

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

ESTUDIO Y SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE SEPARACIÓN DE PETRÓLEO TRANSPORTABLE Y AUTÓNOMO Y ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE LA PLATAFORMA MÓVIL

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MÁSTER (MSc.)

EN SISTEMAS AUTOMOTRICES

ALEXANDRA JANETH GONZÁLEZ VARGAS

alexandra.gonzalez@epn.edu.ec

MARCO ZAMBRANO OREJUELA

mzambrano@yahoo.com

DIRECTOR: MSC. ING. PATRICIO ESTUPIÑAN

patricio.estupiñan@epn.edu.ec

QUITO, JULIO DEL 2011

DECLARACIÓN

Nosotros Alexandra Janeth González Vargas y Marco Zambrano Orejuela, declaramos que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Marco Zambrano Orejuela

Alexandra Janeth González Vargas

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alexandra Janeth González Vargas y Marco Zambrano Orejuela, bajo mi supervisión.

MsC.. Patricio Estupiñan

DEDICATORIA

Mi tesis la dedico con todo amor y cariño a mis hijos y esposa, que me brindaron el respaldo y apoyo para poder seguir esta Maestría.

Marco

Comparto este esfuerzo con mi familia, mi madre Zoila Vargas, que a pesar de la distancia siempre ha estado conmigo para apoyarme incondicionalmente y moralmente; a mis hermanos Diana y William, por darme fortaleza en los momentos más difíciles de mi vida, y a mi hijo Alan por llegar y traerme felicidad a mi vida

Alexandra

AGRADECIMIENTOS

. Antes que nada, doy gracias a Dios, por brindarme salud, fortalecer mi corazón e iluminar mi mente, y ayudarme para que la vida me brinde el tiempo adecuado entre mis actividades para poder culminar este ciclo. Esta tesis, si bien ha requerido de esfuerzo y dedicación por nuestra parte y por su director de tesis, ha sido posible gracias a la decisión de la Autoridades de la Politécnica de realizar estos estudios de Post Grado en horarios adecuados para quienes estamos ejerciendo la profesión, y así tener oportunidad de aumentar los conocimientos y conseguir un título adicional. Por ello, mis agradecimiento a todos quienes hacen la facultad de Mecánica de la Politécnica Nacional.

Marco

En primer lugar agradezco a mi Dios y mi Virgen que siempre han bendecido mi hogar y mi vida, agradezco a mi Director de tesis, Ing.

Patricio Estupiñan por darnos su comprensión y tiempo, para la elaboración de este proyecto, a mis compañeros de promoción, por todo el período de estudio en la que compartimos alegrías, tristezas, fiestas, desvelos, y por último a todos los que conforman y direccionan el Postgrado de la Facultad de Ingeniería ya que sin ellos no estaría culminando esta etapa profesional.de mi vida

Alexandra

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	ii
CERTIFICACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
CONTENIDO.....	vi
PRESENTACIÓN.....	xvi
CAPÍTULO 1	1
1. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	1
1.1. SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA.....	1
1.1.1. Antecedentes	1
1.2. ESQUEMA TRADICIONAL DE PRODUCCIÓN.....	2
1.3. NUEVO SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SU TRANSICIÓN	5
1.4. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO SACHA.....	8
1.4.1. Características	8
1.4.2. Diagrama del Campo petrolero SACHA	10
1.5. REQUERIMIENTO DE UN SEPARADOR PORTÁTIL	11
CAPÍTULO 2	13
2. SEPARADOR DE PETRÓLEO	13
2.1. CONSIDERACIONES DE PROCESO	13
2.1.1. Componentes del separador.....	13
2.1.1.1. Sección de Separación Primería.....	13

2.1.1.2.	Sección de Separación Secundaria.....	14
2.1.1.3.	Sección Acumuladora de Líquidos	14
2.1.1.4.	Sección Extractor de Neblina	14
2.1.1.5.	Control del Proceso	14
2.1.1.6.	Sistemas de Seguridad.....	15
2.1.1.7.	Tuberías de descarga	16
2.1.1.8.	Controles y Accesorios	16
2.2.	TIPOS DE SEPARADORES.....	16
2.2.1.	Separador vertical.....	17
2.2.2.	Separador horizontal	18
2.2.3.	Separador esférico.....	19
2.3.	FUNCIONAMIENTO DE UN SEPARADOR	20
2.3.2.	Separación secundaria.....	21
2.3.3.	Sección Acumuladora de Líquidos	21
2.3.4.	Sección Extractor de Neblina	22
2.4.	SELECCIÓN DE MATERIALES PARA LOS SEPARADORES	22
2.4.1.	Características del fluido producido	23
2.5.	SELECCIÓN DEL SEPARADOR A USARSE.....	28
2.5.1.	Capacidad.....	28
2.5.2.	Capacidad de Separación	29
2.5.3.	Tipo de separador	29

2.5.4.	Especificaciones Técnica Generales del separador a analizar.....	31
2.5.5.	Diagrama básico del separador de prueba.....	32
2.5.6.	Análisis del separador por elementos finitos.....	32
2.5.7.	Consideraciones sobre arreglos de tuberías	32
2.5.8.	Fabricación del separador	33
2.5.9.	Criterios de diseño de equipos principales.....	45
2.5.10.	Recipientes a Presión.....	45
2.5.11.	Criterios de diseño de tuberías.....	47
2.6.	SISTEMAS COMPLEMENTARIOS DEL SEPARADOR	50
2.6.1.	Instrumentación del separador.....	50
2.6.2.	Descripción	50
2.6.3.	Descripción del equipo.....	51
2.6.4.	Cálculos para determinar el espesor del cilindro del separador	54
CAPÍTULO 3		55
3.	PLATAFORMA DE REMOLQUE	55
3.1.	DISTRIBUCIÓN GEOMÉTRICA.....	57
3.2.	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE LA PLATAFORMA	60
3.2.1.	Criterios para el análisis.....	60
3.3.	DETERMINACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA PLATAFORMA.....	63
3.4.	ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE LA PLATAFORMA.....	64
3.5.	SELECCIÓN DE SUS ELEMENTOS DEL CHASIS	70

3.5.1.	Eje.....	70
3.5.2.	Suspensión.....	70
3.5.3.	Neumáticos.....	71
3.5.3.1.	Especificaciones del neumático seleccionado	71
3.5.4.	Selección del Rin	72
3.5.4.1.	Especificaciones del aro seleccionado.....	73
3.5.5.	Gatos de apoyo	73
3.6.	COMPORTAMIENTO DEL REMOLQUE RESPECTO.....	73
CAPÍTULO 4		74
4.	PROTECCIÓN SUPERFICIAL	74
4.1.	PREPARACIÓN DE SUPERFICIES.....	74
4.1.1.	Aplicación de pinturas.....	75
4.1.2.	Norma - SSPC SP 5.....	77
4.2.	PROCEDIMIENTO ANTES DE LA LIMPIEZA	78
4.2.1.	Métodos de limpieza y funcionamiento	78
4.3.	SELECCIÓN DE PINTURAS	82
4.3.1.	Origen	82
4.3.2.	Sistema de pintura	83
4.4.	SELECCIÓN DEL GRUPO A USAR Y ALTERNATIVAS	84
CAPITULO 5		86
5.	ANALISIS ECONOMICO.....	86

5.1.	UTILIZACION DEL MEDIDOR PORTATIL	86
5.2.	VALORES A CONSIDERARSE	86
5.3.	ANALISIS	87
5.4.	RESULTADOS ALCANZADOS	88
CAPÍTULO 6		89
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	89
6.1.	CONCLUSIONES	89
6.2.	RECOMENDACIONES.....	89
BIBLIOGRAFÍA		91

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N° 1.1.1.1: Producción y perforación del campo Sacha.....	1
Gráfico N° 1.1.1.2: Estado de los Pozos de Sacha	2
Gráfico N° 1.2.2: Instalación de tubería.....	3
Gráfico N° 1.2.3: Varias tuberías provenientes de pozos.....	3
Gráfico N° 1.2.4: Manifolds.....	4
Gráfico N° 1.2.5: Separadores	4
Gráfico N° 1.2.6: Esquema de perforación de pozos actual.	5
Gráfico N° 1.3.1: Diagrama de Plataformas con cabezales Múltiples.	6
Gráfico N° 1.3.2: Sistema de medición de pozos multifásica	6
Gráfico N° 1.3.3: Cabezales de pozos en superficie.	7
Gráfico N° 1.3.4: Banco de bombas, transformadores y variadores.	7
Gráfico N° 1.4.1.2.1: Proyección de Producción en el campo SACHA.....	9
Gráfico N° 2.2.3.1: Separador esférico.....	19
Gráfico N° 2.3.1.1: Separación primaria.....	20
Gráfico N° 2.5.5.1: Diagrama básico del separador	32
Gráfico N° 2.6.3.4.1: Sistema de acople al sistema de producción	53
Gráfico N° 3.1.1: Diagrama funcional.....	57
Gráfico N° 3.1.2: Diagrama del separador.....	58
Gráfico N° 3.2.3: Eje de coordenadas	58
Gráfico N° 3.4.1: Remolque en 3D para su análisis estructural.....	64
Gráfico N° 3.4.2: Resultados de deformaciones.....	65
Gráfico N° 3.4.3: Resultados de desplazamientos	66
Gráfico N° 3.4.4: Resultados de desplazamientos en el eje y	66
Gráfico N° 3.4.5: Resultados de desplazamientos en el eje x.....	67
Gráfico N° 3.4.6: Resultados del factor de seguridad.....	67
Gráfico N° 3.4.7: Resultados de tensiones Von misis máximas y mínimas.....	68
Gráfico N° 3.5.1: Cálculo esfuerzo de tiro	69
Gráfico N° 3.5.1: Dimensionamiento del eje.....	70
Gráfico N° 3.5.5.1: Posición de los gatos de apoyo	73
Gráfico N° 3.7.1: Geometría de la plataforma	63
Gráfico N° 3.7.2: Vista trasera general de remolque.	64

Gráfico N° 1.2.1: Torre de perforación en el Oriente ecuatoriano	2
Gráfico N° 1.4.2.1: Mapa Campo Petrolero SACHA.....	10
Gráfico N° 2.2.1.1: Separador Vertical	17
Gráfico N° 2.2.1: Tipos de separador	16
Gráfico N° 2.2.2.1: Separador Horizontal	18
Gráfico N° 2.3.2.1: Separación secundaria	21

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.4.1.1.1: Potencial de producción del campo SACHA	8
Tabla 1.4.1.2.1: Proyección de producción en el campo SACHA por estación	9
Tabla 1.5.1: Tiempos de Mantenimiento	11
Tabla 2.4.1.1.1: Características del petróleo	23
Tabla 2.4.1.2.1: Características del Gas	24
Tabla 2.4.1.3.1: Características del agua	24
Tabla 2.4.1: Propiedades del fluido	22
Tabla 2.4.1: Propiedades del fluido	22
Tabla 2.4.2.1.1: Material a seleccionar	26
Tabla 2.4.2.1.2: Material a seleccionar	27
Tabla 2.5.1.1: Capacidad	28
Tabla 2.5.10.1: Criterios para estimación de tamaño de boquillas	47
Tabla 2.5.11.4.1: Criterios Hidráulicos para Caídas de Presión en Tuberías	49
Tabla 2.5.11.5.1: Criterios Hidráulicos para Caídas de Presión en Tuberías	50
Tabla 2.5.3.1: Criterios de Aplicabilidad de Separadores Horizontales/Verticales	30
Tabla 2.5.9.1.2.1: Presiones criterios para Estimar Valores para la Presión	45
Tabla 2.6.4: Cálculo del espesor del cilindro	54
Tabla 3.2.1.8.1: Alternativas de plataformas	62, 71
Tabla 3.2.1: cálculo del centro de gravedad del conjunto	59
Tabla 3.2.2: Posición del centro de gravedad	60
Tabla 3.2: Centros de masas del separador	56

RESUMEN

Por medio de esta tesis se busca definir un separador de petróleo transportable con la finalidad de solucionar los problemas que se presentan en campo, ya sea por un daño de un equipo fijo o por la necesidad de una medición puntual de producción. Señalando que el alcance cubre el proceso, fases importantes para su selección, pero no llega de detalles de planos de taller.

El capítulo 1 describe los esquemas tradicionales de producción de petróleo que fueron implantados en el Oriente Ecuatoriano por la TEXACO, modelo que fue seguido por la Estatal CEPE ahora EP PETROECUADOR, y a su vez la nueva tecnología de producción que está aplicado en las empresas privadas y se ha iniciado en las empresas estatales, por las ventajas ambientales y de incidencia en las comunidades de la región.

EL capítulo 2 cubre la descripción y funcionamiento de los separadores de petróleo, señalando el proceso para la selección de los materiales y el análisis por elementos finitos del cuerpo mismo del separador.

Con estos dos capítulos se cubre el tema petrolero, señalando el proceso de producción así como la descripción del separador de petróleo, pasando ahora a describir la metodología aplicada para poder disponer de un equipo transportable.

Para ello en el Capítulo 3 se llega a una distribución geométrica de los elementos del separador tanto por su operación como por su montaje o instalación, considerando la ubicación de los componentes buscando tener un equilibrio y un centro de gravedad lo más bajo posible para dar estabilidad durante su transporte, completando con un análisis estructural de la plataforma para asegurar la buena operación del sistema, la cual se completa con la selección de sus ejes, suspensión y sistema de tracción, concluyendo con la determinación de la geometría de la plataforma.

Una vez que se tiene determinado la plataforma y el separador, en el capítulo 4 se cubre los temas relacionados con la protección superficial, en la cual se describe los procedimientos principales a seguir para la preparación superficial, ya que es

conocido que el 80% del éxito de la aplicación de una pintura está en su preparación. Concluyendo este capítulo con la selección de la pintura siguiendo un catalogo de un fabricante de pinturas (HEMPEL).

El tema de la tesis finaliza cubriendo un análisis económico de su conveniencia acompañado de sus conclusiones y recomendaciones, las cuales evidencian que cualquier optimización dentro del área petrolera, presentan un gran impacto en su rentabilidad, y además en su contenido se describen la posible aplicación en la industria petrolera de este tema, el cual debe ser completado con diagramas de taller para su construcción.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto, previo a la obtención del título de en Sistemas Automotrices tiene como objetivo principal el estudio y la selección de un sistema de separación de petróleo transportable y el análisis de la estructura de la plataforma móvil, aplicando para ello temas de producción, procesos, análisis económico y otros conocimientos adquiridos en la maestría.

La tecnología con que partió la producción de petróleo requeriría tener una plataforma de aproximadamente 80 metros por 100 metros, en cuyo centro se realizaba una perforación vertical por medio de la cual se llegaba a los yacimientos de petróleo que se encontraban a profundidades entre 3000 ft a 12000 ft, y el fluido producido se llevaba hacia la estación de producción. Lugar en que se media su producción. Esta tecnología llevó a tener una línea de flujo por cada pozo, llenando los campos de tuberías que causan problemas con las poblaciones del lugar y aumentan la probabilidad de derrames de petróleo causando contaminación al ambiente. Con la finalidad de minimizar el impacto ambiental la tecnología actual permite reemplazar varias plataformas por una sola, aprovechando la perforación direccional, alcanzando los mismos o mejores resultados que la anterior,

Para este estudio se ha considerado como ejemplo el campo Sacha, que podría tener más de diez WELL PAD, y que para evitar problemas operativos de falta de medición de la producción (asumiendo que cada uno de ellos tiene un equipos medidor), se debe tener un separador portátil que reemplace provisionalmente al separador que se encuentra en mantenimiento o reparación, que, en el extremo positivo de los casos, estaría ocupado un bajo porcentaje que etaria el rededor de 3% del tiempo.

Considerando que un pozo petrolero tiene una producción promedia de 300 Bls por día, y que el costo por barril esta alrededor de 80 \$/bls, se tiene que la paralización de un pozo estaría produciendo una pérdida de US\$ 24000 por día, y si un Well Pad tiene varios pozos, significa que su paralización tendría un alto impacto económico.

Por lo expuesto, la necesidad de disponer de un separador portátil en un campo petrolero, que en las circunstancias indicadas evite la paralización de producción, la consideramos importante, por lo que se considera aplicable a la industria el tema de esta tesis.

La tendencia moderna del desarrollo de los campos petroleros, está llevando a tener varios pozos en una sola plataforma, lo cual presenta varias ventajas económicas, técnicas y ambientales.

Un separador portátil, igual que un separador fijo, logrará cuantificar el fluido producido por un pozo petrolero así como la de sus componentes que son petróleo, agua y gas, pero aumentando una flexibilidad que es su disponibilidad en cualquier lugar y en cualquier momento.

Al final del proyecto se plantearán recomendaciones y conclusiones de la plataforma seleccionada.

CAPÍTULO 1

1. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

1.1. SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

1.1.1. Antecedentes

El Campo Sacha se encuentra ubicado en el Oriente ecuatoriano, fue descubierto por TEXACO-GULF en enero de 1969, con la perforación del pozo exploratorio Sacha 01, con una producción inicial de 1,328 BPPD de 29,9 API con un BSW del 0,1%.

Inicia la producción, en junio de 1972 con 46 pozos al entrar en operación el oleoducto transecuatoriano SOTE.

Tiene una estructura anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al oeste, con su eje principal en dirección NE-SO, sus dimensiones aproximadas son:

- Ancho 4 km al norte, y 7 km al centro y sur,
- Longitud 33 km
- Área 166 km²

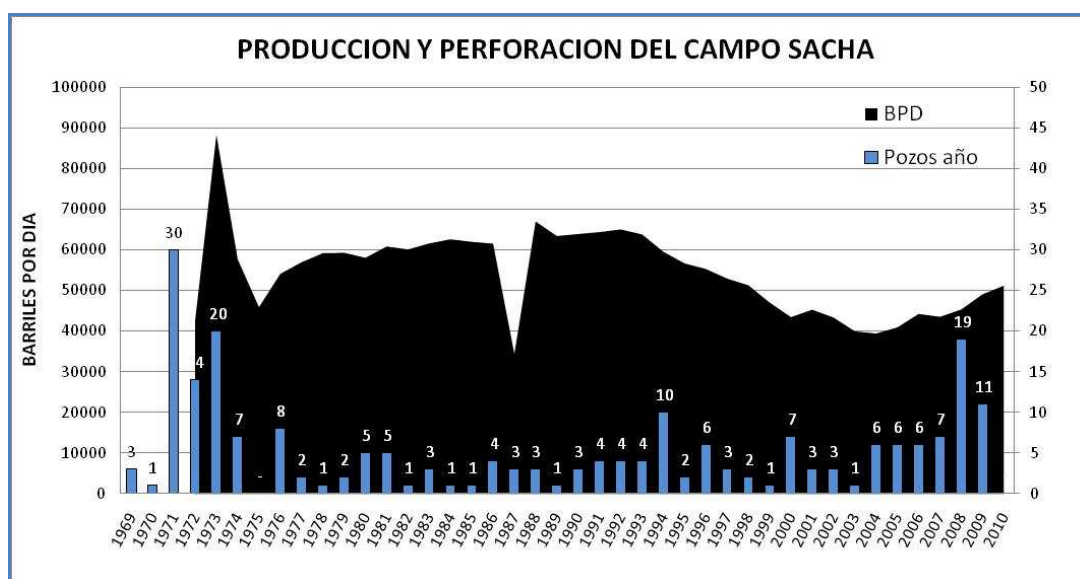


Gráfico N° 1.1.1.1: Producción y perforación del campo Sacha

El mes de mayo del 2010 el campo SACHA tiene 225 pozos, de los cuales el 67% están en producción, el 22% están cerrados por daños en sus instalaciones, 7% de los pozos se utiliza para reinyectar el agua de formación y el 6% para inyección para recuperación mejorada, con un 9% de pozos abandonados que son los que no presentan oportunidades de utilización o producción.

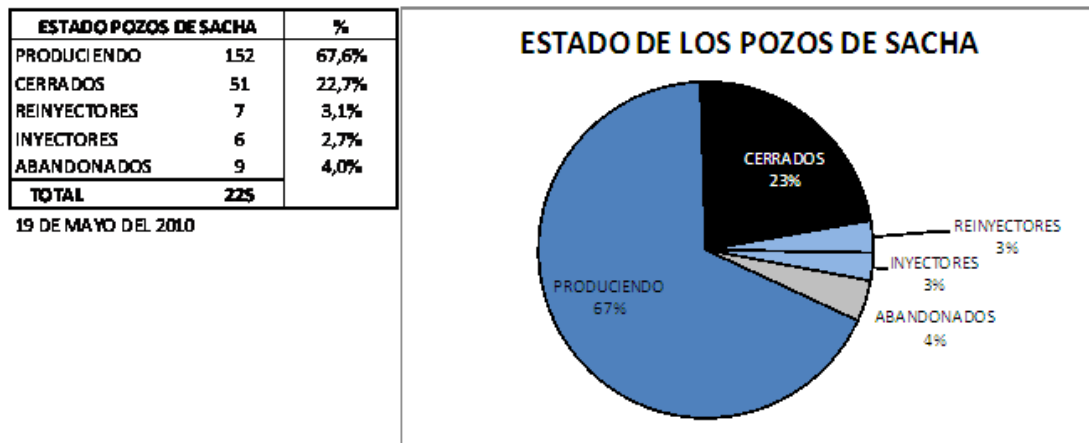


Gráfico Nº 1.1.1.2: Estado de los Pozos de Sacha

1.2. ESQUEMA TRADICIONAL DE PRODUCCIÓN



Gráfico Nº 1.2.1: Torre de perforación en el Oriente ecuatoriano

La tecnología con que partió la producción de petróleo y que hasta el momento se utiliza en un buen porcentaje requiere tener una plataforma de aproximadamente 80 metros por 100 metros, en cuyo centro se realiza una perforación vertical por

medio de la cual se llegaba a los yacimientos de petróleo que se encontraban a profundidades entre 914m a 3658 m (3000 ft a 12000 ft).

