa (SM)	1500	0.3
Grava medianamente densa a densa (GP-GM y GM)	11000	0.3

La evaluación en detalle de los parámetros elásticos es presentada en el Anexo Ensayos Geofísicos del presente informe.

6.2 PROFUNDIDAD DE CIMENTACION

De acuerdo a los resultados de las investigaciones geotécnicas, registros y sección estratigráfica típica, podemos decir que el suelo gravoso es el mejor suelo para el desplante de la cimentación. El suelo gravoso se encuentra en promedio a 5.8 m de profundidad respecto a la superficie de suelo natural. Para conseguir el nivel de cimentación se recomienda utilizar falso cimiento. Se plantea como segunda alternativa cimentación con micro pilotes, el cual deberá apoyarse sobre la grava.

Solo se recomienda cimentar sobre material fino (CL, CL-ML y SC) estructuras menores y livianas.

6.3 CIMENTACION SUPERFICIAL - ALTERNATIVA N° 1

6.3.1 Capacidad Admisible por Resistencia

Se ha determinado la capacidad admisible de carga del terreno basándose en las características de resistencia del subsuelo. La capacidad de carga se ha determinado en base a la fórmula de Terzaghi y Peck, 1967 con los parámetros de Vesic, 1973.

La evaluación en detalle se presenta en el anexo Análisis de la Cimentación del presente informe las ecuaciones empleadas para la evaluación son mostradas a continuación:

$$q_u = S_c C N_u + S \gamma \frac{1}{2} \gamma B N_r + S_q q N_q$$

$$q_{ad} = \frac{q_u}{F_s}$$

Donde:

q_u	= capacidad última de carga
q_{ad}	= capacidad admisible de carga
F_s	= factor de seguridad = 3
γ	= peso unitario del suelo (ton/m^3)
D_f	= profundidad de cimentación
N_c, N_γ, N_q	= parámetros de capacidad portante en función de ϕ
S_c, S_γ, S_q	= factores de forma (Vesic, 1973).
q	= γD_f

6.3.2 Capacidad Admisible por Asentamiento

Para efectos del cálculo de una aproximación al asentamiento inmediato, bajo condiciones límite de capacidad portante de un suelo relativamente homogéneo, recurrimos a la expresión matemática sugerida según la Teoría de la Elasticidad (Lambe y Whitman, 1969), está dada por la siguiente relación:

$$S_i = \frac{qB(1-\mu^2)}{E_s} I_f$$

Donde:

S_i	= Asentamiento en cm
μ	= Relación de Poisson
I_f	= Factor de forma (cm/m) que depende de la forma y rigidez de la cimentación
E_s	= Módulo de elasticidad (ton/m^2)
q	= Presión de trabajo (ton/m^2)
B	= Ancho de la cimentación (m)

Para el análisis de la capacidad admisible por asentamiento, se fijaron asentamientos permisibles no mayores de 1" (2.54) para cimentaciones tipo cimiento corrido y zapatas y de 2" (5.08cm) para losa de cimentación.

6.3.3 Resultados de la Capacidad Admisible

De los análisis de la capacidad por resistencia como por asentamiento se elige el menor de ellos, siendo este el valor de capacidad de soporte de diseño. Dentro de los cálculos de capacidad de soporte también son variables importantes la profundidad de desplante, las dimensiones y forma de la cimentación y el nivel freático.

Considerando lo antes mencionado podemos obtener valores de capacidad portante tanto si cimentamos sobre suelo fino (CL,CL-ML) como sobre suelo gravoso (GP-GM), considerando además la forma y tipo de cimentación. El Cuadro N°3, muestra los resultados. Los cálculos en detalle de la cimentación son presentado en el Anexo Análisis de la Cimentación del presente informe.

Cuadro N°3.- Capacidad Admisible – PILETA API

Suelo	Df	Ancho B/D	Resistencia		Asentamiento		Carga admisible a Utilizar	Tipo de Cimentación
			qu.	qadm.	qadm.	Asentamiento	qadm.	
	(m)	(m)	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(kg/cm ²)	(cm)	(kg/cm ²)	
CL, CL-ML	1.50	0.8	3.3	1.1	1.3	2.04	1.1	Corrida
	1.50	1.0	3.3	1.1	1.2	2.35	1.1	
	1.80	1.0	3.4	1.1	1.2	2.35	1.1	
	2.00	1.2	3.4	1.1	1.0	2.35	1.0	
	2.00	1.5	3.4	1.1	0.9	2.50	0.9	
	1.80	1.2	4.0	1.3	1.5	1.38	1.3	
	2.00	1.5	4.0	1.3	1.5	1.72	1.3	Zapata Cuadrada
	2.00	1.8	4.0	1.3	1.5	2.07	1.3	
	2.00	2.0	4.0	1.3	1.5	2.30	1.3	
	2.00	3.0	4.0	1.3	1.1	2.53	1.1	
	1.50	6.0	3.9	1.3	0.8	3.94	0.8	Losa Circular
	1.80	6.0	4.0	1.3	0.8	3.94	0.8	
	2.00	6.0	4.0	1.3	0.8	3.94	0.8	
	2.50	6.0	4.1	1.3	0.8	3.94	0.8	
3.00	6.0	4.2	1.4	0.8	3.94	0.8		
GP-GM	6.00	1.0	74.2	24.7	4.5	0.31	4.5	Zapata Cuadrada
	6.00	1.5	75.1	25.0	4.5	0.46	4.5	
	6.00	2.0	76.0	25.3	4.5	0.61	4.5	
	6.00	3.0	77.9	25.9	4.0	0.92	4.0	
	6.00	4.0	79.7	26.5	3.5	1.09	3.5	
	6.00	5.0	81.6	27.2	4.5	1.19	4.5	
	6.00	27.0	173.0	57.8	2.0	5.30	2.0	Losa Rectangular

6.4 CIMENTACION DE MEDIANA PROFUNDIDAD- ALTERNATIVA N° 2

Para las Estructuras de importancia y gran carga se recomienda el empleo de cimentaciones de mediana profundidad hasta llegar a la grava. Las profundidades a alcanzar serán de 6.5 metros. Se han analizado zapatas inyectadas tipo Franki con un diámetro nominal de 0.35 m. en el fuste y 0.55 m. en el bulbo. También se analizaron micropilotes o pilotes raíz de 0.25 m de diámetro con una longitud de 6.0m.

Se realizaron cálculos de capacidad de carga última y carga admisible de las zapatas inyectadas y micropilotes mediante el programa de cómputo FEPC desarrollado por Guillén (1994). El programa de cómputo requiere el conocimiento del perfil estratigráfico, los valores de N (golpe/pie) del ensayo de penetración estándar con la profundidad, el tipo de pilote y sus dimensiones.

El manual de usuario y la teoría de los métodos semiempíricos del programa FEPC se documentan en Alva Hurtado (1993). El programa compara las metodologías propuestas por Aoki – Velloso, Decourt – Quaresma, P.P. Velloso y Meyerhof.

En el Anexo Análisis de la Cimentación se presentan los cálculos de la capacidad axial última y admisible considerando un factor de seguridad por falla de 2.5 para el sondaje SPT-P-6 y SPT-P-8. Se han realizado los cálculos para los dos tipos de pilotes analizados: el tipo Franki o zapata inyectada de 14" de diámetro en el fusto y 22" de diámetro en el bulbo y micropilotes de 10" de diámetro.

Los resultados que se muestran en el Cuadro N°8 indican que las zapatas inyectadas tipo Franki a la profundidad de 6.5m tiene una capacidad de carga admisible de 70 toneladas. Los micropilotes de 10 pulgadas de diámetro en una profundidad de 6.5 metros tienen capacidades de carga de 20 toneladas respectivamente.

Una vez conocidos los valores de las cargas a ser transmitidas, se deberán verificar los asentamientos de la cimentación de pilotes.

6.5 ANALISIS QUIMICO DE LA CIMENTACION

De acuerdo a los resultados de los análisis químicos realizados en muestras de suelo, se tiene:

Los resultados por contenido de Cloruros reportan valores de 14 ppm el suelo no ocasiona problemas de corrosión de armaduras o elementos metálicos. Se recomienda recubrimientos mínimos de 2".

Los contenidos de sales solubles totales va de 45 ppm a 123 ppm, el nivel de agresividad es no perjudicial.

Los resultados por contenido de sulfatos es 0.8 ppm, presenta grado de alteración despreciable.

Presenta potencial de hidrogeno (pH) de 5.6, el medio es moderadamente ácido. Se recomienda utilizar cemento tipo V.

En el anexo Tablas se presentan los valores límites y grados de agresividad de los elementos químicos que afectan a las estructuras de concreto acero de cimentación.

6.6 PARAMETROS SISMORESISTENTES

La zona de Las Malvinas del Proyecto Camisea se encuentra bajo la influencia de dos principales fuentes de eventos sísmicos: la zona de subducción de la placa de Nazca por debajo de la placa Sudamericana y los sismos continentales ocasionados por el sistema de fallas en la Cordillera de Vilcabamba.

Los requisitos históricos de sismos indican la ocurrencia de quince eventos de alta intensidad en el área de influencia del estudio. Se cuenta con siete mapas de isosistas en el área. El valor de la intensidad máxima es de V grados en la escala de Mercalli Modificada. Se concluye que existe poca información histórica, ya que la información registrada entre los siglos XVI a XIX es sólo en las ciudades principales existentes en esa época, pudiendo haber ocurrido sismos importantes en zonas remotas, que no fueron reportados.

Los registros sísmicos instrumentales indican la subducción de la placa de Nazca, aumentando la profundidad focal de los sismos hacia el Continente. También se producen

sismos en el continente que son superficiales e intermedios y que estarían relacionados a posibles fallas existentes.

Los resultados del Estudio de Poligro Sísmico (Hidroenergía, 2001) se pueden resumir en los siguientes puntos:

- La sismicidad histórica indica que en el área de Las Malvinas se han producido intensidades de hasta V grados en la escala de Mercalli Modificada.
- La distribución espacial de los sismos instrumentales indica mayor actividad sísmica en la zona de subducción de la costa. Hacia el continente las profundidades focales de los sismos de subducción aumentan. Hacia el continente existen sismos superficiales.
- El estudio probabilístico de peligro sísmico concluye que las aceleraciones máximas esperadas en roca para distintos períodos de retorno son los siguientes:

Años	30	50	100	200	400	475	1000
A max. (%g)	0.12	0.14	0.17	0.20	0.23	0.24	0.28

- De acuerdo a la Norma Técnica de Edificación E-030 de Diseño Sismo – resistente de Noviembre de 1997, Las Malvinas pertenece a la zona 2, cuyo factor de zona es de 0.30g para un período de retorno de 475 años. El reglamento establece que no se considerarán parámetros de diseño inferiores a los indicados en la Norma, por lo que deberá utilizarse el valor de 0.3g.

Se pudo revisar el Estudio de Riesgo Sísmico del Proyecto Camisea realizado por Bañola(2001). En dicho estudio se establece para un cálculo determinístico el valor de la aceleración pico promedio de 0.24g y un valor de 0.20g para el cálculo probabilístico para un período de retorno de 475 años. En el estudio se recomienda como valor de diseño 0.25g y el uso de espectros de diseño de Youngs. Este estudio confirma los valores propuestos por Hidroenergía Consultores (2001).

6.7 ESTABILIDAD DE TALUDES DE CORTE

De acuerdo a los perfiles estratigráficos del suelo y excavación efectuada(C-3), los tipos de suelos encontrados por lo general son arcillas inorgánicas de baja plasticidad de consistencia media a firme y arena limosa en estado suelto, estos suelos se mantuvieron estables hasta los 5.30 m de profundidad, a mayor profundidad los suelos se desmoronan en ocasiones fluyen por la presencia del nivel freático, por el contenido arenoso del suelo. Se recomienda para excavaciones provisionales y verticales no superen los 3 m, deberán de proveer condiciones de lluvias. Para profundidades superiores a las mencionadas se recomienda taludes de corte cuyo ángulo formado con la horizontal no supere los 50°.

Se deberán tomar en cuenta algunas condiciones particulares en las excavaciones provisionales, que harían necesario el uso de antibaciones; entre éstas cabe mencionar:

Excavaciones adyacentes a vías con tráfico, vibración permanente o a estructuras, lugares donde sea necesario efectuar modificaciones o conexiones de tuberías, que puedan dar origen a filtraciones, existencia de material muy suelto.

Las entibaciones, debe hacerse contra paramentos verticales y no inclinados. Si fuera necesario, se calzarán o rellonarán los laterales para conseguir su verticalidad

6.8 EMPUJE DE TIERRAS

Los empujes de tierras sobre los muros de contención requeridos en el proyecto, deberán calcularse con la siguiente expresión:

$$P = 1/2 K \gamma H^2 - 2cH \sqrt{K}$$

Donde:

- K_a = Coeficiente de empuje de tierras activo
- K_p = Coeficiente de empuje de tierras pasivo
- γ = Peso volumétrico en Ton/m³
- H = Altura del muro en metros

Los coeficientes de empuje activo y pasivo se determinan mediante las siguientes relaciones:

$$K_a = \tan^2 \left[45 - \phi / 2 \right]$$

$$K_p = \tan^2 \left[45 + \phi / 2 \right]$$

Previamente a los cálculos estructurales de los muros de contención deberá analizarse el proceso constructivo de éstos, para determinar que material ejerce o ejercerá empuje sobre ellos.

Los parámetros recomendados para los cálculos para los diferentes tipos de material son los siguientes:

Material	ϕ	K_A	K_P	γ (Ton/m ³)
-Arcilla y limos de baja plasticidad de consistencia media a firme	0°	1.0	1.0	1.8
-Arena limosa suelto	28°	0.36	2.76	1.8
-Grava arenosa media densa a densa	36°	0.26	3.85	2.1
-Relleno granular compactado denso	35°	0.27	4.20	2.1
-Relleno granular sin compactar suelto	30°	0.33	3.00	2.0

ϕ = Angulo de fricción interna

6.9 CLASIFICACION DE MATERIALES Y USO PARA FINES DE RELLENO

Por lo general los materiales de la excavación son materiales predominantemente finos conformados por arcillas y limos de baja plasticidad y arenas limosas, de acuerdo a la clasificación unificada SUCS: CL, CL-ML y ML. Estos materiales para ser utilizados como relleno deberán ser mezclados con suelos gravosos (GP) y cumplir ciertas granulometrías adecuadas que mejoren sus características geotécnicas y obtener suelos que bajo la

clasificación SUCS califiquen como GP-GM o GM. Para efectos de usos de relleno no estructural (conformación de taludes, rellenos) deberán compactarse en capas no mayor a 0.30 m y obtener un grado de compactación no menor al 95% del ensayo proctor modificado del material a utilizar, previamente deberá retirarse los clastos mayores a 4".

