

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA PLANTA DE
TRATAMIENTO DE CRUDO PESADO**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

RONAL LUIS AQUINO CORTEZ

PROMOCION 2005-II

LIMA-PERU

2010

INDICE

PRÓLOGO.....	1
CAPÍTULO I - INTRODUCCIÓN	
1.1. Antecedentes.....	4
1.2. Objetivos.....	5
1.3. Justificación.....	5
1.4. Alcances.....	5
1.5. Limitaciones.....	6
CAPÍTULO II - MARCO TEÓRICO	
2.1. Definición del petróleo.	8
2.2. Tratamiento del crudo pesado.	12
2.3. Equipos y procesos que conforman una planta de tratamiento.	14
2.3.1. Estación de flujo.	15
2.3.2. Separadores.	19
2.3.2.1. Tipos de Separadores.....	21
2.3.2.2. Principios de Separación.....	23
2.3.2.3. Partes de un Separador.....	25
2.3.2.4. Diseño de Separadores.....	29
2.3.2.5. Diseño mecánico de separadores.....	35
2.3.3. Deshidratadores electrostáticos.	36
2.3.3.1. Principios de la Deshidratación.....	41
2.3.4. Tanques de almacenamiento.....	45

2.3.4.1 Tipos de Tanque de Almacenamiento.....	47
2.3.4.2 Diseño y cálculo de tanques de almacenamiento.....	49
CAPÍTULO III - DESCRIPCIÓN Y DISEÑO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE PETRÓLEO.	
3.1. Descripción de la planta de tratamiento.	57
3.1.1. Equipos Principales.....	58
3.1.2. Sistemas Auxiliares.....	59
3.2. Bases de diseño.	60
3.3. Diseño de Equipos.	61
3.3.1. Separadores Primarios de Gas/Líquido.....	61
3.3.1.1. Consideraciones de Diseño.....	62
3.3.1.2. Cálculo y Dimensionamiento.....	64
3.3.2. Deshidratadores Electrostáticos.....	71
3.3.2.1. Consideraciones de Diseño.....	72
3.3.2.2. Cálculo y dimensionamiento.....	73
3.3.3. Tanques de Almacenamiento de Crudo.....	79
3.3.3.1. Consideraciones de Diseño.....	79
3.3.3.2. Cálculo y dimensionamiento.....	81
3.3.4. Bombas.....	84
3.3.4.1. Bombas Booster.....	85
3.3.4.2. Bombas Principales.....	88
3.3.5. Sistemas Auxiliares.....	91
3.3.5.1. Sistema de Tratamiento del agua de Formación y Bombeo para Reinyección.....	91
3.3.5.2. Sistema de Recuperación de Gases.....	93
3.3.5.3. Sistema de Generación Eléctrica.....	93

3.4. Disposición de unidades y equipos de la planta.	95
3.4.1. Diagrama de implantación.....	95
3.4.1.1. Límites de Propiedad.....	96
3.4.1.2. Ubicación geográfica.....	96
3.4.1.3. Zonificación.....	96
3.4.1.4. Listado de los Equipos e Instalaciones.....	97
3.4.2. Nociones de Seguridad y Medio Ambiente.....	99
3.4.2.1. Consideraciones y Distancias de Seguridad de los Equipos.....	99
3.4.2.2. Consideraciones y Distancias de Seguridad de las Instalaciones.....	102
3.4.2.3. Nociones de Protección al Medio Ambiente.....	104
CAPÍTULO IV - COSTOS, PRESUPUESTOS Y RENTABILIDAD DEL PROYECTO	
4.1. Bases de estimación de costos.	106
4.2. Moneda de emisión y tipo de cambio aplicables.	106
4.3. Información base para la estimación.	107
4.4. Costes de inversión.....	107
4.4.1. Costes de Ingeniería.....	108
4.4.2. Coste de materiales.....	109
4.4.3. Costes de la Mano de Obra de Construcción.....	109
4.4.4. Coste de Transporte.....	110
4.4.5. Coste de Contingencia.....	110
4.5. Precio del crudo.	112
4.6. Producción del crudo.	115
4.7. Utilidades y costos de la Planta.	115
4.8. Rentabilidad del Proyecto.	116
Conclusiones.	119
Bibliografía.....	121

Anexos.....122

Glosario.131

PRÓLOGO

El presente estudio elabora a nivel conceptual, el diseño de una planta de tratamiento del crudo pesado proveniente de los campos de la selva Nor-oriental del Perú. Siendo hoy en día, una necesidad para la Nación de convertirse de ser un país importador de petróleo crudo por varias décadas a ser un país consumidor y exportador de estos recursos. Por lo tanto es oportuno indicar la importancia de la realización de este Proyecto, sabiendo que actualmente en el mundo se esta afrontando una disminución de las reservas de petróleo y por ende su variación en el precio internacional del petróleo, el cual influye directamente en la economía de las naciones.

A partir de la década pasada, varias compañías petroleras, entre ellas, Advantage Resources International, Korea National Oil Corporation, Hanwha Energy Company, Barrett Resources, Repsol YPF y Perenco, han desarrollado trabajos de exploración y perforación de pozos en toda esta zona, incluso realizando perforaciones exitosas, pero sin alcanzar aun la etapa de producción de este crudo. A la fecha se han encontrado diversos yacimientos por parte de las compañías petroleras Pluspetrol, Repsol YPF, Barret Resources y últimamente Perenco. Todos sus descubrimientos han confirmado la existencia de crudo pesado de alta viscosidad de 10 a 14 °API.

Por lo tanto, para poder transportar el crudo por el Oleoducto Nor Peruano, (en un inicio construido para transportar crudo de 26° API, pero actualmente transporta crudo de 18° API, debido a la disminución de la calidad del crudo del Lote 1AB). Se hace urgente la construcción de una planta de tratamiento para poder explotar los nuevos campos de crudo pesado que se han descubierto.

El estudio abarca 4 capítulos, el primero llamado Introducción, precisa los antecedentes históricos, sus objetivos, la justificación para la construcción de la Planta de tratamiento, como también los alcances y limitaciones del Proyecto.

En el Capítulo 2 se indica el marco teórico donde se fundamenta los aspectos técnicos que se emplearan para el diseño de la Planta, sus unidades de separación, características y nuevas tecnologías en el mercado, para su implementación en dicha planta.

En el Capítulo 3 se desarrolla el cálculo de las dimensiones y capacidades de las unidades que se seleccionaron para el diseño conceptual de la Planta. Como también las disposiciones, según el aspecto de la seguridad y generar el menor impacto medioambiental.

En el Capítulo 4 se elabora la evaluación económica del proyecto con los datos técnicos calculados a nivel conceptual de la Planta de Tratamiento. Esta evaluación con los criterios del valor actual neto y la tasa interna de retorno reflejará la viabilidad técnica y económica del Proyecto, aunque es importante indicar que esta evaluación será mucho más precisa en una fase posterior, ya sea en la Ingeniería básica o de Detalle.

Finalmente, se brinda las conclusiones, producto del desarrollo del informe y que servirán para futuros estudios y de esta manera contribuir con la cristalización de este proyecto.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. ANTECEDENTES

En la década pasada, se realizaron trabajos de exploración de campos petroleros, en la selva Nor Oriental, Departamento de Loreto, pero por falta de la tecnología (no existente en esos tiempos), no se pudo confirmar la existencia de campos de crudo pesado. Entre ellas, la empresa Barret Resouces perforó 3 pozos exploratorios y 2 pozos confirmatorios. Y la empresa Repsol YPF perforó 3 pozos exploratorios. Todos ellos indicando la existencia

Actualmente, en los Lotes: 67, 39 y 1AB, mostrados en el anexo adjunto, estas compañías petroleras han realizando actividades de perforación y continúan haciéndolo, demostrando la existencia de distintos yacimientos de crudo pesado de alta viscosidad (gravedad API 10).

Por lo anteriormente expuesto y ante el incremento de la demanda de energía mundial y la declinación de la producción los crudos convencionales (más livianos), los campos de crudos pesados representan actualmente una fuente alternativa importante.

Por otra parte, la explotación de dichos campos con alto potencial de crudo, se encuentra íntimamente ligado a la existencia de una instalación, que pueda mejorar la calidad de este crudo, de tal forma que pueda ser transportada mediante ductos hacia los lugares de refinación, para su tratamiento y distribución final.

1.2. OBJETIVOS

Desarrollar el diseño conceptual de una Planta de Tratamiento de Crudo pesado, la cual tendrá como finalidad separar el agua e impurezas del crudo que se extrae de los pozos explotados de la Selva Nor Oriental, para lograr de esta manera mejorar la calidad del crudo y hacer viable su almacenamiento y transporte.

1.3. JUSTIFICACIÓN

El presente trabajo se justifica, por la necesidad de elaborar el diseño conceptual de la planta de tratamiento de petróleo pesado, y así pueda servir de base para las fases posteriores de Ingeniería. La meta principal del diseño conceptual es transformar el crudo pesado de 18° API a un crudo más manejable para su transporte a las refinerías del país, y de esta manera, pasar de ser un país importador a un país productor de petróleo.

1.4. ALCANCES.

Antes de definir los alcances para el diseño conceptual de la Planta, es importante indicar que el crudo extraído de los pozos será previamente mezclado con hidrocarburos livianos, tales como un diluyente de 60° API, de tal manera que

se obtenga una mezcla de crudo de 18° API y así se pueda transportar desde los pozos hacia la Planta de Tratamiento en proyecto.

Por lo tanto, este trabajo se centrará en el diseño conceptual de las instalaciones y equipos que conformarán la Planta, de acuerdo a los procesos que se describen a continuación:

- Una separación primaria, para retirar la mayor cantidad de agua disuelta en el crudo.
- Posteriormente una separación secundaria, para retirar las partículas más finas de agua que aún contiene el crudo.
- El crudo tratado se almacenará en el patio de tanques, para su posterior bombeo al ducto que conectará la Planta y el Ramal Norte del Oleoducto Nor Peruano.

1.5. LIMITACIONES

Las limitaciones del presente diseño conceptual son, en primer lugar, la capacidad de transporte del Oleoducto Nor-Peruano, para ello en base al pronóstico de producción de los pozos y un control coordinado con el Oleoducto, se define la capacidad de producción de la Planta. Por otro lado, la ubicación de la Planta de Tratamiento en una zona inaccesible y distante de la ciudad, es otra limitante, por lo tanto se considera para el diseño que la generación y la distribución de potencia eléctrica autónoma (independiente del Sistema Interconectado). Y para el diseño y construcción, deberá tenerse en cuenta, una logística principalmente fluvial, aprovechando la navegabilidad de los ríos y aérea, desde la ciudad de Iquitos.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

La industria petrolera está orientada a la exploración, explotación, producción y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados, para satisfacción de sus clientes en el mercado nacional e internacional. En consecuencia, una industria tan compleja como la petrolera, requiere de procesos que simplifiquen su labor a fin de mantenerse competitiva dentro de un mundo globalizado.

Uno de los procesos más importantes de la industria del petróleo, es el de producción, el cual posee varios sub procesos, como son: el sub proceso de separación gas/líquidos, el sub proceso de deshidratación del crudo, el sub proceso de bombeo y almacenamiento de crudo, y finalmente, el sub proceso de medición de los hidrocarburos.

En el presente estudio, nos ocuparemos de los sub procesos mencionados, con excepción del sub proceso de medición de los hidrocarburos porque depende de parámetros fijados por el Estado Peruano.

Los sub procesos de producción, dependen de las características del crudo, en particular de su gravedad API, por ello, de acuerdo a los estándares de gravedad API requeridos por los mercados nacionales e internacionales, se diseñan los diferentes sub procesos.

Hay que recordar que el crudo es comercializado en base a su gravedad API, el crudo de mayor gravedad tiene mayores precios. Por otro lado, la presencia de agua es indeseable y debe ser eliminada durante los sub procesos de producción. Una Planta de Tratamiento de Crudos, trata entonces de aumentar la gravedad API por un lado, y por otro lado eliminar el agua contenida en el crudo.

Este trabajo comenzará con una breve descripción de los fluidos a `procesar, en nuestro caso el crudo pesado y sus componentes, para identificar y determinar las bases para el desarrollo del diseño conceptual de la Planta de Tratamiento.

2.1. DEFINICIÓN DEL PETRÓLEO

El Petróleo es un compuesto complejo en el que coexisten partes sólidas, líquidas y gaseosas. Químicamente está conformado por compuestos denominados hidrocarburos, los cuales contienen átomos de carbono e hidrógeno, y por otra parte, pequeñas cantidades de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales.

Es de origen fósil, fruto de la transformación de materia orgánica procedente de zooplancton y algas que, depositados en grandes cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico, fueron posteriormente enterrados bajo pesadas capas de sedimentos. La transformación química (craqueo natural) debido al calor y a la presión durante la formación de la corteza de la Tierra, produce, en sucesivas etapas, desde betún a hidrocarburos cada vez más ligeros (líquidos y gaseosos). Estos productos ascienden hacia la superficie, por su menor densidad, gracias a la porosidad de las rocas sedimentarias. Cuando se dan las circunstancias geológicas que impiden dicho ascenso (trampas petrolíferas con rocas impermeables, estructuras anticlinales, márgenes de diapiros salinos, etc.) se forman entonces los yacimientos petrolíferos.

Definición del Crudo pesado.

Los crudos pesados son el resultado de la oxidación bacteriana de crudos convencionales, dentro de la roca reservorio. Tienen diferentes propiedades físicas y químicas, generalmente degradadas. Entre sus propiedades físicas tenemos la viscosidad, que en los crudos pesados se caracteriza por ser muy alta, y además, poseen una gran cantidad de metales pesados (asfáltenos).

Viscosidad

La viscosidad de un fluido, es la resistencia que éste presenta a fluir (deslizarse por capas ante un esfuerzo cortante). Depende de la temperatura y de las propiedades físicas del fluido. La viscosidad puede ser reducida a través de:

La aplicación de calor.

Uso de solventes.

Cambiando las propiedades físico-químicas del fluido.

Gravedad API

La calidad del crudo se define usualmente en términos de grados °API (American Petroleum Institute / Instituto Americano del Petróleo) y está relacionada con la gravedad específica.

$$\text{Gravedad API} = \frac{141.5}{\text{SG}} - 131.5$$

Donde:

SG= Gravedad Específica

$$\text{SG} = \frac{\text{Densidad del Líquido}}{\text{Densidad del agua}}$$

A continuación, en la Tabla 2.1, se indica la clasificación internacional del crudo.

TABLA 2.1

CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS SEGÚN SU GRAVEDAD API

Livianos	30 - 40
Medianos	22 - 29.9
Pesados	10 - 21.9
Extra Pesados	> 9.9

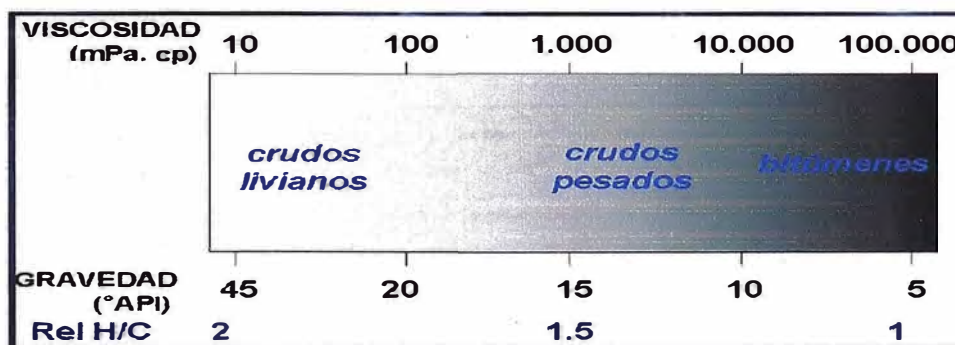
La Tabla 2.2, muestra la relación entre la gravedad API y la gravedad específica del crudo.

TABLA 2.2
RELACIÓN DE LA GRAVEDAD API CON LA GRAVEDAD ESPECÍFICA

Gravedad API	Gravedad específica
10	1.00
20	0.93
30	0.88
40	0.83
50	0.78
60	0.74

La Tabla 2.3, muestra gráficamente la relación entre la gravedad API y la viscosidad del crudo, y además, la relación H/C (hidrogeno/carbono). Se nota que a mayor gravedad API, la relación H/C aumenta debido a la disminución de cadenas carbonatadas.

TABLA 2.3
RELACIÓN DE LA VISCOSIDAD CON LA GRAVEDAD API



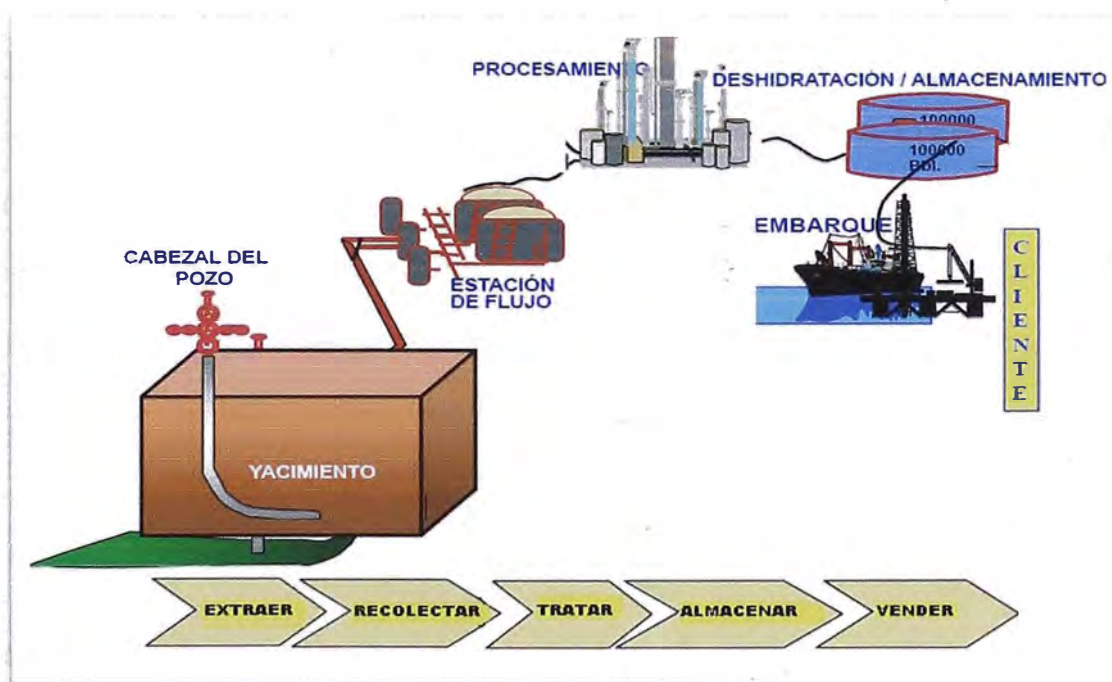
2.2. TRATAMIENTO DEL CRUDO PESADO

Una vez extraído el crudo, se dirige mediante ductos desde los pozos hasta una Instalación de Recepción (manifold o estación de flujo) que centraliza la producción de diferentes pozos. Posteriormente el crudo (mezcla bifásica y trifásica extraída del yacimiento) ingresa a la Planta de Tratamiento donde se encuentran los equipos de sub proceso, que separan el gas, el agua y otras impurezas que contiene el crudo. Luego de su tratamiento, el crudo se almacena para finalmente bombearlo hacia los lugares de comercialización.

Un esquema de todos estos pasos se muestra en la Figura 2.1:

FIGURA 2.1

ETAPAS DE LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO



La Planta de Tratamiento comprende principalmente las siguientes instalaciones y sub procesos:

Una estación de flujo, que se encarga de recolectar todos los flujos provenientes de los diversos pozos (manifold)

Proceso de Separación del Gas.

Proceso de Separación del Agua ó Deshidratación.

Almacenamiento.

Como podemos notar, los sub procesos están centrados en conseguir elevar la calidad del crudo, separando los componentes líquidos, gaseosos y sólidos que lo conforman. Sin embargo, una de las principales dificultades del tratamiento del crudo es lo complejo de separar la emulsión que forma el petróleo con el agua, pues es una mezcla bastante fuerte y complicada de tratar.

El agua tiende a volverse más densa que el petróleo en la medida que aumenta la temperatura; siendo esta propiedad el principio usado para el tratamiento. En este sub proceso, el agua libre y la gran cantidad de burbujas de agua en la emulsión, son removidos por las técnicas convencionales, utilizando calor, químicos, y con tiempos de residencia adecuados en los recipientes de separación.

2.2.1. Emulsión

La emulsión es una mezcla no homogénea de dos líquidos parcialmente miscibles, uno de los cuales es dispersado en el otro en forma de glóbulos. La fase dispersa, discontinua o interna es el líquido desintegrado en glóbulos. El líquido circundante es la fase continua o externa.

Para el tratamiento de emulsiones, se necesita diferentes sustancias que faciliten la recuperación de algunos de los dos líquidos inmiscibles, y para lograr esto se usa un agente emulsivo, el cual es una sustancia que se suele agregar a una de las fases para facilitar la formación de una dispersión estable.