Una vez concluida la perforación se instala una tubería desde el yacimiento hasta la superficie, con un cabezal de válvulas que permite su control, y desde este punto una línea a nivel de superficie (tubería) de 4" o 6" hasta la estación de petróleo, la cual sirve para transportar la producción del pozo (petróleo + agua + gas) hacia la estación de tratamiento.



Gráfico N° 1.2.2: Instalación de tubería

El fluido producido llega a las estaciones de tratamiento producción utilizando una tubería por cada pozo.



Gráfico N° 1.2.3: Varias tuberías provenientes de pozos¹

¹ Fotografía elaborada por autores

Para controlar la producción de cada pozo se tiene que medir la cantidad de petróleo, agua y gas producido por los pozos, para lo cual en las estaciones de dispone de manifolds que permiten enviar la producción de un pozo a un separador de prueba.



Gráfico N° 1.2.4: Manifolds

Las estaciones de producción disponen de un conjunto de separadores, en los cuales se realiza la separación de fluidos en: petróleo, agua y gas: luego de lo cual cada uno de ellos tienen su propio tratamiento.



Gráfico N° 1.2.5: Separadores

En resumen se realiza un esquema que consolida lo indicado: Por líneas individuales se llega a la estación de tratamiento y luego se consolidan los flujos

separados en las respectivas unidades, lo que se consolida en el siguiente esquema

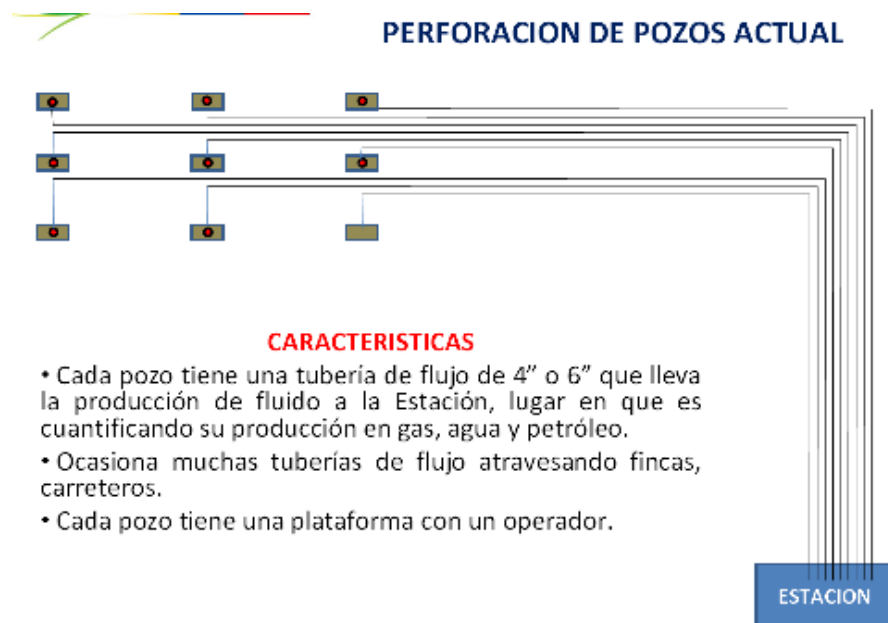


Gráfico N° 1.2.6: Esquema de perforación de pozos actual.

Por lo tanto, la producción de cada pozo es medida en la Estación de Producción.

1.3. NUEVO SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y SU TRANSICIÓN

La tecnología de perforación ha ido mejorando en el tiempo, de tal forma que se ha logrado realizar perforaciones dirigidas, es decir alcanzar las profundidades requeridas con avances horizontales de 1,5 y hasta dos kilómetros.

Esto ha permitido que desde un punto de la superficie se alcance puntos finales de perforación distantes en vertical y horizontal en forma controlada, sin afectar a nivel de superficie.

Gracias a estos logros y con la finalidad de minimizar el impacto ambiental y tener economías de escala, se ha logrado reemplazar varias plataformas por una sola, aprovechando la perforación direccional, alcanzando los mismos o mejores resultados de producción de petróleo que la metodología anterior.

Esta metodología lo aplico la empresa privada en Ecuador desde el año 90, pero no fue adoptada por la empresa estatal.

Al momento la empresa Operaciones Rio Napo CEM está aplicando esta metodología en el campo SACHA, cuyo esquema de producción es el siguiente:

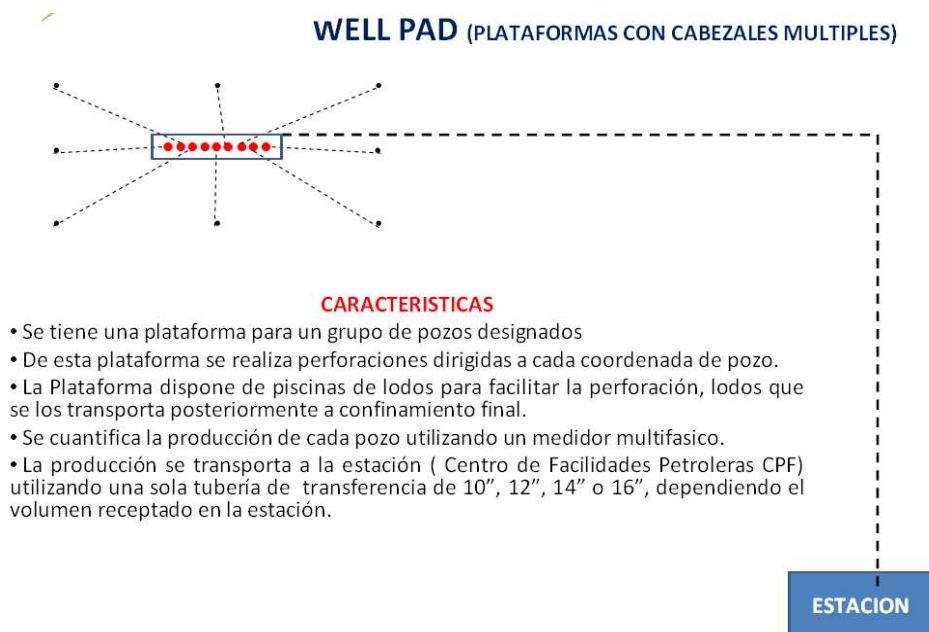


Gráfico Nº 1.3.1: Diagrama de Plataformas con cabezales Múltiples.

Como se puede ver en el esquema, los fluidos de los diferentes pozos se mezclan para ser transportados en una única tubería hacia la estación de producción, por lo tanto el control de producción o la medición de la producción de cada pozo deben ser medidos antes de fusionarse, es decir debe realizarse en la misma plataforma.



Gráfico Nº 1.3.2: Sistema de medición de pozos multifásica: a) separador de prueba tradicional (b) medidor multifásico.

Como se había indicado, la aplicación de la tecnología de perforación dirigida permite tener los cabezales de pozos en superficie a distancias muy cortas, las mismas que pueden ser desde 3,6 metros, como se aplican en Petrobras, Repsol y Bloque 15. Ver gráfico N° 1.3.3.



Gráfico N° 1.3.3: Cabezales de pozos en superficie.

A más de ello tiene las ventajas de tener economía de escala en sus instalaciones, como por ejemplo en inyección de químicos y acometidas eléctricas.



Gráfico N° 1.3.4: Banco de bombas Químicas, transformadores y variadores.

1.4. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO SACHA

1.4.1. Características

1.4.1.1. Producción actual

La producción del campo Sacha al 21 de mayo del 2010 alcanza un potencial de 53,000 BPPD (barriles de petróleo por día) con 52,540 BAPD (barriles de agua por día) y 7.17 millones pies cúbicos día de gas, distribuidos en las diferentes estaciones de producción como se indica a continuación:

21 DE MAYO DEL 2010

ESTACION	POZOS OPERANDO	BFPD	BPPD	PAPD	MCFSD	API
SACHA NORTE 2	26	29.021	13.220	15.801	2.089	27,57
SACHA NORTE 1	44	41.146	17.089	24.057	1.438	26,77
SACHA CENTRAL	34	11.712	8.312	3.331	2.040	27,68
SACHA SUR	51	23.744	14.391	9.353	1.599	26,38
TOTAL	155	105.623	53.013	52.542	7.166	27,00

	<u>BLS/POZO</u>
SACHA NORTE 2	508
SACHA NORTE 1	388
SACHA CENTRAL	244
SACHA SUR	282

Tabla 1.4.1.1.1: Potencial de producción del campo SACHA²

Realizando un pequeño análisis se encontró que los mejores pozos se tiene en Sacha Norte 2 con un promedio de 508 Bls/pozo, siendo los más bajos los que abastecen a la estación Central con un promedio de 244 Bls/pozo.

1.4.1.2. Producción esperada:

Con la finalidad de predecir la producción esperada del campo Sacha, ORNCEM dispone de una Gerencia de GEOCIENCIAS la misma que se encarga de analizar los modelos geológicos estáticos y dinámicos del campo, y en función a simulaciones matemáticas del comportamiento de los yacimientos, ha elaborado una proyección de producción la cual depende de una política de crecimiento

² Datos proporcionados por el campo SACHA

agresiva para lo cual requiere de fuertes inversiones que alcanzan los 650 millones de dólares:

PETROLEO

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Worls 2	13.676	21.460	23.393	26.281	24.032	21.910	20.026	18.241	16.644	15.188	13.821	12.377
Worls 1	17.066	17.704	17.881	17.686	16.327	14.701	13.436	12.213	11.136	10.131	9.238	8.406
Central	9.800	8.938	8.116	7.383	6.720	6.116	5.553	5.064	4.608	4.194	3.816	3.473
Sum	38.444	44.304	43.448	42.333	39.614	37.021	34.685	32.488	30.324	28.227	26.042	23.908
	62.586	72.388	69.841	67.686	64.473	61.748	59.262	56.834	54.363	51.968	49.517	47.164

AGUA

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Worls 2	18.082	21.293	24.733	28.674	33.342	38.660	43.593	48.333	53.000	57.988	62.987	67.783
Worls 1	23.901	28.284	31.674	35.379	39.496	44.228	48.711	53.103	57.648	62.606	67.866	73.039
Central	3.097	3.407	3.748	4.123	4.533	4.988	5.487	6.026	6.640	7.304	8.034	8.837
Sum	8.824	10.518	12.213	14.073	15.974	18.210	20.662	24.022	27.837	32.403	37.643	43.210
	55.384	63.582	72.378	82.251	93.147	106.085	121.633	140.479	161.686	189.382	221.532	259.685

GAS

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Worls 2	2.837	4.276	5.288	5.633	5.228	4.863	4.537	4.220	3.934	3.669	3.322	3.081
Worls 1	1.938	2.324	2.366	2.703	2.526	2.338	2.207	2.060	1.927	1.804	1.732	1.662
Central	1.973	1.894	1.818	1.746	1.676	1.609	1.553	1.488	1.429	1.366	1.312	1.259
Sum	1.824	3.383	4.737	5.610	5.207	4.812	4.436	4.113	3.808	3.526	3.383	3.248
	11.582	13.877	14.438	15.674	14.636	13.645	12.787	11.877	11.052	10.385	9.951	9.553

Fuente: GEÓLOGÍAS
OPERACIONES RIO INAPÓ

Tabla 1.4.1.2.1: Proyección de producción en el campo SACHA por estación³

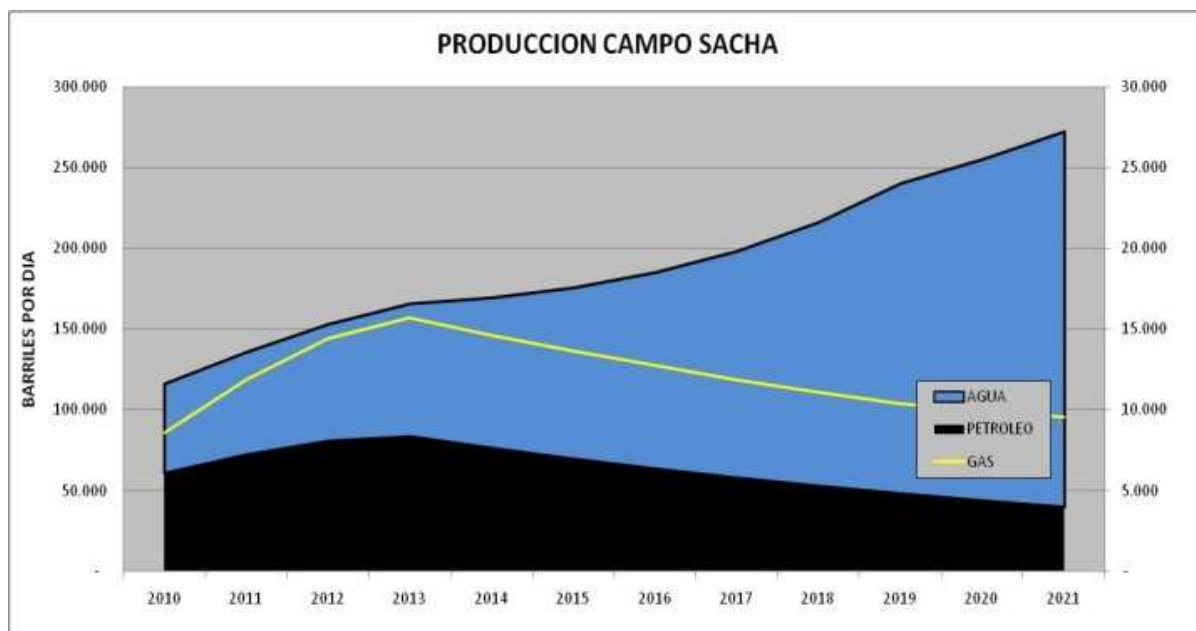


Gráfico N° 1.4.1.2.1: Proyección de Producción en el campo SACHA

³ Datos proporcionados por el campo SACHA

En esta proyección de producción del campo Sacha se aprecia un máximo de 83,000 BPPD para el año 2014 y un incremento permanente de agua de formación llegando en el 2021 a 232,000 BAPD y un pico de gas cercano a 16 millones de ft³/día.

1.4.2. Diagrama del Campo petrolero SACHA

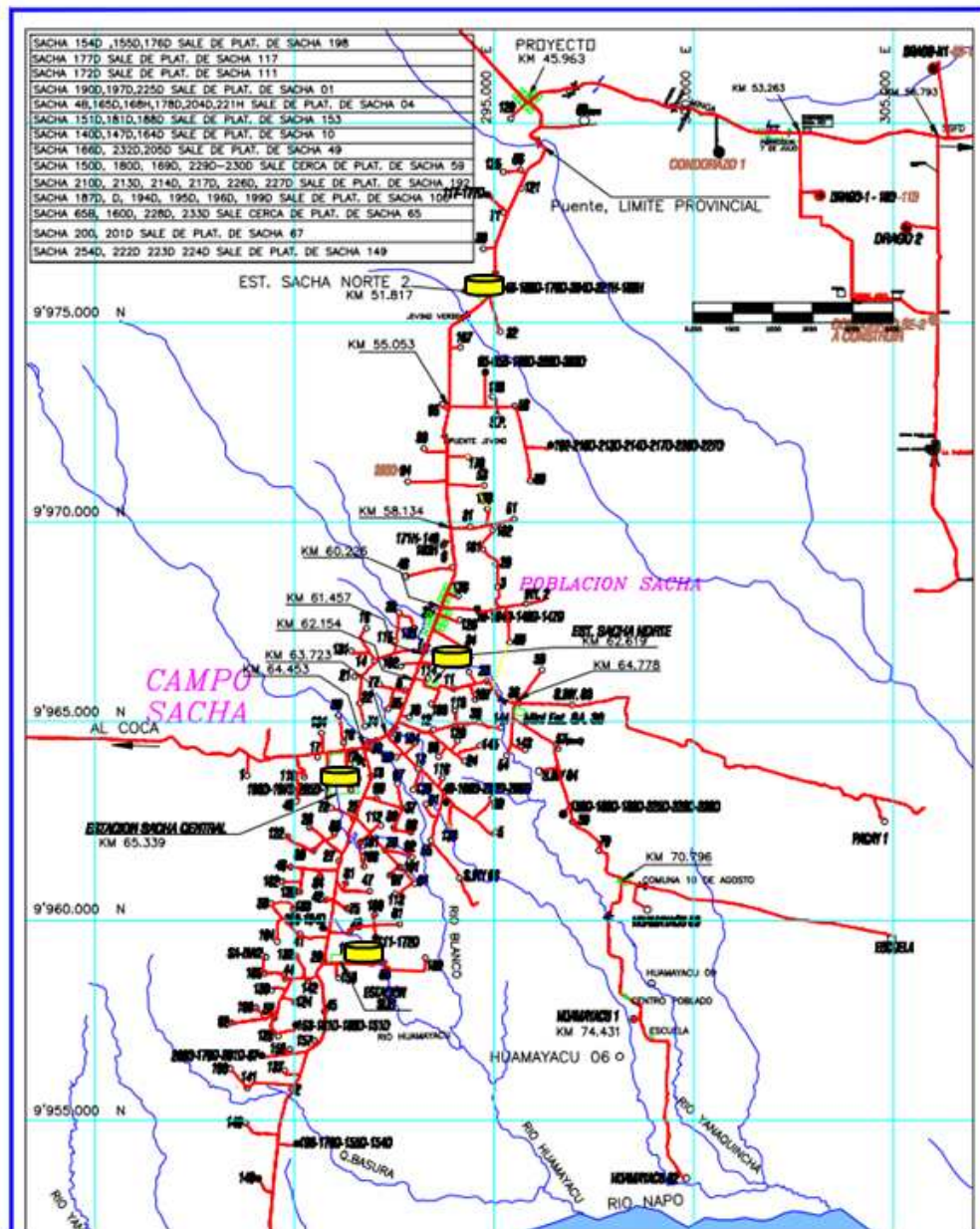


Gráfico N° 1.4.2.1: Mapa Campo Petrolero SACHA⁴

⁴ Diagrama proporcionado por el campo SACHA

1.5. REQUERIMIENTO DE UN SEPARADOR PORTÁTIL

Al aplicar la tecnología de los well pad y tener una sola tubería de transporte se requiere de un sistema de medición fijo instalado en la plataforma, el cual puede ser “Medidor Multifásico” o un “Separador Horizontal Tradicional fijo”, cuya selección depende de la política de la empresa.

Cualquiera que sea la selección del tipo de separador, se considera que los medidores multifásicos y fijos requieren disponer de mantenimiento, cuya frecuencia y tecnología a aplicarse son diferentes para cada caso.

Para esta tesis se considera el caso de tener medidores fijos tradicionales, los cuales tienen el siguiente mantenimiento periódico:

	AÑOS		
	frecuencia	tiempo	anual
• Cilindro principal	5.00	0.2500	0.050
• Internos	5.00	0.1667	0.033
• Tuberías	2.00	0.0417	0.021
• Medidores	0.50	0.0208	0.042
			14.6%

Tabla 1.5.1: Tiempos de Mantenimiento⁵

Es decir, se tiene un máximo de 14.6% del tiempo en mantenimiento anual, pero si estos trabajos podrían programarse para realizarlos simultáneos, si las situaciones lo permiten, significa que se puede bajar un 5% del tiempo que se tiene un equipo en mantenimiento.

Esto significa que si se tiene más de diez WELL PAD, para evitar problemas operativos de falta de medición de la producción, se debe tener un separador portátil que reemplace provisionalmente al separador que se encuentra en mantenimiento o reparación, que, en el extremo positivo de los casos, estaría ocupado solo el 50% del tiempo.

⁵ Datos proporcionados por el Campo SACHA

Considerando que un pozo petrolero tiene una producción promedio de 500 Bls por día (\$50,000 por día), el dejar de producir 5 días representa el valor de un separador similar al proyectado en esta tesis.

Por lo expuesto, la necesidad de disponer de un separador portátil en un campo petróleo que trabajo con well pad, es importante para su gestión, por lo que se considera aplicable a la industria el tema de esta tesis.

CAPÍTULO 2

2. SEPARADOR DE PETRÓLEO

El término "separador de petróleo o separador de petróleo y gas" en la terminología del argot petrolero es designado a un recipiente presurizado que es utilizado para separar los fluidos producidos por los pozos de petróleo, los cuales normalmente tienen componentes líquidos (petróleo y agua) y gas en proporciones diferentes, cuyos valores dependen de las características del yacimiento que son variantes en el tiempo de acuerdo al comportamiento del reservorio.

2.1. CONSIDERACIONES DE PROCESO⁶

A continuación se describe en forma general los requisitos funcionales de los separadores de petróleo y gas, y sus controles.

2.1.1. Componentes del separador

La función de un separador es proporcionar la extracción del gas libre que se encuentra en el petróleo así como el agua a una temperatura y presión específica. Para un funcionamiento eficaz y estable en una amplia gama de condiciones, un separador de gas y líquidos, normalmente tiene las siguientes características.

2.1.1.1. Sección de Separación Primeria

En esta sección se elimina la mayor parte del líquido en su fase de entrada, así como su espuma, con la finalidad de minimizar la turbulencia de gas y entrapar las partículas de líquidos en preparación para el segundo paso de la separación. Para ello, normalmente es necesario absorber el impulso y cambiar la dirección de flujo por alguna forma brusca en su entrada. Normalmente se logra con placas deflectoras a la entrada del fluido o codos que cambian la dirección del fluido, aunque algunas veces se optimiza el funcionamiento con equipos ciclónicos que realizan una mejor separación primaria.

⁶ Normas API 12 J

2.1.1.2. Sección de Separación Secundaria

El principio fundamental de separación en esta sección es la gravedad, permitiendo asentarse o separarse el líquido de la corriente de gas después de que se ha reducido su velocidad. La eficacia de esta sección depende de las propiedades del gas, las propiedades de la fase líquida, tamaño de partícula y grado de turbulencia de gas. Algunos diseños utilizan componentes internos para reducir turbulencia y para disipar la espuma.

2.1.1.3. Sección Acumuladora de Líquidos

El componente líquido es captado en esta sección, buscando tener un mínimo de perturbaciones de la corriente de gas que fluye por su parte superior, con una capacidad suficiente para proporcionar el tiempo de retención necesario para la separación eficiente de gas rompiendo fuera de la solución y la separación de agua libre del petróleo en los separadores de tres fases. Un cortador de vórtice puede ser ubicado sobre las boquillas de salida de líquidos para prevenir la absorción de gas o petróleo con el líquido de la parte inferior.