6.10 METODO DE EXCAVACION

Los suelos de excavación serán predominantemente finos por lo que el tratamiento en obra de estos materiales es de buena a regular, es así que para excavaciones masivas se recomienda excavación mecánica.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente informe reporta los trabajos geotécnicos, condiciones de los suelos de cimentación, conclusiones y recomendaciones del sector de emplazamiento de la PILETA API. Con el objetivo de cumplir con los requerimientos técnicos del estudio, se realizaron investigaciones en el sector de interés y comprende lo siguiente: calicatas 01 de 5.8m de profundidad (C-3), 03 ensayos SPT (P-6, P-7 y P-8) y para complementar la información Hidroenergía efectúa ensayos Geofísicos por los métodos de refracción sísmica y MASW, estos comprendieron 01 línea de refracción (LS-1) y 01 línea MASW (LW-1).

1. De acuerdo al perfil estratigráfico del suelo la cimentación de las estructuras principales como son el Tanque Api y Pileta Api, se apoyaran sobre material de grava, que por lo general se presenta en estado denso y se encuentra en promedio a 6 m de profundidad respecto a la superficie de terreno natural, para lograr esta profundidad se recomienda:
 - Tanque Api cimentación mediante micropilotes hincados, la capacidad de carga evaluada para micropilotes de 10" de diámetro es de 20 tn.
 - Pileta Api cimentación mediante losa, para lograr el nivel de las gravas bajar con falso cimiento de concreto de baja resistencia. Para dimensiones cuyo ancho es $B=27m$ y largo $L=37m$, la capacidad admisible de carga es de 2 kg/cm^2 . Debido a que el nivel freático se encuentra en promedio a 5.5m esto será previamente deprimido mediante el uso de bombas.

Solo es recomendable cimentar estructuras menores y livianas sobre el material fino (CL, CL-ML, SC y SM), la capacidad admisible para estos suelos considerando cimientos corridos, zapatas y losa estan en el orden de 0.8 kg/cm^2 a 1.3 kg/cm^2 para un D_f mínimo de 1.5m. El Cuadro N°3 muestra los resultados de las capacidades admisible para tipo de cimentación, suelo y otras dimensiones de cimentación.

2. El nivel freático se encuentra a 5.5m de profundidad respecto a la superficie del terreno natural.
3. Los ensayos geofísicos realizados por los métodos de refracción y MASW, muestran dos horizontes bien definidos, el primero de aproximadamente 6m de espesor, presenta velocidades presenta velocidades P de $V_p=400 \text{ m/s}$ y las velocidades de ondas de corte S de $V_s=150$ a 250 m/s , el segundo horizonte presenta de velocidades de ondas P $V_p=1900 \text{ m/s}$ y las velocidades de ondas de corte S de $V_s=300$ a 530 m/s . Las velocidades de ondas S aumentan en profundidad lo que indica que los materiales presentan una mayor rigidez en profundidad.
4. Se recomienda como parámetro sismo resistente de 0.25g, valor propuesto en anteriores estudios de peligro sísmico efectuados por consultores especializados.
5. De acuerdo a los resultados por contenido de Cloruros, Sales Solubles Totales, contenido de Sulfatos, la agresividad es despreciable. El potencial de hidrogeno (pH) presenta un valor de 5.6, por lo que el medio es moderadamente acida, la agresividad del suelo es muy agresivo (H Klas y H. Steinrath "Die Korrosin des Eisens und ihre Verhiltung" (1956)) por lo que se recomienda utilizar cemento tipo V.
6. Por lo general los materiales de la excavación son materiales predominantemente finos conformados por arcillas y limos de baja plasticidad, de acuerdo a la clasificación unificada SUCS: CL, CL-ML, SC, ML y SM. Estos materiales para ser utilizados como relleno deberán ser mezclados con suelos gravosos (GP) y cumplir ciertas granulometrías adecuadas que

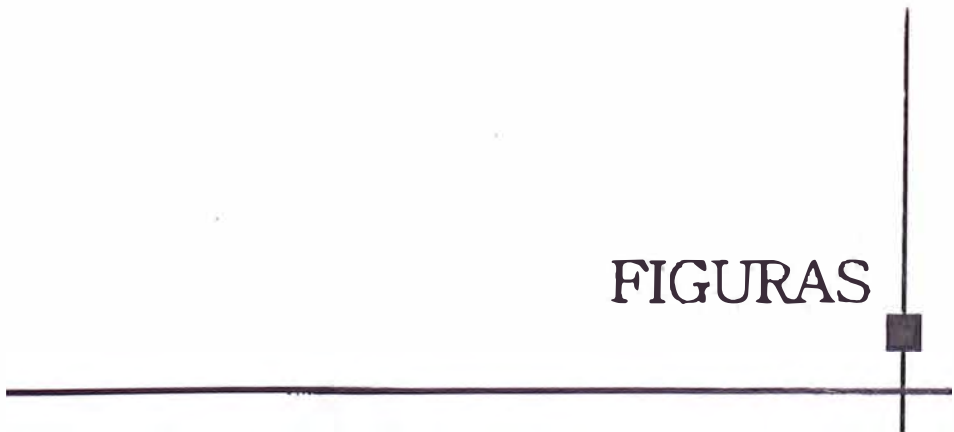
mejoren sus características geotécnicas y obtener suelos que bajo la clasificación SUCS califiquen como GP-GM o GM. Para efectos de usos de relleno no estructural (conformación de taludes, rellenos) deberán compactarse en capas no mayor a 0.30 m y obtener un grado de compactación no menor al 95% del ensayo proctor modificado del material a utilizar, previamente deberá retirarse los clastos mayores a 4".

7. Para los suelos de excavación serán predominantemente finos por lo que el tratamiento en obra de estos materiales es de buena a regular, es así que para excavaciones masivas se recomienda excavación mecánica.

REFERENCIAS

- J. Alva Hurtado, " Diseño de Cimentaciones, ICG.
- Lambe T.W. y Whitman R.V. (1969), "Soil Mechanics", John Wiley, New York.
- Bishop A.W. y Blight G.E. (1963), "Some Aspects of Effective Stress in Saturated and Partly Saturated Soils", *Geotechnique*, Vol.13, pp. 177-197.
- Skempton A.W. (1961), "Effective Stress in Soils, Concrete and Rocks", Proc. Conference on Pore Pressure and Suction in Soils, pp. 4-16, London.
- Jennings J.E. (1961), "A Revised Effective Stress Law for use in the Prediction of the Behavior of Unsaturated Soils", Proc. Conference on Pore Pressure and Suction in Soils, pp. 26-30, London.
- Skempton A.W. (1954), "The Pore Pressure Coefficients A and B", *Geotechnique*, Vol 4, pp. 143-147.
- Maggiolo O. (1975) "Algunos Aspectos de Mecánica de suelos y comportamiento de construcciones durante el sismo del 3 de Octubre de 1974". Reunión Andina de Seguridad Sísmica, Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Shuan L. (1997), "Determinación de los Parámetros de Resistencia en Suelos Granulares mediante el Ensayo de Corte Directo In-Situ para fines de cimentación" h, Tesis de grado, Universidad Nacional de Ingeniería.
- Terzaghi K. y Peck R.B. (1967), "Soil Mechanics in Engineering Practice", John Wiley, New York.
- Vesic A. (1973), "Análisis de la Capacidad de Carga de cimentaciones Superficiales", *JSMFED, ASCE*, Vol. 99
- Casagrande A. (1964), " Karl Terzaghi 1883-1963", Traducción hecha al artículo del Prof. Casagrande aparecido en *Geotechnique XIV*, N° 1 por el Ing. Gustavo Pérez Guerra, *Boletín de la Sociedad Venezolana de Mecánica del Suelo e Ingeniería de Fundaciones*, N° 16, Julio-Agosto-Setiembre, pp. 3-11.
- Park, C, Miller, R y Xia, J. 1999. "Multichannel Analysis of Surface Waves". *Geophysics*. Volumen 64.
- Loulo, J. 2001 "Faster Better: shear-wave velocity to 100 meter depth from refraction Microtremor arrays". *Bulletin of Seismological of America*. Volumen 91. N°2.
- Instituto Minero y Metalúrgico (ONGEMMET 1998)

FIGURAS



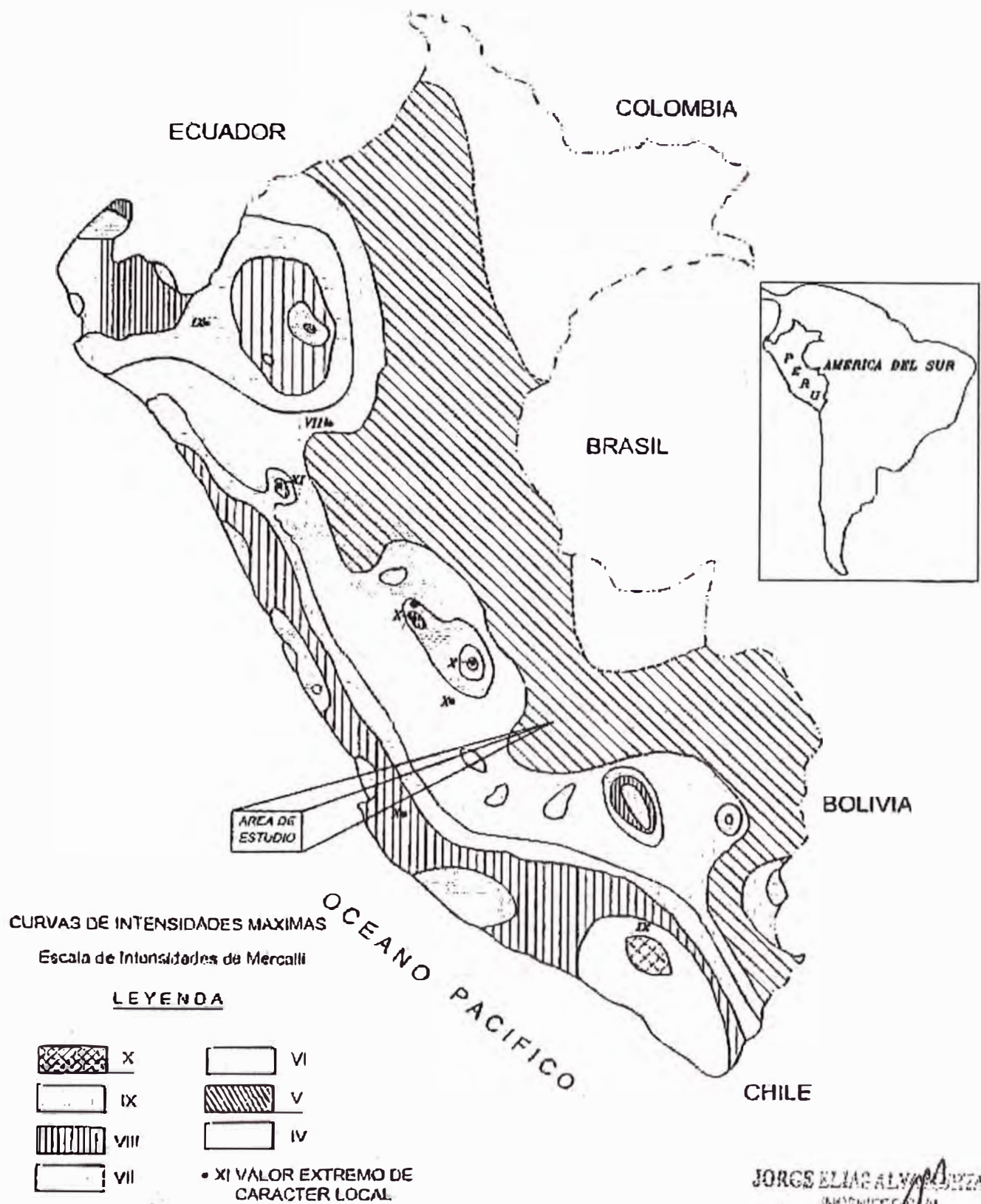


Figura 1: Mapa de Distribución de Máximas Intensidades Sísmicas
(Alva et al, 1984)