2.3. EQUIPOS Y PROCESOS QUE CONFORMAN UNA PLANTA DE TRATAMIENTO

El crudo en la cabeza de pozo, está compuesto por una mezcla de hidrocarburos, además de agua y gases, donde cada componente tiene diferente densidad, diferente presión y diferentes características físicas y químicas. Estos fluidos pueden estar presentes dentro del yacimiento en una o dos fases (líquida y/o gaseosa), a la presión y temperatura de confinamiento.

Cuando los fluidos se encuentran en una sola fase y se les somete a cambios de presión y temperatura, experimentan alteraciones en sus características fisicoquímicas, y con ello se genera la liberación de gas en el líquido, siendo necesaria la separación física de estas dos fases (gas y líquido). Esta operación, es una de las más básicas en el proceso de producción y tratamiento del crudo.

A continuación, pasaremos a describir las instalaciones y equipos que conforman una Planta de Tratamiento:

La Estación de Flujo, que se encargará de recepcionar el crudo proveniente de los pozos.

Las Unidades de Separación, que separan el gas y el agua del crudo.

Los Calentadores, que facilitan la separación.

Los Tanques de Almacenamiento.

Las Bombas de Transferencia.

2.3.1. Estación de Flujo

Las Estaciones de Flujo se clasifican en:

Estaciones de Flujos Convencionales.

Estaciones de Flujo de Nuevas Tecnologías.

Estaciones de Flujos Convencionales.

Son estaciones compuestas por múltiples de producción (manifold), uno general y otro de prueba). Algunas de estas Estaciones de Flujo cuentan con separadores pequeños, tanques de almacenamiento temporal (pequeños), y bombas de transferencia, además de sus respectivos equipos auxiliares.

Estaciones Recolectoras de Nuevas Tecnologías.

Para la optimización del manejo de flujos, estas estaciones recolectoras usan nuevas tecnologías que han sido exitosamente probadas y son perfectamente viables. Las nuevas tecnologías consisten en:

Válvulas Multipuertos.

Los Medidores de Flujo Multifásicos.

Las Bombas Multifásicas.

Válvula Multipuerto:

Es una válvula que consta de ocho entradas con dos salidas, una salida común para producción y una salida seleccionable para prueba de pozos. Se pueden conectar hasta siete pozos, quedando la octava entrada para pruebas de pozos. Su sistema de posicionamiento permite enviar individualmente cada uno de los pozos a la salida de prueba, mientras que los 6 restantes producen por la salida general.

El actuador inteligente incorpora un PLC que permite programar las operaciones de la válvula multipuerto de acuerdo a las necesidades, y brinda además mediciones de presión, temperatura y caudal.

En resumen, permite automatizar totalmente una estación de flujo, tanto en la parte de producción de crudo, como en las pruebas de pozos.

Medidores de Flujo Multifásico

La medición de caudal de crudo, agua y gas en las operaciones de producción es necesaria para la administración y control de las reservas de hidrocarburos y su comportamiento durante el tiempo de vida del Proyecto.

La medición tradicional de la producción requiere de la separación y la posterior medición individual de cada componente (crudo, gas, y agua), y va acompañada de ciertos errores debido a que la separación de estos componentes no es al 100%. Además, la medición tradicional requiere de una continua supervisión por parte de los operadores en las tareas de mantenimiento de los separadores.

La medición multifásica, en cambio, es la medición de las fases de crudo, agua y gas en una sola corriente, sin la separación previa de las fases al ingreso al medidor. Un medidor multifásico compacto y liviano puede operar en un amplio rango de regímenes de caudal y condiciones cambiantes del fluido, como es el comportamiento de los fluidos que se extraen de los pozos de producción.

Este tipo de medidores emplean comúnmente una combinación de 2 o más tecnologías y técnicas de medición, entre ellas:

Principios de medición electromagnética.

Rayos gamma.

Presión diferencial usando Venturi, V- cone, u otra restricción.

Desplazamiento positivo.

Ultrasonido.

La tecnología multifásica provee datos en forma continua y en tiempo real, permitiendo a los operadores tener mejores características del campo y rendimiento de la Producción, mediante una medición confiable de los volúmenes de crudo, gas y crudo que ingresan a la Planta.

Bombas Multifásicas.

Las estaciones de bombeo multifásica, se usan para impulsar el fluido que sale de los posos, hacia la Planta de Tratamiento, es decir, su función es elevar la presión del flujo, hasta alcanzar el valor requerido para su ingreso a las unidades de tratamiento de la Planta.

Estas estaciones, que cuentan con bombas multifásicas, deben tener un sistema de desarenado para evitar el ingreso de sólidos en la succión de la bomba. El desarenado es desarrollado principalmente por paquetes de hidrociclones.

Las bombas multifásicas son de dos tipos: rotatorias ó de desplazamiento positivo. Éste tipo de bombas suministran un caudal casi constante, contra una presión de descarga variable, por lo tanto, una grafica de presión vs caudal (HQ), es aproximadamente una línea vertical.

La característica principal de estas bombas, por ser autocebante, es que permite bombear con el gas mezclado ó atrapado en el fluido, además de también poder manejar crudos muy viscosos, como es el caso del crudo proveniente de los campos de la Selva Nororiental.

2.3.2. Separadores.

Son equipos que se utilizan para separar un fluido que se encuentra formado por dos o más fases con diferentes densidades. Estas fases no mezcladas o fases inmiscibles, pueden ser:

Partículas líquidas en corrientes de vapor o gas (gas y crudo)

Partículas líquidas en líquidos inmiscibles (agua y crudo)

Partículas sólidas en corrientes de gas y líquidos (minerales, gas, y agua)

Partículas sólidas en otros sólidos.

El crudo obtenido de los yacimientos, antes de procesarlo, debe separarse del agua, las partículas de arena, contaminantes, óxidos de hierro, e inhibidores de corrosión que viajan a lo largo de la tubería; por esto, en los subprocesos a los que se somete el crudo pesado (deshidratación, dilución, calentamiento, entre otros), el primer equipo de proceso es un separador. Este informe se fundamentará en el diseño de separadores API para la industria petrolera.

Los separadores deben cumplir con las siguientes funciones:

Permitir una separación entre los hidrocarburos.

Refinar el proceso mediante la recolección de partículas líquidas atrapadas en la fase gaseosa

Liberar parte de la fracción que pueda permanecer en la fase líquida.

Descargar por separado las fases líquida y gaseosa, para evitar que puedan volver a mezclarse total o parcialmente.

Pueden controlar problemas de los fluidos, como espuma y partículas contaminantes.

Deben estar provistos de controles de nivel y presión; así como mecanismos de alivio de presión.

Son importantes para medición y deben estar provistos de termómetros, manómetros, indicadores de nivel visibles y bocas de visitas.

2.3.2.1. Tipos de Separadores.

En la siguiente tabla, se muestra la clasificación de los separadores según su forma, medio de separación y el número de fases a separar.

Tabla 2.4

Según su forma:	Según el medio de separación:	Según el número de fases a separar:
<ul style="list-style-type: none"> - Separadores cilíndricos (horizontales y verticales) - Separadores esféricos - Separadores de dos barriles 	<ul style="list-style-type: none"> - Separadores por gravedad (verticales) - Separadores por impacto (filtros) - Separadores por fuerza centrífuga 	<ul style="list-style-type: none"> - Bifásicos - Trifásicos

Figura 2.2

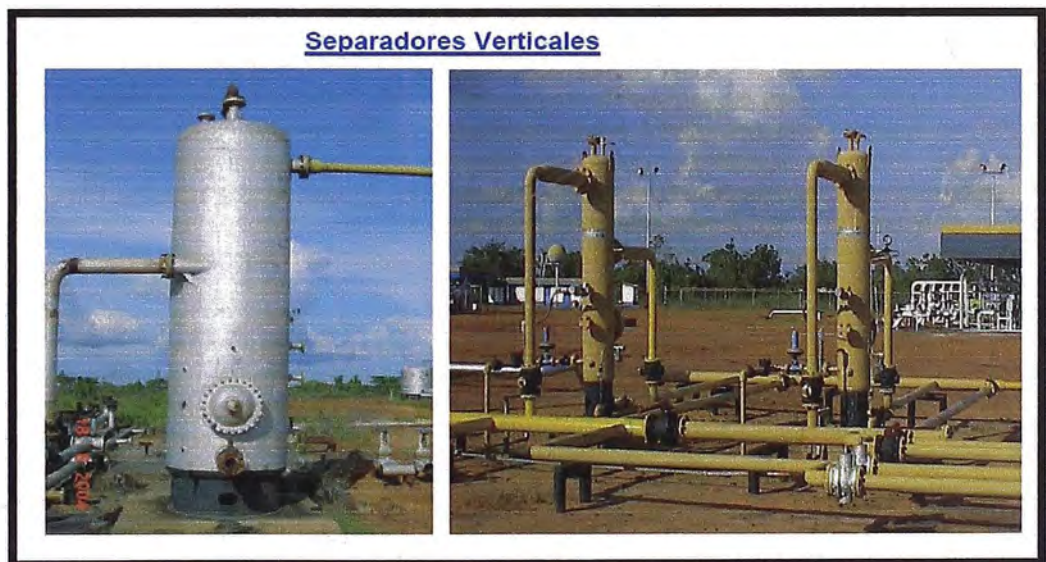


Figura 2.3

Generalmente para la industria petrolera, se discute si el recipiente será vertical u horizontal; pero solo la experiencia, la secuencia de cálculo, y el costo comparativo, determinarán la factibilidad de utilizar un determinado recipiente; no obstante, a continuación se indican algunas recomendaciones:

En un separador vertical de gran altura, el control de nivel es menos crítico que en un separador horizontal.

Obtener mayor capacidad para acumulación de líquido es menos costoso en un separador horizontal.

El manejo de partículas sólidas es más fácil en un separador horizontal, colocando dispositivos internos.

Los separadores horizontales, resultan deseables cuando existen grandes volúmenes de líquido, crudos espumosos y emulsiones.

En conclusión, existen diferentes criterios para definir el tipo de separador; sin embargo, la mayoría de los separadores utilizan los mismos principios de separación que se rigen por la mecánica de los fluidos; debido a esto, lo importante es que el diseño sea el correcto y considere todas las partes necesarias para cumplir con los principios de separación indicados a continuación.

2.3.2.2. Principios de Separación

Los principios fundamentales para realizar la separación física del vapor, líquidos y sólidos son: el momentum ó cantidad de movimiento, la fuerza de gravedad y la coalescencia. Toda separación puede emplear uno o más de estos principios, pero siempre las fases de los fluidos deben ser inmiscibles y de diferentes densidades para que ocurra la separación.

Momentum o Cantidad de Movimiento:

Si una corriente de fases, cambia de dirección bruscamente, las partículas de la fase liviana cambiarán de dirección o se moverán más rápido que las del fluido de mayor densidad o más pesado, este cambio en la cantidad de movimiento produce separación de las fases.

Fuerza de Gravedad:

Las gotas de líquido se separan de la fase gaseosa, cuando la fuerza de gravedad que actúa sobre las gotas de líquido, es mayor que la fuerza de arrastre del gas. Estas fuerzas se expresan matemáticamente usando la velocidad terminal de asentamiento (V_t), que considera el tamaño de las partículas y las propiedades de los fluidos usando la siguiente ecuación:

$$V_t = \sqrt{\frac{0.11 \cdot g \cdot D_p \cdot (\rho_l - \rho_g)}{3 \cdot \rho_g \cdot C}}$$

Donde:

V_t : Velocidad Terminal (m/s)

g : Gravedad 9.81 m/s²

D_p : Diámetro de partícula (micrones)

ρ_l : Densidad de líquido (kg/m³)

ρ_g : Densidad de gas (kg/m³)

C' : Coeficiente de arrastre

Coalescencia:

Para las gotas más pequeñas de líquido, que forman una especie de neblina o llovizna que es arrastrada por la fase gaseosa, y que no pueden ser separadas por gravedad, se utiliza un mecanismo coalescedor. Estos medios son los demister, eliminadores de niebla, o mallas, que hacen que las pequeñas gotas colisionen, formando gotas más grandes que por su mayor tamaño y peso, hacen que se precipiten por gravedad.

Los líquidos separados que se acumulan en el fondo del separador, permiten que ciertas partículas de gas mezcladas con el líquido, se separen si se les da el tiempo necesario, como mínimo un tiempo llamado “de retención” que es el tiempo que las partículas permanecen en el líquido.

2.3.2.3. Partes de un Separador.

Todo separador, ya sea horizontal y vertical, bifásico o trifásico, para poder cumplir con los principios de separación, debe estar dotado de los mecanismos necesarios para cumplir con los principios de separación indicados anteriormente, para esto, se han establecido cuatro secciones principales (ver la Figura 2.4) que se describen a continuación:

Primera Sección de Separación (Sección A - Figura 2.4):

Comprende la entrada de fluidos al separador. Permite absorber la cantidad de movimiento de los fluidos en la alimentación y controla el cambio abrupto de la corriente, produciendo una separación inicial. Esta sección incluye las boquillas de entrada y los aditamentos de entrada, tales como: deflectores ó distribuidores que van instalados en la(s) boquilla(s) de entrada. Se emplean para producir un cambio de cantidad de movimiento o de la dirección de flujo de la corriente de entrada, y así producir la primera separación mecánica de las fases, además de generar (en el caso de los distribuidores), un patrón de flujo dentro del recipiente que facilita la separación final de las fases, reduciendo el tamaño de la boquilla de entrada, y en cierta medida, las dimensiones del equipo. Los deflectores, se diseñan en forma de

ángulo, placa, cono, o semiesfera; estos, logran un cambio rápido en la dirección y la velocidad de la corriente de entrada, predominando la separación gas-líquido.

Sección de Fuerzas Gravitacionales (Sección B - Figura 2.4):

En esta sección, las fuerzas gravitacionales tienen influencia fundamental, ya que las gotas de líquidos que contiene el gas son separadas al máximo. Este proceso, se realiza mediante el principio de asentamiento por gravedad, la velocidad del gas se reduce apreciablemente y en consecuencia, la corriente de gas sube a una velocidad reducida, provocando que las partículas dispersas de líquido se depositen en el fondo del recipiente.

Durante la separación secundaria se observan zonas de fase continua, con gotas dispersas (fase discontinua) sobre las que actúa la fuerza de gravedad, la que se encarga de decantar, hasta cierto tamaño, las gotas de la fase más pesada. También se produce la flotación de hasta un cierto tamaño de gotas de crudo inmersas en el agua. En esta sección del recipiente, la fase liviana se mueve a una velocidad relativamente baja y con muy poca turbulencia.

Esta zona se diseña en función de la velocidad crítica o terminal del gas, ya que esta define el límite máximo superior para la velocidad del gas dentro del separador; por consiguiente, el separador debe trabajar a una velocidad inferior a la crítica, para lograr que la fuerza de gravedad haga caer las partículas de líquido.

Por lo tanto, para obtener las dimensiones de esta sección, es fundamental calcular lo mejor posible la velocidad crítica.

$$V_t = \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} x K} \quad (\text{Para Separadores verticales y Horizontales})$$

Donde:

ρ_l : Densidad del líquido (kg/m³)

ρ_g : Densidad del gas (kg/m³)

K: Constantes de Souders Brown (Eliminador de niebla)

Sección de Extracción de Nieblina (Sección C - Figura 2.4):

Aquí se separan las minúsculas partículas de líquido que contiene el gas después de haber pasado por las dos secciones anteriores. Los eliminadores de niebla son aditamentos para eliminar pequeñas gotas de líquido que no pueden ser separadas por la simple acción de la gravedad en separadores vapor-líquido.

Las gotas finas alcanzan un tamaño lo suficientemente grande para separarse por gravedad: para lograrlo, se hace necesario tener elementos como los eliminadores de niebla ó mallas (demister) para el caso de separadores líquido-vapor, o las esponjas o platos coalescedores para el caso de la separación líquido-líquido.

Estos eliminadores se diseñan en función del valor de K asumido en la ecuación de Souders Brown. Los fabricantes diseñan el extractor de neblina y luego lo ajustan en el campo al valor de K asumido para obtener el funcionamiento esperado del separador. No es necesario que el equipo posea eliminador de neblina; sin embargo, al utilizar estos elementos se disminuye el tamaño del separador, por esto suelen encontrarse unidades pequeñas que pueden manejar cantidades de gas mayores a lo esperado.

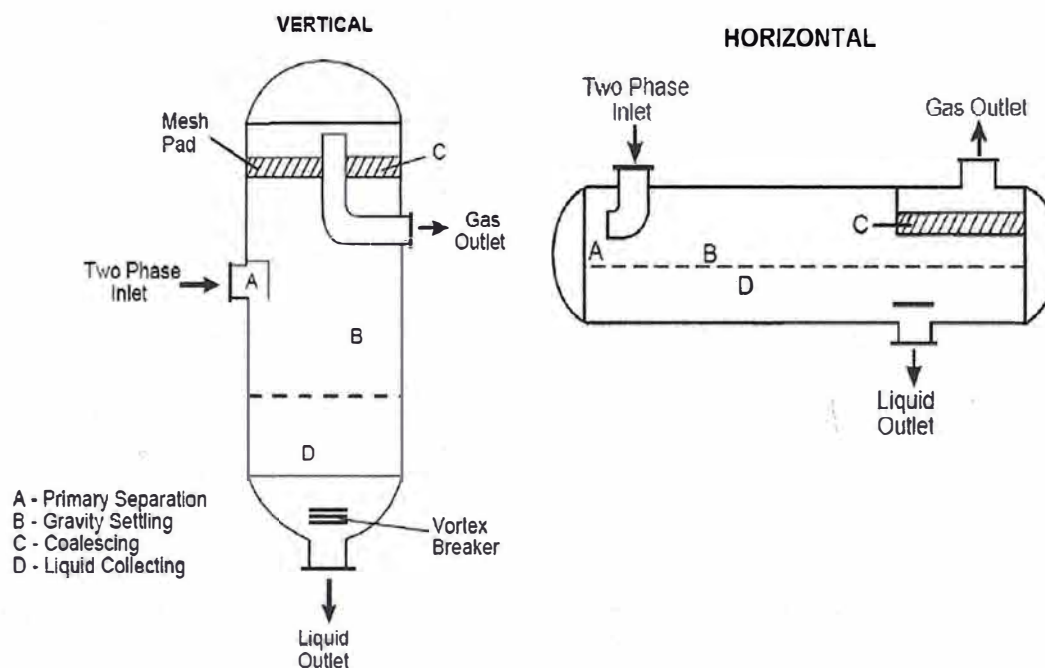
Sección de Acumulación de Líquido (Sección D - Figura 2.4):

El líquido con cierta cantidad de gas se acumula en la parte inferior del separador. Esta sección debe diseñarse en función del tiempo necesario que permita que el gas atrapado en el líquido se separe; este tiempo, depende del líquido a separar y debe proveerse al separador del suficiente espacio de acumulación para cumplir o superar el tiempo de retención específico.

El parámetro a utilizar para el diseño de esta sección depende del diseñador, pero debe considerarse que cierto volumen de líquido dentro del recipiente es obligatorio, ya que evita la formación de vórtices y que el gas escape por el fondo; para esto se utilizan rompe vórtices que son elementos internos que están adosados internamente a las boquillas de líquido, y su función es evitar el arrastre de burbujas de vapor/gas en la corriente líquida que deja el separador.

Figura 2.4

Partes Principales de un Separador

2.3.2.4. Diseño de Separadores.

Hasta este punto se han establecido algunos de los criterios para establecer las secciones de un separador para la industria petrolera; estos equipos pueden tener diferentes nombres (Scrubber, slug catcher, kod, liquido-liquido, etc.); no obstante, todos comparten las mismas zonas y principios de separación. Por ejemplo, un separador bifásico separa un líquido de un gas y un trifásico igualmente separa un líquido de un gas; sin embargo, el líquido en éste equipo está formado por dos fluidos con diferente densidad, y la diferencia en su diseño debe prever el espacio y el tiempo de retención necesario para lograr la separación.

El diseño de separadores, comprende proveer al recipiente de un diámetro, longitud y elementos internos para lograr los principios de separación. Dependiendo del autor, fabricante, tipo de separador, y empresas que utilizan estos equipos, existen diferentes criterios para su dimensionamiento.

Diámetro del Separador.

El diámetro del separador influye en la sección de fuerzas gravitacionales; ya que un diámetro pequeño aumenta la velocidad dentro del equipo y puede causar arrastre, evitando que las partículas de líquido se precipiten, esto también puede ser causado por mala operación, si se disminuye la presión de operación del separador. El diámetro de los separadores se determina en función del caudal de gas y el primer paso es determinar el área necesaria para el gas, con la siguiente ecuación:

$$A_g = \frac{Q_g}{V_t}$$

Donde:

A_g : Área de Gas (m^2).

Q_g : Caudal de Gas a condiciones de operación del separador (m^3/s).

V_t : Velocidad terminal de asentamiento (m/s).