2.1.1.4. Sección Extractor de Neblina

En esta sección se busca extraer el líquido que está arrastrando el gas, para ello se dispone de varios diseños (una serie de barras, almohadilla tejida de malla de alambre o un dispositivo centrífugo). El extractor de neblina retira de la corriente de gas las pequeñas gotitas (normalmente a 10 micras de diámetro) de líquido antes de que el gas salga del separador. El líquido retenido de esta forma normalmente es menor a 0,1 galones por MMSCF (millón de pies cúbicos estándar).

2.1.1.5. Control del Proceso

La presión de funcionamiento del separador puede ser controlada por una válvula de seguridad o por un peso cargado, resorte o válvula de presión de gas operada en forma piloto. Cuando el gas se entrega a una tubería, la presión mínima del separador se establece por la presión o por la energía necesaria para lograr su transporte hacia su destino. En todo caso, la presión mínima requerida por el

separador está determinada por la presión requerida por los líquidos para vencer los controles y después fluir hacia su destino posterior. Si la presión de operación no es ajustada por encima de estos valores, se tienen problemas de inundación en los equipos de separación, por no contar con la fuerza motriz (driving force) requerido para evacuar los fluidos.

Los Separadores son equipados con uno o más controles de niveles líquidos. Normalmente, un control de nivel de líquido para la sección de la acumulación de líquido de separadores de dos fases activa una válvula de líquido volcado para mantener el nivel requerido de líquido. Dos sistemas de control del nivel de líquido se utilizan normalmente para separadores de tres fases, uno de los cuales controla el nivel de líquido en el lado del vertedero y otro el nivel de interface en el lado separación. En el caso del diseño Balde y vertedero (Bucket and weir), se controla nivel en el balde y nivel en el lado vertedero, siendo ambos controles de nivel de líquido y la interfase es controlada por la propia altura del vertedero, la cual puede o no ser ajustable.

Los separadores también están equipados con indicadores de nivel externos para un control directo de los operadores, lo cual es reforzado con la instalación de manómetros y termómetros.

2.1.1.6. Sistemas de Seguridad

Todos los separadores, independientemente del tamaño o la presión, serán proporcionados de dispositivos de protección de presión establecidos de conformidad con los requisitos del código ASME, sec 8-Div 1.

Cuentan con dispositivos para aliviar la presión como una válvula de alivio de presión en conjunción con un disco de ruptura que está diseñado para proporcionar la capacidad necesaria de alivio en caso de una subida brusca excesiva de presión. La válvula de alivio se establece normalmente en el MAWP, y debe ser calculada considerando las diferentes contingencias establecidas en la práctica API RP 520/521.(Guide for Pressure-Relieving and Deprssuring Systems)

2.1.1.7. Tuberías de descarga

Las líneas o tuberías acopladas a los dispositivos de alivio de presión deben ser diseñadas para poder funcionar cada una en forma individual, Recomendaciones para el análisis de línea de descarga pueden obtenerse en Apéndice M, instalación y operación, del código ASME así como API 520 y 521 de API.

2.1.1.8. Controles y Accesorios

Según el diseño o por seguridades operativas se puede instalar en los separadores otros controles y accesorios, considerando sistemas de parada de emergencia, con transmisores dedicados para el efecto, dependiendo del nivel de seguridad determinado para la instalación (SIL level).

2.2. TIPOS DE SEPARADORES

En primera instancia es conveniente aclarar que la primera clasificación está en función del número de fases que separa; se les llama separadores BIFÁSICOS (cuando separan dos fases, como petróleo y gas o agua y petróleo). Siempre se deberá especificar las fases que entran en juego. Se conoce como separadores TRIFÁSICOS a los que se diseñan para separar tres fases (agua, petróleo y gas) y tetrafásicos, aquellos en los cuales se ha previsto, adicionalmente, una sección para la separación de la espuma que suele formarse en algunos tipos de fluidos.

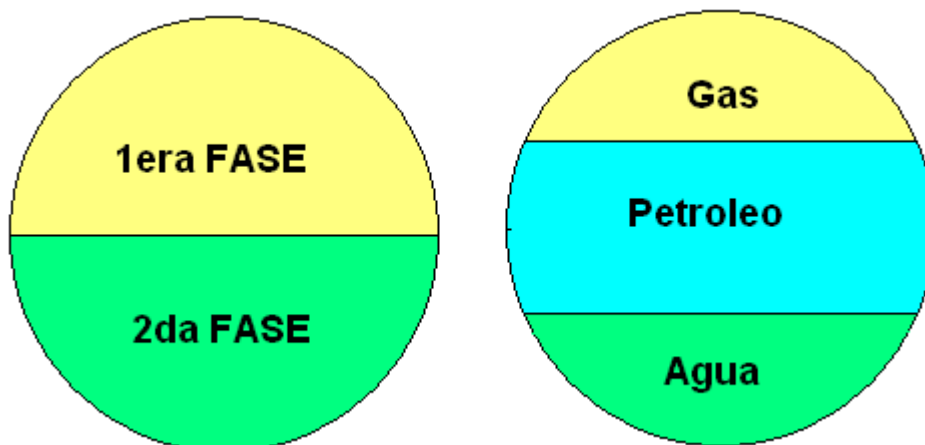


Grafico N° 2.2.1: Tipos de separador

Los separadores pueden clasificarse por su forma y geometría en HORIZONTALES VERTICALES Y ESFÉRICOS

2.2.1. Separador vertical

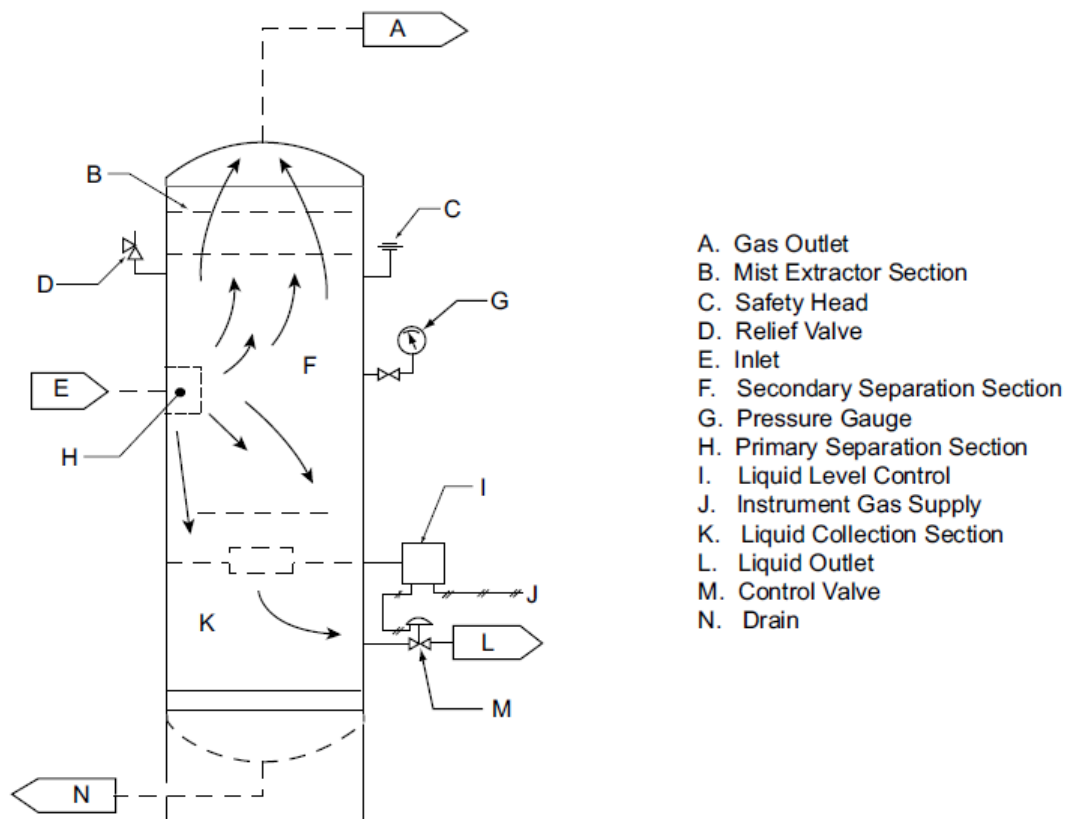


Gráfico N° 2.2.1.1: Separador Vertical

2.2.1.1. Ventajas

Es fácil mantenerlos limpios, por lo que se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.

El control de nivel de líquido no es crítico, puesto que se puede emplear un flotador vertical, logrando que el control de nivel sea más sensible a los cambios.

Debido a que el nivel de líquido se puede mover en forma moderada, son muy recomendables para flujos de pozos que producen por bombeo neumático, con el fin de manejar baches imprevistos de líquido que entren al separador.

Hay menor tendencia de revaporización de líquidos.

2.2.1.2. Desventajas:

- Son más costosos que los horizontales.
- Son más difíciles de instalar que los horizontales.
- Se necesita un diámetro mayor que el de los horizontales para manejar la misma cantidad de gas.

2.2.2. Separador horizontal

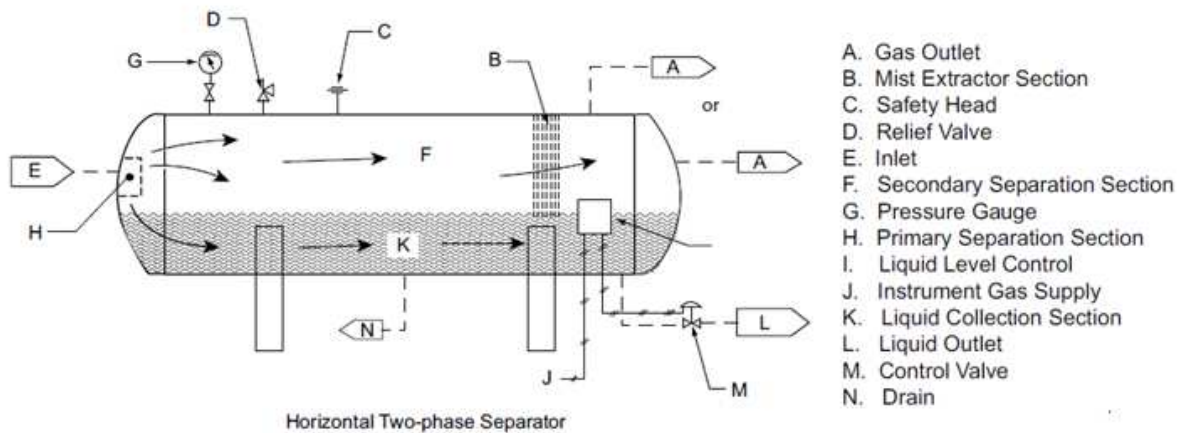


Gráfico N° 2.2.2.1: Separador Horizontal

2.2.2.1. Ventajas

- Tienen mayor capacidad para manejar gas que los verticales.
- Son más económicos que los verticales.
- Son más fáciles de instalar que los verticales.
- Son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma. Para esto, donde queda la interface gas-líquido, se instalan placas rompedoras de espuma.

2.2.2.2. Desventajas:

- No son adecuados para manejar flujos de pozos que contienen materiales sólidos como arena o lodo, pues es difícil limpiar este tipo de separadores.
- El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales

2.2.3. Separador esférico

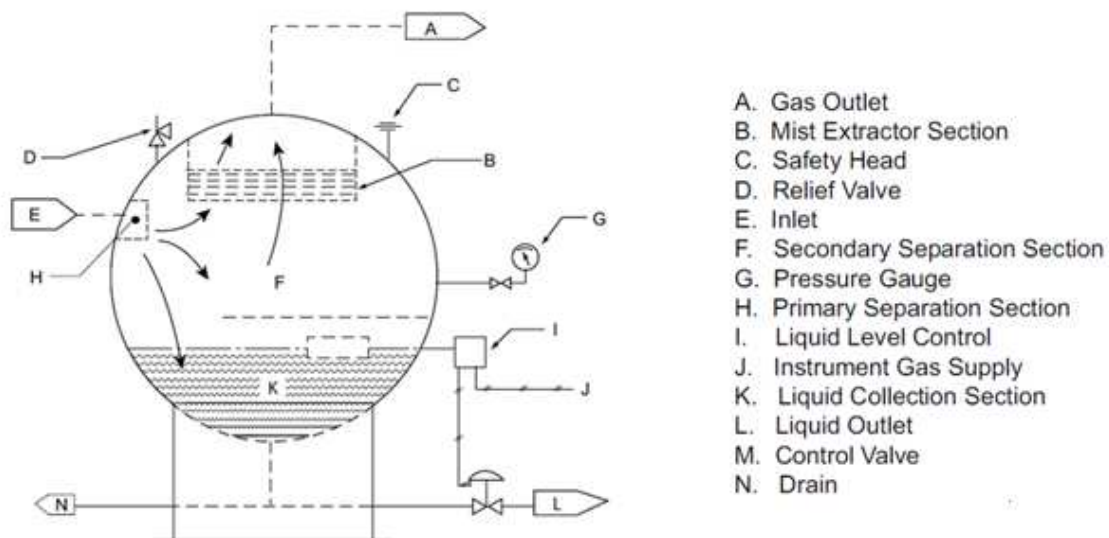


Gráfico N° 2.2.3.1: Separador esférico

2.2.3.1. Ventajas

- Más baratos que los horizontales o verticales.
- Más compactos que los horizontales o los verticales, por lo que se usan en plataformas costa afuera.
- Son más fáciles de limpiar que los separadores verticales.
- Los diferentes tamaños disponibles los hacen el tipo más económico para instalaciones individuales de pozos de alta presión.

2.2.3.2. Desventajas:

Tienen un espacio de separación muy limitado.

2.3. FUNCIONAMIENTO DE UN SEPARADOR

2.3.1. Separación primaria.

El fluido (Gas + Petróleo + Agua) que ingresa por medio de una tubería al separador a cierta velocidad, sufre en su inicio un choque contra una superficie cóncava cuyo impacto produce una primera separación brusca de los líquidos con el gas.

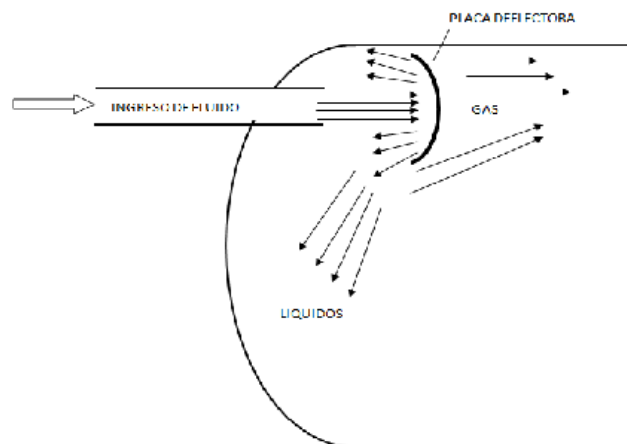


Gráfico N° 2.3.1.1: Separación primaria

Los líquidos por tener un peso mayor que el gas se dirigen hacia la parte inferior del recipiente y el gas hacia la parte superior.

Estos fluidos separados luego de esta separación primaria están arrastrando parte del otro componente, situación que se mejora en la separación secundaria.

La placa deflectora donde choca el fluido está expuesta a esfuerzos altos e intermitentes, causados por la variación de los componentes del fluido que varían en tiempos pequeños en forma inestable, es decir los porcentajes de líquido y gas no son estables.

Por ello, los ingenieros de mantenimiento cuando sacan un separador a su mantenimiento casi siempre encuentran esta placa desprendida, por lo que en su reparación es reforzado su anclaje.

2.3.2. Separación secundaria

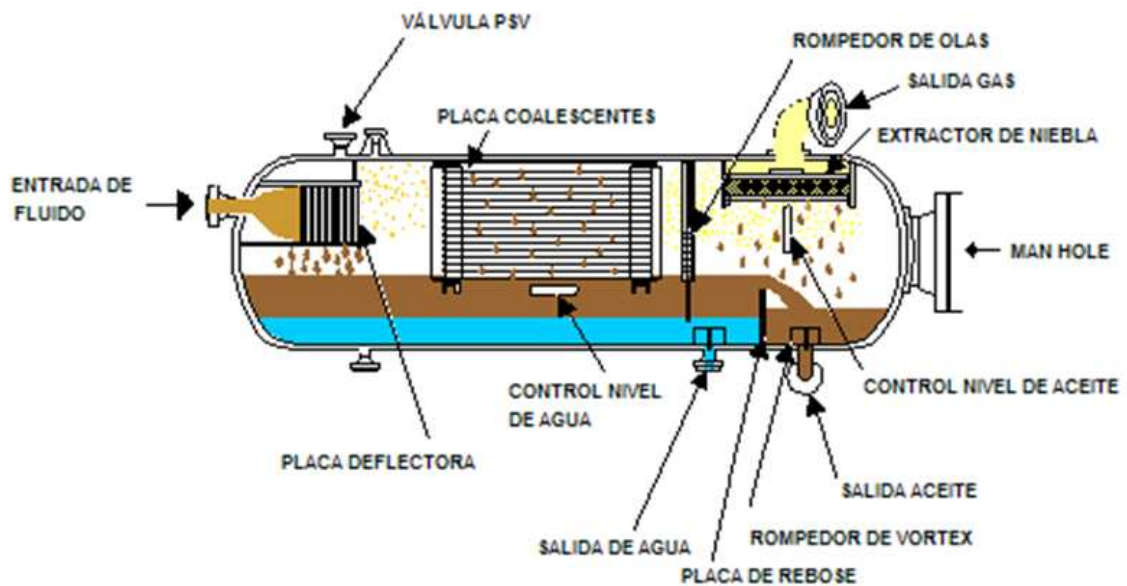


Gráfico Nº 2.3.2.1: Separación secundaria

La porción superior del interior del vaso, está ocupada por la fase gaseosa y la parte inferior por la fase líquida. En esta sección, gran parte del líquido arrastrado por el gas, bajo la forma de gotas, es separado por decantación, y por el empleo de dispositivos mecánicos o baffles colocados en su interior, donde choca el gas y se produce el desprendimiento del líquido que por gravedad baja a la parte inferior.

2.3.3. Sección Acumuladora de Líquidos

Localizada inmediatamente abajo de la región ocupada por la fase gaseosa, es formada por la extensión ocupada por la fase líquida. Esta sección es caracterizada por la aparición de dos capas petróleo arriba, y agua abajo, cuya separación se realiza por la baja velocidad de su movimiento y por la diferencia de densidad, ayudado esto por la colocación de químicos desmenuficantes, que permiten la coalescencia entre las gotas del mismo producto (Agua con agua y crudo con crudo), haciendo que crezcan las gotas y realizando la separación por efecto de la ley de Stokes.

2.3.4. Sección Extractor de Neblina

Localizada en la salida de gas del separador, esta sección es constituida de dispositivos mecánicos, con elevada área de contacto, permitiendo la coalescencia de las gotas de líquido remanente en la corriente gaseosa, estos dispositivos pueden ser formados por mallas metálicas o por viruta metálica.

2.4. SELECCIÓN DE MATERIALES PARA LOS SEPARADORES

Con la finalidad de llegar a seleccionar el material se considera su resistencia mecánica, la tenacidad del material de acuerdo a la temperatura del fluido y del ambiente, tipo de protección anticorrosiva (pintura) o sistemas de ánodos de sacrificio y el tipo de producto a contener, para lo cual se describirá las propiedades del fluido producido, el cual depende de las características de sus reservorios, los cuales en el campo Sacha tienen las siguientes características:

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	BASAL TENA	NAPO U	NAPO T	HOLLÍN SUPERIOR	HOLLIN INFERIOR
DATUM (pies)	-7800	-8530	-8765	-8975	-8975
Espesor neto promedio (pies)	9	23	21	12	12
Porosidad (%)	18	16.7	14.5	14.2	17.1
Saturación de agua inicial (%)	25	20 - 25	15 - 20	30 -40	30 - 40
Permeabilidad (mD)	433	425	240	130	350
Salinidad (ppmCl ⁻)	18000 - 30000	20000 - 25000	10000 - 20000	1000 - 4000	<1000

Tabla 2.4.1: Propiedades del fluido.⁷

Durante la fase de producción de un campo, empiezan a explotar el reservorio que tiene la menor probabilidad de riesgo, bajo costo, y una economía de escala

⁷ Datos proporcionados por el campo SACHA

por su gran volumen. Durante la extracción, estas características cambian, por lo que, en el tiempo los análisis técnico-económico pueden llevar a un cambio de reservorio.

Por esta razón la mayoría de los campos inician explotando los reservorios de mayor reserva y crudo liviano, ya que por sus facilidades presentadas por su baja viscosidad, presenta mejores ventajas en su explotación que los de crudo pesado.

Por este motivo las condiciones y la calidad del crudo en el tiempo son variables, iniciando con crudo liviano y variando en el tiempo a crudo pesado.

2.4.1. Características del fluido producido

2.4.1.1. Petróleo

El petróleo producido, de acuerdo a los análisis físicos químicos realizados por el Laboratorio de corrosión se tiene las siguientes características:

PARAMETROS	UNIDADES	NORMAS	SACHA	
			PROMEDIO ESTACIONES	
API OBSERVADO			27,30	
API 60 °F	° API / °F	D 1298-85	26,33	
API SECO			26,38	
GRAVEDAD ESPECIFICA			0,89656	
AGUA LIBRE	%	D 96-88	0,275	
EMULSION			0,05	
SEDIMENTOS			0	
PARAFINA			1,375	
BSW			0,325	
SOLIDOS POR EXTRACCIÓN			D 473-81	0,02425
BSW POR DESTILACIÓN			D 4006-81	0,475
BSW TOTAL		0,4993		
AZUFRE	% peso	D 3240-90	1,0642	
VISCOSIDAD A 80° F	cSt	D 445-88	30,9625	
VISCOSIDAD A 104° F			28,5025	
VISCOSIDAD A 120° F			27,1050	

Tabla 2.4.1.1.1: Características del petróleo ⁸

⁸ Datos proporcionados por el campo SACHA, Laboratorio de corrosión.