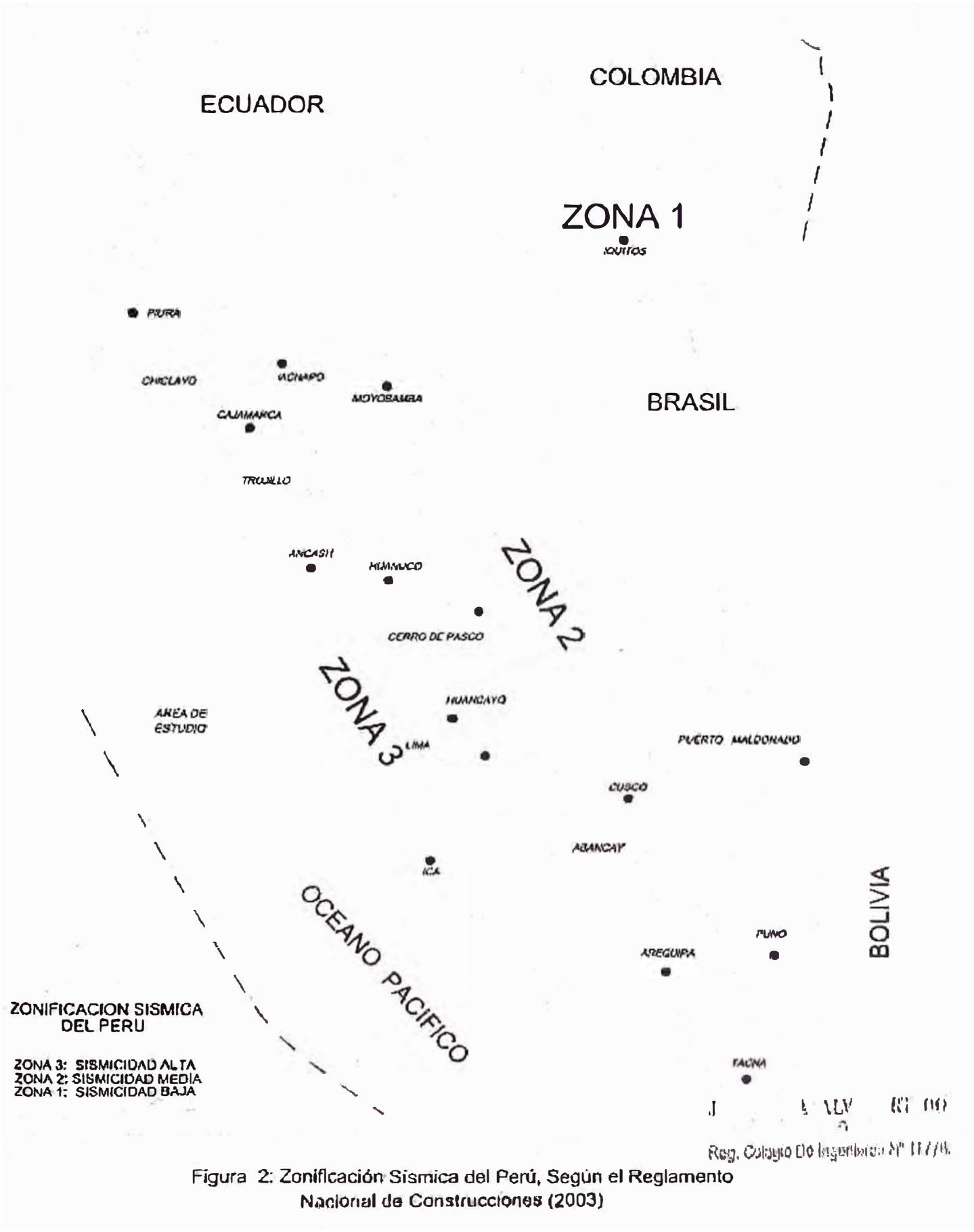
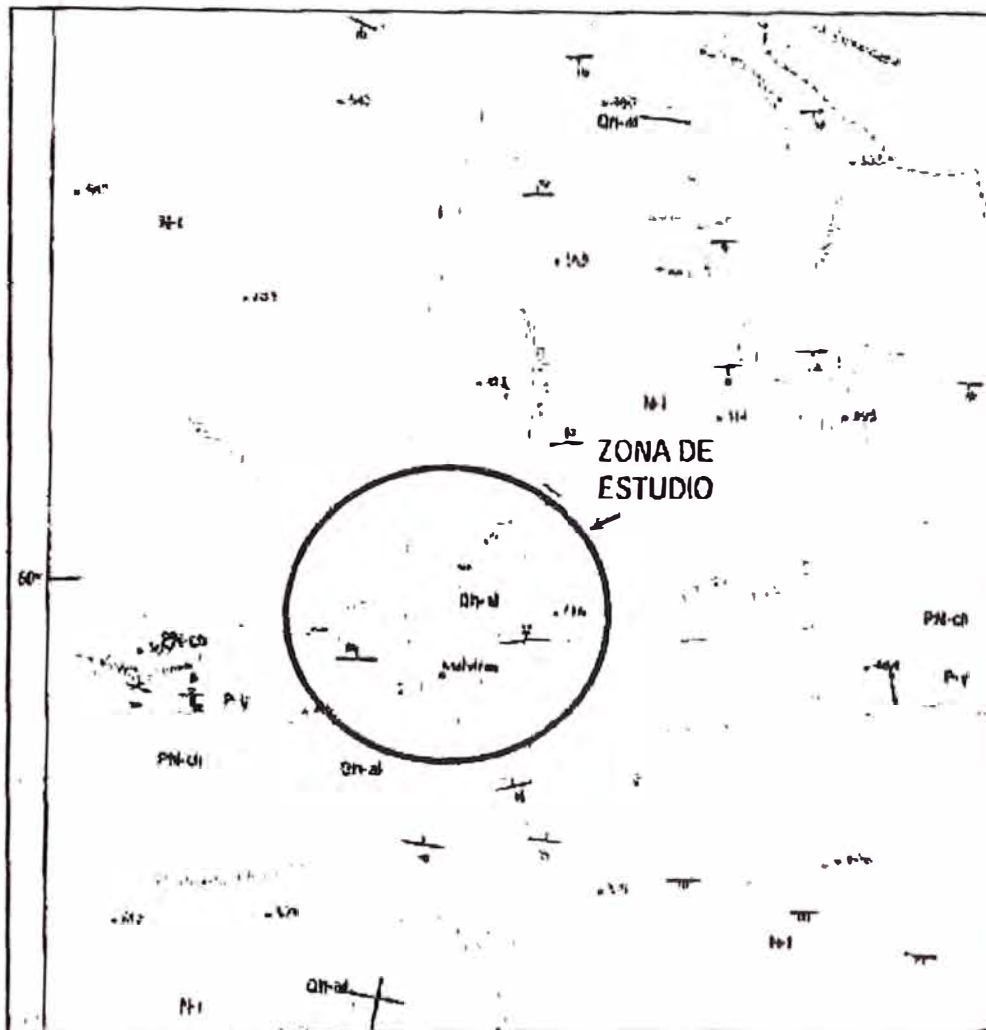


Figura 2: Zonificación Sísmica del Perú, Según el Reglamento Nacional de Construcciones (2003)

GEOLOGIA REGIONAL



LEYENDA

ERATEMA	SISTEMA	SERIE	UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS
CENOZOICA	CUATERNARIO	HOLOCENA	Depósitos Aluvio-Fluvial Qh - al - fl
			Depósitos Aluvial Qh - al
	NEOGENO	PLIOCENA	Depósitos Ipururo N - l
		MIOCENA	Depósitos Chambira PN - ch
		OLIGOCENA	Depósitos Yahuarango P - y
	PALEOGENO	EOCENA	
PALEOCENA			

TABLAS

**Tabla N° 1.1.
Resumen de Sondeos**

Sondaje	Profundidad (m)	Coordenada		Cota (msnm)	Nivel Freático (m)
		Norte	Este		
P-6	5.60	8690761.76	723453.05	375.5	5.60
P-7	5.80	8690759.90	723410.13	374	5.30
P-8	6.50	8690724.10	723409.12	374	5.40

**Tabla N° 1.2
Resumen de Calicata**

Calicata	Profundidad (m)	Coordenada		Cota (msnm)	Nivel Freático (m)
		Norte	Este		
C-3	5.80	8690735.00	723408.00	375	5.30

Tabla N° 1.3
Resumen de Ensayo Geofísico- Refracción y MASW

Linea	Longitud (m)	Ensayo para ondas P/S
LS-3	75	P
LW-3	53	S

Zona	SPT y/o Calicata	Muestra	Profundidad (m)	Ensayos Estándar					
				SUCS	AASHTO	% FINOS	W (%)	LL%	IP %
Pileta API	P-6	M-1	0.55 - 1.55	ML	A-4	55.5	17.5	23	3.6
		M-2	1.55 - 1.85	CL-ML	A-4	81	23	27.7	6.5
		M-3	1.85 - 2.55	CL	A-4	80	21.4	28.2	7.6
		M-4	2.55 - 3.55	SM	A-4	46	15.7	NP	NP
		M-5	3.55 - 4.55	ML	A-6	59	18.23	23.2	NP
		M-6	4.55 - 5.00	SM	A-4	35	17.5	NP	NP
		M-7	5.00 - 5.80	GP-GM	A-1b	8	11.6	NP	NP
	P-7	M-1	0.00 - 1.00	CL	A-6	89	26.5	33.6	12.5
		M-2	1.00 - 2.00	CL	A-6	79	26.2	33.6	14.3
		M-3	2.00 - 3.00	CL	A-6	97	29.5	30.5	11.3
		M-4	3.00 - 4.00	CL	A-6	69	23.7	31.7	14.6
		M-5	4.00 - 5.00	SM	A-4	40	20.5	NP	NP
		M-6	5.00 - 5.80	GP-GM	A-1b	9	11	NP	NP
	P-8	M-1	0.00 - 1.00	CL	A-6	88	26.2	32.5	12
		M-2	1.00 - 2.00	SC	A-6	48	20.3	30	11.5
		M-3	2.00 - 2.55	CL	A-4	72	17	24	7.0
		M-4	2.55 - 3.55	SM	A-2-4	35	14	NP	NP
		M-5	3.55 - 4.55	SC	A-6	48	25	31	NP
		M-6	4.55 - 5.55	SM	A-2-4	24	18	NP	NP
		M-7	5.55 - 6.00	SM	A-2-4	28	23	NP	NP
		M-8	6.00 - 6.50	GP-GM	A-1b	7	11	NP	NP
	C-3	M-1	0.00 - 0.70	CL	A-6	85.5	25.6	34.0	15.6
		M-2	0.70 - 4.00	CL	A-6	93.4	27.7	32.5	17.3
		M-3	4.00 - 5.60	SM	A-2-4	22	23	NP	NP
		M-4	5.60 - 5.80	GP-GM	A-2-4	5.90	11.49	NP	NP

Tabla N° 3
Resultados de Ensayos Corte Directo

Zona	SPT/Calicata	Profundidad (m)	Muestra	Sucs	Contenido de Humedad (%)	Densidad Húmeda (gr/cm ³)	Ángulo de Fricción (Ø)	Cohesión (Kg/cm ²)
Pileta API	C-3	0.70 - 4.0.0	M-2	ML	39.37	1.781	24.5°	0.05
	P-6	2.55- 3.00	M-3	ML	27.8	2.117	26.7°	0.01

Tabla N° 4
Resultados de Ensayos Triaxial No Consolidado, No Drenado

Zona	Calleta	Profundidad (m)	Muestra	Contenido de Humedad	Densidad Húmeda (gr/cm ³)	Ángulo de Fricción (Ø)	Cohesión (Kg/cm ²)
				(%)			
Pileta API	C-3	0.70 - 4.00	M-2	28.5	1.78	27.22°	0.60

Tabla N° 5
Resultados Densidad Natural del Suelo

Zona	Calicata	Profundidad (m)	Contenido de Humedad (%)	Densidad Húmeda (g/cm³)	Densidad seca (g/cm³)
Pileta API	C3-DN1	2.50	26.89	1.96	1.55

Tabla N° 6
Resultados de Análisis Químico de Suelos y Agua

Zona	Muestra	pH	Cl (ppm)	SO4 (ppm)	S.S.T. (ppm)
Pileta API	C-3/M-2	5.65	14,55	0.82	75.24

Tabla N° 7
Elementos Químicos Nocivos para la Cimentación

Presencia en el Suelo de	p.p.m	Grado de Alteración	Tipo de cemento	Relación Agua Cemento Máxima (*)	Contenido Mínimo de Cemento Kg/cm ³	Observaciones
Sulfatos	0-1000	Leve	-	-	275	Ocasiona un ataque químico al concreto de la cimentación
	1000-2000	Moderados (*)	II	0.5	310	
	2000-20 000	Severo	V	0.45	330	
	> 20 000	Muy Severo	V mas puzolana	0.45	370	
Cloruros	6000	Perjudicial	-----	-----	-----	Ocasiona problemas de corrosión de armaduras o elementos metálicos
Sales Solubles Totales	15000	Perjudicial	-----	-----	-----	Ocasiona problemas de pérdida de resistencia de mecánica por problema de lixiviación

Presencia en el Suelo de	p.p.m	Grado de Alteración	Tipo de cemento	Relación Agua Cemento Máxima (*)	Contenido Mínimo de Cemento Kg/cm ³	Observaciones
Sulfatos	0-150	Leve	-	-	275	Ocasiona un ataque químico al concreto de la cimentación
	150-1500	Moderados (*)	II	0.5	310	
	1500-10 000	Severo	V	0.45	330	
	10 000	Muy Severo	V mas puzolana	0.45	370	

Fuente: Comité 318-83 ACI

Presencia en el Suelo de	p.p.m	Grado de Alteración	Observaciones
pH y nivel de Agresividad del suelo	< 4	Extremadamente Acida	Muy Agresiva
	4.0 - 4.5	Muy Acida	Muy Agresiva
	4.5 - 5.0	Acida	Muy Agresiva
	5.0 - 6.0	Moderadamente Acida	Muy Agresiva
	6.0 - 6.5	Ligeramente Acida	Agresiva
	6.5 - 7.5	Neutro	No Agresiva
	7.5 - 8.5	Ligeramente Alcalina	No Agresiva
	> 8.5	Muy Alcalina	Condiciona

Fuente: H. Klos y H. Steinrath "Die Korrosion des Eisens und ihre Verhütung" (1956)

Tabla N° 8
Cuadro Resumen de Carga Axial en Cimentaciones de Mediana Profundidad

Tipo	Sondajes	Longitud (m)	Diametro Nominal (m)	Diametro Bulbo (m)	Carga de Servicio Admisible (Tn)
FRANKI	SPT-P6	6.5	0.355 (14")	0.55	80
	SPT-P8	6.5	0.355 (14")	0.55	70
HINCADO CONCRETO	SPT-P6	6.5	0.254 (10")		20
	SPT-P8	6.5	0.254 (10")		20

REGISTROS DE CALICATAS Y SPT



COMITADO	PLUS PETROL	NIVEL FREATICO	0.3
PROYECTO	ESTUDIO GEOTECNICO PARA LA PILETA APL	REGISTRO	M, C
UBICACION	MALVINAS - DIST. ECHARATE-PROV. CONVENCIÓN Y DPTO. CUZCO	COORDENADAS (UTM 84)	APROBADO
PROFUNDIDAD	5.8 m.	COTA (msnm): 375	E: 723405 N: 6900715
			FECHA
			MAYO - 2011

PROF (m)	CLASIFICACION			DESCRIPCION DEL MATERIAL	MUESTRA	HUMEDAD NATURAL Y LIMITES DE CONSISTENCIA			N° (GOLPES/PIE)					
	SIMBOLO		SIMBOLO GRAFICO			W (%)	L.L. (%)	I.P. (%)	N° (GOLPES/PIE)					
	SUCS	ASHTO							10	20	30	40	50	60
	CL	A-4		0.00-0.70 m. Arcilla de baja plasticidad, de consistencia blanda, de color beige, húmeda, presenta raíces. Constituida por: Grava=0%, Arena=14.5%, Fines=85.5%	M-1	75.8	34.0	19.5						
	CL	A-6		0.70-4.00 m. Arcilla inorgánica de plasticidad media, consistencia media de color beige, húmeda. Constituida por: Grava=0%, Arena=6.6%, Fines=93.4%	M-2	27.7	32.5	17.3						
	SM	A-2-1		4.0-5.0 m. Arena limosa suelta a moderadamente compacta, muy húmeda, de color grisáceo con betas de color anillo. Constituida por: Grava=0%, Arena=78%, Fines=22%	M-3	23	NP	NP						
	SP-SM	A-2-4		5.6-5.8 m. Grava con limo, denso, saturado de color grisáceo, de forma esferoidal. Presenta conchas de limo. Constituida por: Grava=48.41%, Arena=45.69%, Fines=5.92%	M-4	11.45	NP	NP						