Separadores sin Extractor de Neblina:

La velocidad Terminal de Asentamiento V_t se determina con la siguiente ecuación, considerando el tamaño de partícula y las propiedades de los fluidos:

$$V_t = \sqrt{\frac{0.11 \cdot g \cdot D_p \cdot (\rho_l - \rho_g)}{3 \cdot \rho_g \cdot C}}$$

Donde:

V_t : Velocidad Terminal (m/s)

G: Gravedad 9.81 m/s²

D_p : Diámetro de partícula (micrones)

ρ_l : Densidad de liquido (kg/m³)

ρ_g : Densidad de gas (kg/m³)

C' : Coeficiente de arrastre

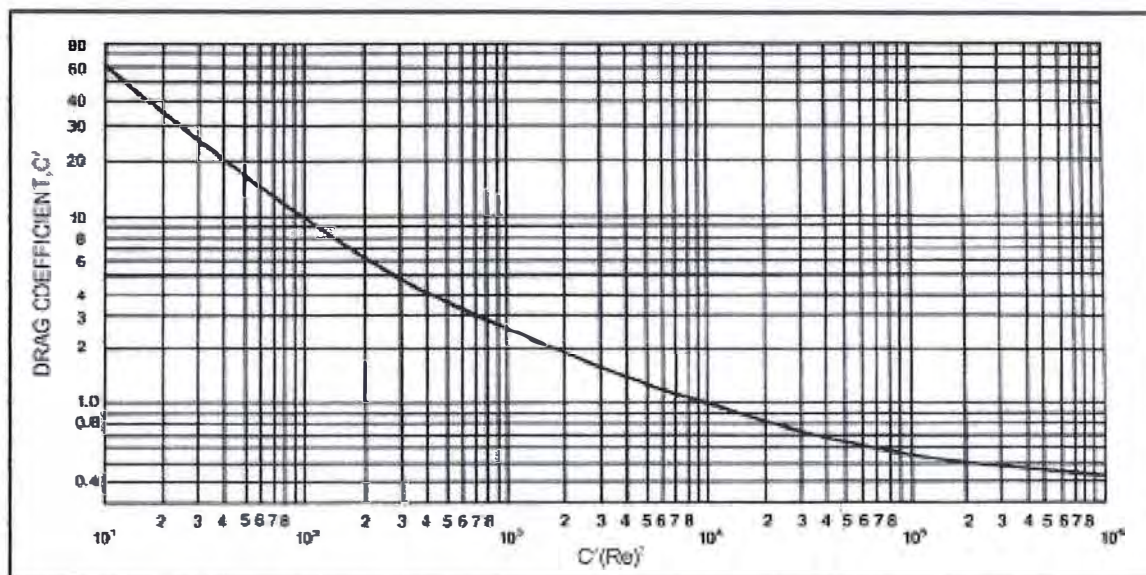
Para determinar el coeficiente de arrastre, debe determinarse el factor de arrastre (coeficiente de arrastre por el número de Reynolds al cuadrado) y con el grafico de la Tabla-6, determinar el coeficiente de arrastre C' , luego calcular la velocidad terminal; no obstante, previamente debe estimarse el diámetro de las partículas dispersas (D_p) para el diseño del separador.

$$C' \text{ Re}^2 = \frac{0.95 \times 10^8 \cdot \rho_g \cdot D_p^3 \cdot (\rho_l - \rho_g)}{\mu^2}$$

Re: Numero de Reynolds

μ : Viscosidad del Gas (centipoise)

Tabla 2.5
Coeficiente de Arrastre



Tamaño de Partícula

El tamaño de partícula de sólidos y líquidos dispersos, depende de la naturaleza de la operación que genera las partículas, por ejemplo, para eliminar de una corriente de líquido, partículas de gas, es importante conocer la distribución de las partículas por tamaño, para diseñar el equipo en operación normal y para las condiciones extremas esperadas; sin embargo, dependiendo del tipo de separador a diseñar, debe estimarse un tamaño de partícula usando la Tabla anexa.

Considerando los casos límites, para flujo laminar o turbulento, se han desarrollado postulados que son la Ley de Stokes y la Ley de Newton para determinar la velocidad terminal.

Ley de Newton: Aplica para flujo turbulento con números de Reynolds por encima de 500, partículas grandes (hasta de 1000 micrones) y coeficiente de arrastre $C'=0.44$. Sustituyendo este coeficiente de arrastre y un número de Reynolds de 500, en la siguiente ecuación, se determina la Velocidad Terminal:

$$V_t = 1.74 \sqrt{\frac{g \cdot D_p \cdot (\rho_l - \rho_g)}{\rho_g}}$$

Donde:

V_t : Velocidad Terminal (pies/seg)

g : Gravedad 32.2 pie/ seg²

D_p : Diámetro de partícula (micrones)

ρ_l : Densidad de liquido (lbm/pie³)

ρ_g : Densidad de gas (lbm/pie³)

Esta ley aplica para partículas de gran tamaño, de hasta 1000 micrones y se recomienda para separadores bifásicos. Existe una ley intermedia para los casos que consideran partículas entre 100 y 1000 micrones.

Ley de Stokes: Para flujo laminar correspondiente a bajos números de Reynolds menores a 2. En este rango existe una relación lineal entre el coeficiente de arrastre y el número de Reynolds; la velocidad terminal se expresa con la siguiente ecuación:

$$V_t = \frac{1.488 \cdot g \cdot D_p \cdot (\rho_l - \rho_g)}{18\mu}$$

Donde:

D_p : Diámetro de partícula (micrones)

ρ_l : Densidad de líquido (lbm/pie³)

ρ_g : Densidad de gas (lbm/pie³)

La ley de Stokes, aplica para partículas entre 3 y 100 micrones y se recomienda para separadores trifásicos, ya que el movimiento es lento y hay suficiente tiempo de retención para lograr la separación de las fases.

Separadores con Extractor de Neblina:

Al diseñar separadores sin extractor de neblina, para un tamaño de partícula específico, se comete el error que no todas tienen la misma forma y tamaño; para evitar esto, con la experiencia en diseño de separadores API, se han determinado constantes de Souders Brown K para calcular las velocidades terminales o críticas, y de esta forma obviar el tamaño y forma de partícula. En la Tabla 2.6, se indica los rangos de K recomendados para ser utilizados en la siguiente ecuación:

$$V_t = \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}} \times K \quad (\text{Para Separadores verticales y Horizontales con } L < 10 \text{ pies})$$

$$V_t = \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}} \times K \times \left(\frac{L}{10}\right)^{0.56} \quad (\text{Horizontales con } L > 10 \text{ pies})$$

Donde:

ρ_l : Densidad del líquido

ρ_g : Densidad del gas

L: Longitud del separador (pies)

K: Constantes de Souders Brown

Tabla 2.6

Factores K para Separadores, según la Norma API 12J

Tipo del Separador	Altura o Longitud (pies)	Rango Factor Típico K
Vertical	5	0.12 - 0.24
	10	0.18 - 0.35
Horizontal	10	0.4 - 0.5
	Otras longitudes	$0.4 - 0.5 * (L/10)^{0.56}$
Esférico	Todos	0.2 - 0.35

2.3.2.5. Diseño mecánico de separadores

Por ser un recipiente a presión, el diseño mecánico de un separador puede realizarse con el código ASME Sección VIII División 1

Espesores de Pared de Cuerpo y Cabezales

Para el cálculo de espesores de pared del cuerpo de un recipiente a presión, el Código ASME indica las siguientes ecuaciones para pared delgada:

Esfuerzos Circunferenciales:

$$t_c = \frac{P_{dis}(R_i + tca)}{S. E_L - 0.6P}$$

Esfuerzos Longitudinales:

$$t_c = \frac{P_{dis}(R_i + tca)}{2. S. E_c - 0.4P}$$

2.3.3. Deshidratadores electrostáticos.

Estos equipos permiten eliminar el agua remanente que no fue separada tanto en el FWKO (Free Water Knock Out) como en los separadores de producción. El crudo entra al recipiente y se reparte uniformemente dentro de éste, pasando por un distribuidor que ocupa todo el largo del equipo. El crudo fluye hacia la parte superior pasando por el colchón de agua que se mantiene en el equipo, esto permite que el crudo se lave para que las gotas de agua dispersas se junten entre si y se depositen en el fondo del deshidratador. Estos equipos pueden utilizar corriente alterna y/o continua para conseguir que el agua dispersa en el crudo se coalesca y caiga al fondo del recipiente.

Los procesos de deshidratación electrostática consisten en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. Este dispositivo generalmente tiene características similares a los de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, provocando su unificación y su posterior

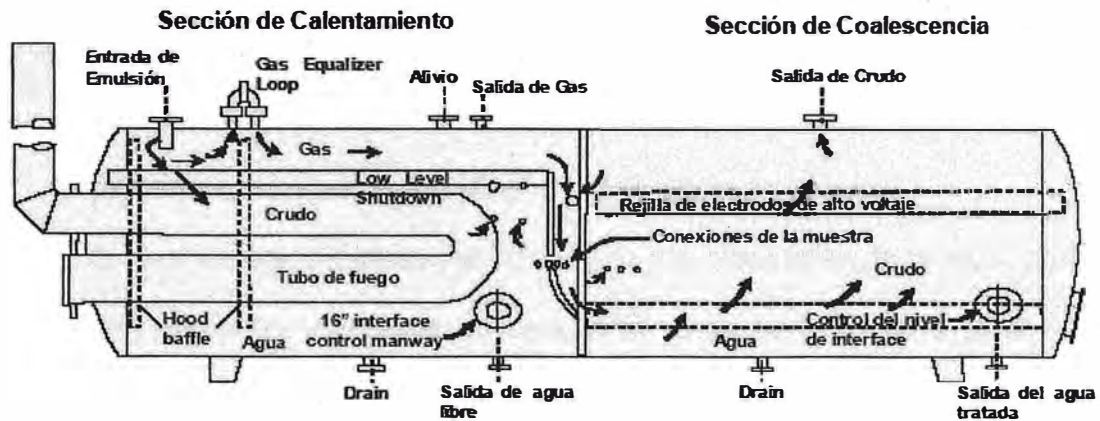
coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

Un deshidratador electrostático se divide en 3 secciones, lo cual se muestra en la Figura 2.5 y 2.6. La primera sección ocupa aproximadamente el 50% de su longitud y es llamada “Sección de Calentamiento”. La segunda sección es llamada “Sección Central o Control de Nivel” y ocupa alrededor del 10% de su longitud ubicada adyacente a la sección de calentamiento. La tercera sección ocupa el 40% de la longitud del deshidratador y es denominada “Sección de Asentamiento” del agua suspendida para producir crudo limpio. Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-aceite.

Figura 2.5



Figura 2.6



Entre las ventajas que poseen los deshidratadores electrostáticos, en comparación con los sistemas de tanques de lavado, es que son menos afectados en su operación por el agua, agentes emulsionantes, o las características de los crudos (densidad, viscosidad), ofreciendo mayor flexibilidad, tiempo de residencia asociado relativamente corto, y son de menor dimensión. Además, con el tratamiento electrostático se obtiene una mejor calidad del agua separada y una mayor flexibilidad en cuanto a las fluctuaciones o variaciones en los volúmenes de producción.

Entre las desventajas que presentan los equipos de deshidratación electrostática están:

- Requerimiento de supervisión constante en su operación.

- Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en

- los costos de operación como de inversión.

Instalación de sistemas de carga para un mayor control de flujo al equipo, ya que necesitan para su operación condiciones de flujo estables y controladas. Los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación, cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos.

- El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de manejar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y se produzca un corto circuito y los correspondientes daños al sistema eléctrico.

Estos equipos se utilizan cuando la velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, dada por la Ley de Stokes. Por ejemplo, una gota de agua de 20 micras de diámetro en un crudo de 33 °API a 100 °F (38 °C) y una viscosidad de 6,5 cP se asienta a una velocidad de 0,07 ft/h. ($5,93 \cdot 10^{-6}$ m/s).

Como la molécula de agua es polar, el campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

1. Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.

2. La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo).

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad presente. La relación de fuerza electrostática con la fuerza de gravedad es de aproximadamente de 1 000 para gotas de agua de 4 micras de diámetro en crudo de 20° API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 kV/pulgada.

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

Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.

Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.

- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

Las ventajas del tratamiento electrostático son:

La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores - calentadores.

Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los calentadores, eliminadores de agua libre y gun-barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.

- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.

Las bajas temperaturas de tratamiento provocan menores problemas de corrosión e incrustación.

2.3.3.1. Principios de la Deshidratación

El método de deshidratación se basa en la separación del agua y el crudo, a través de la diferente atracción o repulsión de partículas cargadas bajo la influencia de un campo eléctrico. La aplicación de una carga electrostática a las partículas es un paso necesario antes de que su separación pueda tener lugar.

Acción de la fuerza eléctrica.

La fuerza resultante entre dos gotas cargadas está dada por la Ley de Coulomb:

$$F = \frac{q_1 \cdot q_2}{4\pi \cdot \epsilon \cdot x^2}$$

Donde:

q : carga de la gota.

X : Distancia entre los centros de las gotas.

ϵ : Permitividad de la fase continua.

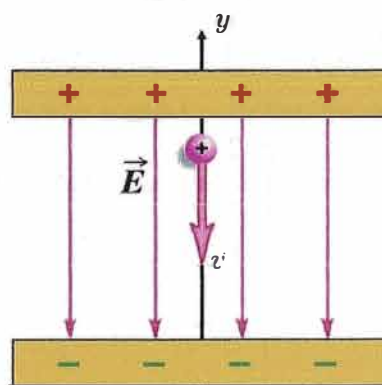
El campo eléctrico

La presencia de una o varias cargas eléctricas en el espacio induce en su entorno un campo eléctrico (de símbolo E), que influye en el comportamiento de otras cargas circundantes. El valor cuantificado de esta interacción se determina por la intensidad de campo eléctrico, que se define como la fuerza que actúa en un punto dado del campo por unidad de carga positiva.

$$E = \frac{F}{q}$$

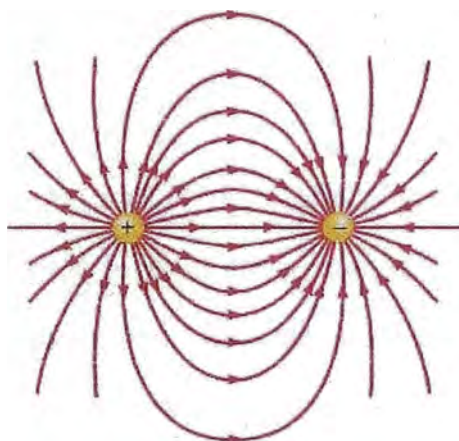
En la grafica 2.7, se muestra el comportamiento de una partícula cargada por el campo eléctrico y la dirección de su movimiento.

Figura 2.7



La coalescencia de las gotas en el deshidratador es provocada por fuerzas eléctricas generadas entre las gotas de agua. El campo eléctrico induce a que las pequeñas gotas se conviertan en dipolos eléctricos, que interactúan entre si generándose atracciones entre las gotitas agrupándose en gotas mayores, en la figura 2.8 se muestran como las líneas del campo eléctricos genera la unión entre estas gotas.

Figura 2.8 – Líneas del campo eléctrico



Es decir, las cargas positivas que rodean a la gota de agua se orientarán hacia el cátodo y las negativas hacia el ánodo. Esta influencia provocará que las gotas se fusionen en una más grande logrando más rápidamente su precipitación debido a la fuerza de la gravedad. Lo anterior se debe a que dentro de un campo eléctrico ocurre una separación de las cargas dentro de las gotas de agua emulsionadas. Por lo tanto, la fuerza de atracción entre las gotas de agua se incrementa conforme se aumente la intensidad del campo eléctrico (voltaje por distancia de separación de los electrodos).

Por otra parte, el crudo funciona como un material dieléctrico y las gotas de agua emulsionadas incrementan su constante dieléctrica y por lo tanto, su capacitancia. Puesto que la constante dieléctrica del agua es mucho mayor a la del crudo (para el crudo 2.2 y para el agua 78) al colocar ambas fases entre las placas de un condensador, la inducción del agua emulsionada en el crudo es más rápida que si estuviera únicamente presente en el crudo. Esto disminuye la resistencia dieléctrica del crudo, por lo cual se aumenta la rapidez de coalescencia eléctrica, el cual se ve reflejado en un aumento de la rapidez de deshidratación.

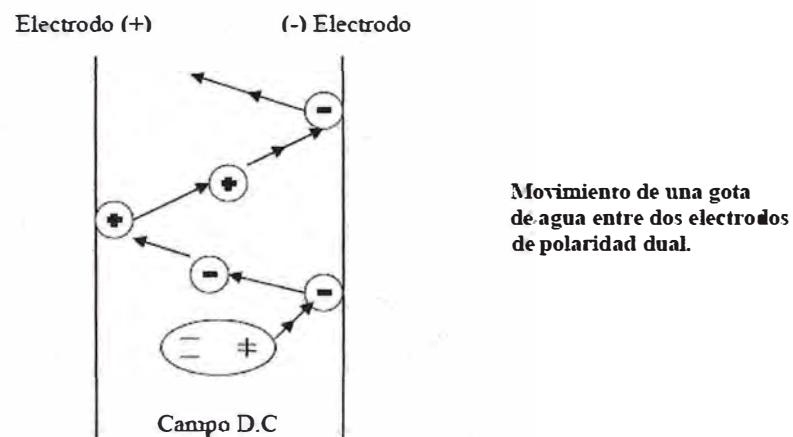
Lo anterior significa que la carga q^- viajará más rápidamente hasta la interfase agua/crudo que la carga q^+ . Esto indica que la fase acuosa transmite la carga hasta la interfase y atrae a las gotas de agua emulsionadas en el crudo. Por consiguiente, estas gotas de agua a su vez inducirán a las demás hasta que la carga eléctrica llegue al otro electrodo (negativo) generando así una cadena electrolítica entre ambos electrodos.

En investigaciones realizadas se ha podido estudiar el fenómeno que hace que los voltajes DC sean tan efectivos y permitan remover grandes cantidades de agua. Este principio se esquematiza en la Figura 2. 9, donde se representa un crudo fluyendo verticalmente con una sola gota de agua presente. A medida que la gota entra en el alto gradiente DC entre los electrodos, éstos le inducen una carga a la superficie de la gota, que es igual a la del electrodo más cercano, por lo que

inmediatamente ambos se repelen y la gota es atraída hacia el electrodo de carga contraria.

Cuando la gota se acerca al electrodo de carga contraria, la carga superficial de la gota se altera por el gran potencial del ahora electrodo más cercano, lo que hace que sea repelida de nuevo y atraída por el electrodo de carga contraria. Este movimiento de la gota es una migración ordenada entre los electrodos. Los altos potenciales DC retienen a las gotas de agua hasta que sean suficientemente grandes como para sedimentar.

Figura 2.9



2.3.4. Tanques de almacenamiento.

El almacenamiento de los combustibles en forma correcta, ayuda a reducir las pérdidas, aunque no eliminarlas, por las características propias de los productos del petróleo.

El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos ya que:

Actúa como un pulmón entre producción y transporte para absorber las variaciones de consumo.

Permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de despacharlo por el oleoducto para su destilación.

Brinda flexibilidad operativa a las refinerías.

- Actúa como punto de referencia en la medición de despachos del producto, y son los únicos aprobados actualmente por aduana.

Una de las pérdidas que tiene mayor peso en el proceso de almacenaje, es la que se produce por variación de temperatura; la pintura de los tanques tiene una gran influencia para estas variaciones.

También se abordan aspectos de suma importancia a tener en cuenta para operar con los tanques de petróleo. Debido a que estos alcanzan alturas significativas, están expuestos a los rayos de las tormentas eléctricas, y como su contenido (combustible) es inflamable, pueden ocasionar accidentes. Sin embargo, hay un número definido de normas de seguridad las cuales deberán ser aplicadas estrictamente para evitar lesiones serias o la muerte, así como también daños a la propiedad y pérdidas de producción.

2.3.4.1 Tipos de Tanque de Almacenamiento

De acuerdo al estándar API 650, clasificaremos los tanques en función a su tipo de techo, para luego, de acuerdo a sus características, seleccionar el más adecuado a los requerimientos de la Planta de Tratamiento.

Tanques de Techo Fijo

Se define tanque de techo fijo, a todo tanque cuyo techo esta soldado o unido a las paredes del mismo, y fijado con soportes al piso, manteniendo su rigidez. Estos tanques, debido a que el techo esta estacionario, posee un punto de referencia que es la altura del tubo de aforo, y que se mide desde la superficie del piso (datum) hasta la parte superior de la boca de aforo.

Figura 2.10 – Tanque de techo fijo



Se emplean para contener productos no volátiles o de bajo contenido de ligeros (no inflamables) como son: agua, diesel, asfalto, petróleo crudo, etc. debido a que al disminuir la columna del fluido, se va generando una cámara de aire que facilita la evaporación, lo que es altamente peligroso.

Tanques de Techo Flotante

Son aquellos en los que el techo flota sobre el contenido, generalmente se utilizan para crudo liviano, mediano y/o productos refinados como la gasolina, kerosén y nafta. La principal función de estos tanques es reducir las pérdidas por evaporación, y el método utilizado para la determinación (del nivel) de crudo es la medición directa. Se emplean para almacenar productos con alto contenido de volátiles como son: alcohol, gasolinas y combustibles en general.

Este tipo de techo fue desarrollado para reducir o anular la cámara de aire, o espacio libre entre el espejo del líquido y el techo, además de proporcionar un medio aislante para la superficie del líquido, reducir la velocidad de transferencia de calor al producto almacenado durante los periodos en que la temperatura ambiental es alta, evitando así la formación de gases (su evaporación), y consecuentemente, la contaminación del ambiente y, al mismo tiempo se reducen los riesgos al almacenar productos inflamables.