2.4.1.2. Gas asociado

El gas asociado al petróleo producido en el campo tiene las siguientes características adjunto en la siguiente tabla:

CO2	%molar	7,3300
N2	%molar	13,9175
CH4	%molar	53,9925
C2H6	%molar	8,8725
C3H8	%molar	11,4638
iC4H10	%molar	3,8075
nC4H10	%molar	-
iC5H12	%molar	0,6163
nC5H12	%molar	-
Gravedad del gas		0,93975

Tabla 2.4.1.2.1: Características del Gas⁹

2.4.1.3. Agua de formación

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DEL AGUA DE FORMACIÓN			
PARÁMETROS	UNIDADES	CENTRAL	SUR
TEMPERATURA	°F	103,4	104,4
pH	-	6,8	6,8
HIERRO	ppm Fe ++	0,75	4,50
ALCALINIDAD	ppm CaCO3	424	296
DUREZA TOTAL	ppm CaCO3	1690	980
DUREZA CALCICA	ppm CaCO3	1470	870
DUREZA MAGNESICA	ppm CaCO3	220	110
CALCIO	Ca++	588	348
MAGNESIO	Mg++	52,8	26,40
CLORUROS	ppm Cl-	11500	5250
SULFATOS	ppm SO4=	10	310
CO2 DISUELTO EN AGUA	ppm	115	110,0
H2S DISUELTO EN GAS	ppm	-	16,0
H2S DISUELTO EN AGUA	ppm	0,4	1,0
O2 DISUELTO EN AGUA	ppm	0,1	0,2

Tabla 2.4.1.3.1: Características del agua⁷

⁹ Datos proporcionados por el campo SACHA, Laboratorio de corrosión.

2.4.2. Materiales aptos para la construcción del separador

Para definir el tipo de material a utilizar en el separador para el fluido del campo Sacha, se tomará como guía el Anexo B del API 12J (ver anexo 4), el cual indica dentro de las recomendaciones para la corrosión emitidas por el punto B1- Consideraciones, así como el B2 en que nos indica las prácticas utilizadas para un trabajo en ambiente corrosivo para la aplicación de una de ellas o una combinación, las mismas que se describe a continuación:

- a) Un estimado por corrosión de los componentes de un recipiente podrá hacerse, el mismo que posteriormente debe usarse en el cálculo del espesor mínimo del recipiente según las formulas del código **ASME sección VIII División 1 (o división 2 si aplica)**.
- b) Ánodos de sacrificios pueden utilizarse en la zona del ataque de corrosión, físicamente puede ser protegida por el uso de estos ánodos (véase NACE RP 0575).
- c) Los efectos de la corrosión pueden estar controlados con revestimientos internos en todas las superficies de metales expuestas. NACE RP 0181 y NACE RP 0178, directrices y procedimientos que pueden ser aplicados a recipientes como separadores de petróleo y gas, este punto es uno de los importantes para la selección del tipo de revestimiento (pintura) tanto interno como externo, es más económico escoger un material de adecuada resistencia mecánica para resistir a la presión interna y recubrirlo con una pintura resistente al producto contenido.
- d) Los efectos de la corrosión deben ser controlados durante su operación por pequeña que esta sea, llevando una base histórica de la misma. Sin embargo, el sistema debe controlarse periódicamente previendo una nueva forma de corrosión (véase API 510).
- e) Los efectos de la corrosión también pueden ser controlados razonablemente con un tratamiento químico mediante el uso de inhibidores de corrosión.

Este método es mayormente usado en líneas de flujo y en entradas o salidas de separadores de producción para mitigar los efectos del producto, pero no es un factor muy tomado en cuenta en el diseño del separador, se puede decir que es una protección adicional

Para la selección del material el API 12J en el punto 3 **Material** indica los materiales de los separadores se ajustaran al código ASME.

El API 12 J.- 3.2 al referirse a la selección del material para líquidos corrosivos, indica que debe seleccionarse basada en la revisión de las publicaciones conexas de API o NACE para materiales que se ajustan a 3.1. Debe prestarse atención a la selección del material lo que se refiere a la pérdida de peso, impactos por el sulfuro, cloruro y otras formas de corrosión.

ASME SEC VIII D1 C PT UCS que brinda las reglas para los materiales para recipientes a presión que son construidos con acero de baja aleación, en la cual indica que todos los materiales sometidos a esfuerzos debido a la presión deberán ajustarse a uno de las especificaciones dadas en la sección II y se limitarán a las que se enumeran en la tabla de UCS-23.

TABLES		Table UCS-23			
TABLE UCS-23 CARBON AND LOW ALLOY STEEL					
Spec. No.	Type/Grade	Spec. No.	Type/Grade	Spec. No.	Type/Grade
SA-36	...	SA-302	A, B, C, D	SA-516	55, 60, 65, 70
SA-53	E/A, E/B, S/A, S/B	SA-307	B	SA-524	I, II
SA-105	...	SA-320	L7, L7A, L7M, L43	SA-533	A Cl. 1 & 2, B Cl. 1 & 2, C Cl. 1 & 2, D Cl. 2
SA-106	A, B, C	SA-325	1	SA-537	Cl. 1, 2, & 3
SA-135	A, B	SA-333	1, 3, 4, 6, 7, 9	SA-540	B21, B22, B23, B24, B24V
SA-178	A, C	SA-334	1, 3, 6, 7, 9	SA-541	1, 1A, 2 Cl. 1, 2 Cl. 2, 3 Cl. 1, 3 Cl. 2, 3V, 22 Cl. 3, 22V
SA-179	...	SA-335	P1, P2, P5, P5b, P5c, P9, P11, P12, P15, P21, P22, P91	SA-542	B Cl. 4, C Cl. 4a, D Cl. 4a
SA-181	...	SA-336	F1, F3V, F5, F5A, F9, F11 Cl. 2 & 3, F12, F21 Cl. 1 & 3, F22 Cl. 1 & 3, F22V, F91	SA-556	A2, B2, C2
SA-182	FR, F1, F2, F3V, F5, F5a, F9, F11 Cl. 1 & 2, F12 Cl. 1 & 2, F21, F22 Cl. 1 & 3, F22V,			SA-557	A2, B2, C2

Tabla 2.4.2.1.1: Material a seleccionar

Table U 2001 SECTION II

TABLE U (CONT'D)
TENSILE STRENGTH VALUES S_y FOR FERROUS AND NONFERROUS MATERIALS

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec No.	Type/Grade	Alloy Desig./UNS No.	Class/Cond./Temper	Size/Thickness, in.	Min. Tensile Str., ksi
Ferrous Materials (Cont'd)								
1	Carbon steel	Plate	SA-515	70	K03101	70
2	Carbon steel	Plate	SA-516	70	K02700	70
3	Carbon steel	Wid. pipe	SA-671	CB70	K03101	70
4	Carbon steel	Wid. pipe	SA-671	CC70	K02700	70
5	Carbon steel	Wid. pipe	SA-672	B70	K03101	70
6	Carbon steel	Wid. pipe	SA-672	C70	K02700	70
7	Carbon steel	Smls. pipe	SA-106	C	K03501	70

Tabla 2.4.2.1.2: Material a seleccionar

En la sección II del código ASME, se identifican los materiales más comúnmente utilizados en la fabricación de equipo estático, los cuales son:

- a) SA-36
- b) SA-516-70
- c) SA-516-70N
- d) SA-537
- e) SA-312 TP 304
- f) SA-312 TP 316

En general se puede indicar las propiedades mecánicas de estos materiales e indicar que de acuerdo a su composición química y propiedades el acero SA-36 representa la opción más económica para dimensiones pequeñas y presiones bajas.

Para medianos tamaños y presiones el material óptimo sería SA-516-70 para productos que no sean altamente corrosivos en los cuales los recubrimientos (pinturas) pueden controlar la corrosión del producto almacenado.

Solo en casos en los cuales el producto almacenado/separado es muy corrosivo se evaluaría la necesidad de usar materiales de baja aleación o inoxidable dado el mayor costo de fabricación y de material.

En ciertos casos la selección del material se hace por costos de fabricación / transporte, para presiones de diseño altas puede ser más económico usar materiales de alta resistencia mecánica que implique tener espesores y pesos pequeños comparados con el resultado de usar materiales más comunes de resistencia baja (A-36) y obtener altos espesores y pesos difíciles de manejar en la etapa de fabricación y transporte.

2.5. SELECCIÓN DEL SEPARADOR A USARSE.

Para la selección del tipo de separador a usarse, se analizará primero su condición operativa, esto es:

- Tener la capacidad para cubrir cualquier pozo del campo Sacha.
- Tener la capacidad de separar los componentes para que puedan ser medidos.
- Ser una unidad transportable.

2.5.1. Capacidad

Para determinar la capacidad se analizará el FORECAST de los pozos del campo Sacha, el cual se expone un condensado a continuación:

CAMPO	FLUIDO-BPD
SACHA N2	2524,00
SACHA N1	2600,00
SACHA C	769,00
SACHA S	2065,00

Tabla 2.5.1.1: Capacidad

2.5.2. Capacidad de Separación

Considerando que el objetivo es realizar la medición de los componentes, es decir cuantificar el petróleo, agua y gas que produce cada pozo, es necesario que el separador sea trifásico con el cual se consigue el objetivo planteado.

2.5.3. Tipo de separador

Los separadores horizontales son más económicos que los verticales, requieren diámetros más pequeños para la misma capacidad y generalmente reducen la turbulencia al proporcionar un área superficial más grande para el líquido.

Los separadores verticales tienen menor tendencia al arrastre de líquidos que los horizontales, su control de nivel no es tan crítico y tienen buenas facilidades para drenaje de fondo y limpieza.

En reglas generales, los separadores verticales se usan principalmente cuando están presentes los siguientes factores:

- Bajos caudales de flujo.
- Producción de arena, parafinas y ceras.
- Espacio físico limitado.
- Un control de nivel sencillo es requerido.
- Muy bajas relaciones Gas-Crudo (GOR)

En reglas generales, los separadores horizontales se usan principalmente cuando están presentes:

- Grandes volúmenes de gas y/o líquidos.
- Altas a medias relaciones Gas-Crudo (GOR)
- Crudos espumosos.
- Separaciones de tres fases

Los diseños de separadores con internos patentados por fabricantes pueden arrojar dimensiones menores a las obtenidas aplicando la eficiencia del interno. En estos casos se establecerá el diseño más óptimo, ya que en general prevalecerá el criterio más exigente y para ello se requerirá la certificación de eficiencia de internos por parte de los fabricantes.

En la Tabla 2.5.3.1, se muestra un resumen de la aplicabilidad de los separadores verticales y horizontales; con o sin malla, de acuerdo a la situación presentada.

Situación	Vertical sin Malla	Vertical con Malla	Horizontal sin Malla	Horizontal con Malla
Alta Relación vapor / líquido	Muy Recomendable	Muy Recomendable	Moderado	Moderado
Alto "turndown" de flujo de gas	Muy Recomendable	Muy Recomendable	Moderado	Moderado
Baja Relación vapor / líquido	Moderado	Moderado	Muy Recomendable	Muy Recomendable
Alto "turndown" de flujo de líquido	Moderado	Moderado	Muy Recomendable	Muy Recomendable
Presencia de sólidos / materiales pegajosos	Recomendable	Moderado: Considerar internos especiales	Moderado: Considerar internos especiales/ Inclinación	Moderado: Considerar internos especiales/ Inclinación
Separación líquido-líquido solamente	No recomendable	No recomendable	Recomendable	No aplica
Separación líquido-vapor solamente	Moderado	Moderado	Muy Recomendable	Muy Recomendable
Limitaciones en el área de planta	Recomendable	Recomendable	No recomendable	No recomendable
Limitaciones en espacio vertical o altura	No recomendable	No recomendable	Recomendable	Recomendable

Tabla 2.5.3.1: Criterios de Aplicabilidad de Separadores Horizontales/Verticales

El requerir un separador que pueda ser transportable y considerando por ello la última limitación de altura del cuadro anterior, nos lleva a la decisión de que debe ser del tipo cilíndrico horizontal, ya que gracias a esta condición su centro de gravedad estará a menor altura que las otras alternativas de tener un separador vertical o esférico.

Una vez seleccionado el separador, y considerando que esta tesis no cubre el diseño del mismo, se trabajará con un separador ya diseñado.

2.5.4. Especificaciones Técnica Generales del separador a analizar

Separador de prueba de producción con capacidad de 5,000 BFPD, ANSI 150

- Diseño bajo código ASME sección VIII DIV 1.
- Material de cabezas y cuerpo: SA 516 gr 70
- Cabezas: semielípticas 2:1
- Espesor del cuerpo: 1/2" (incluye 0.1875" por corrosión)
- Diámetro: 1.2192 m (48 pulgadas)
- Largo entre costuras: 4 metros
- Presión de diseño: 200 psi
- Temperatura mínima de diseño: 60 F
- Temperatura máxima de operación: 200°F
- Diámetro boca de entrada: 6"
- Salida de gas: 4"
- Salida de agua: 3"
- Salida de crudo: 3"
- Baffles de estabilización de fluido
- Baffle de separación
- Demister

2.5.5. Diagrama básico del separador de prueba

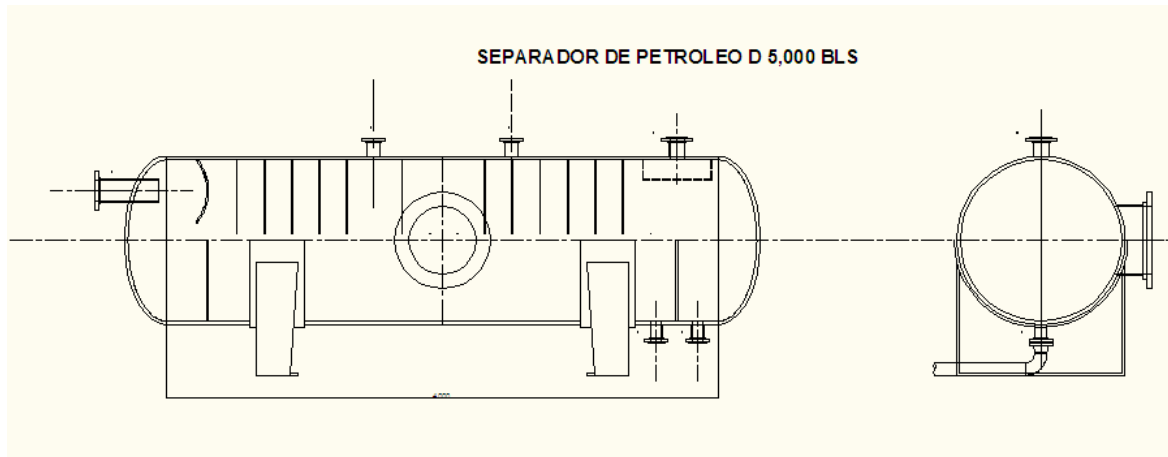


Gráfico N° 2.5.5.1: Diagrama básico del separador

El gráfico anterior representa el diseño básico del separador de prueba, en el cual se aprecia su geometría básica que debe ser analizada por elementos finitos y significa aproximadamente el 95% del peso del equipo que debe ser transportado.

2.5.6. Análisis del separador por elementos finitos

Para realizar los cálculos por elementos finitos se utilizó el programa COMPRESS, INC HOUSTON, TX. USA

Los cálculos indicados se presentan en el anexo 2.

2.5.7. Consideraciones sobre arreglos de tuberías

2.5.7.1. Facilidad de Operación

El diseño se realizará considerando la operación de los equipos y su mantenimiento. Los puntos de operación y control: válvulas, bridas, instrumentos, drenajes se ubican de manera que su operación sea de mínima dificultad.

2.5.7.2. Accesibilidad para Mantenimiento

El diseño se realizará considerando las operaciones de mantenimiento requeridas. De esta forma se toman en cuenta los accesorios necesarios para que

el sistema pueda ser reparado o reemplazado con mínima dificultad. En lo posible se permite el acceso de personal y equipos.

2.5.7.3. Economía

En la selección de materiales y rutas de las tuberías deberá considerarse el impacto económico, ya que estos factores pueden incrementar los costos de fabricación más de lo necesario.

2.5.7.4. Requerimientos Especiales de Proceso

En lo posible se minimizarán las pérdidas por flujo debido a codos y otros accesorios en las tuberías lo que simplifica el proceso y se evitará la instalación de bombas donde no es requerido.

2.5.8. Fabricación del separador

La fabricación del separador, debe cumplir con lo indicado en la norma CÓDIGO ASME SECCIÓN VIII DIV 1 y Specification for Oil and Gas Separators. API SPECIFICATION 12J.

En la construcción debe contar cuando sea necesario, con los equipos requeridos (cizallas), para cortar las planchas de acero al carbono, en caso de que las mismas, no sean perfectamente rectangulares. Además deberá doblar las láminas, hasta alcanzar la curvatura requerida.

Cualquier torcedura, abolladura, o defecto que presente, deberá ser corregido a fin de cumplir con lo indicado.

Todas las soldaduras temporales requeridas para la construcción del separador, deberán ser removidas. Las planchas del separador no deberán sufrir desgarraduras, ni presentar surcos causados por dicha remoción.

2.5.8.1. Soldadura

Los procedimientos de soldadura deberán ser aprobados, por escrito, por el **FISCALIZADOR**, antes comenzarse los trabajos soldadura.

Toda soldadura realizada sobre juntas en el separador, deberán contar con cordones de soldadura completos.

Todas las soldaduras, serán hechas por el proceso de arco eléctrico protegido, de acuerdo a la norma API 650 “Welded Steel Tanks for Oil Storage”, 620 “Design and Construction of Large, Welded, Low Pressure Store Tanks”. Todas las juntas de las planchas, serán soldadas a penetración y fusión completas. Las juntas verticales serán hechas manualmente con pasos múltiples. Las juntas horizontales podrán ser hechas manualmente o con máquinas de arco sumergido de avance automático o semiautomático, de acuerdo a lo descrito en el código ASME Sección IX “Welding and Brazing Qualifications”.

Los accesorios y bocas de visita a soldar a las paredes del tanque, serán soldados por dentro y por fuera de los mismos.

2.5.8.2. Inspección

El **FISCALIZADOR** solicitará a constructora, ensayos de resistencia de los detalles o conexiones estructurales, así como cualquier otro aspecto del **PROYECTO**, que pudiera afectar la calidad de los trabajos.

Siempre que se requiera repetir los trabajos, las pruebas o cualquier otra actividad, por fallas imputables a la constructora, o trabajos de mala calidad detectados por la inspección, todos los costos generados, serán por cuenta de la constructora.

Durante el proceso de construcción de los separadores, la inspección de juntas se efectuará según el Código ASME Sección IX “Welding and Brazing Qualifications”, 620 “Design and Construction of Large, Welded, Low Pressure Store Tanks”.

La constructora hará la inspección radiográfica de las juntas soldadas del separador, teniendo que proceder a la reparación de las soldaduras defectuosas y posteriormente efectuar la toma de rayos X, sin costo adicional.

2.5.8.3. Pruebas

Las pruebas se harán de acuerdo con el Código ASME Sección IX “Welding and Brazing Qualifications”, 620 “Design and Construction of Large, Welded, Low Pressure Store Tanks”.

Las planchas de refuerzo de las boquillas y bocas de visita, se soldarán y luego se probarán con aire comprimido a 25 psi, aplicando solución jabonosa a las soldaduras. Cualquier fuga de aire será motivo de rechazo.

Las juntas serán radiografiadas según el código ASME Sección IX “Welding and Brazing Qualifications”. Reservándose el derecho de seleccionar los puntos de las soldaduras, que se deberán radiografiar.

Todos los defectos en la fabricación, descubiertos por el **FISCALIZADOR** y las pruebas, serán corregidos por la constructora a sus propias expensas, sin costo adicional alguno.

2.5.8.4. Pintura y Recubrimiento del separador

La superficie a pintar debe estar completamente limpia y seca. Se hará limpieza con chorro de arena, con un acabado especificado por las exigencias del recubrimiento

Toda la pintura debe ser completamente mezclada, para evitar la sedimentación de pigmentos y producir una consistencia uniforme, para asegurar una reacción completa de los componentes. La pintura deberá conservar una consistencia homogénea durante su aplicación. Las recomendaciones del fabricante de pintura de fondo o acabado para la mezcla, solventes, transporte y aplicación, deberán seguirse totalmente.

El **FISCALIZADOR** inspeccionará la preparación de superficie, la aplicación de la pintura y el acabado final de la misma. El **FISCALIZADOR**, rechazará el trabajo realizado, si no se cumplen los requerimientos antes señalados.

2.5.8.5. Corte y Doblado de Planchas

La constructora deberá revisar que las planchas de acero al carbono, sean suministradas en la calidad indicada en las especificaciones técnicas y el **FISCALIZADOR** revisará y aprobará las planchas que se usarán en el **PROYECTO**.

La actividad de corte y biselado de las planchas, se realizarán en el taller de la constructora, la misma se realizará mediante equipos de corte por llama, gas o arco eléctrico, con electrodos de carbón u otros equipos adecuados, todo corte deberá quedar libre de rebabas, escorias o de material deformado o afectado por el calor. Las planchas deberán ser cortadas según las dimensiones, forma requerida y correctamente identificadas.

La constructora deberá considerar holguras, en los cortes de las planchas a fin de hacer los ajustes necesarios, durante el armado del separador.

La constructora deberá realizar una prueba de doblado de las planchas de las paredes del separador, a fin de calibrar la máquina dobladora o calandra, dicha prueba deberá ser realizada en presencia del **FISCALIZADOR**. Durante el proceso de doblado, se deberá garantizar que el radio de curvatura de la plancha sea el indicado en los planos de diseño del tanque, y que no existan deformaciones o reducción de espesor de la lámina, ni la formación del efecto de “concha de naranja”.

2.5.8.6. Construcción de los Anillos de Pared

La constructora antes de iniciar la instalación de los anillos de pared del separador deberá:

Elaborar el esquema o secuencia de instalación y soldadura de las planchas. El **FISCALIZADOR**, revisará y aprobará el esquema o secuencia de instalación.