OBSERVACIONES:

JORGE ELIAS ALVARADO
Ingeniero Civil
Mag. Código Profesional No. 11776



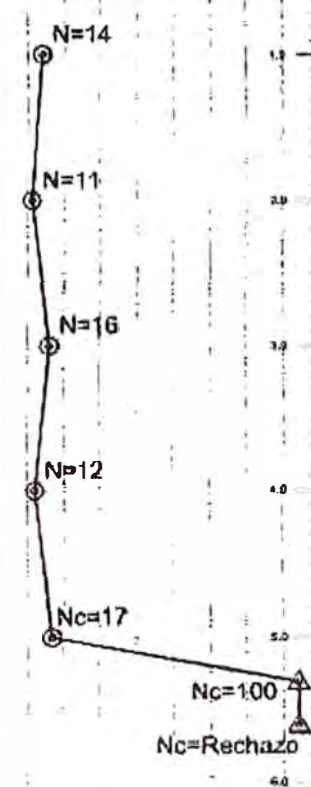
CLIENTE: PLUS PETROL NIVEL FREATICO(m): 5.6

OBJETO: ESTUDIO GEOTECNICO PARA LA PILETA API REGISTRO: M.C.M

UBICACION: MALVINAS - DIST. EGHARATE - PROV. ENTRE RIOS Y DPTO. BUENOS AIRES REVISADO POR: DR. J. ALVA

UNIDAD: 5.6 m COTA: 375.50 : 723,453.05 N: 8'690,761.76 FECHA: 13/05/2011 MAYO - 2011

CLASIFICACION			DESCRIPCION DEL MATERIAL	MUESTRA	HUMEDAD NATURAL Y LIMITES DE CONSISTENCIA			ENSAYO SPT / CONO PECK							
SUCS	ASHTO	SIMBOLO GRAFICO			W (%)	LL (%)	I.P. (%)	N° (GOLPES/PIE)							
								10	20	30	40	50	60	70	80
GM	-		0.0-0.55 m. Cubierta de feno arenosa con gravas limosas húmedo, de forma subredondeadas.	S/M	-	-	-								
ML	A-4		0.55-1.55 m. Limo de baja plasticidad, de consistencia media a firme, de color marrón, húmedo. Esta constituido por: G=0%, A=44.5%, F=55.5%.	M-1	17.5	23	3.6								
CL-ML	A-4		1.55-1.85 m. Arcilla con limo de baja plasticidad consistencia media, de color marrón, húmedo. Esta constituido por: G=0% A=18% F=81%	M-2	23	27.7	6.5								
CL	A-4		1.85-2.55 m. Arcilla inorganica de baja plasticidad, consistencia firme, de color marrón, húmedo. Esta constituido por: G=0% A=20% F=80%	M-3	21.4	28.2	7.6								
SM	A-4		2.55-3.55 m. Arena limosa, de color marrón, medianamente compacta, húmedo. Esta constituido por: G=0% A=54% F=46%	M-4	15.7	NP	NP								
ML	A-6		3.55-4.55 m. Limo inorganico de baja plasticidad, de consistencia media a firme, de color marrón, húmedo. Esta constituido por: G=0% A=41 F=59	M-5	18.23	23.2	NP								
SM	A-4		4.55-5.00 m. Arena limosa, consistencia firme, de color marrón, húmedo, Esta constituido por: G=0% A=85% F=35	M-6	17.5	NP	NP								
P-G	A-1b	NF	5.00-5.60 m. Grava pobremente gradada con limo, densa, clastos de forma subredondeadas, saturado, de color beige. Esta constituido por: G=47%, A=45%, F=8%.	M-7	11.6	NP	NP								



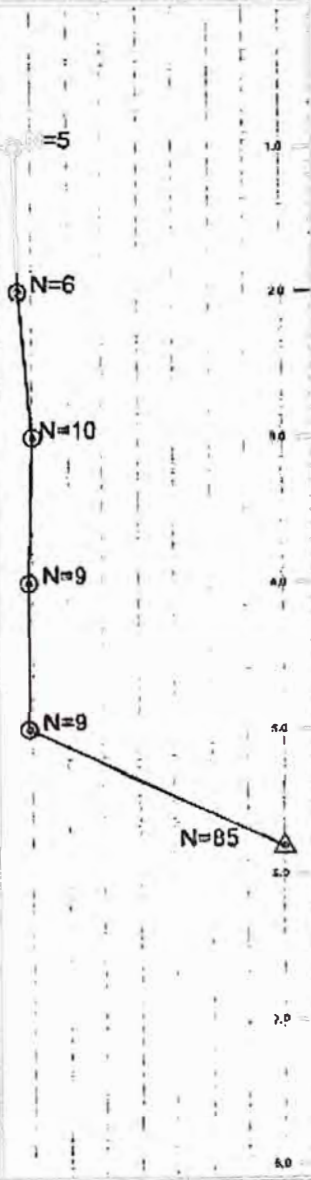
LEYENDA

Diagram showing soil profile and symbols for SPT (circle with cross) and CONO PECK (triangle).



EMPRESA	PLUS PETROL	NIVEL FREATICO(m)	5.3
PROYECTO	ESTUDIO GEOTECNICO PARA LA PECTA AM	REGISTRO	M.C.M
UBICACION	MALVINAS - DIST. ECHARATE-PROV. CONVENCIÓN Y OPTO. GUZCO	REVISADO POR	DR. J. ALVA
FUNDIDAD	5.8 m	FECHA	13/05/2011
	C. A. (m.s.n.m.) 374.00		MAYO - 2011

COTINGUO (m)	CLASIFICACION		DESCRIPCION DEL MATERIAL	MUESTRA	HUMEDAD NATURAL Y LIMITES DE CONSISTENCIA			ENSAYO SPT / CONO PECK @ 0.30 m @ 0.15 m							
	SIMBOLO SUCS	SIMBOLO AASNTD			SIMBOLO GRAFICO	W (%)	L.L. (%)	I.P. (%)	N° (GOLPES/PIE)						
								10	20	30	40	50	60	70	80
0.0-1.0 m	CL	A-6	Arcilla inorganica de baja plasticidad muy blanda, de color grisáceo, húmeda. Está constituido por: G=0%, A=11%, F=89%.	M-1	26.5	33.6	12.5								
1.0-2.0 m	CL	A-6	Suelo arcilloso inorganico de baja plasticidad, consistencia blanda a media, de color marrón, húmedo. Está constituido por: G=0%, A=21%, F=79%.	M-2	26.2	33.6	14.3								
2.0-3.0 m	CL	A-6	Arcilla inorganica de baja plasticidad, consistencia media, húmedo de color marrón. Está constituido por: G=0%, A=3%, F=97%.	M-3	29.5	30.5	11.3								
3.0-4.0 m	CL	A-6	Arcilla inorganica de baja plasticidad, consistencia media, húmeda de color marrón, presenta arenas en buen porcentaje. Constituida por: G=0%, A=31%, F=69%.	M-4	23.7	31.7	14.6								
4.0-5.0 m	SM	A-4	Arena limosa, de color marrón. Constituido por: G=0%, A=60%, F=40%.	M-5	20.5	NP	NP								
5.0-5.8 m	P-G	A-1b	Grava con limos, denso, clastos de forma subredondeados, saturado, de color beige. Constituido por: G=47%, A=44%, F=9%.	M-6	11	NP	NP								



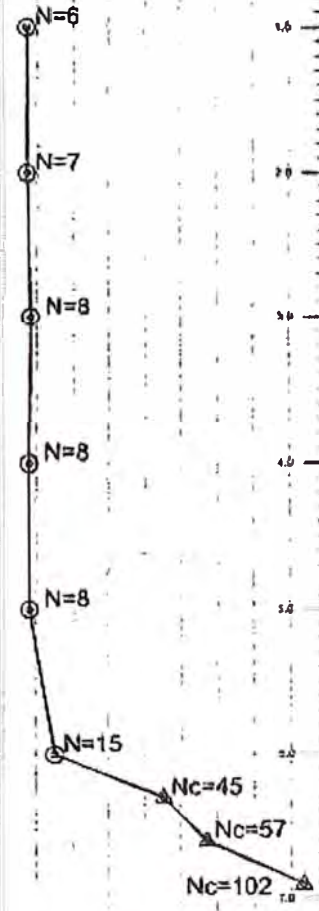
LEYENDA

	SPT
	CONO PECK



EMPRESA	PLUS PETROL	NIVEL FREATICO(m)	5.4
PROYECTO	ESTUDIO GEOTECNICO PARA LA ISLETA 471	REGISTRO	M.O.M
UBICACION	MALVINAS - DIST. DE HARATE-PROV. CONVENCIÓN Y DPTO. GUZCÓ	REVISADO POR	DR. J. ALVA
UNIDAD	6.5 m	CO A: (m.s.n.m.)	374.00
		COORDENADAS	N: 8'590,724.10
		FECHA	13/05/2011
			MAYO - 2011

CATEGORIA	CLASIFICACION		DESCRIPCION DEL MATERIAL	MUESTRA	HUMEDAD NATURAL Y LIMITES DE CONSISTENCIA			ENSAYO SPT / CONO PECK									
	SIMBOLO BUCCS	SIMBOLO ASHTO			SIMBOLO GRAFICO	W (%)	L.L. (%)	I.P. (%)	N° (GOLPE 2/PIE)								
									10	20	30	40	50	60	70	80	
CL	A-6		0.0-1.0 m. Suelo arcilloso muy blando, de color grisáceo, húmedo. Constituido por: G=0%, A=12%, F=88%.	M-1	26.2	32.5	12										
SC	A-6		1.0-2.0 m. Arena arcillosa blanda, de color grisáceo, muy húmeda. Constituido por: G=0%, A=51%, F=48%.	M-2	20.3	30	11.5										
CL	A-4		2.0-2.55 m. Arcilla inorganica de baja plasticidad blanda, húmeda de color marrón. Constituido por: G=0%, A=27%, F=72%.	M-3	17	24	7.0										
SM	A-2-4		2.55-3.55 m. Arena limosa suelta, húmedo, de color marrón. Constituido por: G=0%, A=64%, F=35%.	M-4	14	NP	NP										
SC	A-6		3.55-4.55 m. Arena arcillosa medianamente compacto, húmedo de color marrón. Constituido por: G=0%, A=54%, F=46%.	M-5	25	31	13										
SM	A-2-4		4.55-5.55 m. Arena limosa medianamente compacto, húmedo, de color marrón. Constituido por: G=0%, A=76%, F=24%.	M-6	18	NP	NP										
SM	A-2-4		5.55-6.0 m. Arena limosa medianamente compacto, muy húmeda de color grisáceo, con betas de color óxido. Constituido por: G=0% A=72% F=28%.	M-7	23	NP	NP										
GP-G	A-15		6.0-6.5 m. Grava pobremente gradada, medianamente compacto, muy húmedo, de color grisáceo, clastos de color óxido. Constituido por: G=48%, A=45%, F=7%.	M-8	11	NP	NP										



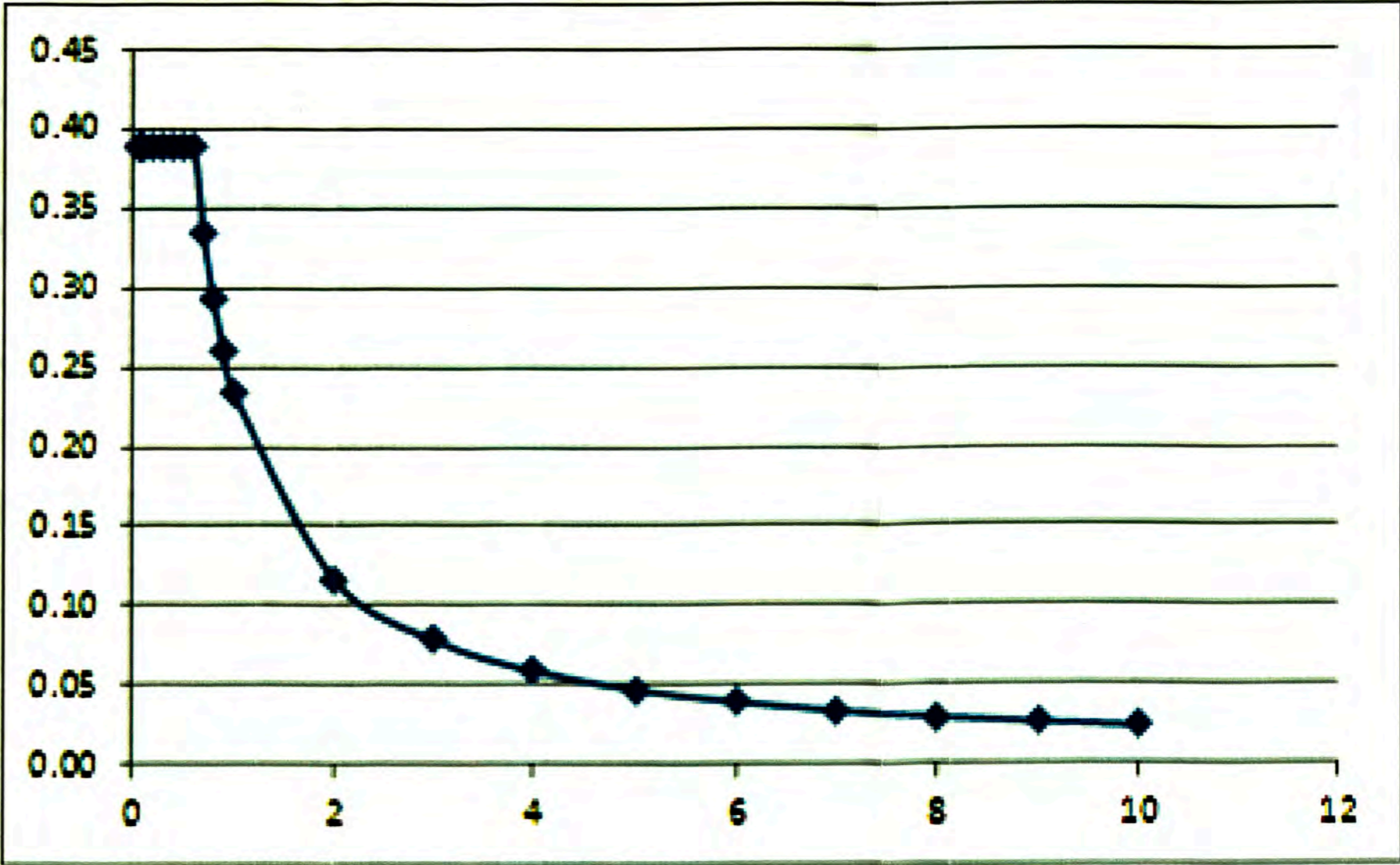
LEYENDA	
	SPT
	CONO PECK

ANEXO G:
“VALORES SISMICOS DE
ENTRADA”

ANEXO G- 1: "Espectro de respuesta según norma E 030"

T	Sa	C=2.5(Tp/T)
0.05	0.39	2.50
0.06	0.39	2.50
0.07	0.39	2.50
0.08	0.39	2.50
0.09	0.39	2.50
0.10	0.39	2.50
0.20	0.39	2.50
0.30	0.39	2.50
0.40	0.39	2.50
0.50	0.39	2.50
0.60	0.39	2.50
0.70	0.33	2.14
0.80	0.29	1.88
0.90	0.26	1.67
1.00	0.23	1.50
2.00	0.12	0.75
3.00	0.08	0.50
4.00	0.06	0.38
5.00	0.05	0.30
6.00	0.04	0.25
7.00	0.03	0.21
8.00	0.03	0.19
9.00	0.03	0.17
10.00	0.02	0.15

ESPECTRO E.030



SISMO: 0.25 EspectroABS + 0.75 Espectro SRSS

ANEXO G- 2: "Valores de entrada a software"

Zonificación Sísmica

Art.5
Zonificación Sísmica del Perú

Departamento:

Zona:

Todas las provincias

Aceptar

CATEGORÍA DE LA EDIFICACIÓN

Art.10

GRUPO A
Edificaciones esenciales cuya función no debería interrumpirse inmediatamente después de que ocurra un sismo, como hospitales, centrales de comunicaciones, cuarteles de bomberos y policías, subestaciones eléctricas, reservorios de agua. Centros educativos y edificaciones que puedan servir de refugio después de un desastre. También se incluyen edificaciones cuyo colapso, puede representar un riesgo adicional, como grandes centros, depósitos de materiales inflamables o tóxicos.