Figura 2.11 – Tanque de techo flotante



Tanques de techo fijo (domo geodésico) con cubierta flotante.

También llamado “techo flotante interno”, son construidos en aluminio y viene a ser una combinación de los dos tipos anteriores. En este caso se coloca un domo geodésico como techo fijo del tanque.

Ventajas con respecto a un Techo Convencional:

Es un techo auto sostenible, es decir no necesita columna que lo sostenga, evitando el tener que perforar el techo flotante interno.

Se construyen en aluminio, lo cual lo hace más liviano.

Su colocación es sumamente fácil, se arma en el piso del tanque y luego se procede a subirlo con grúas manuales.

- Se evita trabajo de soldadura en altura.
- Son mucho más duraderos que los techos construidos en acero.

2.3.4.2 Diseño y cálculo de tanques de almacenamiento**Consideraciones de diseño.**

Para el diseño y cálculo de tanques de almacenamiento, el usuario deberá proporcionar los datos y la información necesaria para llevar a cabo el proyecto. La información mínima requerida (condiciones de operación y de diseño) es: volumen, temperatura, peso específico del líquido, corrosión permisible, velocidad del viento, coeficientes sísmicos de la zona, etc.

Dado que el usuario es el que mejor conoce las características tanto del fluido que desea almacenar como el lugar donde se ha de instalar el tanque, el fabricante no deberá asumir estas condiciones, y si así fuera, el fabricante tiene la obligación de informar al usuario sobre los datos asumidos, quien tiene la potestad de autorizar o no las condiciones supuestas por la compañía constructora. Así también el usuario establecerá la magnitud y dirección de las cargas externas que pudieran ocasionar deformaciones en el tanque, con el fin de diseñar los elementos involucrados con este.

El espesor por corrosión especificado por el usuario, se incluirá en cuerpo, fondo, techo, y estructura, y sólo se agregará al final del cálculo de cada uno de los elementos del tanque, debido a que la agresividad química no es lo mismo para el fluido en estado líquido o gaseoso y en algunos casos hasta para los lodos.

El usuario podrá especificar el material a utilizar en el tanque, así como el de sus componentes. El fabricante y/o diseñador podrá sugerir los materiales recomendables en cada caso para que el usuario los apruebe.

El fabricante tiene la obligación de cumplir con todas las especificaciones y normas que marca el estándar y que acuerde con el usuario, las cuales serán supervisadas y evaluadas por el personal que designe el usuario.

Diseño del fondo

El diseño del fondo de los tanques de almacenamiento depende de las siguientes consideraciones:

Los cimientos usados para soportar el tanque.

El método que se utilizará para desalojar el producto almacenado

El grado de sedimentación de sólidos en suspensión

La corrosión del fondo y

- El tamaño del tanque.

Los fondos de tanques de almacenamiento cilíndricos verticales son generalmente fabricados de placas de acero con un espesor menor al usado en el cuerpo, debido a que se encuentra sustentado por una base de concreto, arena o asfalto, los cuales soportarán el peso del producto. La función del fondo es fundamentalmente, mantener la hermeticidad del tanque para que el producto no se filtre por la base.

Teóricamente, una placa delgada de metal calibre 16 (1,52 mm) o menor, es capaz de soportar la flexión y la carga de compresión que se genera en la periferia del fondo debido al el peso del crudo que descansa sobre esta sección, pero para prevenir deformaciones al soldar, se usarán placas que tengan un espesor mínimo nominal de 6.3 mm (1/4 pulgada), para prever la corrosión que se pueda presentar (la corrosión esperada será especificada por el usuario).

El fondo tendrá que ser de un diámetro mayor que el diámetro exterior del tanque, por lo menos en 51 mm (2 pulg.), más el ancho del filete de soldadura que une el cuerpo con el fondo. Las placas con las que se fabrica el fondo, deberán tener preferentemente un ancho de 1 829 mm (72 pulg.) con la longitud comercial que el fabricante obtenga en el mercado y que pueda manejar en su taller o en el campo sin problemas.

Generalmente los fondos se forman con placas traslapadas, esto se hace con el fin de absorber las deformaciones sufridas por el fondo si las placas fueran soldadas al tope. El cuerpo del tanque puede estar soportado directamente por el fondo, o por una placa anular. Cuando se requiere el uso de la placa anular, ésta deberá tener un ancho radial (en cm) de acuerdo a lo que indique la fórmula siguiente, pero no menor de 610 mm (24 pulg.) medidos desde el borde interior del anillo y el borde exterior. Externamente el anillo debe sobresalir 51mm (2 pulg.) desde el borde exterior del tanque.

$$A = \frac{2.153t_b}{(HG)^{0.5}}$$

Donde:

A = Ancho radial (cm).

tb = Espesor de la placa anular (cm).

H = Nivel máximo de diseño del líquido (cm).

G = Densidad relativa del líquido a almacenar (en ningún caso menor de 1).

El espesor de la placa anular no será menor al listado en la Tabla 2.7, además del espesor adicional por la corrosión permisible especificada. La forma exterior de la placa anular debe ser circular y por el interior tendrá la forma de un polígono regular con el número de lados igual a la cantidad de segmentos que conforman el anillo.

TABLA N° 2.7. Espesor mínimo del fondo y placa anular (mm)

Espesor mínimo (mm) del primer anillo del cuerpo.	Esfuerzo calculado para la prueba hidrostática en el primer anillo del cuerpo (kg/cm ²)			
	< 1989	< 2109	< 2320	< 2530
t < 19.05	6.35	6.35	7.14	8.73
19.05 < t < 25.4	6.35	7.14	9.52	11.11
25.4 < t < 31.75	6.35	8.73	11.91	14.28
31.75 < t < 38.1	7.93	11.11	14.28	17.46
38.1 < t < 44.45	8.73	12.7	15.87	19.05

Los espesores especificados en la tabla son recomendaciones basadas en una cimentación que proporcione un soporte uniforme debajo de toda la placa anular. La cimentación debe estar bien compactada para evitar esfuerzos adicionales en la placa anular.

Será conveniente utilizar las placas más largas disponibles en el mercado para construir el fondo, ya que resultan ser las más económicas. En nuestro medio disponemos de placas cuyas dimensiones son; 1 829 mm ó 2 438 mm (6 ú 8 pies) de ancho por 6 096 mm ó 9 144 mm (20 ó 30 pies) de largo.

El fabricante deberá presentar al usuario un plano con el arreglo del fondo, donde se muestra el armado y las plantillas de las placas, así como los detalles de soldadura, espesores y lista de materiales, marcando todas las piezas, con el fin de que el usuario apruebe el desarrollo. Una vez que se tiene la autorización del usuario, el fabricante debe presentar las placas sobre la base del tanque en donde ha de habilitarse el fondo.

Diseño y cálculo del cuerpo

El espesor de la pared del cuerpo requerido para resistir la carga hidrostática será mayor que el calculado por condiciones de diseño o por condiciones de prueba hidrostática, pero en ningún caso será menor a lo que se muestra en la Tabla 2.8.

TABLA 2.8

Diámetro nominal en metros	Espesor mínimo en milímetros.
< 15.24	4.76
15.24 < 36.576	6.35
36.576 < 60.96	7.93
> 60.96	9.52

El espesor de la pared, por condición de diseño, se calcula con base al nivel del líquido, tomando la densidad relativa del fluido establecido por el usuario. El espesor por condiciones de prueba hidrostática se obtiene considerando el mismo nivel de diseño, pero ahora utilizando la densidad relativa del agua.

Cuando sea posible, el tanque podrá ser llenado con agua para la prueba hidrostática, pero si esto no es posible y el cálculo del espesor por condiciones de prueba hidrostática es mayor que el calculado por condiciones de diseño, deberá usarse el obtenido por condiciones de prueba hidrostática.

El esfuerzo calculado de la carga hidrostática para cada anillo no deberá ser mayor que el permitido por el material y su espesor no será menor que el de los anillos subsecuentes. El esfuerzo máximo permisible de diseño (S_d) y de prueba hidrostática (S_t), se muestra en la Tabla 2.9, recomendada por el estándar API 650 en el diseño de tanques de almacenamiento.

TABLA 2.9 - Materiales más comunes y esfuerzos permisibles (kg /cm²)

Especificación	Grado	Esfuerzo en punto cedencia.	Esfuerzo a la tensión.	Esfuerzo de diseño.	Esfuerzo de Prueba
ASTM					
A-283	C	2110	3870	1410	1580
A-285	C	2110	3870	1410	1580
A-131	A,B,CS	2390	4080	1600	1750
A-36		2530	4080	1630	1750
A-131	EH36	2580	4990	1200	2140
A-442	55	2110	3870	1410	1580
A-442	60	2250	4220	1500	1690
A-573	58	2250	4080	1500	1690
A-573	65	2460	4570	1640	1850
A-573	70	2950	4920	1970	2110
A-516	55	2110	3870	1410	1580
A-516	60	2250	4220	1500	1690
A-516	65	2460	4570	1640	1850
A-516	70	2670	4920	1780	2000
A-662	B	2810	4570	1830	1960
A-662	C	3020	4920	1970	2110
A-537	1	3510	4920	1970	2110
A-537	2	4220	5620	2250	2410
A-633	C,D	3510	4920	1970	2110
A-678	A	3510	4920	1970	2110
A-678	B	4220	5620	2250	2410
A-737	B	3510	4920	1970	2110

CAPITULO III

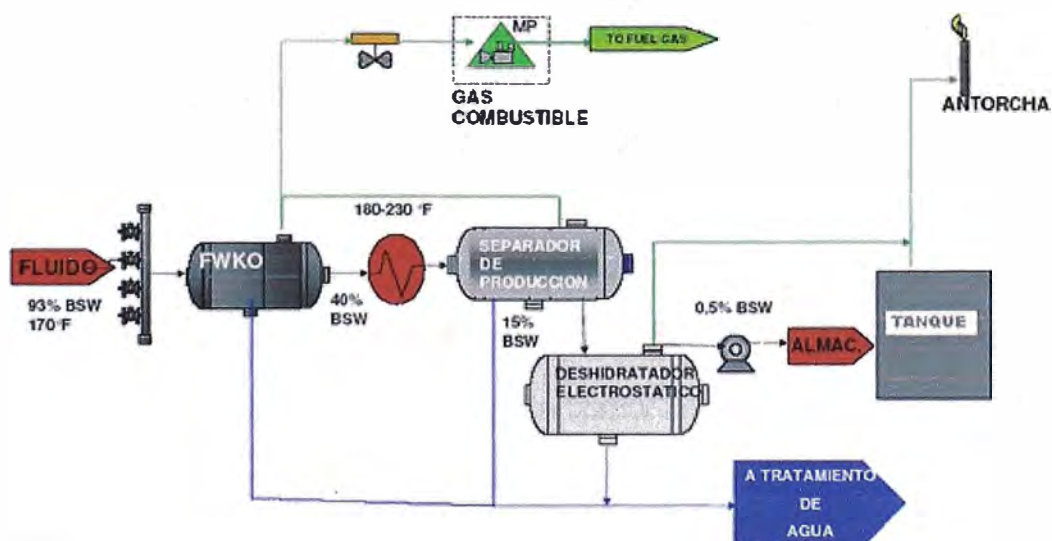
DESCRIPCION Y DISEÑO DE LA PLANTA

DE TRATAMIENTO DE PETROLEO

3.1. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO

Para iniciar el diseño de la Planta debemos tener una idea clara de los procesos que intervienen. En el capítulo anterior, se explicó los procesos que se realizan en la Planta y los equipos principales que intervienen, estos equipos conforman la infraestructura de la Planta a diseñar. Para una mejor ilustración, mostramos la siguiente figura:

Figura 3.1 - Tratamiento del Crudo



3.1.1. Equipos Principales.

En la figura 3.1, podemos identificar los equipos que intervienen directamente en el procesamiento del crudo (los cuales serán materia de diseño en este capítulo) encontrando lo siguiente:

- Separador Primario (FWKO).
- Calentador (opcional, dependiendo de la temperatura del crudo)
- Separador de Producción (apoyo opcional al Separador Primario)
- Separador Secundario o Deshidratador Electrostático.
- Bombas para Crudo Tratado.
- Tanques de Almacenamiento del Crudo Tratado.

El fluido proveniente de los pozos (crudo, agua y minerales) que ingresa a la Planta, a través de una Estación de Flujo o Manifold, posee un contenido de agua en volumen de aproximadamente 90%. Este ingresa al Separador Trifásico, conocido como FWKO (Free Water Knock Out), donde se retira una cantidad considerable de agua y sólidos (a la salida del FWKO el flujo posee tan solo un 40% en volumen de agua, aproximadamente).

En el caso que el crudo posea una temperatura baja respecto a la temperatura de operación del siguiente equipo (Deshidratador Electrostático), deberá instalarse el Calentador. Si el crudo posee la temperatura adecuada, ingresa directo al

Deshidratador. En algunas Plantas se puede requerir un Separador de Producción de apoyo al Separador Primario (FWKO), si el contenido de agua es mayor al 40%.

El Deshidratador Electrostático reduce el contenido de agua a un 0.5% en volumen, y el crudo que sale es posteriormente bombeado a un tanque de almacenamiento para su envío por el ducto de evacuación, hacia el Oleoducto Nor Peruano.

Nótese que del separador Primario salen junto con el crudo, agua y gas asociado, los cuales se dirigen hacia los sistemas auxiliares de tratamiento correspondientes. El gas asociado que sale del Separador Electrostático se quema en una antorcha, ya que se encuentra contaminado con diversas sustancias (dióxido de carbono, azufre, etc.) y su tratamiento no se justifica debido a la escasa cantidad que sale de este equipo.

3.1.2. Sistemas Auxiliares

Además de los equipos que procesan el crudo, la Planta, dispone de otros sistemas auxiliares que hacen posible su normal funcionamiento, los cuales son:

Sistema de Tratamiento del Agua que acompaña al crudo (Agua de Formación).

Sistema de Recuperación de Gases.

- Sistema de Generación Eléctrica.
- Sistema Contra Incendio.

Posteriormente al cálculo y dimensionamiento de los equipos de procesos, pasaremos a detallar cada sistema auxiliar, a nivel conceptual.

3.2. BASES DE DISEÑO:

Para poder diseñar la Planta, debemos tener en cuenta la siguiente información:

- Composición del fluido proveniente de los pozos.
- Caudal máximo de producción de crudo.
- Caudal máximo de producción de agua.

Esta información la obtenemos considerando el crudo característico y los datos estadísticos de producción de la zona:

- Crudo con gravedad API 18.
- Producción máxima de 20 000 BPD de crudo.
- Producción máxima de 200 000 BPD de agua.

3.3. DISEÑO DE EQUIPOS

A continuación se incluyen bases y criterios de diseño que deben ser tomados en cuenta para los equipos del proyecto.

3.3.1. Separadores Primarios de Gas/Líquido:

Para dimensionar el Separador Primario (FWKO), debemos partir de las características del flujo de entrada, las cuales se muestra en las tablas a continuación:

Tabla 3.1

Características del fluido de entrada
$\rho_{crudo} = 60 \frac{lb}{ft^3} \quad \rho_{gas} = 0.29 \frac{lb}{ft^3}$
P fluido = 30 bar g
T fluido = 200 °F
Gravedad Específica: 18° API
Viscosidad del crudo: 33 cP
Contenido de Agua: 90%

La producción estimada de 20 000 BPD de crudo y 200 000 BPD de agua, se dividirá en cuatro partes correspondientes cada una con las capacidades de las Unidades de Separación planteadas en forma tentativa.

De acuerdo a esto, las capacidades de las Unidades de Separación serán las siguientes:

Tabla 3.2

Caudales de los fluidos por cada Unidad de Separación	
$Q_{crudo} = 5\ 000\ BPD$	$Q_{agua} = 50\ 000\ BPD$
$Q_{fluido} = 55\ 000\ BPD$	$Q_{gas} = 240\ \frac{pie^3}{s}$

El número de Unidades de Separación Primaria planteado (04), se verificara con el resultado de los cálculos en forma iterativa, comprobado que las dimensiones de los Separadores Primarios sean las correctas.

3.3.1.1. Consideraciones de Diseño.

Para el dimensionamiento de los Separadores Primarios se aplicarán los siguientes criterios:

Se usará separadores del tipo de horizontal, en virtud de que ofrecen mejores resultados al manejar crudos pesados.

Se deberá considerar el fenómeno de "hinchamiento" (que consiste en la formación de burbujas crecientes del gas atrapado en el crudo), en el intervalo de tiempo que el crudo permanece en el Separador (tiempo de residencia o retención).

Se deberá considerar que el tiempo de retención varía para cada Separador de acuerdo a si es de alta o de baja presión, tal como se muestra en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 - Tiempos de Retención en Recipientes

Recipiente	Tiempo de retención (min).	Razón
Separadores de Alta presión	20	Recepción de tapones (slugs) de flujo y separación del gas libre.
Separadores de Baja presión	30	Despojamiento del gas de hinchamiento del crudo
Estabilizadores de crudo deshidratado	10	Despojamiento del crudo para conseguir una presión de vapor de 11 psia en los tanques de almacenamiento.
Despojador del Mercurio	30	De acuerdo al estándar API RP 521

El factor K (constante de Souders Brown), se obtiene de la Norma API 12J, que se muestra en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4

Factores K para Separadores, según la Norma API 12J

Tipo del Separador	Altura o Longitud (pies)	Rango Factor Típico K
Vertical	5	0.12 - 0.24
	10	0.18 - 0.35
Horizontal	10	0.4 - 0.5
	Otras longitudes	$0.4 - 0.5 * (L/10)^{0.56}$
Esférico	Todos	0.2 - 0.35

3.3.1.2. Cálculo y Dimensionamiento

Cálculo del Área de la Sección Transversal requerida por el Gas (A_g): Para esto se requiere conocer la velocidad de asentamiento del líquido en el Separador, la cual se calcula con la siguiente fórmula:

$$V_t = \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}} \times K \quad (\text{Para Separadores verticales y Horizontales})$$

Donde:

ρ_l : Densidad del líquido

ρ_g : Densidad del gas

L: Longitud del separador (pies)

K: Constantes de Souders Brown (Eliminador de niebla)

Reemplazando los datos:

$$V_t = 0.4 \sqrt{\frac{60 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} - 0.29 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}}{0.29 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}}} = 5,73 \text{ pie/s}$$

Luego calculamos el área del gas con la siguiente fórmula:

$$A_{GAS} = \frac{Q_{GAS}}{V_{GAS}} = \frac{240}{5,73} = 41,9 \text{ pie}^2$$

Donde:

$Q_{GAS} = 240 \text{ pie}^3/\text{s}$ es un dato fijado en la Tabla 3.2

Como el área de la sección recta del Separador es circular, calculamos el diámetro requerido considerando solo el gas, con la siguiente expresión:

$$D = \sqrt{\frac{4 * A_{sep}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 * 41.9}{\pi}} = 7,3 \text{ pie}$$

Este diámetro es el valor mínimo considerando solo gas. Como el separador contendrá, además de gas, crudo y agua, tomaremos un diámetro de 50 a 60% mayor, lo que en números redondos nos da aproximadamente 12 pies.

Para los Separadores en general, la relación longitud/diámetro suele estar comprendida entre 3 y 5; esta relación será tal que el equipo sea optimizado para cumplir los requisitos de proceso (tiempo de residencia y separación gas/liquido).

En la siguiente Tabla se listan valores recomendados de L/D dependiendo de la presión de diseño de los depósitos.

Tabla 3.5 - Relación Longitud/Diámetro para depósitos

Presión de Diseño (bar g)	L/D Recomendado
0 – 17	1.5 – 3.0
17 – 35	3.0 – 4.0
> 35	4.0 – 6.0

En particular, para un Separador Horizontal, se recomienda una esbeltez (relación entre la longitud y el diámetro) entre 3 y 4, a partir de esta suposición calculamos la longitud estimada del Separador.

$$\frac{L}{D} = 4 \rightarrow L = 4 * D = 4 * 12 \text{ pies} = 48 \text{ pies.}$$

Importante: Hasta éste punto solo se ha establecido la posible configuración para el recipiente; la cual debe verificarse con el único parámetro real, el área de gas. Debe calcularse el área ocupada por el líquido en el recipiente y se verifica que el resto del área sea mayor o igual que el área requerida por el gas.

Cálculo del Área Requerida por el Líquido (A_L):

El primer paso es calcular los diferentes niveles de líquido en el recipiente. La empresa PDVSA (Petróleos de Venezuela SA), recomienda establecer los siguientes niveles dentro de la zona de líquido; no obstante, no son obligatorios y dependen del grado de seguridad que se le vaya a dar al recipiente:

Tabla 3.6

NBBL	Nivel bajo bajo de líquido	Corresponde al nivel mas bajo de líquido en el recipiente, se recomienda ubicarlo a 9 pulg. Como mínimo desde el fondo del recipiente, previendo la falla de alguna bomba ubicada aguas abajo del recipiente. En este nivel se activaría un shut down de la instalación en caso de requerirse.
NBL	Nivel bajo de líquido	Este nivel se ubica en función del tiempo de respuesta del operador; en este punto, se coloca una alarma para indicar que existe algún problema de operación que puede ocasionar que el equipo llegue al NBBL, se determina en función del volumen de líquido obtenido en 5 minutos de operación
NAL	Nivel alto de líquido	Se determina en función de los tiempos de retención necesarios para la separación del petróleo y del gas y su vez, en función de la gravedad API, de la tabla siguiente.
NAAL	Nivel alto alto de líquido	Igualmente es un nivel de alarma, se determina en función del volumen de líquido que se acumula en el recipiente en cinco minutos de operación, en este nivel de igual manera se coloca un shut down.