Elaborar y calificar el procedimiento de soldadura. El **FISCALIZADOR**, revisará y aprobará dicho procedimiento.

Todos los equipos, que la constructora utilice en el armado del separador, deberán estar certificados, revisados y aprobados por el **FISCALIZADOR**.

Las planchas deberán ser unidas por soldaduras a tope, mediante el adecuado bisel. Durante el proceso de soldadura, se deberá garantizar la correcta alineación de las láminas, mediante mecanismos temporales de alineación.

Culminadas las soldaduras, se realizarán los “Ensayos No Destructivos”, tomando las radiografías según lo indicado en la norma acordada.

2.5.8.7. Instalación de tuberías

Todas las tuberías que se instalarán se deben regir por la Norma ASME B31.3 “Process Piping”. Todas las tuberías y conexiones (codos, bridas), serán limpiadas a fondo, con el solvente tanto por dentro como por fuera y se dejará completamente libre de suciedad y grasa. Se eliminarán las rebabas de la soldadura del interior de la tubería dejando las superficies lisas.

La constructora deberá tender las tuberías y hacer las conexiones, de manera que resulte un mínimo de tubería cortada. Deberá biselar las juntas cortadas e instaladas en las líneas donde se pueda usar.

Todas las válvulas, accesorios, y equipos serán lubricados de acuerdo con las instrucciones del fabricante, usando el lubricante recomendado.

Todas las conexiones de bridas se deberán ajustar con espárragos y tuercas hexagonales. Todas las roscas serán lubricadas con Threadolet 701 ó un compuesto similar, antes de la colocación y ajuste de las tuercas.

Después que los tubos hayan sido instalados, estos serán inspeccionados por el **FISCALIZADOR**.

2.5.8.8. Juntas Roscadas

Las superficies a roscar, deben estar suaves, uniformes, libres de aletas, laminaciones, fisuras, costras, grasas, pintura u otro material que pueda afectar negativamente la operación de hacer y/o roscar los accesorios.

Las roscas serán hechas usando el lubricante más apropiado, mientras se esté cortando, y será cónica, cortada con el ángulo correcto y suficiente longitud para permitir un correcto acoplamiento.

Un solo hilo defectuoso será suficiente para rechazar la rosca que deberá ser cortada.

En el acoplamiento de accesorios y tuberías, deberá usarse cinta de teflón de 1/25" de ancho, para asegurarse un buen sello a partir del segundo hilo de la rosca.

El **FISCALIZADOR** inspeccionará todas las juntas ensambladas, antes de proceder a aplicar el revestimiento final (aislamiento o pintura), o antes de hacer la prueba no destructivas, según lo justifique conveniente. Lo mismo aplica para el proceso de hacer la rosca.

2.5.8.9. Alineación de las Tuberías

Será responsabilidad de la constructora remover suciedades, protuberancias internas del tubo y sustancias extrañas del interior de los tubos antes de que sean tendidos y soldados. La operación de limpieza, no se realizará en más de cuatro tubos, antes de las operaciones de alineamiento y soldadura.

Durante la operación de fabricación, deberá ponerse especial atención a la entrada de sucio, por los extremos abiertos para asegurar una tubería completamente limpia y libre de obstrucciones. Deberán tomarse las debidas precauciones para evitar que entre agua a la tubería.

Después de limpiados cuidadosamente los extremos de los tubos adyacentes, éstos serán alineados a fin de prepararlos para que la soldadura, quede en ángulo recto con el eje del tubo. Donde haya excentricidades en el tubo y variaciones en el espesor de las paredes, las piezas de tubo serán ajustadas de manera tal, de repartir y disminuir tales desigualdades.

Con el objeto de lograr una alineación exacta, la constructora usará grampas de alineamiento para tubos, conjuntamente con una herramienta para separación

adecuada necesaria para soldar. Al martillar la tubería, solamente se permitirá el uso de martillos revestidos de bronce, y los golpes serán de una intensidad menor a la que puede soportar la tubería, sin causar deformaciones o marcas permanentes.

2.5.8.10. Soldadura de Tuberías

La constructora antes de iniciar la fase de Construcción, entregara los procedimientos de soldadura a utilizar tanto para tuberías como para elementos estructurales, el cual será sometido a aprobación, por parte del mismo. Sin esta aprobación la constructora, no podrá realizar ningún trabajo de soldadura.

Los equipos de soldar, serán del tipo de arco eléctrico y estarán en condición tal, que puedan obtenerse soldaduras sanas, aceptables, continuidad de funcionamiento y seguridad del personal.

Las máquinas de soldar, deberán estar calibradas por un laboratorio reconocido y operarse dentro de los rangos de amperaje y voltaje recomendados por el procedimiento de soldadura, aprobado para cada tipo, tamaño y material de electrodo especificado.

Los electrodos a utilizar, deberán cumplir con los requerimientos de las Normas "ASME", "AWS" y "ASTM". El tipo y tamaño de electrodo, será de acuerdo a lo establecido por la norma para cada caso; y serán suministrados por la constructora.

LA CONSTRUCTORA dispondrá de un lugar adecuado para el almacenaje de los electrodos. Estos se almacenarán en sus empaques originales, sin abrir y protegidos cuidadosamente para prevenir posibles daños físicos y mecánicos, evitar pérdidas del revestimiento o absorción de humedad. Los electrodos que vengan en empaques abiertos, se deberán almacenar en hornos contra cambios excesivos de humedad, el **FISCALIZADOR** podrá rechazar aquellos que muestren señales de deterioro o daño.

Antes de dar comienzo a la producción de soldaduras de tuberías, se establecerá y calificará el procedimiento detallado de soldadura emitido por la

constructora, a fin de demostrar que cumplen con las propiedades mecánicas y químicas requeridas de manera satisfactoria. Dicho procedimiento de soldadura incluirá toda la información pertinente para montar y mantener la operación adecuada del conjunto “Máquina, Soldador y Elemento a Soldar”.

La calidad de la soldadura será determinada por la inspección y ensayos destructivos y no destructivos de la misma. Estos procedimientos deben cumplir con lo indicado en las Normas API RP 1104 y el Código ASME Sección IX.

La preparación de los extremos, limpieza, eventual precalentamiento y ejecución de soldaduras, deben estar conforme con las prescripciones de las normas, especificaciones, códigos y demás documentos contractuales que gobiernen el **PROYECTO**.

Antes de iniciarse la soldadura se efectuará la limpieza de los biseles con cepillo metálico, dejando el metal desnudo, con el fin de comprobar la ausencia de defectos.

El corte de la tubería, debe realizarse de modo que el plano de la sección sea perpendicular al eje del tubo, esmerilando cualquier irregularidad que se produzca.

La alineación de las tuberías, será hecha de tal forma que no se observe desviación angular entre tubería y tubería. La separación entre la raíz de ambas tuberías, deberá ser la indicada en el procedimiento de soldadura aprobado, con el fin de asegurar una completa penetración sin quemaduras.

Los biseles de las extremidades de las tuberías hechas en fábrica, tienen un ángulo igual a $30^{\circ} + 5^{\circ}$, con una raíz de $1/16''$ (1.6 mm) y con una tolerancia de $1/32''$ (0.8 mm), los biseles que se hagan en campo deben satisfacer estas exigencias o a satisfacción del **FISCALIZADOR**.

Después de completar el primer cordón de raíz, en su totalidad, se removerá toda incrustación de escoria, socavación, ranurado o cualquier otro defecto encontrado antes de depositar el siguiente pase de soldadura.

Entre el primero y segundo pase de soldadura, no debe transcurrir un lapso mayor de 10 minutos y cada cordón sucesivo tendrá un espesor no mayor de 1/8" aproximadamente.

Para la reparación o remoción de defectos, LA CONSTRUCTORA se regirá por lo establecido en la Norma API RP 1104, estableciendo un procedimiento de reparación si requiere un cambio con respecto al utilizado en la soldadura original. En todo caso, LA CONSTRUCTORA y la fiscalización decidirán los métodos y reparaciones que deban efectuarse.

LA CONSTRUCTORA deberá someter a la aprobación del **FISCALIZADOR**, un procedimiento para la ejecución de la reparación, teniendo presente las características del material y emplear la técnica ascendente con electrodos celulósicos o básicos para el primer pase y relleno.

En la reparación de la soldadura, luego de saneada la unión, el **FISCALIZADOR** podrá requerir además del control radiográfico, pruebas con ultrasonido o líquidos penetrantes, esto con el fin de asegurarse de la ausencia total de fisuras u otros defectos perjudiciales.

Si se encontrasen extremos de tuberías laminadas, agrietados o con otros defectos, éstos serán notificados por LA CONSTRUCTORA a la fiscalización y procederán a cortarlos, repararlos o retirarlos de la línea a juicio del **FISCALIZADOR**.

La calidad de la soldadura, deberá juzgarse por la supervisión que ejecute LA CONSTRUCTORA en el cumplimiento de estas especificaciones, códigos, especificaciones particulares y demás documentos contractuales que apliquen, para ello deberá contar con personal calificado y equipos adecuados, calibrados y en perfecto funcionamiento para la ejecución de las pruebas.

Cualquiera de los defectos que se presenten en las soldaduras, deberán a criterio del **FISCALIZADOR**, ser reparados, o desecharse mediante el corte de la unión soldada, reponerse completamente, al igual que eliminar uniones soldadas en la línea y sustituir con niples no menores de tres (3) metros de longitud.

LA CONSTRUCTORA deberá hacer inspección y pruebas a las soldaduras mediante ensayos no destructivos (radiografías), y con tintes penetrantes y/o partículas magnéticas donde amerite y presentar los resultados al **FISCALIZADOR**, a fin de garantizar la calidad de las soldaduras que ejecutó.

2.5.8.11. Instalación de Bridas

Cuando se aprieten las bridas, todos los espárragos deben estar colocados antes de comenzar a apretar el primero.

Los espárragos se ajustarán en grupo de 4, a intervalos de 90 grados, para asegurar una presión uniforme sobre la empaadura, luego se apretarán alternativamente los espárragos adyacentes opuestos directamente.

2.5.8.12. Instalación de Válvulas

Las válvulas se instalarán tomando en cuenta los siguientes puntos:

- a) Las caras de las bridas de las válvulas, deberán limpiarse e inspeccionarse para detectar daños. Las empaaduras deben limpiarse y recubrirse con una delgada capa de grasa antes de instalarlas.
- b) Cuando se empernen válvulas bridadas, todos los espárragos deberán estar colocados, antes de comenzar apretar el primero.
- c) Los espárragos se ajustarán en grupo de 4, a intervalos de 90 grados, para asegurar una presión uniforme sobre la empaadura, luego se apretaran alternativamente los espárragos adyacentes opuestos directamente.

2.5.8.13. Inspección Radiográfica

LA CONSTRUCTORA presentará el procedimiento radiográfico a utilizar en el **PROYECTO**, el cual se deberá regir por lo indicado en el Código ASME Sección V “Nondestructive Examination”.

El **FISCALIZADOR** supervisará la ejecución de los trabajos y podrá exigir la repetición, por cuenta de LA CONSTRUCTORA de las gammagrafías que resulten insatisfactorias a criterio del **FISCALIZADOR**.

El Porcentaje de Juntas a radiografiar según el código ASME B31.3 “Process Piping” Parágrafo 341.4.1 debe ser mayor al 5% de todas las juntas de tubería superficial en conexiones soldadas y de 100% para tuberías enterradas, tuberías de gas y tuberías de alta presión (Clase 600 o mayor). Se ensayará el 100% de la totalidad de la junta seleccionada. La inspección gammagráfica, deberá cumplir con los requerimientos establecidos en el código ASME B31.3 aplicable a tuberías, tanques y equipos.

La interpretación y aprobación de las placas tomadas, se hará según el Código asociado al tipo de servicios de la línea (ASME B31.3 y API RP 1104).

LA CONSTRUCTORA deberá presentar un reporte detallado de las gammagrafías ejecutadas, el cual debe ser entregado el día siguiente a la realización de la inspección, donde se indiquen además de los límites de aceptación o rechazo de los defectos observados, su ubicación y recomendaciones pertinentes, esto en caso de que los hubiere. Además el reporte, debe también contener los detalles del procedimiento radiográfico usado como son: tipo de material a inspeccionar, espesor, tipo de fuente de radiación y tamaño, geometría de la exposición, tipo de película, criterio de evaluación, fecha, y obra.

LA CONSTRUCTORA deberá tomar todas las medidas de seguridad, necesarias para evitar la exposición a las fuentes de radiación de personal ajeno a los trabajos. Toda señalización y resguardo necesario, deberán ser implementados por LA CONSTRUCTORA para garantizar este requerimiento.

2.5.8.14. Revestimiento Externo de Tuberías

Tuberías Superficiales

LA CONSTRUCTORA deberá limpiar con chorro de arena o mecánicamente las tuberías, estructuras y soportes antes de proceder a pintar los mismos.

Toda superficie del material que no pueda ser limpiada con chorro de arena, podrá ser limpiada con herramientas manuales según el procedimiento indicado en las normas SSPC-SP-2 y SSPC-SP-3, previa aprobación del

FISCALIZADOR. La superficie a limpiarse debe quedar libre de partículas provenientes de fabricación, escoria, aceites, grasas.

Los aceites, grasas, sales, etc., se removerán primero, usando solventes adecuados según especificaciones SSPC-SP-1. El óxido, la escoria de la soldadura, la pintura floja, deberá ser removido con raqueta y otra herramienta adecuada y luego con cepillo de alambre manual, eléctrico o neumático. La superficie limpia será aprobada por el **FISCALIZADOR**, antes de empezar a pintar.

Una vez realizada la limpieza y preparación de la superficie, se removerá todo tipo de contaminantes y se notificará de inmediato al **FISCALIZADOR**, para que verifique el estado de las superficies y autorice la aplicación de la primera capa de pintura.

Todas las tuberías deberán ser identificadas indicando además la dirección de flujo.

Esta actividad formará parte de los trabajos de pintura.

Todo el personal que realice trabajos de preparación de superficie y aplicación de pintura, deberá estar evaluado y aprobado, de acuerdo con los procedimientos establecidos de calificación de pintores. El **FISCALIZADOR** exigirá la presentación del carnet correspondiente, cuando lo considere necesario.

LA CONSTRUCTORA deberá poseer, en buen estado todos los equipos necesarios para la preparación de superficie y aplicación de pintura, antes del inicio de los trabajos del **PROYECTO**. Estos serán revisados y aprobados por el **FISCALIZADOR**.

LA CONSTRUCTORA deberá mantener a dedicación exclusiva su propio personal de control de calidad, el cual deberá mantener registros de los ensayos realizados, durante los trabajos de preparación de superficie y aplicación de pinturas o revestimiento.

Toda el área revestida por pintura, debe inspeccionarse mediante detector de fallas “Medidor de Espesor de Capa de Pintura”, las reparaciones igualmente serán reinspeccionadas.

El cumplimiento de las especificaciones será verificado por el **FISCALIZADOR**, durante el curso de la aplicación del sistema de pinturas o recubrimiento.

Antes de la aceptación final del trabajo, se hará una inspección conjunta, el FISCALIZADOR – LA CONTRATISTA, firmándose un reporte de conformidad o puntos pendientes, si los hubiere, el cual LA CONSTRUCTORA deberá terminar a corto plazo.

2.5.9. Criterios de diseño de equipos principales

2.5.9.1. Presión y Temperatura de diseño

Las presiones y temperaturas de diseño fueron especificadas como se indica a continuación:

2.5.9.1.1. Temperatura de Diseño

La temperatura de diseño será la máxima temperatura de operación más 50 °F.

2.5.9.1.2. Presión de Diseño:

Para todos los recipientes sometidos a presión, la presión mínima de diseño será 50 psi.

PRESIÓN DE OPERACIÓN MÁXIMA (POM)	PRESIÓN DE DISEÑO
Bajo 247 psig	POM + 25 psig
Entre 247 psig y 580 psig	1.1* POM
Entre 580 psig y 1160	POM + 60 psig
Sobre 1160 psig	1.05* POM

Tabla 2.5.9.1.2.1: Presiones criterios para Estimar Valores para la Presión de Diseño

2.5.10. Recipientes a Presión

La Temperatura de Diseño será determinada como sigue:

- Para recipientes operando a temperaturas entre 32 y 750 °F, la temperatura de diseño será igual a la máxima temperatura de operación más 50 °F.
- Para recipientes operando por encima de 750 °F, la temperatura de diseño será igual a la máxima temperatura de operación.
- Se deberá elegir una Relación L/D entre 2,5 y 6,0.
- Se deberá elegir un Tiempo de Residencia de entre 2 a 3 minutos para separadores bifásicos.
- El Tiempo entre el Nivel Muy Bajo de líquido (LLL) y el Nivel Bajo de Líquido (LL) deberá ser de 1 a 2 minutos. Igual entre el Nivel Alto (HL) y Nivel Muy Alto (HHL), con el objeto de permitir la toma de acción operacional en caso de contingencia antes de que actúe el sistema de protección del equipo.
- Para Recipientes Horizontales: la Distancia Mínima entre el Nivel Muy Alto de Líquido (o Alto cuando aplique) y el tope de dicho recipiente debe ser el mayor valor entre 12" y el 20% del diámetro del recipiente.
- Para Recipientes Verticales, la Distancia Mínima entre la Línea de Centros ("Center Line") de la boquilla de entrada y el nivel muy alto de líquido debe ser adecuada para minimizar o prevenir el arrastre de líquidos, se recomienda que esta sea igual al diámetro nominal de dicha boquilla.
- Para Recipientes Verticales, la Distancia Mínima entre el tope de dicho recipiente y la línea de centros ("Center Line") de la boquilla de entrada debe ser de 36" (900 mm).
- Se estiman los tamaños de las boquillas de proceso de acuerdo a las recomendaciones que se indican en la Tabla.
- A menos que se indique lo contrario, estas recomendaciones serán aplicables, excepto cuando los tamaños de las tuberías de interconexión son más grandes que los obtenidos por estas recomendaciones. En el caso

de recipientes con internos, se deberá utilizar los criterios recomendados por los fabricantes.

Descripción del caso	Velocidad máxima (pie/seg)
Salida de gas	$60 / (\rho_G)^{1/2}$
Líquido	$60 / (\rho_L)^{1/2}$

Tabla 2.5.10.1: Criterios para estimación de tamaño de boquillas de Recipientes a Presión donde: ρ_G : Densidad del gas a condiciones de operación en Lb/pie³; ρ_L : Densidad del líquido a condiciones de operación en Lb/pie³

2.5.11. Criterios de diseño de tuberías

2.5.11.1. General

Las tuberías de procesos y servicios serán dimensionadas para el flujo de diseño.

- Estimada según la velocidad mínima para líquidos se establece en 3 pie/seg.
- La velocidad máxima en cabezales no deberá exceder la velocidad de erosión, siguiente ecuación:

$$V_e = 160 / \sqrt{\rho_g}; \text{ donde } \rho_g: \text{ Densidad del fluido a condiciones de operación en Lb/pie}^3$$

2.5.11.2. Presión y Temperatura de Diseño

Las condiciones de temperatura y presión de diseño tanto para tuberías de líquidos como de gases serán definidas como sigue:

- La temperatura de diseño será igual a la máxima temperatura de operación más 50°F.
- La presión de diseño para tuberías debe ser consistente con la presión de diseño para los recipientes y equipos a los cuales se conectan. En ningún caso la presión de diseño será menor de 50 psi.

2.5.11.3. Seguridad

Se aplicará aislamiento para protección del personal a las superficies que cumplan con las siguientes condiciones:

- Cuando la temperatura de la superficie sea mayor de 150 °F.
- Cuando la superficie debe estar confinada dentro de áreas de trabajo normal y situado donde el personal podría inadvertidamente hacer contacto con ella.

2.5.11.4. Líquidos

La velocidad máxima en dichas tuberías no deberá nunca exceder la velocidad de erosión.

- Los criterios hidráulicos en las líneas de succión de bombas indicadas en la tabla de arriba serán tomados como guía. En este caso el criterio predominante será el del NPSH disponible del sistema.
- Para el dimensionamiento de cabezales, se tomará el criterio del área equivalente al área transversal de las tuberías que entran al cabezal y que llevan flujo.
- Para líquidos conteniendo sólidos en suspensión, la velocidad no debe ser menor de 3 pie/seg.
- Para agua de formación o producción la velocidad no deberá ser mayor de 10 pie/seg.

Los criterios hidráulicos recomendados para estimar caídas de presión en tuberías de líquidos se presentan en la **Tabla 2.5.11.4.1.**

CAÍDAS DE PRESIÓN RECOMENDADAS			
Servicio	Pérdida por Fricción de Carga hidrostática (pies de líquido/100 pies de tubería)	Notas	
Líneas de Transferencia:			
Agua	1 – 2		
Hidrocarburo	1 – 3		
Bomba Centrífuga:		Verifique NPSH Disp.	
Succión	1 – 3	6 pie/seg.	
Descarga	2 – 4	Velocidad máxima	
Velocidades típicas de líquidos en tuberías de acero (Kern)			
LÍQUIDO Y LÍNEA	Diámetro Nominal de Tubería (pulgadas)		
	2 ó menor	3 a 10	10 a 20
	Velocidad (pie/seg)	Velocidad (pie/seg)	Velocidad (pie/seg)
AGUA			
Succión de bomba	1 a 2	2 a 4	3 a 6
Descarga de bomba (larga)	2 a 3	3 a 5	4 a 6
Conexiones de descarga (corta)	4 a 9	5 a 12	8 a 14
Alimentación de caldera	4 a 9	5 a 12	8 a 14
Drenajes	3 a 4	3 a 5	–
Aguas negras inclinadas	–	3 a 5	–
HIDROCARBUROS LÍQUIDOS			
(Viscosidades normales)			
Succión de bomba	1,5 a 2,5	2 a 4	3 a 6
Cabezal de descarga (largo)	2,5a 3,5	3 a 5	4 a 7
Conexiones de descarga (corta)	4 a 9	5 a 12	8 a 15
Drenajes	3 a 4	3 a 5	–
HIDROCARBUROS VISCOSOS			
Succión de bomba			
Viscosidad mediana	–	1,5 a 3	2,5 a 5
Alquitrán y aceites combustibles	–	0,4a 0,75	0,5 a 1
Descarga (corta)	–	3 a 5	4 a 6
Drenajes	1	1,5 a 3	–

Tabla 2.5.11.4.1: Criterios Hidráulicos para Caídas de Presión en Tuberías de Líquido

2.5.11.5. Gases

Los criterios hidráulicos recomendados para estimar caídas de presión en tuberías de gases se presentan en la **Tabla Nº 2.5.11.5.1**.