GRUPO B
Edificaciones donde se reúnen gran cantidad de personas como teatros, estadios, centros comerciales, establecimientos penitenciarios ó que guardan patrimonios valiosos como museos, bibliotecas y archivos especiales. También se considerarán depósitos de granos y otros almacenes importantes para el abastecimiento.

GRUPO C
Edificaciones comunes, cuya falla ocasionaría pérdidas de cuantía intermedia como viviendas, oficinas, hoteles, restaurantes, depósitos e instalaciones industriales cuya falla no acarree peligros adicionales de incendio, fugas de contaminantes, etc.

GRUPO D
Edificaciones cuyas fallas causan pérdidas de menor cuantía y normalmente la probabilidad de causar víctimas es baja, como cercos de menos de 1.50m de altura, depósitos temporales, pequeñas viviendas temporales y construcciones similares.

SISTEMAS ESTRUCTURALES

Art.12

ACERO

- Pórticos dúctiles con uniones resistentes a momentos
- Arriostros excéntricos
- Arriostros en cruz

OTROS

- Albañilería Armada ó confinada (ASD)
- Madera (ASD)

CONCRETO ARMADO

- Pórticos

Por lo menos el 90% del cortante en la base actúa sobre las columnas de los pórticos que cumplen los requisitos de NTE E.060 Concreto Armado. En caso se tengan muros estructurales, estos deberán diseñarse para resistir una fracción de la acción sísmica total de acuerdo con su rigidez
- Dúctil

Las acciones sísmicas son resistidas por una combinación de pórticos y muros estructurales. Los pórticos deberán ser diseñados para tomar 25% del cortante en la base. Los muros estructurales serán diseñados para las fuerzas obtenidas del análisis según el artículo 10.
- Muros Estructurales

Sistema en el que la resistencia sísmica está dada predominantemente por muros estructurales sobre los que actúa por lo menos el 90% del cortante en la base
- Muros de ductilidad Limitada

Edificaciones de baja altura con alta densidad de muros de ductilidad limitada

CONDICIONES GEOTÉCNICAS (Art. 6.2)

Tabla No.2

Perfil del Suelo:

Características

Suelos Intermedios
Se clasifican los de este tipo los sitios con características intermedias entre las indicadas para los perfiles S1 y S3

Generar valores

Valores para el espectro

Período T_p : Factor de Suelo:

CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL

Clasificación según la regularidad (Art.11)

Estructura Regular
Son las que no tienen discontinuidades significativas horizontales ó verticales en su configuración resistente a cargas laterales

Estructura Irregular

VALORES PARA EL ESPECTRO DE ACUERDO A LA NORMA NTE E.030

Archivo

Resúmen de Datos

Zona sísmica:	2
Factor de Suelo:	1.2
Categoría Edificación:	B
Configuración Estructural:	Estructura Regular

Valores

U:	1.3
Z:	0.3
T_p :	0.6
R:	3

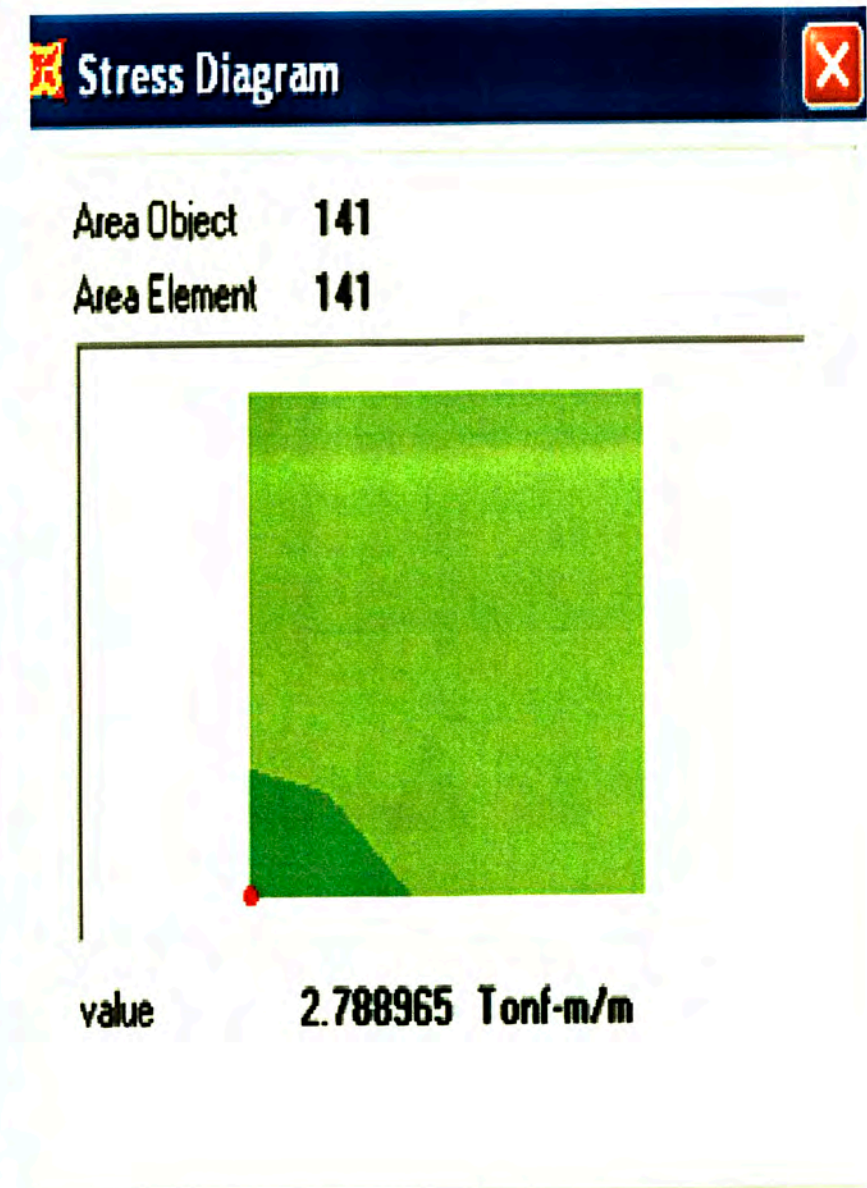
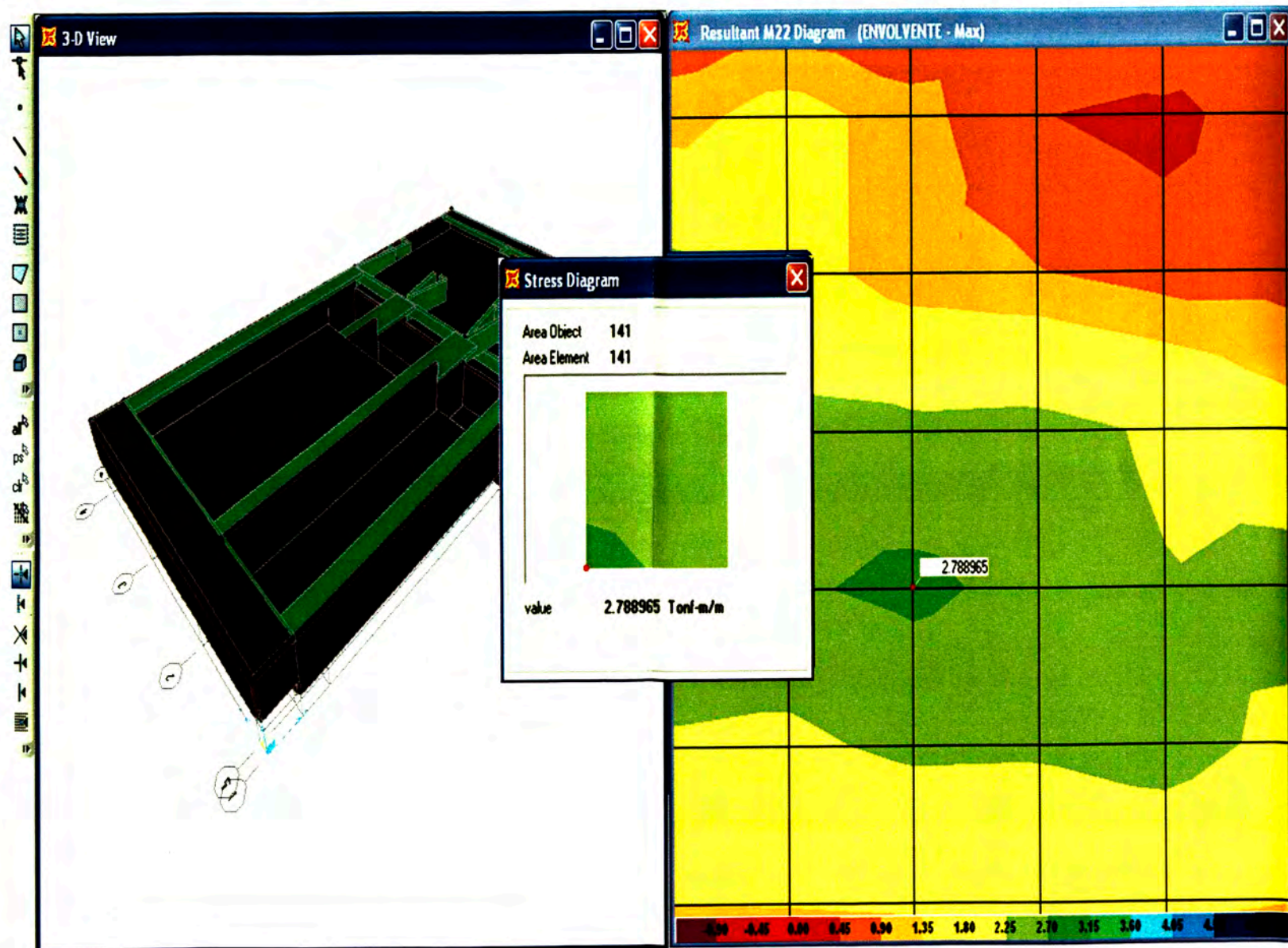
Fijar R...

Generar Espectro en archivo... Aceptar

ANEXO H:

**“MOMENTOS Y ESFUERZOS
MÁXIMOS”**

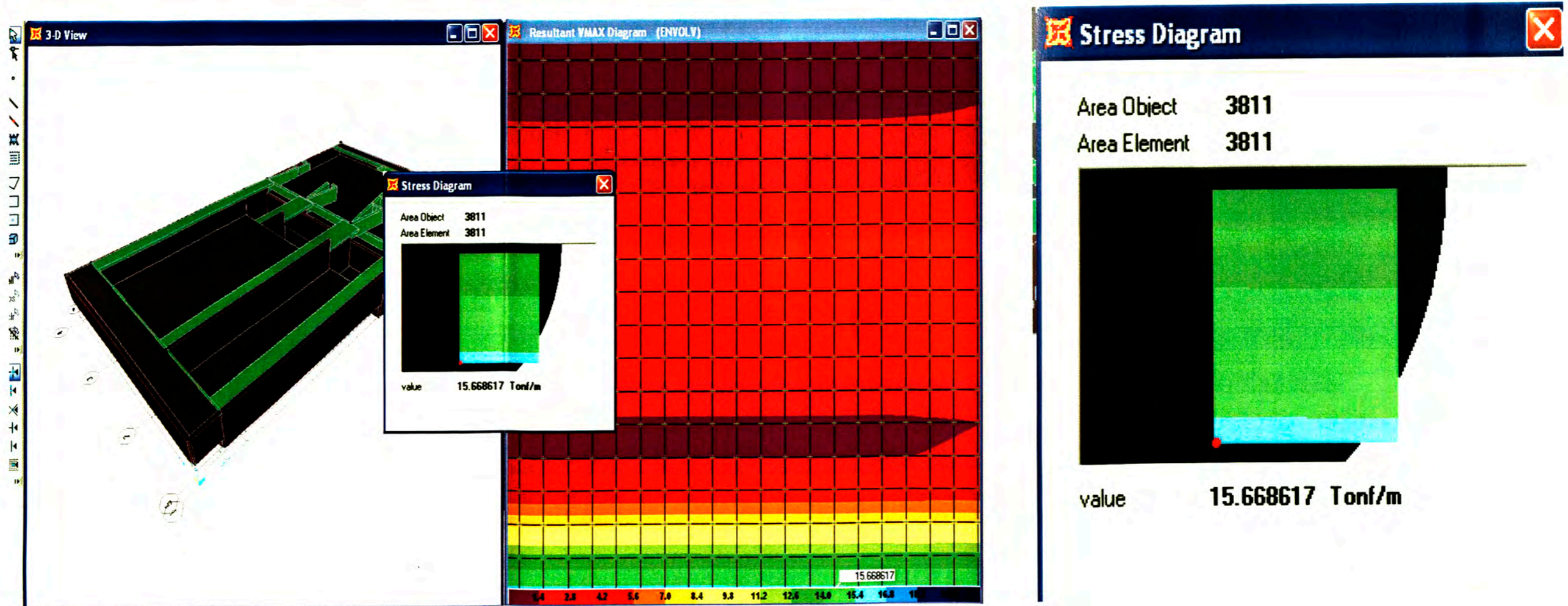
ANEXO H-2: "MOMENTO MAXIMO EN EL MURO INTERIOR"