Sabemos que:

$$Q_{oil} = 5000 \text{ BPD} \quad Q_{agua} = 50000 \text{ BPD} \quad Q_{Liquido} = 55000 \text{ BPD}$$

$$\rightarrow Q_{Liquido} = \frac{55000 \text{ Bbl}}{\text{dia}} * \frac{5.61458 \text{ pie}^3}{1 \text{ Bbl}} * \frac{1 \text{ dia}}{24 \text{ horas}} * \frac{1 \text{ hora}}{3600 \text{ seg.}} = 3.57 \text{ pie}^3/\text{s}$$

Luego, determinamos la relación gas/crudo (GOR) con la siguiente expresión:

$$GOR = \frac{Q_{GAS}}{Q_{OIL}} = \frac{240}{3.57} = 67$$

La siguiente Tabla nos da el tiempo de retención del líquido en el Separador:

Tabla 3.7 – Relación Gravedad del Crudo vs Tiempo de Retención

Gravedad del Crudo	Tiempo de Retención (Min.)	Tipo de Separador
40 API ó mayores	1.5	Horizontal
25 - 40 API	3	Horizontal
25 API ó menores	5	Horizontal

- Volumen de Líquido entre NAAL y NAL (Vr1)

$$Vr1 = QL * t = 3.57 \text{ pie}^3/\text{s} * 5 \text{ min} * (60\text{seg}/\text{min}) = 1071 \text{ pie}^3$$

- Volumen de Líquido entre NBL y NAL (Vr2)

$$Vr2 = QL * t = 3.57 \text{ pie}^3/\text{s} * 5 \text{ min} * (60\text{seg}/\text{min}) = 1071 \text{ pie}^3$$

- Volumen de Líquido entre NAL y NAAL (Vr3)

$$Vr3 = QL * t = 3.57 \text{ pie}^3/\text{s} * 5 \text{ min} * (60\text{seg}/\text{min}) = 1071 \text{ pie}^3$$

- Volumen Total de Líquido entre NBBL y NAAL (Vt)

$$Vt = Vr1 + Vr2 + Vr3 = 1071 + 1071 + 1071 = 3213 \text{ pie}^3$$

- Área Total de Líquido entre NBBL y NAAL

Simplemente se divide el volumen total de líquido entre la longitud del cilindro.

$$A_t = \frac{3213 \text{ pie}^3}{48 \text{ pie}} = 66.93 \text{ pie}^2$$

A este valor, le falta agregar el volumen desde el fondo del cilindro hasta el NBBL.

- Área de líquido desde el fondo al NBBL (área del segmento).

Esta área se determina con la Tabla del Anexo N° 03, de la siguiente forma:

$$R^* = \frac{\text{Altura (Fondo - NBBL)}}{D} = \frac{9 \text{ pulg}}{12 \text{ pies} \left(12 \frac{\text{pulg}}{\text{pie}}\right)} = 0.063$$

Donde R * es un factor de forma para el cálculo de A*, que a su vez es la relación del área del segmento y el área total del recipiente.

En el Anexo N° 03, con el valor de R* = 0.063, obtenemos el valor de A* = 0.0263

$$A^* = \frac{\text{Area Segmento}}{\text{Area Recipiente}} = 0.0263$$

Con los 12 pies de diámetro total que estimamos inicialmente para el Separador, calculamos el área del recipiente, y luego, con el valor de A^* determinamos el valor del área del segmento:

$$\text{Area Recipiente} = \frac{\pi(D)^2}{4} = \frac{\pi(12)^2}{4} = 113.1 \text{ pie}^2$$

$$\text{Área Segmento} = 0.0263 \times \text{Área Recipiente} = 0.0263 \times 113.1 \text{ pie}^2 = 2.974 \text{ pie}^2$$

Cálculo del Área Total de Líquido (A_T):

$$A_T = 66.93 + 2.974 = 69.9 \text{ pie}^2$$

Determinación del Área calculada del Gas (A_C):

$$A_C = \text{Área Recipiente} - A_T = 113.1 - 69.9 = 43.2 \text{ pie}^2$$

Como el área calculada para el gas es mayor que el $A_g = 41.9 \text{ pie}^2$ requerida por el gas, el diámetro inicial es correcto y el separador cumple para el servicio. En el caso de que el área calculada para el gas sea menor que el $A_g = 41.9 \text{ pie}^2$ requerida por el gas, debe aumentarse o disminuirse las dimensiones del Separador hasta que se obtenga un área calculada mayor por iteraciones sucesivas.

CONCLUSIÓN: Se determina 4 unidades de Separación Primaria Horizontal con dimensiones:

Longitud = 48 pies

Diámetro = 12 pies.

3.3.2. Deshidratadores Electrostáticos

Para dimensionar el Deshidratador Electrostático debemos partir de las características del flujo de entrada, las cuales se muestra en los cuadros a continuación:

Luego de la separación primaria se reduce el contenido de agua al 20% del fluido total, por lo tanto, a la cantidad de 20 000 BPD de crudo le acompaña una cantidad de 5 000 BPD de agua.

Tabla 3.8

Características del fluido	
$\rho_{oil} = 60 \frac{lb}{ft^3}$	$\rho_{gas} = 0.29 \frac{lb}{ft^3}$
P fluido = 15 bar g	T fluido = 190°F
Gravedad Específica: 18° API	
Viscosidad del crudo: 33 cP	
Contenido de Agua: 20%	

Aguas arriba del deshidratador electrostático, cada tren de procesamiento de crudo tiene un separador trifásico de baja presión. Esto permite que el agua libre que acompaña al crudo sea retirada, sin embargo, se especificará como contenido de agua de entrada al Deshidratador la condición más desfavorable, aquella que supone que no hubo separación de agua libre aguas arriba, es decir, 20% del volumen total. Los Deshidratadores deben operar totalmente llenos de líquido, por ello, se escogerá como presión de operación mínima 15 psi sobre la presión de vapor del crudo diluido.

La separación que se lleva a cabo en estos equipos debe garantizar un contenido de agua y sólidos máximo en la corriente de crudo de salida, de 1.0 % del volumen total. Se deberá proveer un sistema de desarenado por chorros de agua (water jets) a cada Deshidratador.

3.3.2.2. Cálculo y dimensionamiento

Para el dimensionamiento de los deshidratadores horizontales se usa la “Ecuación de Asentamiento” mostrada a continuación:

$$d * L_{\text{eff}} = 438 \frac{Q_o * \mu}{(\gamma_w - \gamma_{\text{oil}}) d_m^2} \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

d = diámetro del deshidratador

L_{eff} = longitud efectiva del deshidratador

Q_o = caudal de entrada del flujo ($Q_o = 6250$ BPD)

μ = viscosidad determinada con la formula de Beggs- Robinson

γ_w = densidad especifica del agua ($\gamma_w = 1.04$)

γ_{oil} = densidad especifica del crudo ($\gamma_{oil} = 0.95$)

dm = diámetro medio de las partículas determinada en función de μ

Determinación de μ @ T de tratamiento (Beggs- Robinson)

$T_{Tratamiento} = 270$ °F

Gravedad Específica: 18° API

Calculo de los parámetros X, Y, y Z requeridos para evaluar μ

$$Z = 3.0324 - 0.02023 (\text{°API})$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 (18)$$

$$Z = 2.66826$$

$$Y = 10^Z = 10^{2.66826} = 465.8649$$

$$X = Y \cdot T^{-1.163} = 465.8649 \cdot 270^{-1.163} = 0.7576$$

$$\mu = 10^X - 1 \text{ (cP)} = 10^{0.7576} - 1 = 4.723 \text{ cP}$$

Calculo del diámetro medio dm

$$d_m = 500 * \mu^{-0.675} = 500 * 4.723^{-0.675} = 175.3355 \text{ (micras)}$$

Reemplazando en la Ecuación (1):

$$d * L_{\text{eff}} = 438 \frac{6250 * 4.723}{(1.04 - 0.95)175.3355^2} = 4672.988$$

A continuación tabulamos diferentes valores estándares longitudes de deshidratadores y diámetros de manera que su producto arroje 4 672,988.

Tabla 3.10

L_{eff} (pies)	d (pulg)
30	101.0699
40	75.802
50	60.642
60	50.535

Estos valores, tomados como pares ordenados se grafican en la Grafica 2 (serie 1).

Ahora, usando la ecuación para el tiempo de residencia:

$$d^2 * L_{\text{eff}} = \frac{Q_0 * t_{ro}}{1.05} \dots\dots (2)$$

Donde:

d = diámetro del deshidratador

L_{eff} = longitud efectiva del deshidratador

Q_0 = caudal de entrada del flujo ($Q_0 = 6250$ BPD)

t_{r0} = tiempo de residencia del crudo en minutos

Asumiendo un tiempo de residencia de 30 min y reemplazando en la formula (2).

$$d^2 * L_{\text{eff}} = \frac{6250 * 30}{1.05} = 178\,571.429$$

A continuación tabulamos diferentes valores estándares longitudes de deshidratadores y diámetros de manera que su producto arroje 178 571,429.

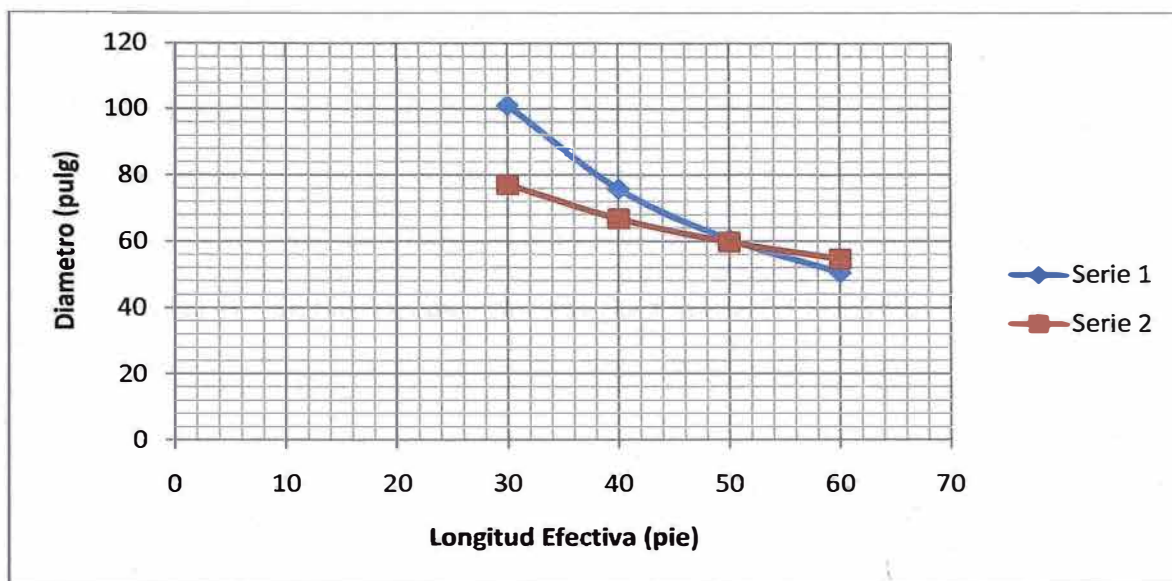
Tabla 3.11

L_{eff} (pies)	d(pulg)
30	77.1517
40	66.8153
50	59.7614
60	54.5545

Estos valores tomados como pares ordenados se grafican en la Figura 3.2 (serie 2).

En la Figura 3.2, se determina el valor de la longitud efectiva para la cual se intersecan las dos curvas y de esta forma se determina el valor del diámetro del Deshidratador Electrostático.

Figura 3.2



CONCLUSIÓN: Se determina 4 unidades de Deshidratador Electrostático con dimensiones:

Longitud = 50 pies

Diámetro = 60 pulgadas

En el Mercado internacional, los fabricantes de estos deshidratadores cuentan con los siguientes modelos:

- TriGrid and TriGridmax Electrostatic Dehydrator.
- Dual Polarity.
- Trivol and Trivoltmax Electrostatic Dehydrator.
- Electromax Treater.

A continuación se muestra las ventajas y desventajas de sus estos equipos mencionados:

TABLA 3.12

DESHIDRATADORES ELECTROSTATICOS - NATCO

ITEM	TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
1	TriGrid and TriGridmax	<ul style="list-style-type: none"> - Se requiere baja cantidad de químicos. - Diseñados para evitar cortocircuitos. - El diseño del cabezal de distribución permite el retiro de mayor cantidad de agua en el menor tiempo posible. Por ello, también se cuenta con un vessel de menores dimensiones. - Los electrodos, tipo rejillas aseguran el balance las cargas eléctricas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Para producción de crudo menores a 50000 BOPD. - Se utiliza para crudos con cortes de agua mayor a 30%. - Entre TriGrid y TriGridmax, utilizan transformadores de distintas características. - Almacena menor cantidad de crudo deshidratado, debido a - Se recomienda mayormente para operaciones en offshore.
2	Dual Polarity	<ul style="list-style-type: none"> - Trabaja con los 2 sistemas eléctricos AC y DC. - Puede operar a 15°F menos que los convencionales. - Se presenta una reducción en las pérdidas por volumen de vapores, incrementándose la producción de crudo. - Maneja un caudal mayor que los convencionales, para crudos mayores de 10° API. - Recuperación rápida después de paradas. - El transformador y rectificador anexos, proporcionan una máxima eficiencia en el proceso. 	<ul style="list-style-type: none"> - Contiene un volumen mayor en la capacidad. - La temperatura que se somete al crudo, puede disminuir la eficiencia de la deshidratación. - Para crudos más viscosos, caudal de flujo es similar a los equipos convencionales.
3	Trivolt and Trivoltmax	<ul style="list-style-type: none"> - Mejorar la performance sin aumentar de presión en el vessel. - Ideal para crudos pesados. - Para producción de crudos mayores a 50000 BOPD. - Trivoltmax cuenta con una cuarta rejilla más que el Trivolt, generando un campo eléctrico mayor, creando un crudo mas estabilizado. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se utiliza desde crudos con cortes de agua mayor a 30%. Para cortes de agua mayores puede tener limitaciones. - Requiere mayor consumo de energía eléctrica respecto al resto. - Luego de la separación electrostática se recolecta el agua, por la fuerza gravitatoria únicamente.
4	Electromax	<ul style="list-style-type: none"> - Ahorro en el tratamiento del crudo. - Baja temperatura de Tratamiento. - Mejoramiento del producto final. - Menor tiempo muerto para el Sist. de mantenimiento. - Menor cantidad de químicos a suministrar. - Produce efluentes más limpios. - Su doble sistema (Preformax y Dual Polarity), asegura mayor efectividad para crudos pesados. 	<ul style="list-style-type: none"> - El equipo tiene mayores dimensiones que los convencionales. - El poco calentamiento al crudo, puede no garantizar una deshidratación requerida.

3.3.3. Tanques de Almacenamiento de Crudo

Para el diseño del tanque de almacenamiento, hay que considerar que el crudo a almacenar será el que se obtiene luego de los procesos de separación libre y deshidratación.

Este crudo tendrá las siguientes características:

TABLA 3.13

Caudales de los fluidos (Máxima producción)		
Q oil = 20000 BPD	Q agua = 200000 BPD	Q líquido = 220000 BPD

TABLA 3.14

Características del fluido	
$\rho_{oil} = 56.75 \frac{lb}{ft^3}$	$\rho_{prueba\ hidrostática} = 62.40 \frac{lb}{ft^3}$
$P_{fluido} = 20 \text{ psig}$	$T_{fluido} = 190^{\circ}\text{F}$
Gravedad Específica: 18° API	
Viscosidad del crudo: 100.25 cP	
Contenido de Agua: 0.5%	

3.3.3.1. Consideraciones de Diseño.

Para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento se aplicarán los siguientes criterios:

- Por ser crudo de 18° API, no hay pérdidas de evaporación considerables, por lo tanto se considera un tanque atmosférico de techo fijo.

Entre otras consideraciones, la presión de operación será de 1 atm y debe tener la capacidad para poder almacenar la producción correspondiente a un día.

Los tanques de almacenamiento deberán ser diseñados de acuerdo al ASME Section VIII Div. 1 ó 2, ya que para las presiones tienden a exceder los 1.055 kg/cm^2 (15 psig).

La presión normal de operación no podrá exceder la presión de diseño del tanque.

Se considera una presión de diseño mínima del 1.125 kg/cm^2 (16 psig).

Para iniciar el diseño del tanque se necesita saber su capacidad de almacenamiento, la cual define el tamaño y las dimensiones del mismo.

Las cargas que se consideren en el diseño del recipiente, incluirán las indicadas en el ASME, más las cargas cíclicas y las originadas por la presión del crudo almacenado. Durante el almacenamiento, arranque y operación, se debe considerar que todas las cargas aplicables actúan simultáneamente, incluyendo las cargas de viento y sismo. Durante las pruebas hidrostáticas se debe considerar simultáneamente una presión de viento equivalente a una velocidad de viento de 16 metros por segundo.

Los recipientes se diseñarán para la prueba hidrostática con agua cuando el recipiente está en posición de operación.

Se darán márgenes de corrosión de 1.5 mm para recipientes fabricados con aceros al carbono de baja resistencia y márgenes de 0.25 mm si son de aceros de alta resistencia o con revestimientos internos.

La inspección de soldaduras será por tintas penetrantes, ultrasonido, partícula magnética, o radiografía, según los lineamientos del ASME.

3.3.3.2. Cálculo y dimensionamiento.

Calculo de la Altura y el diámetro por volumen.

Teniendo en cuenta que los tanques deberán tener la capacidad para almacenar la producción de un día normal de operación. Para el caso del año de máxima producción, en un día se produce 20 000 barriles de crudo.

$$1 \text{ Barril} = 158.9 \text{ L}$$

$$20\,000 \text{ Barriles} = 3\,178\,000 \text{ L} = 3\,178 \text{ m}^3$$

$$1 \text{ m}^3 = 35.315 \text{ ft}^3$$

$$\text{Por lo tanto: } 20\,000 \text{ barriles} = 112\,231.07 \text{ ft}^3$$

Considerando que $H=D/2$, reemplazamos en la fórmula para volumen:

$$V = \frac{\pi D^2}{4} H \quad \text{Como: } H = \frac{D}{2}$$

$$V = \frac{\pi D^2}{4} \left(\frac{D}{2}\right) \rightarrow V = \frac{\pi D^3}{4(2)}$$

Despejando "D" a partir del volumen V:

$$D = \sqrt[3]{\frac{V(8)}{\pi}}$$

Reemplazando valores:

$$D = \sqrt[3]{\frac{112231.07(8)}{\pi}} = 65.87 \text{ ft.}$$

$$\text{Diámetro} = 72 \text{ ft} = 864 \text{ in} = 21\,945.6 \text{ mm.}$$

$$\text{Como } H=D/2; H = 36 \text{ ft.}$$

Cantidad de Placas y materiales a utilizar:

Se sabe que la medida comercial de las placas es de 10ft x 12 ft. Si H= 36 ft, entonces, si cada cinturón es de 12 ft (altura), se tendrán 3 cinturones.

Finalmente, el material de las placas es SA-285-C, cuyo esfuerzo es S=15 700 psi.

Espesor de las Placas:

Según la Norma API 650, para cada cinturón, se utiliza la siguiente expresión:

$$t = \frac{2.6\gamma G(H - 1)}{21000E} + C.A.$$

t : Espesor de placa (ver Tabla 3.15.)

D: Diámetro.

γ : Gravedad Específica del líquido a almacenar

H: Altura del recipiente.

E: Eficiencia en la soldadura (ver Tabla 3.16.)

C.A: Sobre espesor por corrosión (1/16 por cada 12 años de trabajo).

TABLA N° 3.15

Relación del diámetro nominal con su espesor de placa

Diámetro Nominal		Espesor Nominal de Placa	
(m)	(ft)	(mm)	(in)
<15	<50	5	3/16
15 - 36	50 - 120	6	1/4
36 - 60	120 - 200	8	5/16
> 60	> 200	10	3/8

TABLA N° 3.16

EFICIENCIA DE SOLDADURA	
Radiografiado 100%	1
Radiografiado por puntos (15 cm radiografiado x 15m de longitud)	0.85
Sin radiografiar	0.70

Para calcular la Gravedad específica del crudo:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{API + 131.5}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{18 + 131.5} = 0.95$$

Reemplazando en la fórmula para calcular el espesor:

$$t_{c1} = \frac{2.6(72)(0.95)(36 - 1)}{21000(0.85)} + \frac{1}{16} = 0.411 = \frac{7}{16} \text{ in} \rightarrow 11 \text{ mm}$$

$$t_{c2} = \frac{2.6(72)(0.95)(24 - 1)}{21000(0.85)} + \frac{1}{16} = 0.2916 = \frac{5}{16} \text{ in} \rightarrow 7.93 \text{ mm}$$

$$t_{c3} = \frac{2.6(72)(0.95)(12 - 1)}{21000(0.85)} + \frac{1}{16} = 0.172 = \frac{3}{16} \text{ in} = \frac{1}{4} \text{ in} \rightarrow 6.35 \text{ mm}$$

Fondo del tanque:

El espesor del fondo, normalmente será el mismo que el espesor de la placa inferior cercana al fondo, de ser necesario se puede adicionar $\frac{1}{4}$ pulg.