Estos criterios se basan principalmente en el tipo de servicio, diámetro de tubería y equipo asociado.

CAÍDAS DE PRESIÓN RECOMENDADAS				
SERVICIO		CAÍDA DE PRESIÓN Lppc/100 pies de tubería		
Línea de Transferencia		0,5 – 2		
Compresor (psig)				
Succión, 0 – 10		0,05 – 0,125		
10 – 50		0,125		
50 -100		0,25		
Por encima de 200		0,5		
Descarga, por debajo de 50		0,125 – 0,25		
50 -100		0,25 – 0,5		
Por encima de 200		0,5 – 1,0		
Cabezales de Alivio y Venteo		Mach ≤ 0,5		
Velocidades Típicas en Líneas de Gases y Vapor				
		Vapor de Agua o Vapor de Agua y Vapor Saturado Sobrecalentado, gas		
Diámetro Nominal de Tubería (Pulg.)	Por debajo de 50 Lppcm	5 a 150 Lppcm	150 a 250 Lppcm	
	Veloc. (pie/seg)	Veloc. (pie/seg)	Veloc. (pie/seg)	
2 o menor	45 a 100	40 a 80	30 a 60	
3 a 4	50 a 110	45 a 90	35 a 70	
6	60 a 120	50 a 120	45 a 90	
8 a 10	65 a 125	80 a 160	65 a 125	
12 a 4	70 a 30	100 a 190	80 a 145	
16 a 18	75 a 135	110 a 210	90 a 160	
20	80 a 140	120 a 220	100 a 170	

Tabla 2.5.11.5.1: Criterios Hidráulicos para Caídas de Presión en Tuberías de Gas
Lppc – Longitud de pies por cada 100 pies de tubería

2.6. SISTEMAS COMPLEMENTARIOS DEL SEPARADOR

2.6.1. Instrumentación del separador

Con la finalidad de tener una descripción del sistema de instrumentación del separador portátil se describirá a continuación su funcionamiento, y se expondrá la descripción de la instrumentación que llevaría este equipo.

2.6.2. Descripción

2.6.2.1. Ingreso

El ingreso del fluido estará regulado por un sensor de alto nivel (LT), el mismo que al detectar alto nivel de fluido dentro del separador, enviara una señal que abre la

válvula de tres vías, enviando el fluido hacia la descarga y cerrando el acceso al equipo.

2.6.2.2. Válvulas de seguridad

La presión de trabajo del separador estará en 150 psi, y la válvula de seguridad se calibrará a 225 psi (1.5 veces la presión máxima de trabajo) y el disco de ruptura está en 240 psi, lo cuales descargarán en igual forma a la línea de descarga del equipo.

El ingreso del fluido estará regulado por un sensor de alto nivel (LT), el mismo que al detectar alto nivel de fluido dentro del separador, enviará una señal que abre la válvula de tres vías, enviando el fluido hacia la descarga y cerrando el acceso al equipo.

2.6.2.3. Válvulas de control

Tanto el gas como petróleo y agua estarán regulado por válvulas de control, la primera marcará la presión de operación del separador y las otras serán reguladas por los niveles internos del fluido y por el nivel de la interfase agua / petróleo.

2.6.3. Descripción del equipo

A continuación se describirá el equipo que llevaría el separador.

2.6.3.1. Sistemas de control

- Válvula de control de agua e interface
- Válvula de control de nivel de crudo
- Medidor de gas y válvula de regulación de presión
- Indicador de nivel de crudo
- Indicador de nivel de interface

- Manómetros
- Termómetros
- Control del equipo y registro de datos /totalizador con tablero de control y PLC.

2.6.3.2. Sistema de seguridad

- Válvula de seguridad
- Disco de ruptura

2.6.3.3. Sistema de medición

- Medidor de flujo de agua tipo turbina
- Medidor de flujo de crudo tipo turbina
- Medidor de flujo de gas tipo placa orificio con compensación de temperatura.
- Medidor de corte de agua en el crudo BS/W.
- Conexiones eléctricas del equipo Explosión proof
- Unidad de compresión de aire para instrumentos incorporados

2.6.3.4. Sistema de acople al sistema de producción

- El separador va montado sobre un skid
- El skid va montado sobre ruedas, tipo trabajo pesado, y puede ser transportado totalmente lleno, se jala con un cabezal tipo Kodiak, Hino FG o similar, esta configuración es ideal para simplificar la movilización del equipo.
- Tendrá cuatro patas telescópicas para embancar y fijan el separador para su trabajo mientras dure la medición.

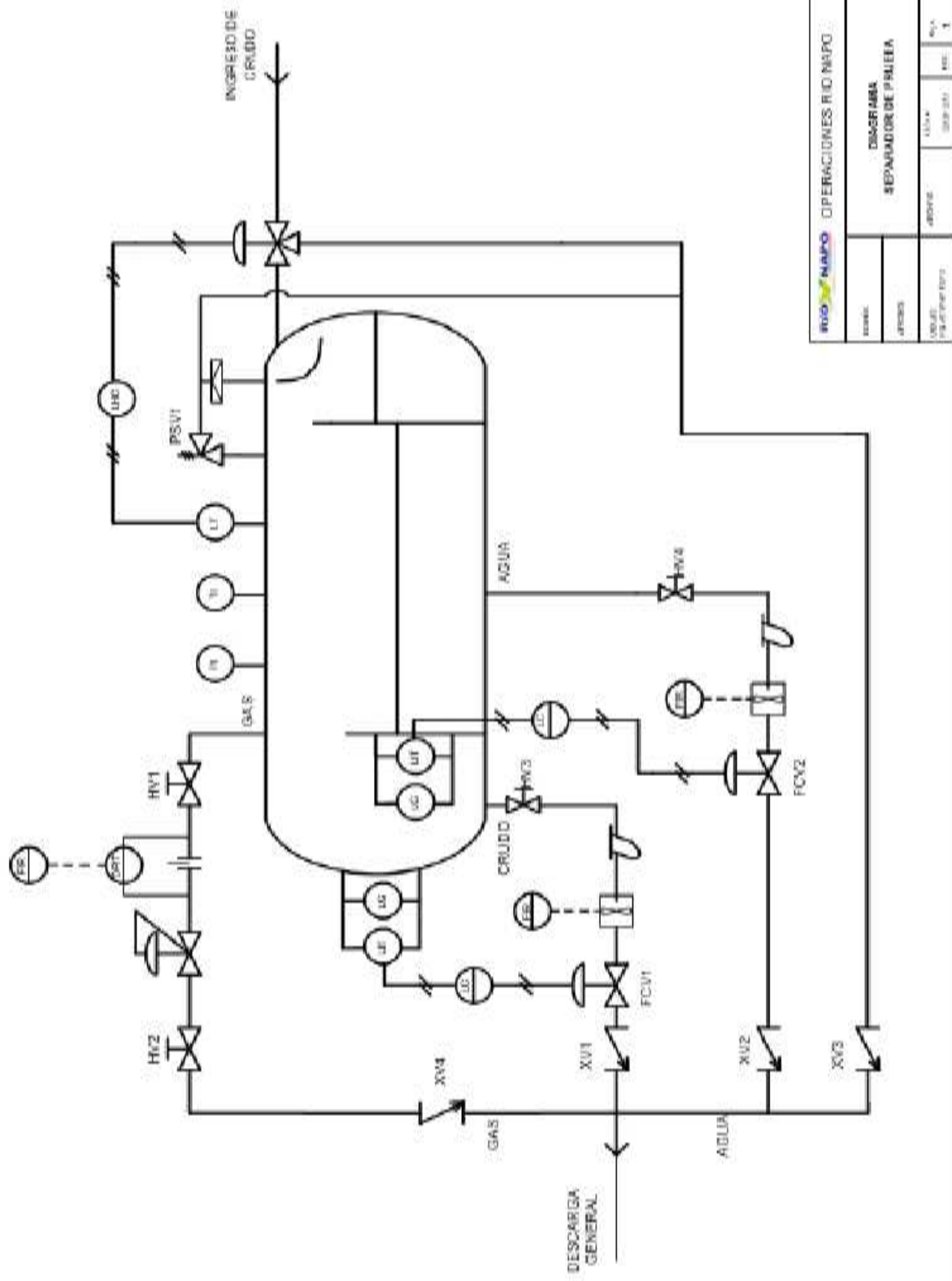


Gráfico N° 2.6.3.4.1: Sistema de acople al sistema de producción

2.6.4. Cálculos para determinar el espesor del cilindro del separador

Para determinar el espesor del cilindro del separador se asumirá algunos parámetros:

Tabla 2.6.4: Cálculo del espesor del cilindro

Temperatura máxima de operación		200	° F
Presión máxima operación		200	psi
Presión de diseño		240	psi
Espesor del separador estimada		1/2"	pulg
Grado	Tensión mínima admisible del material	70000	psig
Bridas Clase 150	Permiten una máxima presión de operación de 260 psi según el API 6D- Sección 2- Tabla 2.1		
El espesor del cilindro se determina mediante la siguiente fórmula:			
Norma ASME B31.4	$TM= P*D/ (2*F*S*E)$		
Donde:			
	TM= espesor mínimo del recipiente (inches)		
	P= presión de diseño interna (psig)		
	D=Diámetro externo del separador (inches)		
	F= factor de diseño		
	S= Tensión mínima admisible del material (PSIG)		
	E= factor de eficiencia de soldadura		
Por lo tanto aplicando la fórmula para el cálculo de la presión se tiene:			
Tm=	0,3125	In	
D=	48	In	parámetro de diseño
F=	0,75		asumido para este recipiente
S=	70000	Psig	Resistencia del material asumido
E=	1		Según tabla 402.4.3. ASME B31.4
P=	683,59	Psig	Presión máxima operativa

CAPÍTULO 3

3. PLATAFORMA DE REMOLQUE

Una vez que en el capítulo 2 se ha establecido el separador de petróleo, es necesario calcular su peso y la ubicación de centro de gravedad, para lo cual es necesario describir todos sus componentes:

- Cilindro principal del separador
- Casquetes ubicados en los extremos del separador
- Entrada principal del fluido compuesto de petróleo, agua y gas.
- Salida de petróleo
- Salida de agua
- Salida de gas
- Divisiones internas para separar el agua y petróleo
- Baffles interiores que ayudan a la separación del gas.
- Extractor de gas.
- Manhole o entrada de hombre (usada para inspección y limpieza).
- Soportes principales del separador

Para lo cual, se realizó a escala su dibujo en autocad, y posteriormente en una hoja de Excel se presentó cada una de las partes con su peso y ubicación, procediendo al cálculo indicado, el mismo que se presenta en el cuadro de la página siguiente:

Los resultados alcanzados señalan que el centro de gravedad horizontal esta a los 2.00 metros del punto referencial y en altura a 0,50 metros.

MASAS - PESOS- COMPONENTES DEL SEPARADOR			
Marco Zambrano Crejuela	sep-10		
Separador	pulg	metros	Unidades
Diametro	48	1,2192 m	m
Largo		4 m	m
Espesor	0,5	0,0127 m	m
Volumen mat		0,1925 m ³	m ³
Peso cil		1,5115 Ton	Ton
Casquetes semieliptico 2/1			
Radio x		0,6096	
Radio y		0,6096	
Radio z		0,3048	
espesor		0,0127	
Volumen mat		0,0193	
Peso elipsoide		0,1512 Ton	Ton
Entrada Principal			
Tuberia 4" sch 40		16,07 Kg	Kg
Brida 4" 300#		12,10 Kg	Kg
Total Peso		0,0282 Ton	Ton
Salidas gas, agua, petroleo			
Tuberia 3" Sch 40		1,69 Kg	Kg
Bricas 3" 300#		8,00 Kg	Kg
Total Peso		0,0097 Ton	Ton
División 1 y 2			
Area		0,5597 m ²	m ²
Espesor		0,0127 m	m
Volumen mat		0,0071 m ³	m ³
Peso		0,0558 Ton	Ton
Baffles interiores			
Area		0,5837 m ²	m ²
Espesor		0,00635 m	m
Volumen mat		0,0022 m ³	m ³
Peso		0,0175 Ton	Ton
Soportes 1 y 2			
Area		2,3034 m ²	m ²
Espesor		0,0127 m	m
Volumen mat		0,0293 m ³	m ³
Peso		0,2296 Ton	Ton
Extractor de gas			
Area		0,6500 m ²	m ²
Espesor		0,00635 m	m
Volumen mat		0,0041 m ³	m ³
Peso		0,0324 Ton	Ton

COMPONENTES HORIZONTALES				COMPONENTES VERTICALES			
Componente	Distancia metros	Peso Ton	Momento Tonm	Componente	Distancia metros	Peso Ton	Momento Tonm
Cilindro	2,0000	1,5115	3,02	Cilindro	0,6096	1,5115	0,92
Casquete I	(0,4064)	0,1512	(0,06)	Casquete I	0,6096	0,1512	0,09
Casquete D	4,4064	0,1512	0,67	Casquete D	0,6096	0,1512	0,09
Entrada P	(0,6096)	0,0282	(0,02)	Entrada P	0,9192	0,0282	0,03
Salida Gas	3,5000	0,0097	0,03	Salida Gas	1,3692	0,0097	0,01
Salida Petroleo	3,7500	0,0097	0,04	Salida Petm	(0,1000)	0,0097	(0,00)
Salida Agua	3,2500	0,0097	0,03	Salida Agua	(0,1000)	0,0097	(0,00)
División 1	0,5000	0,0558	0,03	División 1	0,4064	0,0558	0,02
División 2	3,5000	0,0558	0,20	División 2	0,4064	0,0558	0,02
Baffles int 1	0,7500	0,0175	0,01	Baffles int 1	0,8128	0,0175	0,01
Baffles int 2	1,0000	0,0175	0,02	Baffles int 2	0,8128	0,0175	0,01
Baffles int 3	1,2500	0,0175	0,02	Baffles int 3	0,8128	0,0175	0,01
Baffles int 4	1,5000	0,0175	0,03	Baffles int 4	0,8128	0,0175	0,01
Baffles int 5	1,7500	0,0175	0,03	Baffles int 5	0,8128	0,0175	0,01
Baffles int 6	2,0000	0,0175	0,03	Baffles int 6	0,8128	0,0175	0,01
Baffles int 7	2,2500	0,0175	0,04	Baffles int 7	0,8128	0,0175	0,01
Baffles int 8	2,5000	0,0175	0,04	Baffles int 8	0,8128	0,0175	0,01
Baffles int 9	2,7500	0,0175	0,05	Baffles int 9	0,8128	0,0175	0,01
Baffles int 10	3,0000	0,0175	0,05	Baffles int 10	0,8128	0,0175	0,01
Soporte 1	0,5000	0,2296	0,11	Soporte 1	(0,1000)	0,2296	(0,02)
Soporte 2	3,5000	0,2296	0,80	Soporte 2	(0,1000)	0,2296	(0,02)
Extractor gas	3,5000	0,0324	0,11	Extractor ga	1,3192	0,0324	0,04
Resultados	2,00	2,6490	5,29	Resultados	0,50	2,65	1,33
	CG				CG		

Tabla 3.1: Centros de masas del separador

3.1. DISTRIBUCIÓN GEOMÉTRICA DE LOS ELEMENTOS DEL SEPARADOR.

A partir de este resultado, se determinará los componentes externos principales del separador, entre los que se cita:

- Skid de anclaje del separador y componentes
- Spool de entrada con su válvula incluida de 6"
- Spool de salida de gas de 4" con su válvula y sistema de retención de líquido, con medidor.
- Spool de salida de agua de 3" con medidor tipo turbina.
- Spool de salida de petróleo de 3" con medidor tipo turbina.
- Válvula de seguridad
- Disco de ruptura
- Sistema de recolección de fluidos para su retorno al sistema de producción.

Para tener una guía de la ubicación de cada componente, es necesario previamente realizar un diagrama funcional, el cual se presenta a continuación:

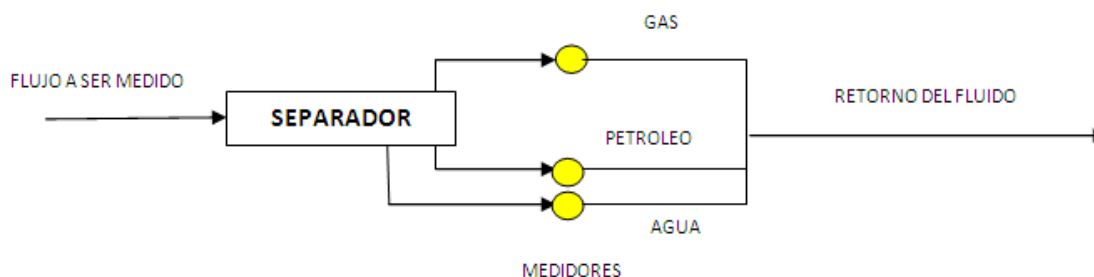


Gráfico N° 3.1.1: Diagrama funcional

En el gráfico se puede apreciar que el fluido a ser medido, que es una mezcla de petróleo, agua y gas, ingresa al separador y luego de ser separado sus componentes, cada uno de ellos es medido con sistemas independientes y posterior a ello se vuelven a juntar, en una sola tubería, para continuar el flujo para su separación definitiva y almacenamiento.

En la instalación de los componentes también debe considerarse que la entrada de fluido y salida deben estar muy cerca, de tal forma que se facilita el acople del separador portátil a las instalaciones petroleras, que estarán junto a los manifolds de las well pad o serán parte de estos.

En función al diagrama operativo, se distribuye los componentes del separador, llegando al siguiente resultado.

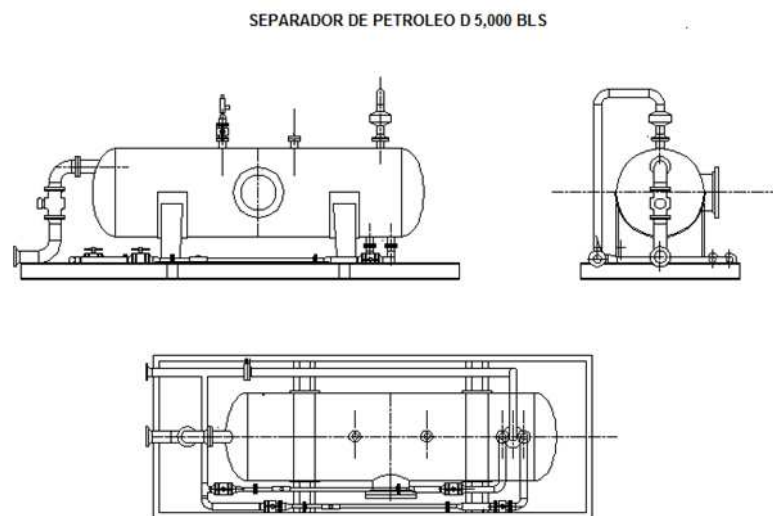


Gráfico N° 3.1.2: Diagrama del separador

El skid descrito, será montado en la plataforma que transporte este conjunto, para lo cual se calcula el nuevo centro de gravedad de todo este conjunto.

Para ello se tomará la normativa ISO aplicada a la aeronáutica, con un eje de coordenadas XYZ "anclado a tierra".