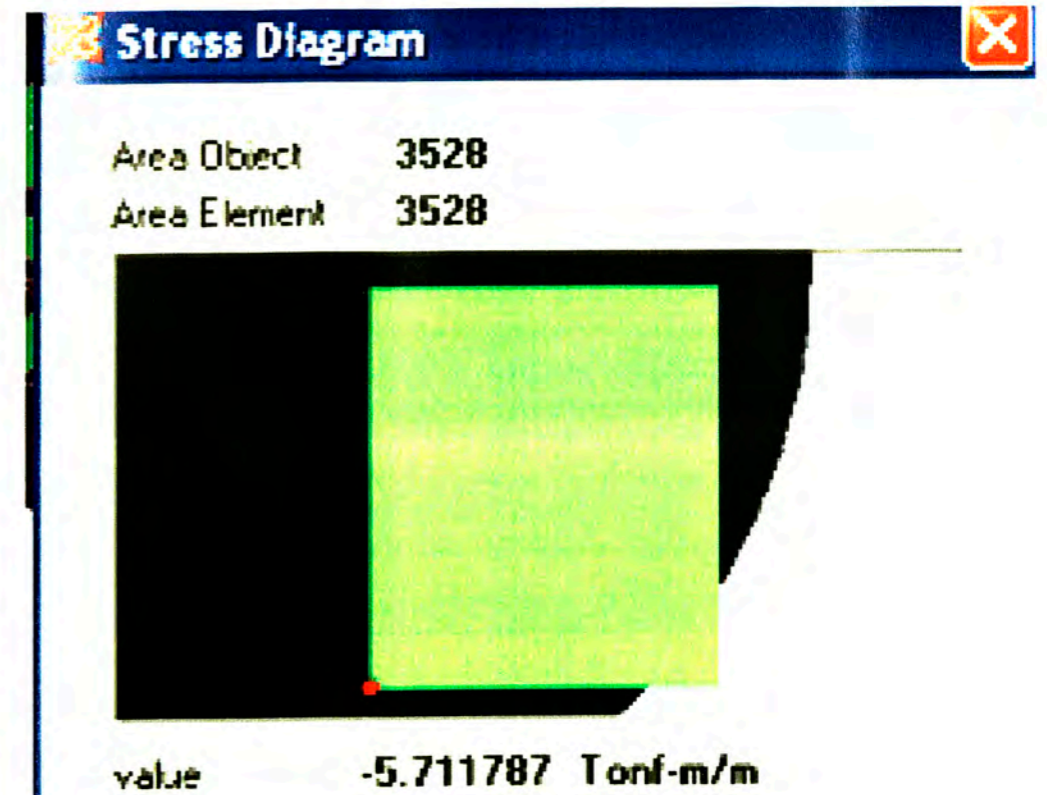
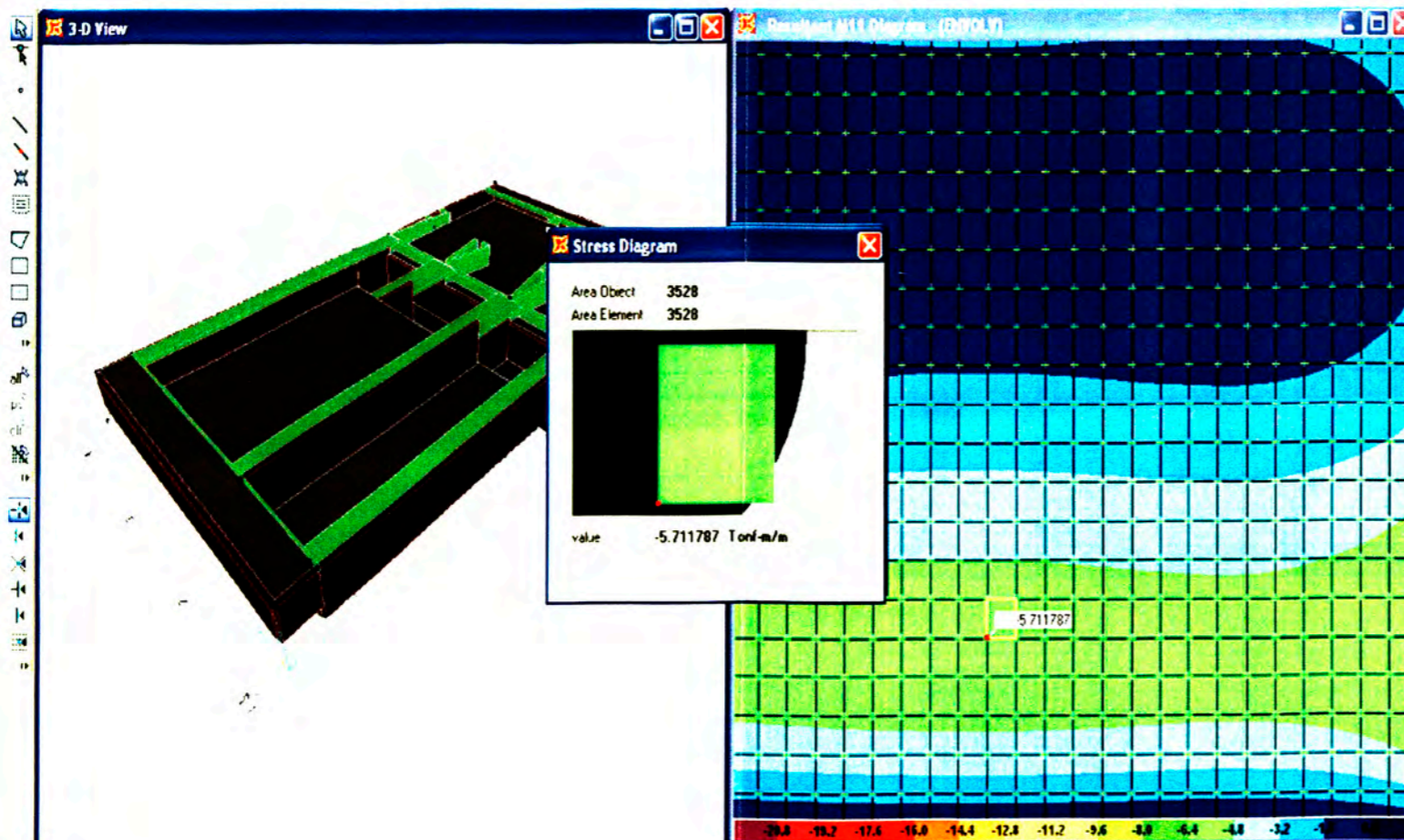
Se ha realizado el diseño usando los momentos del centro del vano del muro, la ubicación esta en las unión del muros y losa (donde se encuentran los momentos máximos).

ANEXO H-3: "ESFUERZO DE CORTE, MOMENTO LONGITUDINAL Y TRANSVERSAL"

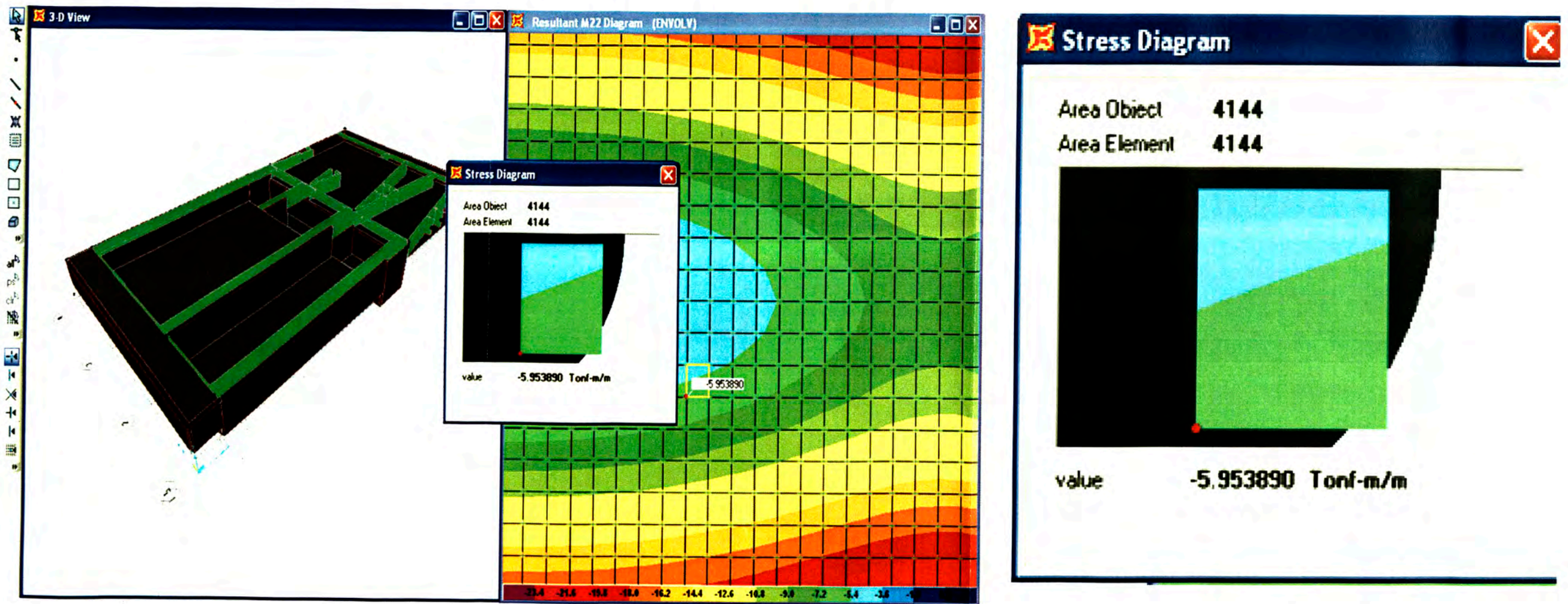
ANEXO H- 3 - a: ESFUERZO DE CORTE,



ANEXO H- 3 - b: MOMENTO POR FLEXION EN LA DIRECCIÓN LONGITUDINAL

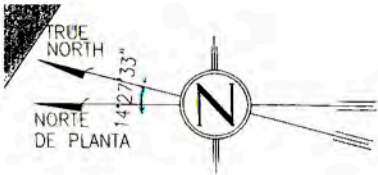


ANEXO H- 3 - c: MOMENTO POR FLEXION EN LA DIRECCIÓN TRANSVERSAL



Se ha realizado el diseño usando los momentos del centro del vano del muro, la ubicación está en la unión del muro y losa (donde se encuentran los momentos máximos).

ANEXO I:
“PLANO GENERAL OBRAS
CIVILES”



AREAS

ITEM	ZONA	AREA INDICADA (m2)
1	CRYOGENIC UNIT N°5	4120.00
2	CRYOGENIC UNIT N°6(FUTURA)	2500.00
3	CRYOGENIC UNIT N°3	2780.00
4	CRYOGENIC UNIT N°4	3030.00
5	CRYOGENIC UNIT N°1	1690.00
6	CRYOGENIC UNIT N°2	1850.00
7	CONDENSATE STABILIZATION UNIT N°3	1070.00
8	CONDENSATE STABILIZATION UNIT N°1	1090.00
9	CONDENSATE STABILIZATION UNIT N°2	570.00
10	DEHYDRATION	400.00
11	HOT OIL SURGE DRUMS	720.00
12	HOT OIL HEATERS	1420.00
13	WATER TREATMENT AREA	940.00
14	GLYCOL TANK/PUMPS	340.00
15	MINI TOPPING	180.00
16	SLUG CATCHER LIQUID HEADER	370.00
17	BULLETS	2500.00
18	WHRU 6 Y 7	730.00
19	TANQUES DE COMBUSTIBLE	----
20	ID-2	316.00
21	PILETA	----
22	TALLER DE DRILLING	706.60
23	LOSA DE ALMACENAMIENTO	16.00
24	TANQUE DE SOBRENADANTES	----
25	SALA DE ITABLEROS Y SOPLADORES	----
26	PILETA API	----
27	SALA OFICINA Y DOSIFICACION	----
28	PLAYA DE SECADO DE BARROS	----