Por lo tanto: $t_{\text{fondo}} = t_{c1}$

De esa manera, t_{fondo} : 7/16 in (11 mm)

Espesor del techo:

Techo cónico, con diámetro de 72 ft

Según la fórmula, para este caso es:

$$t = \frac{D}{400 \text{sen} \theta} = \frac{72}{400 \text{sen} 30} = 0.36 = \frac{7}{16} \text{ in (11mm)}$$

3.3.4. Bombas

Para el diseño de las bombas para hidrocarburos y otros servicios severos, deberán tomarse en cuenta las siguientes consideraciones generales:

Para el diseño debe cumplirse con la norma API 610.

Se usarán motores eléctricos para las bombas.

Se utilizan bombas para uso a la intemperie, de instalación exterior.

Se usarán sellos mecánicos dobles para hidrocarburos livianos y peligrosos.

Con base en consideraciones de proceso, se puede usar sellos dobles presurizados o no presurizados.

La selección de sellos mecánicos se hará en la Ingeniería de detalle posterior y considerando criterios de cero emisiones a la atmósfera, de acuerdo con el producto manejado por la bomba.

El sistema de Bombeo constará de la siguiente configuración:

Bombas Booster.

Bombas Principales para la evacuación.

3.3.4.1. Bombas Booster

Tiene como finalidad, elevar la presión del crudo que es succionada desde el tanque de almacenamiento hacia la estación de las bombas principales.

Deben ser del tipo centrifuga multietapa para transformar la velocidad en presión, mediante el giro del impulsor. El líquido entra en el centro del impulsor, la fuerza centrifuga arrastra el fluido hacia la periferia por los alabes del impulsor, produciendo con esto el incremento de presión. Se utilizan para aplicaciones de alto caudal y para baja a media presión (Head).

Se usarán sellos mecánicos dobles para hidrocarburos livianos y peligrosos. Con base en consideraciones de proceso, se puede usar sellos dobles presurizados o no presurizados. En otras situaciones diferentes a estas serán utilizados sellos mecánicos sencillos.

Determinación de la presión diferencial:

A partir de la siguiente fórmula: $P_{d \max} = P_{s \max} + \Delta P_{dif}$

Donde:

$P_{d \max}$ = Presión de descarga máxima.

$P_{s \max}$ = Presión de succión máxima.

ΔP_{dif} = Presión diferencial de la bomba.

La bomba Booster se encargará de elevar la presión desde la salida de los tanques de almacenamiento hacia la succión de las bombas principales que impulsarán el crudo hasta el Oleoducto.

Considerando:

Presión de succión máxima de 10 psi.

Presión de descarga máxima de 60 psi.

Por lo tanto, reemplazando en la fórmula inicial, la presión diferencial será:

$$\Delta P_{\text{dif}} = 60 - 10 = 50 \text{ psi}$$

Determinación de la potencia requerida

El trabajo requerido para el movimiento de líquido depende del flujo que debe ser empujado y la diferencia de presiones que debe vencer esta cantidad de líquido. La potencia hidráulica requerida se determina de la siguiente manera:

$$\text{Potencia Hidraulica(HP)} = \frac{Q * \Delta P_{\text{dif}}}{1714}$$

Donde:

Q = Caudal en gpm

ΔP_{dif} = Presión diferencial de la bomba (psig).

Para nuestro caso:

Para 20 000 BPD = 291.65 gpm.

Y ΔP_{dif} = 50 psi.

$$\text{Potencia Hidraulica(HP)} = \frac{291.65 * 50}{1714} = 8.5 \text{ hp}$$

La potencia al freno es la potencia real de la bomba y tiene en cuenta la eficiencia debida a pérdidas incurridas por fricción de sus elementos, posible acumulación, fugas, etc. Se determina de la siguiente manera:

$$\text{Potencia Real (HP)} = \frac{\text{Potencia hidraulica}}{\eta_{bomba}} = \frac{8.5}{0.65} = 13.07 \text{ hp}$$

Con eficiencia de la bomba = 0.65.

La potencia requerida por los motores se determina de la siguiente manera:

$$\text{Potencia Motor (HP)} = \frac{\text{Potencia real}}{\eta_{\text{motor}}} = \frac{13.07}{0.75} = 17.43 \text{ hp}$$

Con eficiencia del motor = 0.75

3.3.4.2. Bombas Principales:

Tiene como finalidad impulsar el crudo tratado en la Planta, hacia su llegada al Oleoducto Nor Peruano.

Deben ser del tipo centrífuga multietapa, para transformar la velocidad en presión, mediante el giro del impulsor. El líquido entra en el centro del impulsor, la fuerza centrífuga arrastra el fluido hacia la periferia por los alabes del impulsor, produciendo con esto el incremento de presión. Se utilizan para aplicaciones de alto caudal y para baja a media presión (Head).

Determinación de la presión diferencial:

A partir de la siguiente fórmula: $P_{d \max} = P_{s \max} + \Delta P_{\text{dif}}$

Donde:

$P_{d \max}$ = Presión de descarga máxima.

$P_{s \max}$ = Presión de succión máxima.

ΔP_{dif} = Presión diferencial de la bomba.

Las bombas principales se encargarán de aumentar la presión del crudo a la salida de las bombas Booster para que pueda ser transportado por el Oleoducto nuevo que deberá construirse para que se conecte al Oleoducto Nor Peruano, en la estación Tigre.

Considerando:

Presión de succión máxima de 60 psi.

Presión de descarga máxima de 1 500 psi.

Por lo tanto, reemplazando en la fórmula inicial, la presión diferencial será:

$$\Delta P_{\text{dif}} = 1\ 500 - 60 = 1\ 440 \text{ psi}$$

Determinación de la potencia requerida

El trabajo requerido para el movimiento de líquido depende del flujo que debe ser empujado y la diferencia de presión que debe vencer esta cantidad de líquido. La potencia hidráulica requerida se determina de la siguiente manera:

$$\text{Potencia (HP)} = \frac{Q * \Delta P_{\text{dif}}}{1714}$$

Donde:

Q = Caudal en gpm

ΔP_{dif} = Presión diferencial de la bomba (psig).

Para nuestro caso:

Para 20 000 BPD = 291.65 gpm.

Y $\Delta P_{\text{dif}} = 1\,440$ psi.

$$\text{Potencia Hidraulica(HP)} = \frac{291.65 * 1440}{1714} = 245 \text{ hp}$$

La potencia al freno es la potencia real de la bomba y tiene en cuenta la eficiencia debida a pérdidas incurridas por fricción de sus elementos, posible acumulación, fugas, etc. Se determina de la siguiente manera:

$$\text{Potencia Real (HP)} = \frac{\text{Potencia hidraulica}}{\eta_{\text{bomba}}} = \frac{245}{0.65} = 376.92 \text{ hp}$$

Con eficiencia de la bomba = 0.65

La potencia requerida por los motores se determina de la siguiente manera:

$$\text{Potencia Motor (HP)} = \frac{\text{Potencia real}}{\eta_{\text{motor}}} = \frac{376.92}{0.75} = 502.56 \text{ hp}$$

Con eficiencia del motor = 0.75

3.3.5. Sistemas Auxiliares.

3.3.5.1. Sistema de Tratamiento del agua de Formación y Bombeo para Reinyección.

De las etapas de separación y deshidratación del crudo, se recolecta toda el agua de formación y es dirigida a una Unidad de Tratamiento de Agua, donde se reduce el contenido de crudo presente en el agua hasta un máximo de 30 ppm.

El sistema del tratamiento del agua para su reinyección tiene tres objetivos principales:

Entregar agua de mejor calidad al pozo de reinyección.

Prevenir obstrucciones y depósitos.

Prevenir la corrosión de equipos de superficie y de subsuelo (Equipos de perforación).

La Unidad de Tratamiento de Aguas.

Esta Unidad deberá ser diseñada para el tratamiento de 200 000 BPD de agua de formación está conformada por los siguientes elementos:

Tanque de lavado de 20 000 barriles.

Tanque de pulido de 20 000 barriles.

Filtros.

Tanque de almacenamiento del agua de formación.

El agua de producción que sale del tanque de lavado, entra al tanque de pulido (separador centrífugo), para luego ingresar a los filtros, una vez filtrada el agua

entra al Tanque de Almacenamiento para finalmente ser bombeada y re inyectada a los pozos.

Estación de Bombeo del Agua de Formación.

El agua tratada y almacenada en los tanques ubicados en la planta, es bombeada hacia los pozos inyectores. La construcción de dicho pozos, no es materia de análisis de la Planta porque están ubicados fuera de ella, pero si la presión a la que debemos elevar el agua para su inyección en dichos pozos.

Presión que deberá tener el agua a la entrada de los pozos inyectores: 2 500 psi.

$$P = 2\,500 \text{ psi} = 1\,750\,000 \text{ kg/m}^2$$

Para calcular la potencia de las bombas, se utilizará la siguiente expresión:

$$P = \frac{\rho * g * Q * H * 10^{-3}}{n}$$

Donde:

P: Potencia (kW).

Densidad del agua = 998 kg/m³

g: gravedad (9.81 m/s²)

Q: caudal (m³/s)

H: altura dinámica (m)

n: eficiencia de la bomba (0.7 – 0.8)

Para ello, necesitamos calcular la altura dinámica. Asumiendo una presión relativa inicial cero, y la presión de llegada de 2 500 psi (1 750 000 kg/m²).

$$H = \left(\frac{P_f}{\rho * g} - \frac{P_i}{\rho * g} \right) = \left(\frac{1750000}{998 * 9.8} - \frac{0}{998 * 9.8} \right) = 178.93 \text{ m}$$

Y sabiendo que: $Q = 200\ 000 \text{ BPD} = 0.37 \text{ m}^3/\text{s}$

Reemplazando en (1):

$$P = 925 \text{ kW.}$$

3.3.5.2. Sistema de Recuperación de Gases.

Los gases extraídos del Separador Primario (FWOK), del Deshidratador, y de los Tanques de Almacenamiento, serán direccionados hacia una Antorcha, que se encargará de quemar el gas residual que pueda recolectarse.

El paquete de antorcha deberá contar con los elementos adicionales requeridos entre los que se incluirá un KO Drum (tanque de almacenamiento del gas a quemar) y un generador de llama, para realizar la normal combustión durante la operación.

3.3.5.3. Sistema de Generación Eléctrica.

Como la Planta está ubicada en un lugar remoto, debe contar con su propio sistema de generación eléctrica, que será el encargado de generar y suministrar energía eléctrica a todos los equipos de la Planta.

Para poder calcular la capacidad de generación, debemos hacer una lista de cargas y la demanda de energía que requerirán para su funcionamiento. A partir de esto podemos determinar la cantidad de generadores que se instalarán en la Planta. En la Tabla 3.17 se muestra el listado de cargas eléctricas.

Tabla 3.17

Lista de Carga y Demanda de Energía.

ITEM	EQUIPO	POTENCIA	CANT.	POT. TOTAL
1	Deshidratador electrostático	75 kW	4	300 kW
2	Bomba Booster	13 kW	1	13 kW
3	Bomba principal para crudo	374.76 kW	1	374.76
4	Bomba de diesel para generación.	2 kW.	2	4 kW
5	Bomba de agua para inyección.	925 kW	1	925 kW
6	Bomba para agua para servicio.	10 kW	2	20 kW
7	Bomba para Contraincendios.	200 kW	2	400 kW
8	Iluminación.	334 kW	Glb.	334 kW
9	Sistema de Control y Monitoreo.	334 kW	Glb.	334 kW
10	Sistema de Comunicaciones.	334 kW	Glb.	334 kW
TOTAL				3038.76 kW

La demanda de energía es: 3 038.76 kW.

Asumiendo un 10 % por perdidas en la distribución eléctrica: 303.87 kW

La demanda de energía final es: 3 342.63

La capacidad del generador debe ser de 4 MW.

3.4. DISPOSICIÓN DE UNIDADES Y EQUIPOS DE LA PLANTA

Para indicar y definir la disposición de las unidades y equipos de Planta, se desarrolla un Layout (Ver Anexo N°04), el mismo que a nivel de Ingeniería Conceptual debe considerar las dimensiones calculadas de los equipos, distancias de seguridad, y clasificación de áreas restringidas.

Consideraciones Generales:

Debe realizarse un estudio de vientos en el área a construirse, para que las emisiones de gases, vapores o hidrocarburos ligeros, sean transportadas por el viento hacia el fuego.

Todo punto permanente de ignición tal como generadores, etc. se situará como mínimo a 15 m. de cualquier equipo que contenga hidrocarburos.

3.4.1. Diagrama de implantación

El Layout de Planta contiene la siguiente información:

Límites de propiedad.

Ubicación geográfica, sistema de coordenadas, elevaciones del proyecto, norte geográfico, vientos predominantes.

Zonificación de las áreas de proceso, sistemas auxiliares, e instalaciones.

Listado de los equipos e instalaciones.

Planos de referencia.

3.4.1.1. Límites de Propiedad.

El área de la Planta tiene 12 hectáreas.

3.4.1.2. Ubicación geográfica.

Se define los siguientes conceptos:

Departamento: Loreto.

Sistema de Coordenadas: Coordenadas UTM (448174.00;
9780654.2)

Elevación del terreno respecto al nivel del mar: 500 msnm

Identificación del norte geográfico para la Planta (se muestra en
Plano de Ubicación – Anexo N° 01 y 02).

Dirección de los vientos predominantes (se muestra en el Layout de
Planta).

3.4.1.3. **Zonificación.**

Se identifican las zonas de acuerdo a las áreas de acuerdo a la función que realizan:

Áreas de procesos.

Sistemas auxiliares.

Instalaciones de trabajo.

Instalaciones de campamento.

Áreas de almacenamiento de materiales peligrosos.

Vías de acceso.

3.4.1.4. Listado de los Equipos e Instalaciones.

En las Tablas N° 3.18 y 3.19, se muestra la relación de los equipos e instalaciones y su descripción, los mismos que están indicados en el Plano de Planta (ver anexo N° 04).

Tabla 3.18

LISTADO DE LOS EQUIPOS

COD.	EQUIPO	FUNCION	AREA
E001	Manifold de entrada	Centralizar los fluidos de producción hacia los equipos de Proceso.	Proceso
E002	Separador de agua libre (FWOK)	Separación Primaria	Proceso
E003	Deshidratadores Electrostático	Separación secundaria	Proceso
E004	Tanque de Almacenamiento de crudo.	Almacenar el crudo tratado.	Proceso
E005	Tanque de Almacenamiento del agua.	Almacenar el agua extraído del crudo.	Proceso
E006	Tanque de Almacenamiento de Diesel	Almacenar el diesel necesario para su utilización en la Planta.	Proceso
E007	Bombas de evacuación del crudo tratado.	Bombear el crudo para la llegada al Oleoducto.	Proceso
E008	Bombas de inyección de agua.	Bombear el agua hacia los pozos de inyección.	Sistemas Auxiliares.
E009	Generadores eléctricos.	Producir energía eléctrica para los procesos.	Sistemas Auxiliares.
E010	Antorcha.	Quemar el gas residual que se retira del crudo.	Sistemas Auxiliares.
E011	Unidad de Tratamiento de aguas.	Tratar el agua de producción para su disposición final	Sistemas Auxiliares.

Tabla 3.19

LISTADO DE LAS INSTALACIONES

COD.	INSTALACIONES	DESCRIPCION	AREA
I001	Oficinas.	Lugares para personal de la Supervisión.	Supervisión
I002	Centro de Control de Motores.	Controlar y monitoreas los procesos de la Planta	Supervisión
I003	Laboratorio	Desarrollar las muestras de laboratorio de los procesos	Técnica
I004	Generación eléctrica	Generar energía eléctrica	Eléctrica
I005	Subestación eléctrica.	Transformar niveles de tensión.	Eléctrica
I006	Almacenes de químicos.	Almacenar los insumos químicos para el tratamiento del crudo.	Almacenamiento
I007	Talleres de mantenimiento	Brinda facilidades para el mantenimiento de los equipos.	Mantenimiento
I008	Helipuertos.	Paradero de helicópteros.	Auxiliares.
I009	Campamento.	Brinda alojamiento al personal de la Planta.	Auxiliares.
I010	Comedor.	Lugar del suministro de los alimentos al personal.	Auxiliares.
I011	Área de quemado de gas	Área despejada para el quemado del gas.	Auxiliares.
I012	Zona de enganche.	Zona donde se engancha o descargan las cargas helitransportadas.	Auxiliares.

3.4.2. Nociones de Seguridad y Medio Ambiente.

3.4.2.1. Consideraciones y Distancias de Seguridad de los Equipos.

Para elaborar el Layout de la Planta, consideramos los criterios de seguridad para la ubicación y distanciamiento de los equipos que puedan presentar un riesgo mayor, entre ellos:

Separadores Electrostáticos

Por tratarse de recipientes de gran cantidad de volumen de hidrocarburos verifica la clasificación de área e interrelación con otras unidades funcionales para su ubicación.

Tabla 3.20

DEL	RESPECTO A LOS	DISTANCIAS (m)
Separador	Sala de Control	30
	Generación	30
	Almacenes y depósitos	50
	Sala de Bombas contra incendios	75
	Tanques de almacenaje de propano.	30
	Taller de Mantenimiento	40
	Oficinas	50

Distancia de los Separadores Respecto a los Tanques de Almacenamiento

Los separadores horizontales se deben orientar de tal forma que, ante un evento de explosión, no impacten sobre las demás instalaciones.

Las distancias mínimas entre tanques o recipientes de almacenamiento están fijadas por los estándares correspondientes (API y NFPA). No es práctica admisible agrupar diferentes tipos de tanques y contenidos en un mismo recinto. Debe tener varias vías de acceso para facilitar la llegada de equipos contra incendios.

Tabla 3.21

DEL	RESPECTO A LOS	DISTANCIAS (m)
Tanque	Caminos de circulación	30
	Separadores de Crudo	9
	Bombas	30
	Oficinas / Sala de Control	30
	Generadores	30

Distancia de los Tanques Respecto a las Antorchas.

La característica principal de la antorcha es quemar el gas residual, por lo tanto presenta llamaradas en la zona superior de la antorcha, para ello, se toma los siguientes criterios:

Por ser equipos que desprenden llamas incandescentes, debe preverse que los gases provenientes de los escapes de los equipos de la planta (generadores) no alcancen la llama.

Considerar que la extensión de la llama, por ninguna razón, alcance una zona de gases; así, la ubicación óptima respecto a los equipos, debe ser tal que la línea entre antorcha y equipos sea perpendicular a los vientos predominantes.

La distancia mínima a cualquier equipo de proceso debe ser de 60 m, según la norma API 521, aunque ésta puede comprobarse con un análisis de radiación.

Ubicación de las Bombas

Se toma en cuenta los siguientes aspectos:

Se ubican normalmente a la intemperie, a una cota cercana al nivel de planta o del piso circundante (aproximadamente +200 mm).

Cuando manejan fluidos inflamables, se tratará que no queden en fosas o piletas, si no es posible en forma práctica, se debe cuidar que no se acumulen gases ni líquidos y disponer los elementos de seguridad para garantizar la seguridad.

Todas las bombas deben ser accesibles desde ambos lados laterales para operación y mantenimiento, previendo el espacio necesario para izaje y desarme de partes.

Las bombas deben estar separada una distancia no menor a 3 m entre ellas.

Las bombas deben instalarse próximas a los equipos de donde aspiren.

Ubicación de los Generadores

Los gases de escape de los generadores deben ser descargados alejados del personal que desarrolla sus actividades en el área. Por lo tanto, la salida de sus

ductos de escape se ubica como mínimo a una altura de 3 m sobre cualquier plataforma de trabajo, dentro de un radio de 7,5 m con respecto al escape.

Ubicación de Pararrayos

Se dispone de un Pararrayos para absorber las probables descargas atmosféricas que podrían afectar al equipo del Sistema de Comunicaciones (Antenas parabólicas). Esta debe estar distanciado un radio de 30 m respecto a la Antena a proteger.

3.4.2.2. Consideraciones y Distancias de Seguridad de las Instalaciones.

Sub-Estaciones Eléctricas

Normalmente los transformadores eléctricos, interruptores y centro de control de motores de la Planta, se encuentran agrupados en un área identificada como de alto riesgo, y ubicada en la periferia de la Planta. La distancia de separación es de 30 m de dicha área con cualquier equipo que maneje hidrocarburos.

Instalaciones Eléctricas

Toda instalación eléctrica cumplirá las siguientes especificaciones:

Cables vulcanizados flexibles de calibre apropiado en toda su longitud.

Enchufes y tomacorrientes tipo industrial blindado y sellado en el empalme
_ con el cable y con tapa rebatible.

Los cables de las extensiones eléctricas deberán tenderse por zonas no expuestas a bordes afilados, impactos, aprisionamientos o rozamientos mecánicos; así como a chispas o fuentes de calor que puedan dañar su aislamiento. De estar expuestos a estos riesgos, los cables deben ser protegidos con tuberías o enterrados. Se evitará cableado provisional sobre el piso en vías de circulación peatonal o vehicular.