LEYENDA

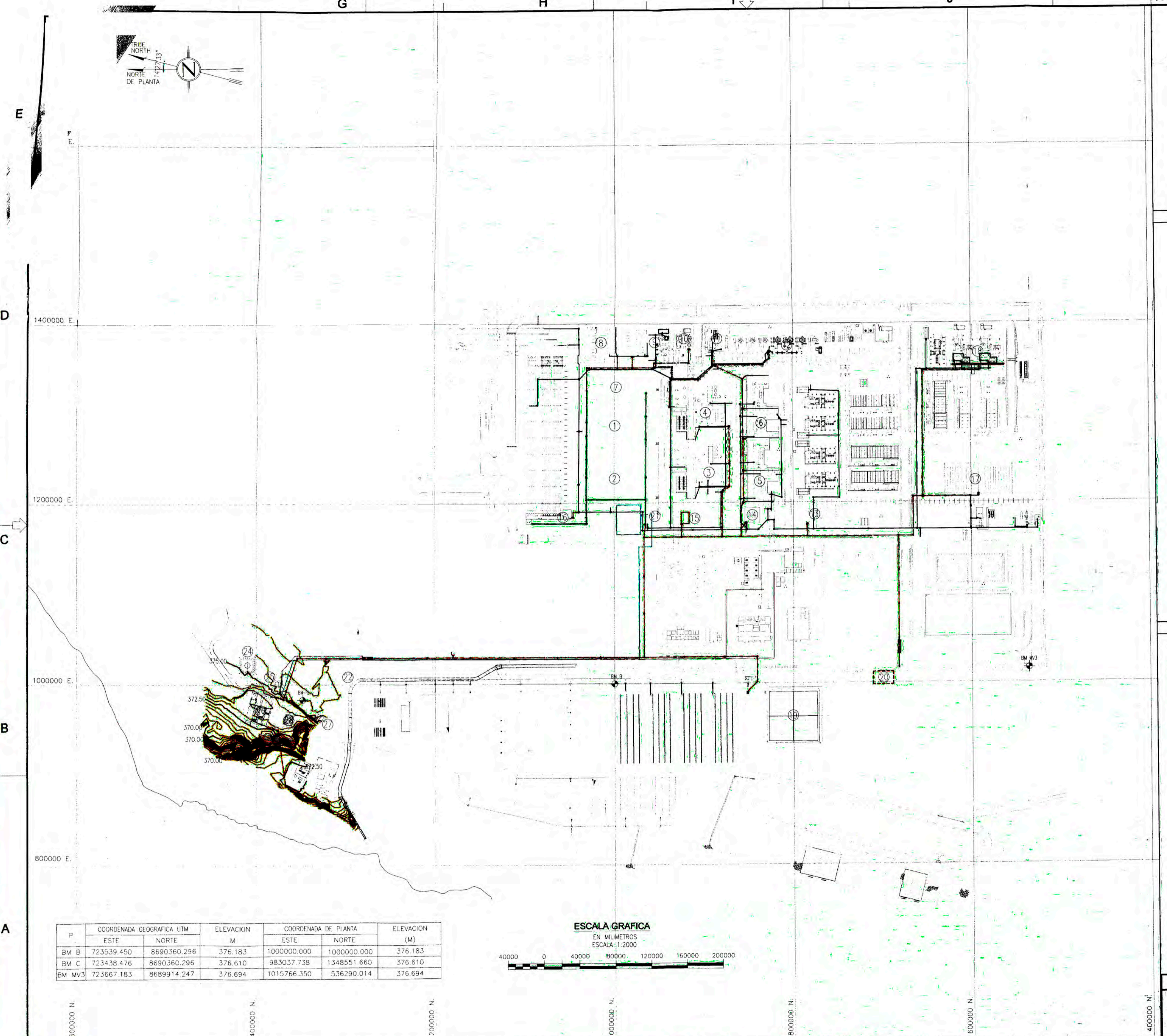
- RIO
- CURVAS DE NIVEL
- SISTEMA CRW-EPC24
- SISTEMA CRW-EPC21
- SISTEMA CRW EXISTENTE
- CABLE MEDIA TENSION Y FIBRA OPTICA
- LINEA DE INCENDIO
- MOJON DE REFERENCIA

P	COORDENADA GEOGRAFICA UTM		ELEVACION M	COORDENADA DE PLANTA		ELEVACION (M)
	ESTE	NORTE		ESTE	NORTE	
BM B	723539.450	8690360.296	376.183	1000000.000	1000000.000	376.183
BM C	723438.476	8690360.296	376.610	983037.738	1348551.660	376.610
BM MV3	723667.183	8689914.247	376.694	1015766.350	536290.014	376.694



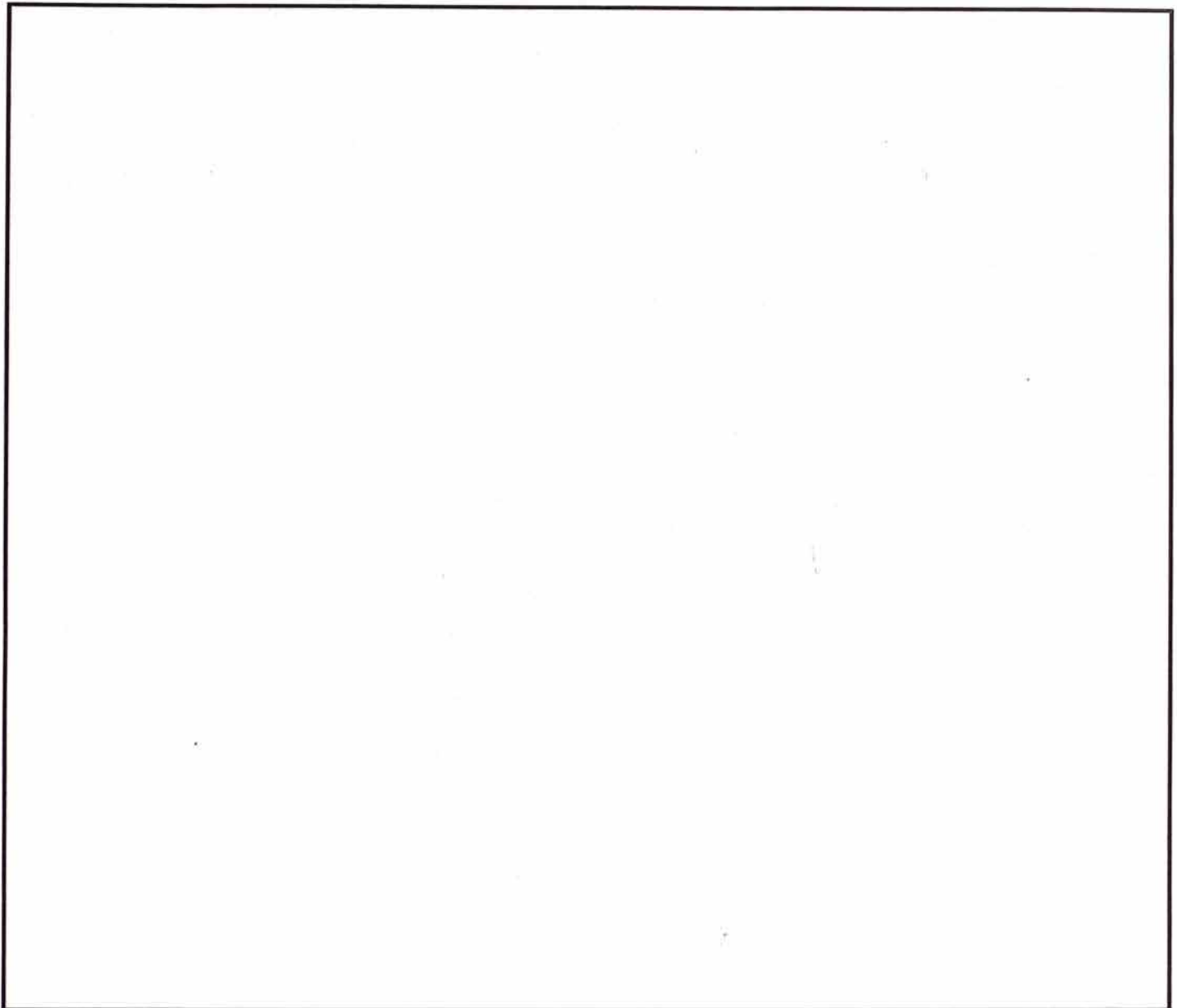
PROYECTO: PCSE-AMPLIACION SISTEMA CRW

TITULO: PLANO GENERAL OBRAS CIVILES



ANEXO J:

“INFORME TECNICO”




REV.	DESCRIPCIÓN	FECHA	EJEC.	REV.	APR.
B	EMISIÓN PARA COTIZACIÓN	15-11-2010	NLL	MJM	GKL
A	EMISIÓN PARA COTIZACIÓN	15-10-2010	NLL	MJM	GKL

TECHINT N°: **3411-R-CA-465002**



Ingeniería y Construcción

 P&P FACILITIES DEPARTMENT	PROYECTO: PCSE – AMPLIACIÓN SISTEMA CRW		
	TÍTULO: PLANTA MALVINAS - SISTEMA DE DRENAJE AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE INFORME TÉCNICO		
Toda la información contenida en este documento es confidencial y propiedad de Pluspetrol. La copia o reproducción parcial o total de la misma, sin autorización previa queda prohibida.	ESCALA	DOCUMENTO N°: PCSE-465-MC-Y-002	Revisión B
		REEMPLAZA:	Pág. 1 de 10



Ingeniería y Construcción

TECHINT N° 3411 – R – CA – 465002

CLIENTE: PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A.

PROYECTO: PCSE – AMPLIACIÓN SISTEMA CRW



TÍTULO: PLANTA MALVINAS
SISTEMA DE DRENAJE
AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE
INFORME TÉCNICO

DOCUMENTO N°:
PCSE-465-MC-Y-002

REVISIÓN:	A	B		
-----------	---	---	--	--

Página: 2 de 10

ÍNDICE

1.	OBJETIVO.....	3
2.	DIMENSIONAMIENTO DE LOS COLECTORES DEL SISTEMA CRW.....	3
2.1.	CONSIDERACIONES GENERALES DE DISEÑO	3
2.2.	CONSIDERACIONES PARTICULARES DE DISEÑO	3
2.2.1.	<i>CARACTERÍSTICAS DE LAS CAÑERÍAS.....</i>	<i>3</i>
2.2.2.	<i>INTENSIDAD DE LLUVIA DE DISEÑO.....</i>	<i>4</i>
2.2.3.	<i>ÁREAS DE APORTE DE AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE.....</i>	<i>5</i>
2.2.4.	<i>CAUDAL DE DISEÑO DE LA RED.....</i>	<i>5</i>
2.2.5.	<i>OTRAS CONSIDERACIONES DE DISEÑO.....</i>	<i>6</i>
3.	REFERENCIAS.....	10



Ingeniería y Construcción

TECHINT N° 3411 – R – CA – 465002

CLIENTE: PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A.

PROYECTO: PCSE – AMPLIACIÓN SISTEMA CRW



TÍTULO: PLANTA MALVINAS
SISTEMA DE DRENAJE
AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE
INFORME TÉCNICO

DOCUMENTO N°:
PCSE-465-MC-Y-002

REVISIÓN:	A	B		
Página:	3	de	10	

1. OBJETIVO

En el marco de la ampliación del sistema de drenaje de agua de lluvia contaminable de la Planta Malvinas, se estimarán las dimensiones de los colectores y subcolectores principales del sistema de drenajes que dirigirá las aguas hacia un Separador tipo API que se instalará al Noroeste de la Planta. Los resultados de este dimensionamiento preliminar pueden verse en el plano PCSE-465-PL-C-001 (Referencia 1).

2. DIMENSIONAMIENTO DE LOS COLECTORES DEL SISTEMA CRW

2.1. CONSIDERACIONES GENERALES DE DISEÑO

El flujo de líquidos en conductos de sección circular se determina por la fórmula de Manning:

$$Q = \frac{A r_H^{2/3} s^{1/2}}{n} \quad (\text{en unidades SI}) \quad (1)$$

donde "A" es el área de flujo, "r_H" el radio hidráulico, "n" el coeficiente de rugosidad de Manning para llenado parcial, y "s" la pendiente del caño en [m/m].

2.2. CONSIDERACIONES PARTICULARES DE DISEÑO

2.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LAS CAÑERÍAS

Los colectores y subcolectores principales de la nueva red de drenajes se construirán de PEAD (Polietileno de alta densidad). El valor del coeficiente de Manning a caño lleno n_{LL} para conductos de PEAD comerciales es de entre 0.009 y 0.01. En los cálculos se utilizó el valor más conservador (n_{LL}=0.01), aunque deberá verificarse este coeficiente durante la ingeniería de detalle.

La pendiente aplicada a las cañerías deberá determinarse en la ingeniería de detalle, teniendo en cuenta los Tie-ins con sistemas de cañerías existentes, tapadas mínimas, interferencias con otros sistemas de cañerías enterradas (incendio, drenaje abierto y otros.), etc. En los cálculos presentados se utilizó una pendiente de 0.5% para toda la red, a excepción del tramo que nace en el punto en que convergen todos los sistemas de drenajes de la planta (próximo a la pileta MBK-5905) y que culmina en el Separador API. A este recorrido, compuesto de una cañería de 34" de aproximadamente 600 metros de longitud, se le aplicó una pendiente de 0.35% para garantizar un BOP ("Bottom of pipe") superior a +371000 en su punto final (condición de diseño).

La red de colectores y subcolectores de drenaje deberá verificar tanto para el caso de incendio en las diferentes áreas de procesos, como para el caso de lluvia. La intensidad de lluvia de diseño a utilizar se detalla en el ítem 2.2.2, mientras que el caudal mínimo a considerar para incendio en



Ingeniería y Construcción

TECHINT N° 3411 – R – CA – 465002

CLIENTE: PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A.

PROYECTO: PCSE – AMPLIACIÓN SISTEMA CRW



TÍTULO: PLANTA MALVINAS
SISTEMA DE DRENAJE
AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE
INFORME TÉCNICO

DOCUMENTO N°:
PCSE-465-MC-Y-002

REVISIÓN:	A	B		
Página:	4	de	10	

una unidad de procesos será $Q_{min}=1750$ gpm (que equivale aproximadamente al caudal de agua proporcionado por dos monitores). En ambos casos, se evitará dentro de lo posible trabajar con valores de H/D (relación altura del líquido a diámetro interno del caño) mayores a 0.7

Con el objeto de minimizar la variedad de tamaños de cañerías, se determinó trabajar únicamente con tuberías de PEAD de sólo tres diámetros. En la ingeniería básica se utilizaron caños de 16", 22" y 34", debiendo verificarse durante la ingeniería de detalle la validez de los tamaños seleccionados.

Los sistemas de drenajes provenientes de áreas en que se manipula Hot Oil (WHRU 6 y 7, Hornos de Hot Oil, Surge drums) se deben diseñar en acero al carbono, pues en caso de derrame de Hot Oil a alta temperatura se superaría la temperatura de diseño del PEAD (aproximadamente 80°C). Ver ítem 2.2.5

2.2.2. INTENSIDAD DE LLUVIA DE DISEÑO

Para determinar el caudal de diseño de la red de drenajes se utilizó el método racional, tomando un período de retorno de 10 años y un tiempo de concentración de 10 minutos, considerando las curvas IDF (intensidad/duración/frecuencia) correspondiente a la zona 123-3 de la figura incluida en la referencia 2

El "período de recurrencia" es el intervalo de recurrencia promedio entre eventos que igualan o exceden una magnitud especificada.

El tiempo de concentración es el tiempo requerido para que una gota de agua caída en el extremo más alejado de la cuenca fluya hasta los primeros sumideros y de allí a través de los conductos hasta el punto considerado (ingreso al separador API).

De acuerdo a la norma legal peruana OS.060 (referencia 2), la intensidad de lluvia de diseño se determina mediante la siguiente fórmula:

$$i = a \cdot (1 + K \cdot \text{Log}(T)) \cdot (t + b)^{n-1}$$

Donde "T" es el período de retorno, "t" es el tiempo de concentración, y "a", "K", "b" y "n" son constantes asociadas a la zona correspondiente.