Se debe evitar exponer los cables a tirones bruscos, contacto con agua o humedad; de no ser posible, se usarán cables y conexiones con aislamiento a prueba de agua. Los equipos y extensiones eléctricas, sólo podrán ser conectados, si el cable y el enchufe poseen un conductor y un borne de conexión para línea a tierra respectivamente, y la toma de energía también se encuentra conectada a tierra.

Toda máquina o equipo eléctrico deberá contar con sistema de puesta a tierra, salvo que posea doble aislamiento y ausencia de partes metálicas expuestas.

Laboratorios

Los laboratorios constituyen un área de riesgo, por contar con hidrocarburos y reactantes químicos entre otros, debe tener un sistema de ventilación adecuado, accesorios eléctricos a prueba de explosión, elementos de seguridad, etc. Se trata también de alejarlo de instalaciones que puedan contener puntos de ignición o llamas abiertas.

Helipuertos

Normalmente tienen un área máxima de 20x20 m y deberá contar con una distancia de separación de 30 m, de cualquier almacenaje ó equipo que maneje hidrocarburos, debido a que el helicóptero se identifica como un punto probable de ignición cuando arranque o aterriza.

Sistema de Comunicaciones – Centro de Control de Motores (CCM).

La sala de control, o también conocida como Centro de Control de Motores, está protegida con una malla de pozos a tierra, para descargar cargas estáticas que pudiera afectar a los operadores.

3.4.2.3. Nociones de Protección al Medio Ambiente

Para producir el menor impacto ambiental posible en la Planta, se deberá considerar algunas disposiciones que pasamos a detallar:

Los tanques o recipientes de almacenaje de hidrocarburos, deberán contar con un dique de contención del 110 % del volumen del recipiente para el caso de un rebose o “líqueo” en el equipo. En caso de que se usen varios recipientes, se considera el 110% del recipiente de capacidad máxima.

Se debe contar con sistema de drenajes perimetrales para cada área clasificada de los procesos, y estos finalmente deben centralizarse en trampas especiales que retirarán las películas de grasas del agua drenada. Cualquier derrame de aceites, grasas, combustibles, pinturas, etc. será inmediatamente cubierto con materiales absorbentes adecuados, si el derrame es de sustancias corrosivas u otro agente químico, deberá neutralizarse y limpiarse.

Se clasifica un área para "zona de fumadores", para otras zonas estará terminantemente prohibido fumar. Se deberá contar con un área de "clasificación de residuos" por tipo (vidrios, plásticos, papeles y materiales peligrosos). Para los residuos orgánicos, se construirán pozas de rellenos sanitarios en la periferia de la Planta. Se debe considerar el tratamiento de los efluentes o aguas negras (Red fox), previo a su disposición final al medio ambiente.

CAPITULO IV
COSTOS, PRESUPUESTOS Y RENTABILIDAD
DEL PROYECTO

4.1. BASES DE ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS.

La presente estimación comprende los siguientes ítems:

- Estudios de Ingeniería Conceptual, Básica e Ingeniería de Detalle.

- Materiales.
Equipos.

- Construcción y Supervisión.
Transporte.

- Contingencias.

4.2. MONEDA DE EMISIÓN Y TIPOS DE CAMBIO APLICABLES

La estimación ha sido realizada en US\$. El tipo de cambio del dólar a otras monedas con las cuales se realizaran las transacciones serán:

1€ = 1,3 US\$

1 US\$ = 3.1 S/. (De acuerdo al tipo de cambio del día)

4.3. INFORMACIÓN BASE PARA LA ESTIMACIÓN

Los documentos que han servido de base para definir el alcance de la presente estimación, corresponden al desarrollo de la Ingeniería Conceptual, y están conformados por:

Bases de Diseño.

Plano de Implantación General.

Diagramas de Flujo de Proceso.

Cálculos de equipos y Sistemas.

Lista de Equipos de Proceso.

Especificaciones de Equipos y Sistemas.

Diagramas Unifilares

Lista de Cargas Eléctricas.

4.4. COSTES DE INVERSIÓN.

Consiste en todos los costes enmarcados en el alcance de las Instalaciones de Superficie del Proyecto, mostrándose a continuación su descripción. Y finalmente se resumen estos costes en la Tabla 4.1.

4.4.1. Costes de Ingeniería.

Esta partida considera los costes asociados a los Estudios de Ingeniería que se realizarán antes y durante la fase de ejecución del Proyecto, los cuales son:

Estudio de Ingeniería Conceptual.

Estudio de Ingeniería Básica.

Estudio de Ingeniería de Detalle.

Si bien, estos estudios serán realizados por consultoras contratistas, la labor de la Supervisión de Ingeniería deberá ser desarrollada por especialistas propios de la compañía, por lo que también agregaremos el coste de supervisión de ingeniería.

Considerando 21 días por mes y 10 horas laborables por día, los tiempos estimados para el desarrollo de los estudios mencionados anteriormente son los siguientes:

Estudio de Ingeniería Conceptual	- 6 meses (1 260 h).
Estudio de Ingeniería Básica	- 10 meses (2 100 h)
Estudio de Ingeniería de Detalle	- 14 meses (2 9400 h)
Supervisión de Ingeniería	- 30 meses (6 300 h)

Para el cálculo de los costes de los estudios de ingeniería, se tomara como referencia los costes promedio pagados en otros estudios de ingeniería similares realizados para la empresa. De acuerdo a esto, valorizamos en **150 US\$ / h** para el estudio ingeniería, y **50 US\$ / h** para la supervisión.

4.4.2. Coste de materiales.

Debido a que el Estudio de Ingeniería Conceptual desarrollado, no contempla el metrado ni las especificaciones técnicas de los materiales a utilizarse, los costes de éstos deben ser considerados en los siguientes estudios (Estudio de Ingeniería Básica y Estudio de Ingeniería de Detalle), sin embargo, para contar con un monto referencial, se ha considerado para los materiales un valor del 80% del costo total de la Construcción.

$$CM = 0.8 * CT = 0.8 * (CM + MO)$$

$$CM = 4 * MO$$

Donde:

CT: Costo Total de Construcción.

CM: Costo de Materiales.

MO: Costo de Mano de Obra.

4.4.3. Costes de la Mano de Obra de Construcción.

Esta partida considera los costes asociados a todos los trabajos de construcción a ser realizados en la obra. La construcción se desarrollará a lo largo de 2 años según el siguiente cronograma:

- 1 año de obras civiles. (8760 horas).
- 1 año de obras mecánicas (8760 horas).

- Medio año de obras eléctricas (4380 horas).
- Medio año de obras de automatización (4380 horas).

De acuerdo a esto, el total de horas de construcción global para el proyecto es de **13 152** horas, con una tarifa de mano de obra de **30 US\$ / h**.

4.4.4. Coste de Transporte

Sabemos que la Planta de Tratamiento de Crudo Pesado estaría ubicada en un área de difícil acceso, donde los únicos medios de transporte son: el aéreo y el fluvial. Esto impacta de manera significativa en los costes de transporte de equipos, materiales y personas.

Se ha establecido como coste de transporte un porcentaje del 25% sobre el coste de suministro de equipos y materiales.

4.4.5. Coste de Contingencia.

Comprenden los costes imprevistos no considerados en el Proyecto y que pueden surgir durante su ejecución. Estos costes no son cuantificables hasta la finalización del Proyecto, por lo tanto, para cubrirlos, se ha estimado un 15% sobre el coste total del Proyecto.

Tabla 4.1
CUADRO DE COSTES DEL PROYECTO

Item	Descripcion	Unid.	Cant.	Costos Unit. US\$	Costos totales US\$
I.	INGENIERIA + SUPERVISION	Glb			1260000
II.	MATERIALES	Glb			3153600
III.	EQUIPOS				
3.1	Separador Primario - FWKO	Und	4	840000	3360000
3.2	Deshidratador electrostático	Und	4	4000000	16000000
3.3	Bomba Booster para crudo	Und	2	270000	540000
3.4	Bomba principal para crudo	Und	2	620000	1240000
3.5	Bomba de diesel para generación.	Und	2	16500	33000
3.6	Bomba de agua para inyección.	Und	2	1200000	2400000
3.7	Bomba para agua para servicio.	Und	2	269000	538000
3.8	Bomba para Contraincendios.	Und	2	200000	400000
3.9	Tanque Almacenamiento Crudo	Und	2	930000	1860000
3.10	Tanque Almacenamiento Agua de	Und	2	930000	1860000
3.11	Tanque Almacenamiento Agua de servicio.	Und	1	465000	465000
3.12	Tanque Almacenamiento Agua para Sist.	Und	1	465000	465000
3.13	Tanque Almacenamiento de Diesel.	Und	2	300000	600000
3.14	Unidad de Tratamiento de Agua.	Und	1	2000000	2000000
3.15	Unidad de Recuperación de gases.	Und	1	2000000	2000000
3.16	Antorcha	Und	1	1400000	1400000
3.17	Generador Electrico	Und	2	6000000	12000000
3.18	Transformador Electrico	Und	2	6000000	12000000
					59161000
IV.	CONSTRUCCION				
4.1.	Obras Civiles.	Horas	8760	30	262800
4.2.	Obras Mecanicas	Horas	8760	30	262800
4.3.	Obras Electricas	Horas	4380	30	131400
4.4.	Automatizacion y Control	Horas	4380	30	131400
SUBTOTAL					64363000
V.	TRANSPORTE	Glb			15578650
VI.	CONTINGENCIAS	Glb			9654450
TOTAL					89596100

Nota: Los costos de los equipos han sido proporcionados por la División de Ingeniería de la Compañía Repsol.

4.5. PRECIO DEL CRUDO.

Según la metodología extraída del informe técnico "Crude Oil Price Differentials and Differences in Oil Qualities: A Statistical Análisis", de Oct 2005, elaborado por el Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), organismo perteneciente al Banco Mundial.

Consideraciones

Se estima el precio del crudo pesado respecto al valor del crudo Brent (crudo de referencia internacional) en base a tres magnitudes diferenciales:

- Calidad (°API).
- Contenido de azufre (%)
- Acidez (TAN: Numero de acidez total).

Formulas que vinculan las diferencias en los precios de los crudos pesados respecto al crudo Brent:

1) Variación de Calidad (°API)

$$\Delta API = (API_{Brent} - API_{CrudoPesado}) \times 0.007 \frac{US\$}{US\$\text{Brent}}$$

2) Variación Azufre (%)

$$\Delta S = (\%S_{CrudoPesado} - \%S_{Brent}) \times 0.056 \frac{US\$}{US\$\text{Brent}}$$

3) Variación de Acidez (TAN)

$$\Delta TAN = (TANCrudoPesado - TANBrent) \times 0.051 \frac{US\$}{US\$Brent}$$

Variación Total:

$$\Delta Total = \sum (\Delta API + \Delta S + \Delta TAN) \frac{US\$}{US\$Brent}$$

Valor de Crudo Pesado:

$$ValorCrudoPesado(US\$) = ValorBrent \times (1 - \Delta Total)$$

Características de Crudo BRENT:

Calidad (°API): 38.3°

Azufre (S): 0.37%

Acidez (TAN): 0.07

Características del Crudo Pesado (Entrada a la Planta):

Calidad (°API): 18°

Azufre (S): 2.26%

Acidez (TAN): N/A

Valor Crudo Brent (US\$/barril): 55 (al 27.06.2009)

Calculo del precio del crudo a la entrada de la Planta**Cálculo de variaciones:**

1) Variación de Calidad (°API)

$$\Delta API = (38.3 - 18) \times 0.007 = 0.1421 \frac{US\$}{US\$Brent}$$

2) Variación Azufre (%)

$$\Delta S = (2.26 - 0.37) \times 0.056 = 0.1058 \frac{US\$}{US\$Brent}$$

3) Variación de Acidez (TAN)

$$\Delta TAN = N / A$$

Variación Total:

$$\Delta Total = 0.2479 \frac{US\$}{US\$Brent}$$

Valor de Crudo Pesado:

$Valor_Crudo_Entrada (US\$) = 55 \times (1 - 0.2479) = 41.36$

Calculo del precio del crudo a la salida de la Planta

Cálculo de variaciones:

1) Variación de Calidad (°API)

$$\Delta API = (38.3 - 22) \times 0.007 = 0.1141 \frac{US\$}{US\$Brent}$$

2) Variación Azufre (%)

$$\Delta S = (0.5 - 0.37) \times 0.056 = 0.007 \frac{US\$}{US\$Brent}$$

3) Variación de Acidez (TAN)

$$\Delta TAN = N / A$$

Variación Total:

$$\Delta Total = 0.1211 \frac{US\$}{US\$Brent}$$

Valor de Crudo Procesado:

$$Valor_Crudo_Procesado (US\$) = 55 \times (1 - 0.1211) = 48.34$$

4.6. PRODUCCIÓN DE CRUDO.

Tomaremos en cuenta que la producción de los pozos se incrementara en los primeros años debido al ingreso en operación de los nuevos pozos perforados, y luego, la producción de la planta disminuirá debido al agotamiento de las reservas en el yacimiento.

Para los cálculos de rentabilidad se usa un valor de la producción promedio de barriles por día (BPD) estimada en 5000 para el primer año de operación de la planta. Los valores por año se muestran en la Tabla 4.2.

4.7. UTILIDADES Y COSTOS DE LA PLANTA.

Los Costos de Operación de la Planta se estimaran tomando como referencia los costos de operación de plantas similares operadas por REPSOL (plantas de

Ecuador, Colombia, y Venezuela) proporcionadas por el Área de Costes de Proyectos perteneciente al Departamento de Planeamiento. De acuerdo a esto, se estima que el costo de operación será 0.58 US\$/barril.

Las utilidades de la planta se obtienen por diferencia entre de los precios del crudo a la entrada y salida, disminuida en los costos de operación. El flujo de caja calculado se muestra en la Tabla 4.3.

4.8. RENTABILIDAD DEL PROYECTO.

Para demostrar la rentabilidad del Proyecto usaremos los criterios del VAN y de la TIR. En el cálculo del VAN usaremos una tasa de 10% que corresponde a la tasa de capital de la empresa proporcionada por el Área de Costes de Proyectos. Los resultados del cálculo del VAN arrojan 165.89 millones de US\$ para un escenario conservador, lo cual es bastante rentable a este nivel de cálculo.

En el cálculo de la TIR obtuvimos un valor de 27,66 %, por encima de la tasa de descuento de la empresa que llega solo a 10%, demostrando también una buena rentabilidad.

Tabla 4.2

PRONOSTICO DE PRODUCCION

AÑOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
BPD	5000	5000	10000	10000	15000	15000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	15000	15000	15000	10000	10000	10000	10000	5000	5000
PRODUCCION ANUAL (Miles de Barriles)	1825	1825	3650	3650	5475	5475	7300	7300	7300	7300	7300	7300	5475	5475	5475	3650	3650	3650	1825	1825	

Tabla 4.3

FLUJO DE CAJA (MILLONES DE DOLARES)

PRECIO A LA ENTRADA: 41.36 US\$ PRECIO A LA SALIDA: 48.34 US\$

INGRESOS = (PS-PE) x PRODCCION ANUAL

COSTOS OPERACIONALES: 0.58 US\$/BARRIL (valor referencial tomado de plantas similares operadas por REPSOL)

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingreso US\$	0.0	12.7	12.7	25.5	25.5	38.2	38.2	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	51.0	38.2	38.2	38.2	25.5	25.5	25.5	12.7	12.7
Cost. Operac.	-89.6	1.1	1.1	2.1	2.1	3.2	3.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2	3.2	3.2	3.2	2.1	2.1	2.1	1.1	1.1
Utilidad US\$	-89.6	11.7	11.7	23.4	23.4	35.0	35.0	46.7	46.7	46.7	46.7	46.7	46.7	35.0	35.0	35.0	23.4	23.4	23.4	11.7	11.7

Tabla 4.4

CALCULO DEL VAN

TASA DE CORTE: 10 %

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
VAN	-89.6	10.6	9.7	17.6	16.0	21.8	19.8	24.0	21.8	19.8	18.0	16.4	14.9	10.1	9.2	8.4	5.1	4.6	4.2	1.9	1.7

VAN ACUMULADO TOTAL: 166 MILLONES DE DOLARES.

Tabla 4.5

CALCULO DEL TIR

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
VAN	-89.6	9.1	7.2	11.2	8.8	10.3	8.1	8.5	6.6	5.2	4.1	3.2	2.5	1.5	1.1	0.9	0.5	0.4	0.3	0.1	0.1

TIR CALCULADO: 27.66 %

CONCLUSIONES

- Para hacer viable el transporte del crudo por los ductos al ingreso de la planta es importante su dilución con un componente más ligero (diesel o nafta) en los pozos, y de esta manera este crudo pueda ingresar hacia la Planta de Tratamiento, en estudio.
- Para poder realizar una separación óptima del agua en el crudo, se diseñan los equipos de separación primaria, optando por los separadores horizontales, debido a que estos funcionan mejor para crudos viscosos con alto contenido de agua.
- En la separación del agua en el crudo, se ha aprovechado la alta temperatura del crudo (200 °F), sino tendría que colocarse calentadores antes de los deshidratadores electrostáticos, de esta manera puede lograr un contenido de 1% de agua en el crudo.

Se logra desarrollar el diseño conceptual, identificando los equipos principales y secundarios para mejorar la calidad del crudo y ésta a su vez, pueda servir de base, para fases de ingeniería posteriores, llámese ingeniería básica y/o de detalle.

- Es importante indicar que toda el agua que viene acompañado al crudo, luego de ser separada en los procesos respectivos, es tratada para su posterior bombeo y reinyección en pozos aledaños a la Planta. De esta manera, se logra minimizar el impacto ambiental que la Planta pudiera causar.
- El crudo pesado proveniente de los pozos perforados y mezclado con diluyente (60° API) ingresa a la planta de tratamiento con una calidad de 18° API y luego de su procesamiento en la Planta, alcanza una gravedad API de 22°, lográndose mejorar la calidad del crudo y obtener una mayor rentabilidad económica en su comercialización.

- En base al diseño conceptual elaborado, se estima la rentabilidad de la ingeniería y construcción de la planta de tratamiento de crudo pesado, obteniendo un valor actual neto de 165 millones de dólares y con una tasa de retorno de 27,66 %, por encima de la tasa de descuento de la empresa que es de 10%.

BIBLIOGRAFIA

- PERRY ROBERT H (1999)
Chemical Engineers Databook. ISBN 0-07-049841-5
- INSTITUTO DE PETRÓLEO Y GAS – IPEGA (2007).
Curso: Producción, Transporte y Tratamiento del Crudo Pesado.
- SHIRLEY MARFISI Y JEAN LOUIS SALAGER
Deshidratación del crudo, Principios y Tecnologías.
- EFRAÍN E. BARBERII. (1998).
El Pozo Ilustrado
Departamento de Relaciones Públicas, Lagoven S.A.
- ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM (ESMAP)
- BANCO MUNDIAL (2005).
Crude Oil Price Differentials and Differences in Oil Qualities
- SPHINX CONSULTANTS LTD. (2008)
Oil Sands, Oil Shapes and Heavy Oil
- NATCO-GROUP.
Manuales y Datasheet de Deshidratadores Electrostáticos

NORMA API SPEC 12J.
Specification for Oil and Gas Separators.
- NORMA API 521
Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems.
- Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. D.S N° 032-2004-EM.
- Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos D.S N° 015-2006-EM.
- Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos. D.S. N° 052-93-EM.

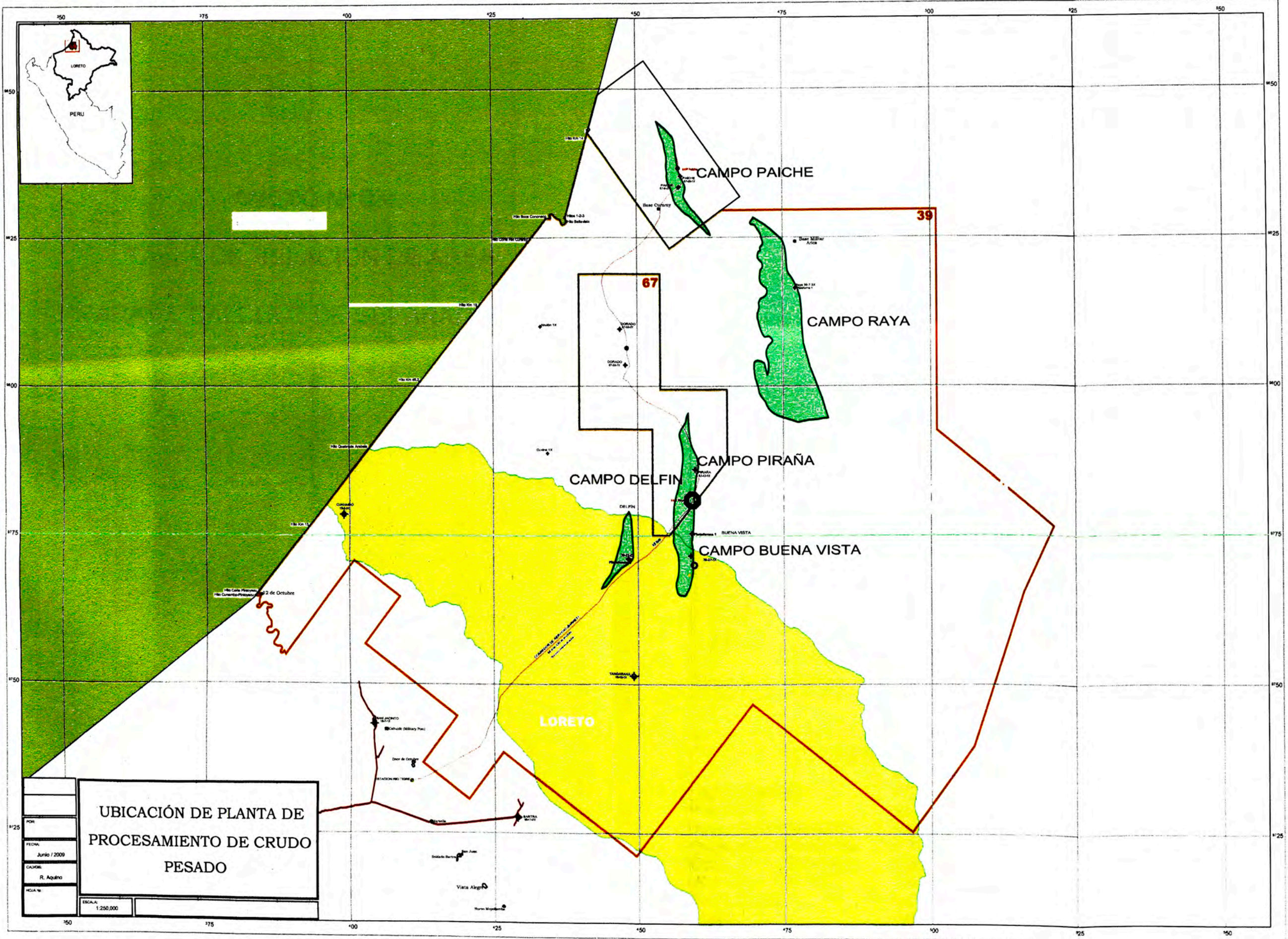
ANEXOS

ANEXO N° 01

MAPA DE LOTES PETROLEROS

ANEXO N° 02

UBICACIÓN GEOGRAFICA



UBICACIÓN DE PLANTA DE PROCESAMIENTO DE CRUDO PESADO

PROYECTO	
FECHA	Junio / 2009
ELABORADO POR	R. Aguero
ESCALA	1:250,000

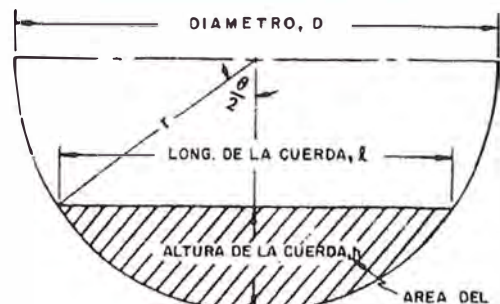
ESCALA: 1:250,000

ANEXO N° 03

TABLA DE RELACION DE AREA PARA EL CALCULO DE SEPARADORES

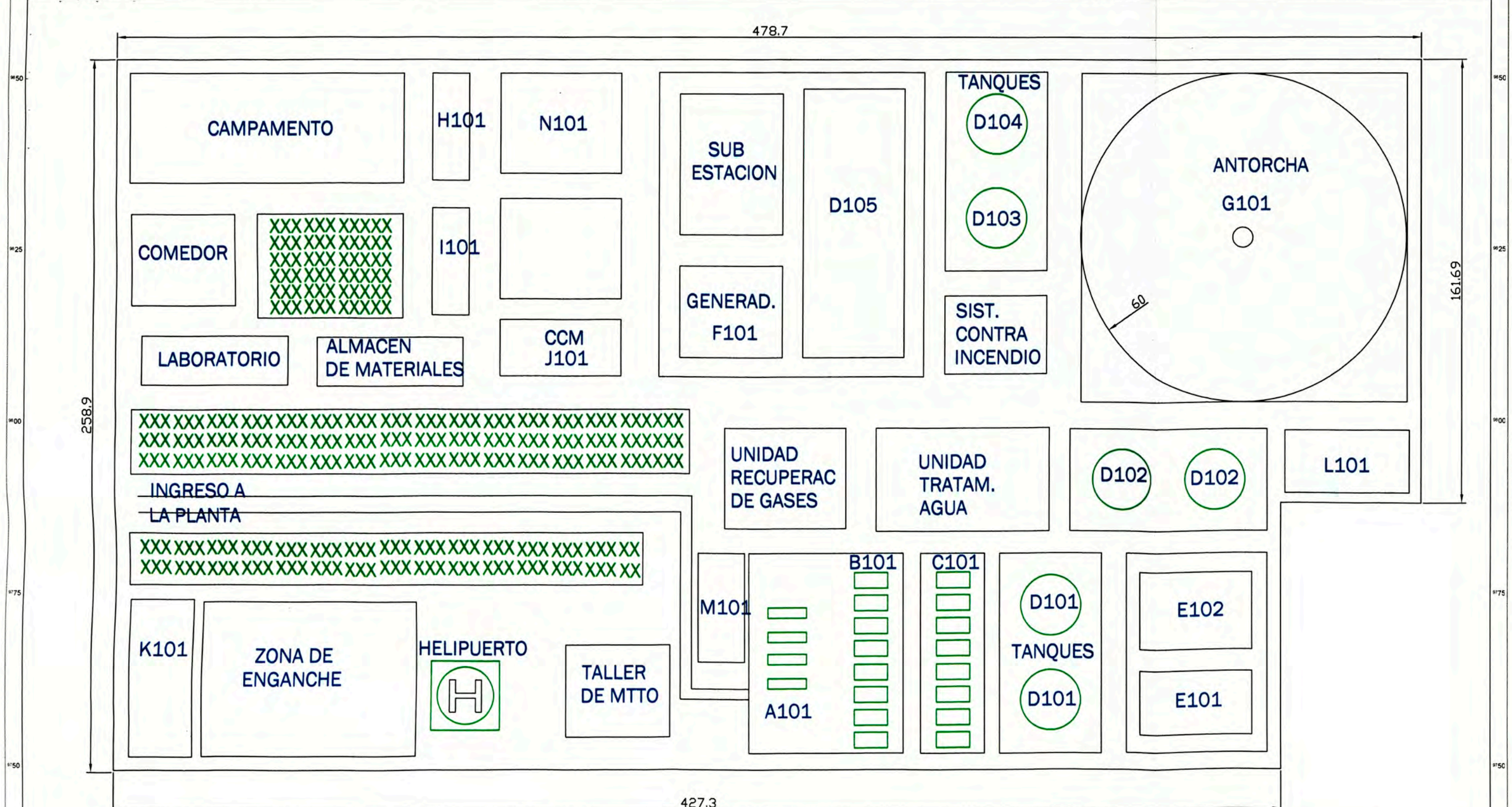
Anexo-3 Relación de Áreas, para determinar Alturas

R°	L°	A°	R°	L°	A°	R°	L°	A°	R°	L°	A°	R°	L°	A°	R°	L°	A°
0.030	0.341	0.0087	0.090	0.572	0.0446	0.150	0.714	0.0941	0.210	0.815	0.153	0.266	0.872	0.201	0.340	0.947	0.300
0.031	0.347	0.0092	0.091	0.575	0.0453	0.151	0.716	0.0950	0.211	0.818	0.154	0.256	0.873	0.202	0.342	0.949	0.302
0.032	0.352	0.0098	0.092	0.578	0.0460	0.152	0.718	0.0959	0.212	0.817	0.155	0.257	0.874	0.203	0.344	0.950	0.305
0.033	0.357	0.0101	0.093	0.581	0.0468	0.153	0.720	0.0968	0.213	0.819	0.156	0.258	0.875	0.204	0.348	0.951	0.307
0.034	0.362	0.0105	0.094	0.584	0.0475	0.164	0.722	0.0977	0.214	0.820	0.157	0.269	0.878	0.205	0.348	0.953	0.309
0.035	0.368	0.0110	0.095	0.586	0.0483	0.155	0.724	0.0988	0.215	0.822	0.158	0.260	0.877	0.207	0.350	0.954	0.312
0.036	0.373	0.0115	0.096	0.589	0.0490	0.156	0.726	0.0996	0.216	0.823	0.159	0.262	0.879	0.209	0.355	0.957	0.318
0.037	0.378	0.0119	0.097	0.592	0.0498	0.157	0.728	0.1005	0.217	0.824	0.160	0.264	0.882	0.211			
0.038	0.382	0.0124	0.098	0.595	0.0505	0.158	0.729	0.1014	0.218	0.826	0.161	0.266	0.884	0.213	0.360	0.960	0.324
0.039	0.387	0.0129	0.099	0.597	0.0513	0.159	0.731	0.1023	0.219	0.827	0.162	0.268	0.886	0.218	0.366	0.963	0.330
0.040	0.392	0.0134	0.100	0.600	0.0520	0.160	0.733	0.1033	0.220	0.828	0.163	0.270	0.888	0.218	0.370	0.966	0.336
0.041	0.397	0.0139	0.101	0.603	0.0528	0.161	0.735	0.1042	0.221	0.830	0.164	0.272	0.890	0.220	0.375	0.968	0.343
0.042	0.401	0.0144	0.102	0.605	0.0536	0.162	0.737	0.1051	0.222	0.831	0.165	0.274	0.892	0.222			
0.043	0.406	0.0149	0.103	0.608	0.0544	0.163	0.739	0.1061	0.223	0.833	0.166	0.276	0.894	0.225	0.380	0.971	0.349
0.044	0.410	0.0155	0.104	0.611	0.0551	0.164	0.741	0.1070	0.224	0.834	0.167	0.278	0.896	0.227	0.385	0.973	0.355
0.045	0.415	0.0160	0.105	0.613	0.0559	0.165	0.742	0.1080	0.225	0.835	0.168	0.280	0.898	0.229	0.390	0.975	0.361
0.046	0.419	0.0165	0.106	0.618	0.0567	0.166	0.744	0.1089	0.226	0.836	0.169	0.282	0.900	0.231	0.395	0.978	0.367
0.047	0.423	0.0171	0.107	0.618	0.0575	0.167	0.746	0.1099	0.227	0.838	0.171	0.284	0.902	0.234			
0.048	0.428	0.0176	0.108	0.621	0.0583	0.168	0.748	0.1108	0.228	0.839	0.172	0.286	0.904	0.236	0.400	0.980	0.374
0.049	0.432	0.0181	0.109	0.623	0.0591	0.169	0.750	0.1118	0.229	0.840	0.173	0.288	0.906	0.238	0.405	0.982	0.380
0.050	0.436	0.0187	0.110	0.626	0.0598	0.170	0.751	0.1127	0.230	0.842	0.174	0.290	0.908	0.241	0.410	0.984	0.386
0.051	0.440	0.0193	0.111	0.628	0.0606	0.171	0.753	0.1137	0.231	0.843	0.175	0.292	0.909	0.243	0.415	0.985	0.392
0.052	0.444	0.0198	0.112	0.631	0.0614	0.172	0.755	0.1146	0.232	0.844	0.176	0.294	0.911	0.245			
0.053	0.448	0.0204	0.113	0.633	0.0623	0.173	0.756	0.1156	0.233	0.845	0.177	0.296	0.913	0.248	0.420	0.987	0.399
0.054	0.462	0.0210	0.114	0.636	0.0631	0.174	0.758	0.1166	0.234	0.847	0.178	0.298	0.915	0.250	0.425	0.989	0.405
0.055	0.456	0.0215	0.115	0.638	0.0639	0.175	0.760	0.1175	0.235	0.848	0.179	0.300	0.917	0.252	0.430	0.990	0.411
0.056	0.460	0.0221	0.116	0.640	0.0647	0.176	0.762	0.1185	0.236	0.849	0.180	0.302	0.918	0.255	0.435	0.992	0.417
0.057	0.464	0.0227	0.117	0.643	0.0655	0.177	0.763	0.1195	0.237	0.850	0.181	0.304	0.920	0.257			
0.058	0.467	0.0233	0.118	0.645	0.0663	0.178	0.765	0.1204	0.238	0.852	0.182	0.306	0.922	0.259	0.440	0.993	0.424
0.059	0.471	0.0239	0.119	0.648	0.0671	0.179	0.767	0.1214	0.239	0.853	0.183	0.308	0.923	0.262	0.445	0.994	0.430
0.060	0.475	0.0245	0.120	0.650	0.0680	0.180	0.768	0.1224	0.240	0.854	0.185	0.310	0.925	0.264	0.450	0.995	0.436
0.061	0.479	0.0251	0.121	0.652	0.0688	0.181	0.770	0.1234	0.241	0.855	0.186	0.312	0.927	0.266	0.455	0.996	0.443
0.062	0.482	0.0257	0.122	0.655	0.0696	0.182	0.772	0.1244	0.242	0.857	0.187	0.314	0.928	0.269			
0.063	0.486	0.0263	0.123	0.657	0.0705	0.183	0.773	0.1253	0.243	0.858	0.188	0.316	0.930	0.271	0.460	0.997	0.449
0.064	0.490	0.0270	0.124	0.659	0.0713	0.184	0.775	0.1263	0.244	0.859	0.189	0.318	0.931	0.273	0.465	0.998	0.455
0.065	0.493	0.0276	0.125	0.661	0.0721	0.185	0.777	0.1273	0.245	0.860	0.190	0.320	0.933	0.276	0.470	0.998	0.462
0.066	0.497	0.0282	0.126	0.664	0.0730	0.186	0.778	0.1283	0.248	0.861	0.191	0.322	0.934	0.278	0.475	0.999	0.468
0.067	0.500	0.0288	0.127	0.666	0.0738	0.187	0.780	0.1293	0.247	0.863	0.192	0.324	0.936	0.281			
0.068	0.503	0.0295	0.128	0.668	0.0747	0.188	0.781	0.1303	0.248	0.864	0.193	0.326	0.937	0.283	0.480	0.999	0.475
0.069	0.507	0.0301	0.129	0.670	0.0755	0.189	0.783	0.1313	0.249	0.865	0.194	0.328	0.939	0.285	0.485	1.000	0.481
0.070	0.510	0.0308	0.130	0.673	0.0764	0.190	0.785	0.1323	0.250	0.866	0.196	0.330	0.940	0.288	0.490	1.000	0.487
0.071	0.514	0.0314	0.131	0.675	0.0773	0.191	0.786	0.1333	0.251	0.867	0.197	0.332	0.942	0.290	0.495	1.000	0.494
0.072	0.517	0.0321	0.132	0.677	0.0781	0.192	0.788	0.1343	0.252	0.868	0.198	0.334	0.943	0.293			
0.073	0.520	0.0327	0.133	0.679	0.0790	0.193	0.789	0.1353	0.253	0.869	0.199	0.336	0.945	0.295	0.500	1.000	0.500
0.074	0.524	0.0334	0.134	0.681	0.0798	0.194	0.791	0.1363	0.254	0.871	0.200	0.338	0.946	0.297			
0.075	0.527	0.0341	0.135	0.683	0.0807	0.195	0.792	0.1373									
0.076	0.530	0.0347	0.136	0.686	0.0816	0.196	0.794	0.1383									
0.077	0.533	0.0354	0.137	0.688	0.0825	0.197	0.795	0.1393									
0.078	0.536	0.0361	0.138	0.690	0.0833	0.198	0.797	0.1403									
0.079	0.539	0.0368	0.139	0.692	0.0842	0.199	0.798	0.1414									
0.080	0.543	0.0375	0.140	0.694	0.0851	0.200	0.800	0.1424									
0.081	0.546	0.0382	0.141	0.696	0.0860	0.201	0.801	0.1434									
0.082	0.549	0.0389	0.142	0.698	0.0869	0.202	0.803	0.1444									
0.083	0.552	0.0396	0.143	0.700	0.0878	0.203	0.804	0.1454									
0.084	0.555	0.0403	0.144	0.702	0.0886	0.204	0.805	0.1465									
0.085	0.558	0.0410	0.145	0.704	0.0895	0.205	0.807	0.1475									
0.086	0.561	0.0417	0.146	0.706	0.0904	0.206	0.809	0.1485									
0.087	0.564	0.0424	0.147	0.708	0.0913	0.207	0.810	0.1496									
0.088	0.567	0.0431	0.148	0.710	0.0922	0.208	0.812	0.1506									
0.089	0.569	0.0439	0.149	0.712	0.0932	0.209	0.813	0.1516									



ANEXO N° 04

LAYOUT DE LA PLANTA



IMPLANTACION GENERAL
PLANTA DE PROCESAMIENTO
DE CRUDO PESADO

PROY.
 FECHA
 Junio / 2009
 CAD
 R. Aguirre
 HOJA No.

ESCALA
 1:250,000

LEYENDA

A101	SEPADORES FWKO.	F101	GENERADORES ELECTRICOS
B101	DESHIDRATADOR ELECTROSTATICO	G101	ANTORCHA
C101	DESALADOR ELECTROSTATICO	H101	OFICINA
D101	TANQUE DE ALMACENAM. CRUDO TRATADO	I101	SALA DE CONTROL
D102	TANQUE DE ALMACENAM. AGUA FORMACION	J101	CENTRO CONTROL MOTORES
D103	TANQUE DE ALMACENAM. AGUA C.INCENDIO	K101	DISPOSICION DE RESIDUOS
D104	TANQUE DE ALMACENAM. AGUA SERVICIO	L101	TRATAMIENTO DE EFLUENTES
D105	TANQUE DE ALMACENAM. DIESEL	M101	RECEPCION Y LANZADOR DE PIGS.
E101	BOMBAS CRUDO TRATADO	N101	SISTEMA DE COMUNICACIONES
E102	BOMBAS AGUA PARA REINYECCION		

GLOSARIO

- **API:** American Petroleum Institute. Entidad Norteamericana que emite especificaciones y recomendaciones para la industria petrolera.

- **Agua de formación:** Es el agua procedente de los reservorios y que se produce conjuntamente con los hidrocarburos; la misma que es separada y tratada antes de su disposición en superficie o para reinyección al subsuelo a través de Pozos.

- **Barril (BI):** Unidad de medida de capacidad de los Hidrocarburos Líquidos, que consiste en cuarenta y dos galones americanos, corregidos a una temperatura de 15,55° C (60°F), a presión del nivel del mar.

- **Brent:** Mezcla Brent, petróleo del campo Brent y otros yacimientos ubicados en la cuenca Shetland del este en el mar del Norte, Gran Bretaña. El precio de la mezcla Brent (aprox. 38° API) es el principal referente para el comercio o intercambio de otros crudos del Mar del Norte.

- **Cabezal de pozo:** Unidad de acero con un conjunto de válvulas y conexiones que soporta las tuberías de un Pozo del subsuelo, permite controlar sus presiones y ponerlo en producción o inyección desde la superficie (Árbol de Navidad).

- **Ducto Principal:** Conjunto de tuberías, equipos e instalaciones destinados a transportar hidrocarburos.

- **Emisión:** Es el desprendimiento de vapores inflamables que pudiera suceder, durante la operación de las instalaciones y se puede producir por fallas en los sellos de bombas, empaques de válvulas, etc.

- **Galón (GI):** Unidad de medida de volumen para líquidos que equivale a 3,78533 litros. Se le conoce como Galón de los Estados Unidos de América.

- **GOR:** Relación gas petróleo, utilizada en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.
- **Gravedad específica:** La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4°C.

Hidrocarburo: Compuesto orgánico, gaseoso, líquido o sólido, que consiste principalmente de carbono e hidrógeno.

- **Hinchamiento:** Consiste en la formación de burbujas crecientes del gas atrapado en el crudo.
- **Líquido:** Fuga del líquido almacenado en recipientes o equipos a presión.
- **Mechurrio:** Sistema de antorcha o quemador que se utiliza para alivio de sobrepresión en los equipos.

Nafta: Un rango de destilados más ligeros que el kerosén. Cuerpo líquido que resulta de la mezcla de diversos hidrocarburos. Es uno de los productos de la destilación del petróleo, es volátil e inflamable y se emplea como solvente o combustible.

- **Petróleo Crudo:** Mezcla de Hidrocarburos que tiene un punto de inflamación menor 65,6° C y que no ha sido procesado en Refinerías.
- **Planta de Procesamiento de Hidrocarburos:** Término general para aquellas instalaciones industriales que transforman Hidrocarburos en sus derivados, que pueden ser combustibles o no combustibles.

Pozo: Cavidad en la corteza terrestre como resultado de la perforación efectuada para descubrir o producir Hidrocarburos, inyectar agua o gas u otros objetivos.

- **Proceso:** En el Procesamiento de hidrocarburos, implica una secuencia integrada de operaciones, las que pueden ser físicas o químicas. Su término general incluye, la separación, destilación, preparación, purificación, cambio de estado, entre otros, dependiendo que tipo de producto desea obtenerse.

- **Red Fox:** Unidad convencional de tratamiento de aguas negras y grises.

- **UTM:** El sistema UTM (Universal Transversa de Mercator) es una referencia Internacional que nos permite ubicar geográficamente un objeto en la Tierra y así conocer su latitud y longitud, la cual está dada en metros

- **Yacimiento:** Área de superficie bajo el cual existe uno o más Reservorios que estén produciendo o que se haya probado que son capaces de producir Hidrocarburos.