La intensidad de precipitación de diseño resultante con los criterios planteados es de 98 mm/h.



Ingeniería y Construcción

TECHINT N° 3411 – R – CA – 465002

CLIENTE: PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A.

PROYECTO: PCSE – AMPLIACIÓN SISTEMA CRW



TÍTULO: PLANTA MALVINAS
SISTEMA DE DRENAJE
AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE
INFORME TÉCNICO

DOCUMENTO N°:

PCSE-465-MC-Y-002

REVISIÓN:

A

B

Página:

5

de

10

2.2.3. ÁREAS DE APORTE DE AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE

La tabla 1 resume todas las áreas de aporte de agua de lluvia contaminable que colectará la nueva red de drenajes.

Tabla 1

Zona	Área endicada m ²
Cryogenic Unit N°5	4120
Cryogenic Unit N°6 (futura)	2500
Cryogenic Unit N°3	2780
Cryogenic Unit N°4	3030
Cryogenic Unit N°1	1690
Cryogenic Unit N°2	1650
Condensate Stabilization Unit N°3	1070
Condensate Stabilization Unit N°1	1090
Condensate Stabilization Unit N°2	570
Dehydration	400
Hot Oil Surge Drums	720
Hot Oil Heaters	1420
Water Treatment Area	940
Glycol Tank/Pumps	340
Mini Topping	180
Slug Catcher liquid header	370
Bullets	2500
WHRU 6 y 7	730
Otros drenajes existentes	970
TOTAL	27070

2.2.4. CAUDAL DE DISEÑO DE LA RED

De acuerdo a la fórmula del método racional, el caudal de agua de lluvia se calcula como:

$$Q[m^3/h] = \frac{P \cdot I[mm/h] \cdot A[m^2]}{1000}$$

Siendo "Q" el caudal de agua de lluvia de diseño, "P" el coeficiente de escorrentía, "I" la intensidad de lluvia de diseño y "A" la superficie a drenar.



Ingeniería y Construcción

TECHINT N° 3411 – R – CA – 465002

CLIENTE: PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A.

PROYECTO: PCSE – AMPLIACIÓN SISTEMA CRW



TÍTULO: PLANTA MALVINAS
SISTEMA DE DRENAJE
AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE
INFORME TÉCNICO

DOCUMENTO N°:
PCSE-465-MC-Y-002

REVISIÓN:	A	B		
Página:	6	de	10	

Teniendo en cuenta las áreas de la nueva red que colectarán agua de lluvia contaminable (27070 m²), la intensidad de lluvia diseño definida en el punto 2.2.2, y un coeficiente de escorrentía igual a 0.83 (de acuerdo a referencia 3), el caudal de diseño del colector principal de la red de drenajes resultante es 2200 m³/h.

En la tabla 2 se indican los caudales correspondientes a cada área considerada, y en la tabla 3 se muestran los diámetros calculados para el colector principal del sistema de drenajes, que corre en dirección Sur-Norte, comenzando en la zona de los bullets y terminando en el separador API. Los diámetros calculados son diámetros internos, por lo que deberán ajustarse los diámetros nominales de acuerdo al espesor requerido por el proveedor seleccionado.

Tabla 2

Equipo	Caudal
	m ³ /h
Cryogenic Unit N°5	335
Cryogenic Unit N°6 (futura)	203
Cryogenic Unit N°3	226
Cryogenic Unit N°4	246
Cryogenic Unit N°1	137
Cryogenic Unit N°2	134
Condensate Stabilization Unit N°3	87
Condensate Stabilization Unit N°1	89
Condensate Stabilization Unit N°2	46
Dehydration	33
Hot Oil Surge Drums	59
Hot Oil Heaters	116
Water Treatment Area	76
Glycol Tank/Pumps	28
Mini Topping	15
Slug Catcher liquid header	30
Bullets	203
WHRU 6 y 7	59
Otros drenajes existentes	79
TOTAL	2200

2.2.5. OTRAS CONSIDERACIONES DE DISEÑO

A continuación se describen algunas características particulares para las distintas áreas de drenaje.

CLIENTE: **PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A.**

PROYECTO: **PCSE – AMPLIACIÓN SISTEMA CRW**



TÍTULO: **PLANTA MALVINAS
SISTEMA DE DRENAJE
AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE
INFORME TÉCNICO**

DOCUMENTO N°:

PCSE-465-MC-Y-002

REVISIÓN:

A	B		
---	---	--	--

Página:

7 de **10**

- Drenaje Waste Heat Recovery Units 6 & 7:

Debido a la posibilidad de un derrame de Hot Oil a alta temperatura en esta zona, el sistema de drenaje se conforma de la siguiente manera:

- Los recintos que contienen las chimeneas y los aerofriadores de las WHRU drenarán por línea de 6" a través del sistema existente de acero al carbono (a construir por EPC-21)
- Ante la posibilidad de que un eventual derrame rebase el recinto de las WHRU, el producto drenará a través de una cañería de 16", también de acero al carbono.
- Los dos líneas mencionadas deberán comunicarse por medio de un Tie-in en la cámara CRW-201 (instalada por el EPC-21), donde se deberá instalar un sensor de temperatura con transmisión de señal a la sala de control, y una alarma por alta temperatura para detectar derrames de Hot Oil. La línea de 16" deberá partir de un punto más alto de la cámara en común para asegurar que esta opere solamente en caso de saturarse la línea de 6".

Tanto en caso de lluvia como de incendio, inicialmente el agua que caiga dentro de los recintos de las WHRU drenará por la línea de 6" hasta saturar su capacidad, para luego rebosar el recinto y terminar en el colector de 16".

- Drenaje Hot Oil Heaters & Surge Drums.

Debido a la posibilidad de un derrame de Hot Oil a alta temperatura en esta zona, el sistema de drenaje se conforma de la siguiente manera:

- La línea de 6" existente es insuficiente para drenar el área en caso de lluvia, incendio o derrame de Hot Oil. Por lo tanto se prevé la instalación de cañerías de acero de 16" en paralelo a las existentes, que confluirán en la cámara existente CRW-31, que deberá ampliarse para realizar los Tie-in necesarios.
- La cámara CRW-31 ampliada deberá contar con un sensor de temperatura con transmisión de señal a la sala de control, y una alarma por alta temperatura para detectar derrames de Hot Oil.
- En su descarga, la cámara CRW-31 cuenta actualmente con una línea de 6" de acero (6"-RW-465035-A1). Esta línea deberá reforzarse con una línea de 10" de Acero al carbono, que seguirá el recorrido de la línea existente de 6" y que permitirá drenar todo el volumen de Hot Oil que podría generarse ante un derrame.
- En caso de incendio o de lluvias de alta intensidad, este caño de 10" quedará completamente saturado. Por lo tanto es preciso prever una derivación adicional de 16" desde la cámara CRW-31 hacia el subcolector de 16" de PEAD que recorrerá el lado norte de las unidades Criogénicas 1 y 2. Antes del cambio de material deberá instalarse una cámara cortafuego para evitar que el fuego destruya la cañería de plástico.



Ingeniería y Construcción

TECHINT N° 3411 – R – CA – 465002

CLIENTE: **PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A.**

PROYECTO: **PCSE – AMPLIACIÓN SISTEMA CRW**



TÍTULO: **PLANTA MALVINAS
SISTEMA DE DRENAJE
AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE
INFORME TÉCNICO**

DOCUMENTO N°:

PCSE-465-MC-Y-002

REVISIÓN:

A

B

Página:

8

de

10

- Drenaje Slug Catcher Liquid Header:

Debido a que el nivel de fondo del pozo del cabezal líquido del Slug Catcher es inferior al nivel del colector principal que pasará por la zona, deberá preverse la instalación de una bomba que permita drenar el pozo por completo. La presión de descarga de la bomba deberá ser suficiente para elevar el líquido hasta la cámara de drenaje existente CRW-43, desde la cual drenará por la red existente.

- Drenaje Recinto Tanques de Combustible:

Para el drenaje del recinto de los tanques de combustible deberá preverse la instalación de una bomba ($Q_{aprox} = 20 \text{ m}^3/\text{h}$). Dicha bomba tendrá su succión conectada al pozo de bombeo existente, ubicado al norte de los tanques, y descargará a una cámara de drenaje desde la cual el fluido drenará por gravedad a través de una tubería de acero de 6" de diámetro, hasta conectarse con el colector principal de PEAD.



Ingeniería y Construcción

TECHINT N° 3411 – R – CA – 465002

CLIENTE: PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A.

PROYECTO: PERÚ CAMISEA SECOND EXPANSION (PCSE)



TÍTULO: PLANTA MALVINAS

**SISTEMA DE DRENAJE
AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE
INFORME TÉCNICO**

DOCUMENTO N°:

PCSE-465-MC-Y-002

REVISIÓN:

A

B

Página:

9

de

10

Tabla 3

DATOS					RESULTADOS	
Nro de línea	caudal	diámetro	pendiente	n lleno	H/D	velocidad
-	m3/h	in	m/m	-	-	m/s
COLECTOR PRINCIPAL – Verificación caso lluvia						
BULLETS - 16" PEAD	203	16.00	0.0050	0.010	0.41	1.12
+WHRU - 16" PEAD	232	16.00	0.0050	0.010	0.44	1.16
+WATER TREATMENT - 16" PEAD	308	16.00	0.0050	0.010	0.52	1.26
+GLYCOL TK - 16" PEAD	336	16.00	0.0050	0.010	0.54	1.29
+CRYOS 1 & 2 - 22" PEAD	710	22.00	0.0050	0.010	0.51	1.55
+CRYOS 3 & 4 - 22" PEAD	1136	22.00	0.0050	0.010	0.68	1.79
+MINITOPPING - 22" PEAD	1151	22.00	0.0050	0.010	0.68	1.79
COLECTOR 34" HASTA PILETA API*	2200	34.00	0.0035	0.010	0.56	1.81
COLECTOR 34" DESDE PILETA API HASTA CANAL DE DESCARGA*	2200	34.00	0.0050	0.010	0.51	2.06

*Los colectores de 34" se encuentran sobredimensionados para el caudal de diseño indicado. Este sobrediseño es intencional, con el objeto de tolerar futuras expansiones de la planta.



TECHINT
Ingeniería y Construcción

TECHINT N° **3411 – R – CA – 465002**

CLIENTE: **PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A.**

PROYECTO: **PERÚ CAMISEA SECOND EXPANSION (PCSE)**



TÍTULO: **PLANTA MALVINAS
SISTEMA DE DRENAJE
AGUA DE LLUVIA CONTAMINABLE
INFORME TÉCNICO**

DOCUMENTO N°:

PCSE-465-MC-Y-002

REVISIÓN:

A

B

Página:

10

de

10

3. REFERENCIAS

- 1) PCSE-465-PL-C-001 - "Nuevo sistema de recolección de agua de lluvia e incendio potencialmente contaminable"
- 2) Norma legal peruana OS.060 "Drenaje pluvial Urbano"
- 3) Ven Te Chow – "Hidrología Aplicada" – Mc Graw-Hill – 1999 Ed.

ANEXO K:

“PANEL FOTOGRAFICO”



FIGURA 1: "Torres de perforación".
Fuente Nitson Valderrama Salazar



FIGURA 2: "Imagen de Planta del proyecto".
Fuente: google earth



FIGURA 3: “Vista perfil de planta de gas Río Grande”.

Fuente: planta de gas Río Grande-Bolivia



FIGURA 4: “Ingreso: “Ingreso de agua de lluvia a pileta API”.

Fuente: Elaboración Propia



FIGURA 5: "Instalación del tubo ranurado".

Fuente: Elaboración Propia



FIGURA 6: "Vista de la pileta antes de ser llenada".

Fuente: Elaboración Propia



FIGURA 7:“Instalación del puente Barredor”.

Fuente: Elaboración Propia



FIGURA 8:“Canal de reinyección de Pileta al río”.

Fuente: Elaboración Propia



FIGURA 9:“Tolva de lodos y Fosa de Lodos”.

Fuente: Elaboración Propia



FIGURA 10:“Vista general de pileta API”.

Fuente: Elaboración Propia



FIGURA 11: “Área y fosa de secado de lodos”.

Fuente: Elaboración Propia



FIGURA 1: “Vista frontal de pileta API”.

Fuente: Elaboración Propia

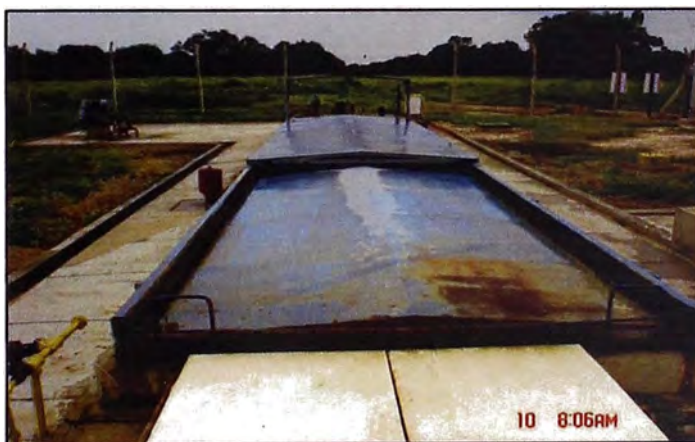


FIGURA 13: “Pileta API de menor tamaño”.

Fuente: Pileta API “Rio Grande”-Bolivia



FIGURA 2:“Otros tratamientos de agua de proceso”.
Fuente: Pileta API “Rio Grande”-Bolivia



FIGURA 15:“Vista general de la planta de gas Malvinas”.
Fuente: google earth



FIGURA 16:“Vista aérea de la planta de gas Malvinas”.

Fuente: Elaboración Propia



FIGURA 17:“Vista lateral de la Pileta API”.

Fuente: Elaboración Propia



FIGURA 3:“Compuerta de ingreso de drenaje”.

Fuente: Elaboración Propia

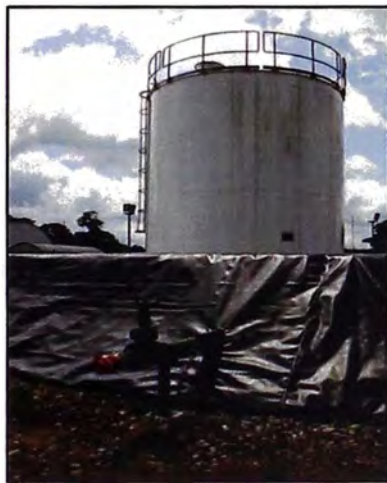


FIGURA 19:“Tanque tipo API utilizado en el proyecto”.

Fuente: Elaboración Propia