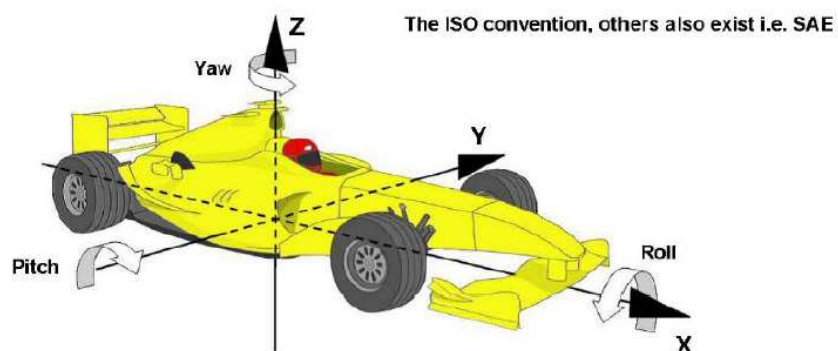


Gráfico N° 3.1.3: Eje de coordenadas

Marco Zambrano Ovejuna			sep-10							
MASAS - PESOS - COMPONENTES DEL SEPARADOR										
Separador	Ubicación Centro Gravedad									
	COTA	metros								
X	1,30	3,30								
Y	2260	1,13								
Z	0,52	1,02								
Peso	2,65	toneladas								
Entrada										
X	0,44	metros								
Y	1,13	metros								
Z	0,92	metros								
Peso	191,86	Kg								
Salida Petroleo										
X	3,46	metros								
Y	0,17	metros								
Z	0,29	metros								
Peso	90,00	Kg								
Salida agua										
X	3,09	metros								
Y	0,43	metros								
Z	0,29	metros								
Peso	86,00	Kg								
Salida Gas										
X	3,72	metros								
Y	1,70	metros								
Z	1,22	metros								
Peso	105,99	Kg								
Salida Fluido										
X	0,86	metros								
Y	1,61	metros								
Z	0,29	metros								
Peso	41,72	Kg								
SKID - BASE										
X	3,06	metros								
Y	1,13	metros								
Z	0,11	metros								
Peso	576,62	Kg								
			COMPONENTES HORIZONTALES (X)				COMPONENTES PROFUNDIDAD (Y)			
			Componente	Distancia	Peso	Momento	Componente	Distancia	Peso	Momento
				metros	Ton	Tonm		metros	Ton	Tonm
			Separador	3,3000	2,6480	8,74	Separador	1,1300	2,6480	2,99
			Entrada P	0,4363	0,1919	0,08	Entrada P	1,1300	0,1919	0,22
			Salida Petroleo	3,4587	0,0900	0,31	Salida Petroleo	0,1698	0,0900	0,02
			Salida Agua	3,0900	0,0860	0,27	Salida Agua	0,4272	0,0860	0,04
			Salida Gas	3,7231	0,1060	0,39	Salida Gas	1,7008	0,1060	0,18
			Salida Fluido	0,8648	0,0417	0,04	Salida Fluido	1,6130	0,0417	0,07
			Skid	3,0584	0,5766	1,76	Skid	1,1300	0,5766	0,65
				3,0997	3,74	11,60	CG - Y	1,1123	3,74	4,16
			COMPONENTES VERTICALES (Z)				UBICACION DEL CENTRO DE GRAVEDAD DEL SEPARADOR TOTAL			
			Componente	Distancia	Peso	Momento				
				metros	Ton	Tonm				
			Separador	1,0200	2,6480	2,70				
			Entrada P	0,9188	0,1919	0,18				
			Salida Petroleo	0,2900	0,0900	0,08				
			Salida Agua	0,2900	0,0860	0,02				
			Salida Gas	1,2176	0,1060	0,13				
			Salida Fluido	0,2900	0,0417	0,01				
			Skid	0,1100	0,5766	0,06				
			CG - Z	0,8377	3,74	3,13				
						CG - X 3,10 metros CG - Y 1,11 metros CG - Z 0,84 metros				

Tabla 3.1.1: cálculo del centro de gravedad del conjunto

En el cuadro anterior se desarrollan los cálculos para obtener el centro de gravedad de todo el conjunto del separador que debe ser transportado, teniendo como resultado:

CG - X	3,10	metros
CG - Y	1,11	metros
CG - Z	0,84	metros
PESO TOTAL	3,7412	toneladas

Tabla 3.1.2: Posición del centro de gravedad

3.2. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE LA PLATAFORMA

En este punto, se analizó varias opciones de solución, las cuales fueron las siguientes:

- a. Plataforma con dos ejes, el posterior fijo y el delantero con giro de de las ruedas, el mismo que debía obedecer al tiro del remolque que debía gobernarlas.
- b. Plataforma con un eje posterior, cubriendo la carga trasera, de tal forma que se requiera de un remolque con quinta rueda, la cual absorbería parte de la carga del separador.
- c. Plataforma con un solo eje central el cual se encuentre bajo el centro de gravedad, de tal forma que el tiro del remolque no presente esfuerzos verticales, o si los presenta sean mínimos.

3.2.1. Criterios para el análisis

A continuación se muestran los criterios que se utilizaron en la matriz de evaluación para la selección de las opciones estratégicas a evaluar para la selección final a utilizar. Los parámetros considerados, fueron los siguientes:

3.2.1.1. Costos de inversión

Considera el menor costo de inversión por diseño, materiales, equipos, construcción.

3.2.1.2. Costos de operación y mantenimiento

Considera los menores desembolsos anuales por concepto de aplicar planes de mantenimiento rutinario y preventivo (procura e instalación de partes y repuestos) e impacto en su operación, consumo de servicios industriales, con mínima dependencia tecnológica para operar y mantener.

3.2.1.3. Seguridad e impacto ambiental

Considera el menor nivel de riesgos inherentes de la instalación a desarrollar en sus fases de construcción y operación. Menor tendencia a producir impacto ambiental, cuantificando los riesgos y/o nivel de emisiones de productos motivados por cambios parciales o totales en los esquemas de mantenimiento.

3.2.1.4. Operatividad

Menor complejidad de la operación de acuerdo al esquema de trabajo.

3.2.1.5. Mantenibilidad

Mayor facilidad y flexibilidad del mantenimiento en virtud al esquema de diseño cantidad y estandarización de equipos, planes de mantenimiento, factor de servicio, así como la disponibilidad y/o prontitud en la entrega de repuestos.

3.2.1.6. Constructibilidad

Define la factibilidad de construir en forma óptima y menos compleja el diseño, tomando en cuenta la complejidad de incorporar cada uno de las alternativas, factibilidad de utilización de equipos existentes, puntos de empalme, requerimientos de áreas dentro de las instalaciones a construir, la compatibilidad del protocolo de comunicación con los sistemas actualmente utilizados en el área y el mínimo tiempo de parada para las interconexiones respectivas de las corrientes principales y secundarias.

3.2.1.7. Tiempos de Falla y Reparación

Mayor tiempo de operación sin interrupciones por falla y menor tiempo de reparación.

3.2.1.8. Experiencia comercial

Considera el número de equipos instalados y experiencia operacional del sistema a nivel nacional e internacional, así como la disponibilidad de asistencia y soporte técnico en las etapas de construcción, pre arranque, arranque y operación normal.

3.2.2. Tabulación según criterios

Tabla 3.2.2.1: Alternativas de plataformas

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE PLATAFORMAS				
VARIABLES	PESO	2 EJES	EJE POSTERIOR	EJE CENTRAL
Costo de inversión	15%	60%	80%	100%
Costos de operación y mantenimiento	20%	50%	100%	100%
Seguridad e impacto ambiental	10%	100%	80%	80%
Operabilidad	15%	100%	60%	80%
Mantenibilidad	15%	60%	90%	100%
Constructibilidad	15%	70%	90%	100%
Tiempos de falla y reparación	5%	50%	90%	100%
Experiencia comercial	5%	80%	100%	100%
	100%	71%	86%	95%

100% Mejor Opción

0% Mala alternativa

Para el análisis se consideró los criterios indicados anteriormente, y considerando que con dos ejes se tiene mayor infraestructura que construir y mantener, y con el eje posterior se requiere el aditamento para la quinta rueda, de acuerdo al cuadro anterior se tiene que la solución seleccionada es la tercera, es decir una plataforma con EJE CENTRAL, lo cual se considera práctico, ya que se cubre las necesidades de transporte con el menor esfuerzo y complejidad.

Además el peso que debe ser transportado puede ser absorbido por un eje central con 4 llantas, ratificando y descartando con este criterio la alternativa 1 y 2, quedando seleccionado la opción 3.

Por lo tanto, la opción seleccionada nos llevó a buscar el diseño de un chasis con capacidad de 6 toneladas.

3.3. DETERMINACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA PLATAFORMA

Para determinar la geometría de la plataforma, se basa del skid que soporta al separador de petróleo, que tiene una dimensión de:

- Longitud 6110 mm
- Ancho 2260 mm

Para el acople al vehículo de transporte se asume un giro relativo entre estos de hasta 60 grados, por lo tanto se mantiene el tamaño del skid con un triángulo de acople, como se puede apreciar en el siguiente grafico.

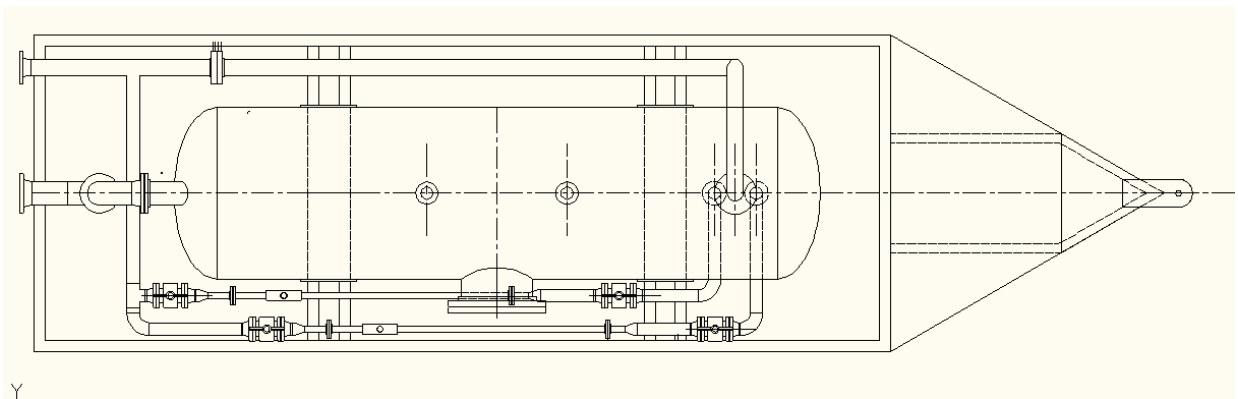


Gráfico N° 3.3.1: Geometría de la plataforma

En el extremo se acopla dos planchas de 1 ¼" de ancho con un pasador de 30 mm de diámetro, con la finalidad de tener una holgura para absolver giros relativos causados por los desniveles del camino.

Como puede apreciarse los dos largueros principales que conforman la base y se agarran de chasis llegan hasta el triangulo de tracción, logrando con ello una continuidad en la estructura de la plataforma.

Una vez definida la geometría de la plataforma de acuerdo las necesidades y dimensiones de nuestro separador se dimensionarán los perfiles principales y secundarios que permitan soportar las cargas aplicadas al chasis.

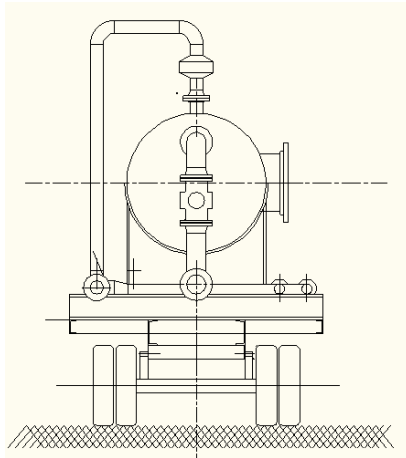


Gráfico N° 3.3.2: Vista trasera general de remolque.

3.4. ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE LA PLATAFORMA.

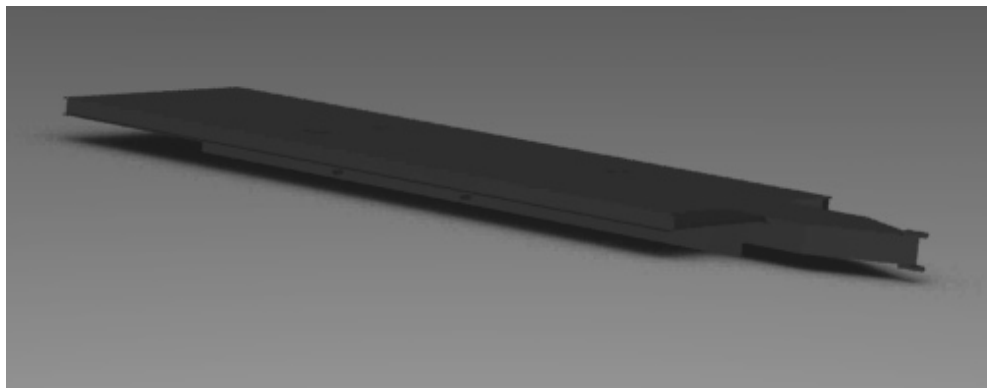


Gráfico N° 3.4.1: Remolque en 3D para su análisis estructural

Para su análisis se define los siguientes parámetros:

- a) La capacidad de carga del chasis de 6ton, carga que se encuentra dividida en los cuatro soportes del separador.
- b) Las reacciones producidas en los puntos de apoyo de los muelles
- c) Una carga distribuida por el skid de 6000N/mm² en los perfiles laterales del chasis.
- d) Su estructura se conforma por un bastidor compuesto de perfiles de material acero ASTM A36. En su fabricación los perfiles componentes se les conforma con los refuerzos y formas necesarias diseñadas por ingeniería, de acuerdo a las prestaciones que se destinará.
- e) EL chasis consiste de dos perfiles laterales en UPN140 x 55 y por 7 mm de espesor separados a 2265 mm, sobre lo cual para dar altura, rigidez y fijación

se instala un perfil UPN 220 y travesaños I100x50, el cual va con una plancha de 4 mm de espesor.

- f) Una distancia de giro de 1500mm con sus perfiles de refuerzos que permita la estabilidad y manejabilidad del vehículo remolcador.
- g) Dos placas que permite el giro del vehículo remolcador de 11/4" de espesor Material Cronic con agujero de 30mm.

El análisis realizado por elementos finitos con el programa SOLIDWORKS se tiene los siguientes resultados:

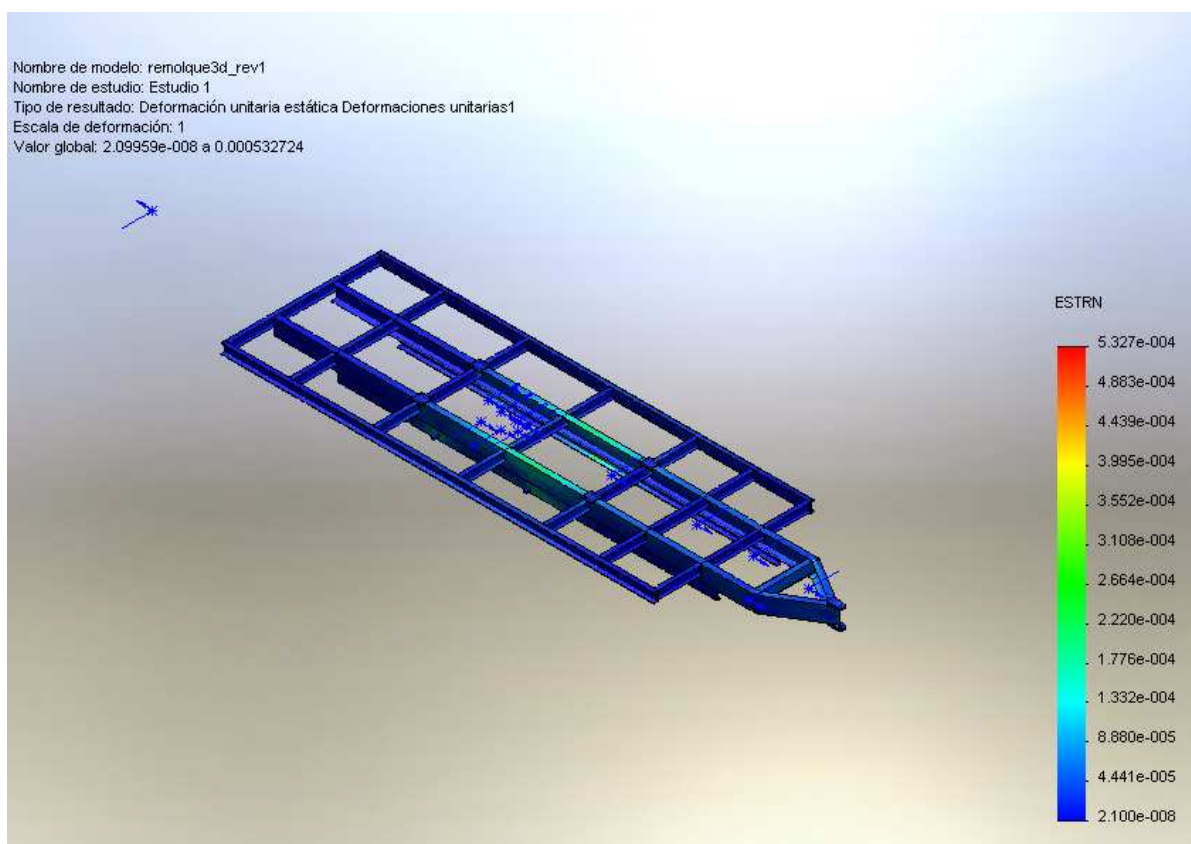


Gráfico N° 3.4.2: Resultados de deformaciones

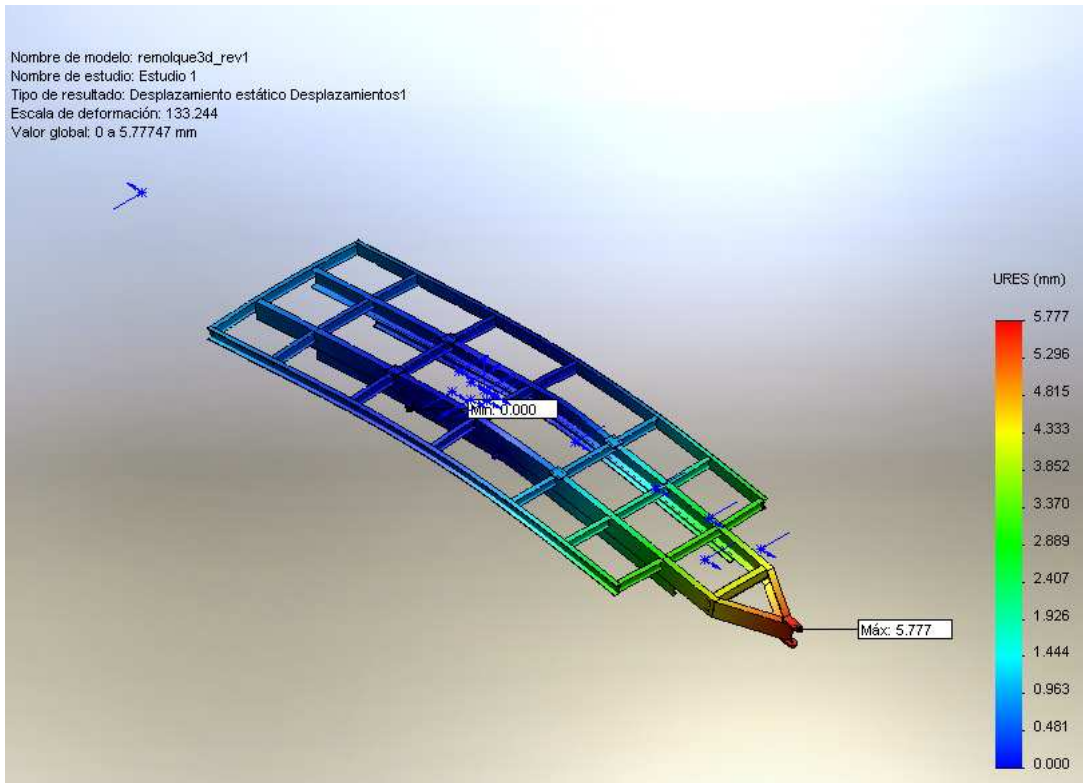


Gráfico N° 3.4.3: Resultados de desplazamientos

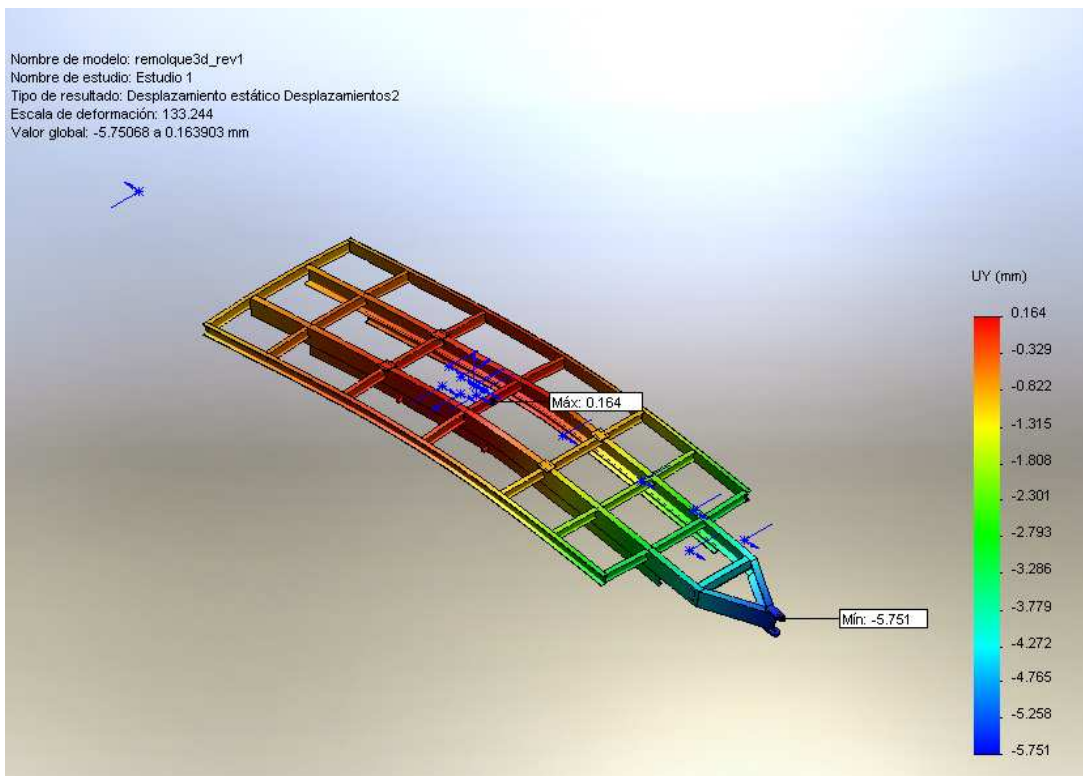


Gráfico N° 3.4.4: Resultados de desplazamientos en el eje y

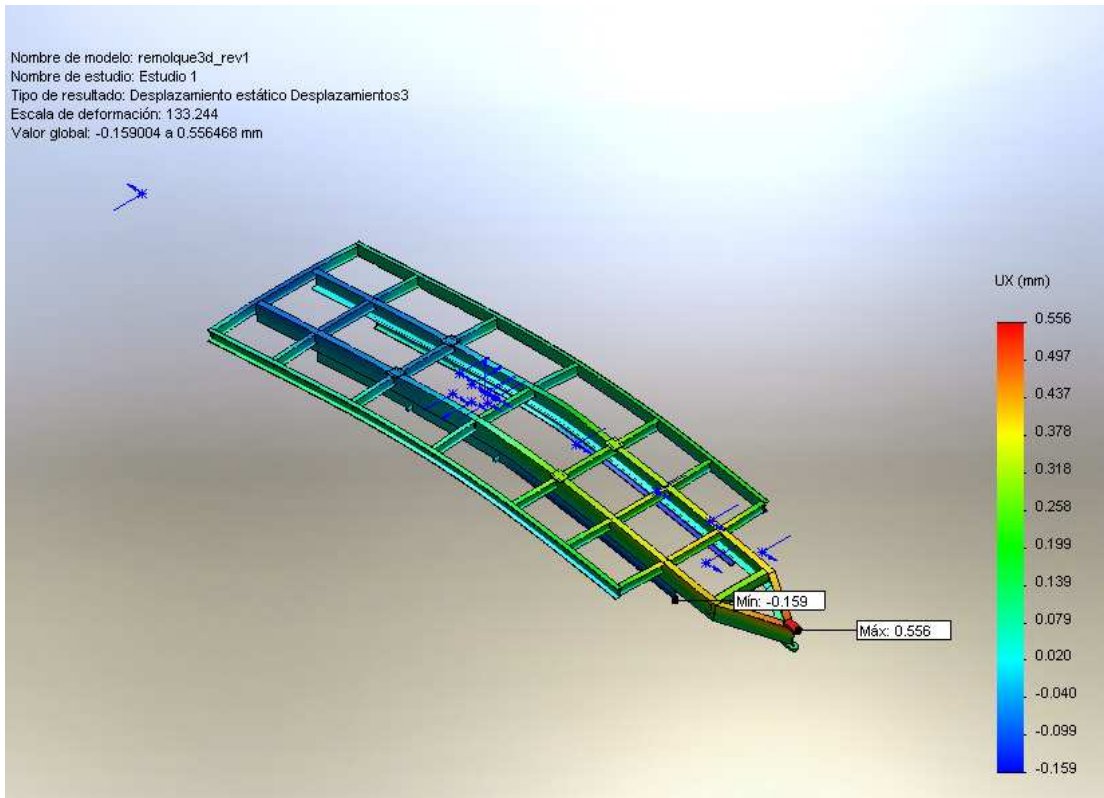


Gráfico N° 3.4.5: Resultados de desplazamientos en el eje x

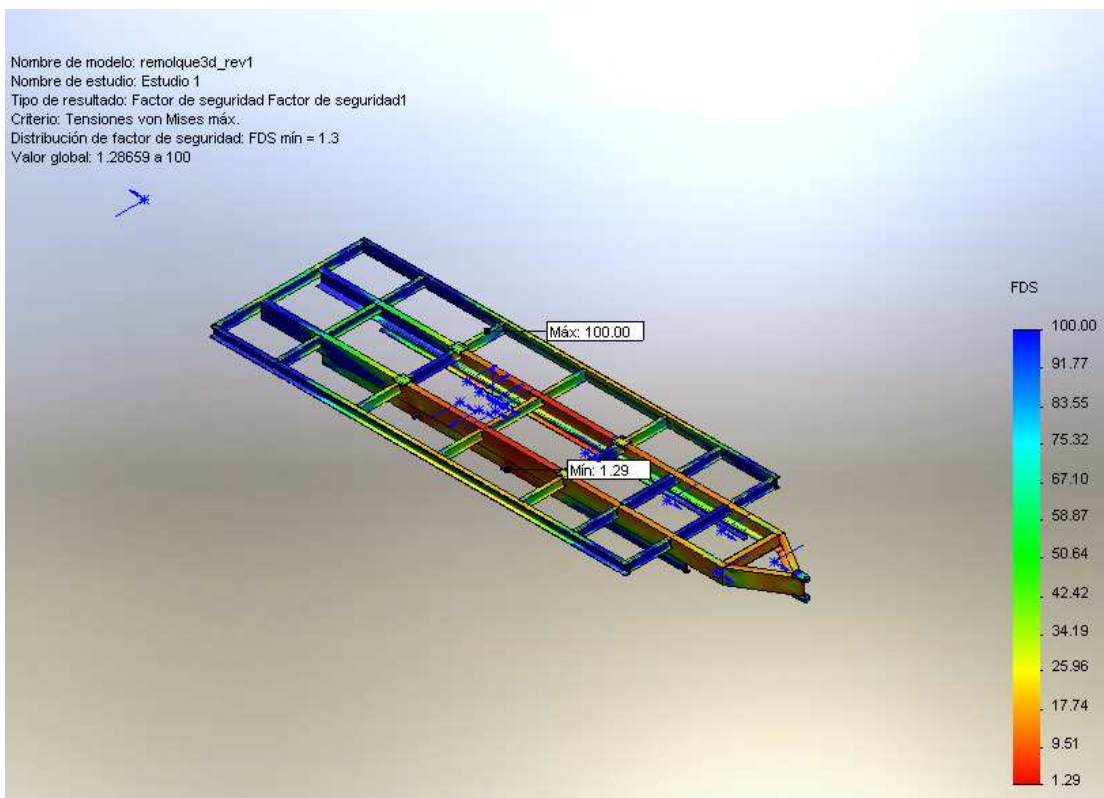


Gráfico N° 3.4.6: Resultados del factor de seguridad

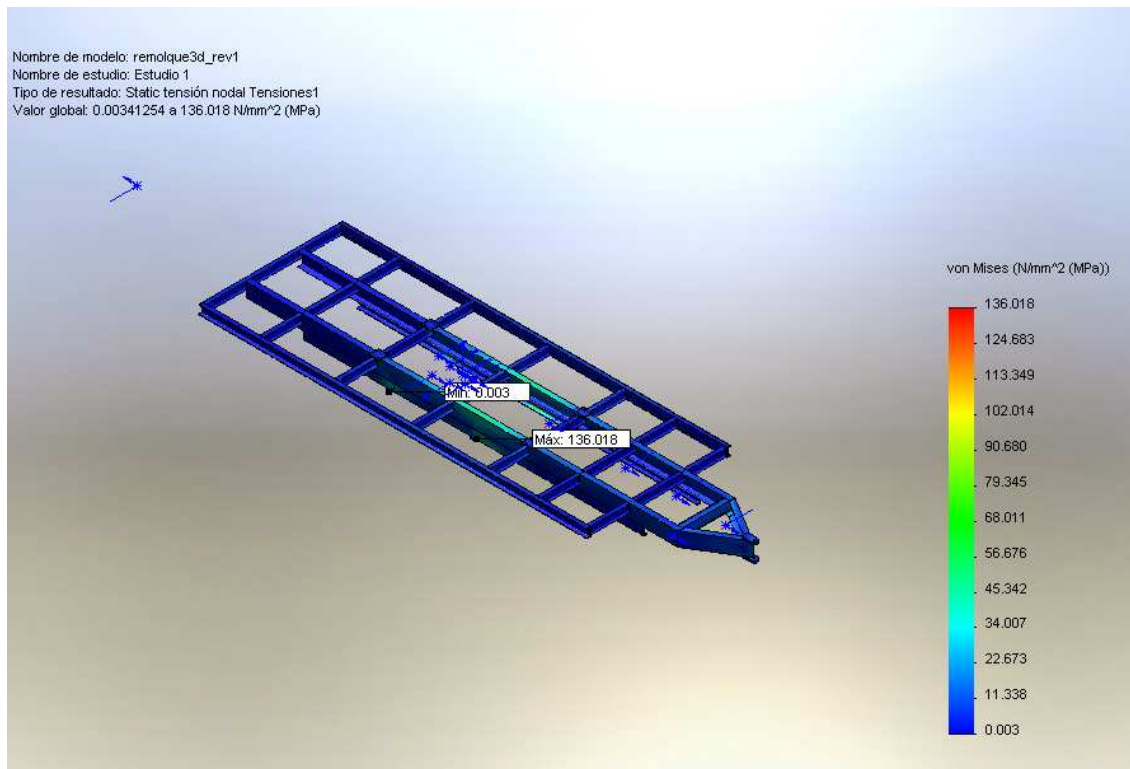


Gráfico N° 3.4.7: Resultados de tensiones Von misis máximas y mínimas

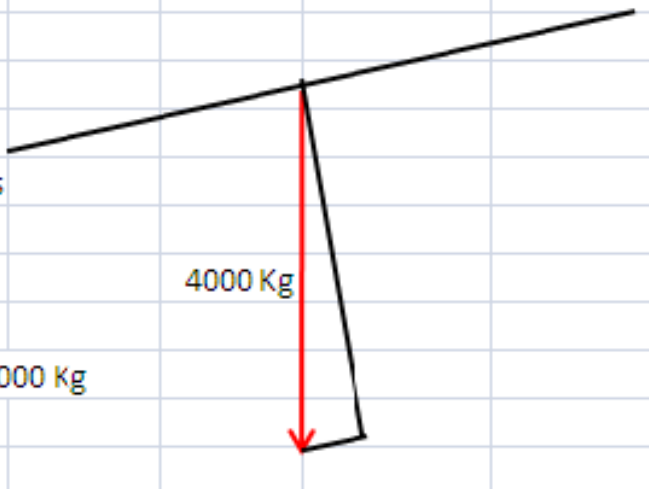
La plataforma resultante tiene 7612 mm de longitud y 2265 mm de ancho, con un peso de 1.5 toneladas.

Para el análisis estructural dinámico se tomará las siguientes consideraciones:

- Se considera que el centro de gravedad del conjunto está sobre el eje central de 4 llantas.
- Los mayores esfuerzos se realizarán al tener pendientes de hasta 10%, situación extrema, ya que las aceptadas están en el orden de 7%.
- Las máximas aceleraciones esperadas estarán en el orden de 4 gravedades.

ESFUERZOS DE TIRO

DATOS		UNIDAD
masa	4000	kg
pendiente	10%	
angulo	0,09966865	radianes
	5,71059314	grados



ESFUERZO MINIMO	
Esfuerzo	seno(5.71 grados) x 4000 Kg
Esfuerzo	398,01 Kg

ESFUERZOS POR ACELERACIONES

Masa	4000	kg	F= m x a	
Gravedad	9,80	m/seg ²	Fuerza	156.800 Kg. m/seg ² (N)
Aceleracion	4 veces la gravedad		F=	15.984 Kgf
Aceleracion asumida	39,20	m/seg ²	F=	15,98 ton
Aumiendo un acero	$\sigma =$	2,00	ton/cm ²	
area eje	$A= F/ \sigma$	Area =	7,99	cm ²
PLANCHA DE ACOUPLE				
ancho plancha	3,20	cm		
diametro eje	3,00	cm		
area de aplastar	9,6	cm ²	mayor que 7.9 cm ²	ACEPTADO

Gráfico N° 3.4.8: Cálculo esfuerzo de tiro¹⁰¹⁰ Elaborado por autores

3.5. SELECCIÓN DE SUS ELEMENTOS DEL CHASIS

3.5.1. Eje

- Capacidad de carga 7000 Kgf
- Rodamientos de rodillos cónicos.

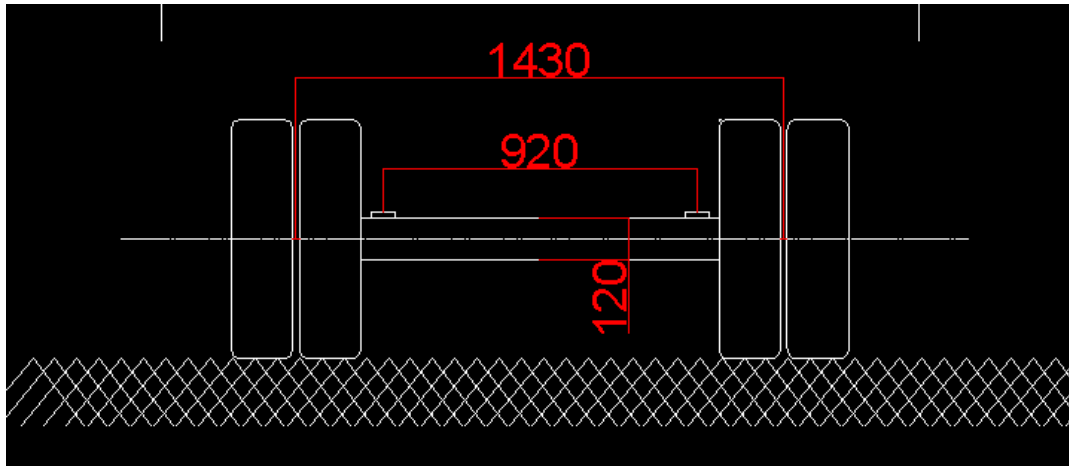


Gráfico N° 3.5.1: Dimensionamiento del eje

3.5.2. Suspensión

La suspensión está formada por dos paquetes de resortes, el principal tendrá una distancia entre ejes de 1300 mm compuesto de 6 hojas de resorte de 10 cm de ancho y 1 cm de alto, el sistema auxiliar está compuesto de 7 hojas de resortes de las mismas características pero con una distancia menor y solo actúa cuando la carga sobre pasa el 50% de la máxima carga. Se determina tomando en cuenta una tensión de trabajo de $\sigma=60 \text{ kg/mm}^2$; teniendo una oscilación de frecuencia de 110v/min de las hojas.

El muelle helicoidal se coloca entre el eje de la rueda y el bastidor. El recorrido del muelle vendrá determinado por su longitud y por sus características elásticas, se obtendrá una mayor absorción de los golpes fuertes que con los muelles, y por tanto, un mayor confort en la circulación.

Pieza fundamental en toda suspensión, los amortiguadores se encargan de amortiguar el movimiento del muelle, por lo que un juego de buenos amortiguadores es indispensable para el buen funcionamiento de este y todo sistema de suspensión.

3.5.3. Neumáticos

Anteriormente se había mencionado un eje con cuatro llantas en lugar de una que permita soportar una carga mayor en el eje.

Para seleccionar el neumático se tomó en cuenta la capacidad de carga del neumático y del rin para soportar la carga de 4000 Kg del separador más chasis.

De acuerdo a la Tabla 3.5.2.1 se escoge el neumático 11R22,5 ya que cumple con las especificaciones necesarias para el remolque de una carga por llanta en eje dual de 2650 Kg cada neumático.

Tabla 3.5.2.1: Alternativas de Neumáticos¹¹



NEUMATICOS PARA REMOLQUES

Medida	Rango de carga	Carga por llanta eje sencillo		Inflado por llanta eje sencillo		Carga por llanta eje dual		Inflado por llanta eje dual		Peso		Ancho del rin			Ancho total		Diámetro total	
		lbs	kg	psi	kpa	lbs	kg	psi	kpa	lbs	kg	in	in	mm	in	mm		
LLANTAS SIN CÁMARA MONTADAS EN RINES DE CENTRO DESPLAZADO EN 15°																		
11R22.5	C	6,175	2,800	105	720	5,840	2,650	105	720	115	52	0	0.0	0	0.0	0		
285/75R24.5	G	6,175	2,800	110	760	5,675	2,575	110	760	119	54	0	0.0	0	0.0	0		
295/75R22.5	G	6,175	2,800	110	760	5,675	2,575	110	760	111	51	0	0.0	0	0.0	0		

*Sella pinchaduras de hasta ¼" de diámetro en el área reparable de la banda de rodamiento.

3.5.3.1. Especificaciones del neumático seleccionado

Ayuda a minimizar el tiempo inactivo y a promover el ahorro de combustible.

- Un innovador sellador dentro de la llanta sella rápidamente las pinchaduras en la banda de rodamiento para ayudar a minimizar el tiempo de inactividad y brindar muchos kilómetros más antes de cambiar la llanta.

¹¹ Manual Goodyear de llantas comerciales

- Construcción con alta disipación térmica y triple componente que ayuda a reducir la cantidad de energía generada en la banda de rodamiento para menor resistencia a la rotación.
- La profundidad de 12/32" de la sección de rodamiento ayuda a promover una baja resistencia a la rotación para ahorrar combustible y prolongar un desgaste uniforme.
- Las cuatro capas del cinturón totalmente de acero ayudan a reducir la presión sobre la banda de rodamiento y ofrecen robustez para reducir la resistencia a la rotación y aumentar la vida útil de la llanta.
- Sólida nervadura de hombro y estría de distribución de presión de particular diseño minimizan el desgaste del hombro para recorrer muchos kilómetros antes del cambio de llanta.
- Dos anchas estrías en forma de circunferencia y laterales ayudan a proporcionar rendimiento en toda estación en caminos mojados, nevados o secos.

3.5.4. Selección del Rin

Es un aro de acuerdo al manual BORLEM para neumáticos sin cámara con un rin 7,50x22,5 con capacidad de carga 3000Kg, presión máxima 120 psi, 10 agujeros de sujeción, espesor del disco 12 mm y para un neumático 11R22,5, peso aproximado del aro 38,4 Kg.

No. BORLEM/ BORLEM P/N / P/N BORLEM : 034470 ✓
 No. Original/ Original P/N / P/N original : TE3.601.027
 Modelo de vehículo/ Type of vehicle/ Tipo de vehículo :
 13.210, 14.140/170/210/220, 16.210/220, 22.140/160 (até 12/88)
 Medida do aro/ Rim size/ Medida de rin : 7.50x22.5
 Medida do pneu/ Tire size/ Medida de neumático : 11R22.5
 Carga máxima/ Max. load/ Carga máxima (kg) : 3000
 Pressão máxima/ (lbs/poF)/ Max. infl. pressure (p.s.i.)/ Presión máxima (lbs/pul") : 120
 Diam. furo central/ Center bore dia./ Agujero central (mm) : 220
 No. de furos/ No. of stud holes/ Cant. de agujeros de fijación : 10
 Diam. circ. de furos/ Bolt circle dia./ Diam. cent. agujeros sujecion (mm) : 285,75
 Diam. dos furos/ Bolt hole dia./ Diam. de los agujeros (mm) : 26
 Espesura do disco/ Disc thickness/ Espesor del disco (mm) : 12
 Semi-espacamento/ Offset/ Offset (mm) : 163,5
 Peso aproximado/ Aprox. weight/ Peso aproximado (kg) : 38,4



Gráfico N° 3.5.1: Aro seleccionado¹²

¹² Tomado del manual de aros BORLEM

3.5.4.1. Especificaciones del aro seleccionado

Permiten el ahorro y seguridad, el hecho de no tener arillos, cámaras de aire y protectores que proporciona gran facilidad en la operación de armar/ desarmar el conjunto, como también mayor estabilidad y dirigibilidad, mejor balanceo del conjunto, gracias al espacio entre ruedas.

3.5.5. Gatos de apoyo

El remolque va equipado con cuatro gatos de apoyo como se indica en gráfico la posición de los mismos. Ver anexo 5 despiece de gato.

Datos técnicos:

- Capacidad de levantamiento 24t
- Capacidad estática (de apoyo) 50t
- Levantamiento por giro: velocidad baja: 1,0mm, velocidad alta 10,6 mm
- Posición neutra y de bloqueo

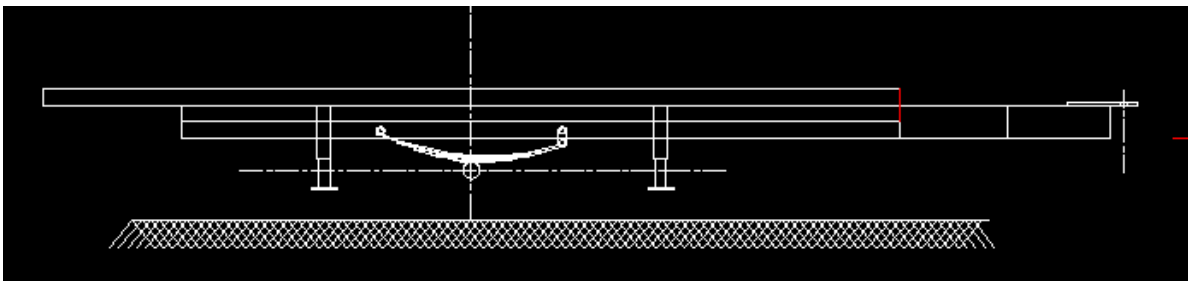


Gráfico N° 3.5.5.1: Posición de los gatos de apoyo

3.6. COMPORTAMIENTO DEL REMOLQUE RESPECTO A SU ESTABILIDAD

El comportamiento del vehículo está definido por la altura comprendida entre el suelo y el bastidor. Esta altura varía según la carga que incide en la suspensión. En consecuencia, a mayor carga menor altura. De este modo, el tipo de neumático influirá en el comportamiento del vehículo.

CAPÍTULO 4

4. PROTECCIÓN SUPERFICIAL

El separador en su interior estará expuesto a los diferentes componentes del petróleo, esto es petróleo, agua y gas, en las composiciones indicadas en el capítulo 2.

En este caso el más corrosivo de los tres es el agua de formación cuya salinidad es alta, mayor que la del mar, para aumentar su vida útil se realizará una protección por pintura de su interior.

En cuanto al exterior, este equipo estará expuesto a un clima tropical, lluvias, humedad, temperatura alrededor de 40 grados centígrados, por lo que también se le protegerá con pintura.

Para realizar la pintura, se debe analizar las condiciones a las que estará expuesta, y según ello se selecciona el tipo de pintura que se va a utilizar, normalmente el fabricante de la pintura para garantizar su producto exige utilizar un procedimiento que asegure un buen resultado de su producto.

4.1. PREPARACIÓN DE SUPERFICIES

Las superficies a ser pintadas, deben ser previamente inspeccionadas y liberadas, teniendo especial cuidado de que las soldaduras estén terminadas, que los puntos de soldadura temporal hayan sido removidos y que los Ensayos No Destructivos y pruebas se hayan cumplido de acuerdo a las especificaciones.

La preparación de la superficie se realizará estrictamente de acuerdo a las especificaciones del fabricante del recubrimiento a utilizar. Esta actividad se apoyará en las especificaciones técnicas y en las normas SSPC (Steel Structures and Painting Council) o los equivalentes en otros estándares como NACE (National Association of Corrosion Engineers), SIS (Swedish Standards Institution), estas normas no serán mandatorias sobre las especificaciones del fabricante.

La preparación de la superficie depende del método de limpieza que se requiere, el grado de limpieza a alcanzar y la rugosidad que la superficie debe tener en el proceso antes de pintar.

Los elementos interiores del separador serán prepintados antes de su armado, dejando que las zonas adjuntas a los sitios soldados, no estén pintadas aproximadamente 50 mm desde el borde del bisel. Concluida la soldadura en sitio y las pruebas aplicables, se preparará la superficie de estas zonas utilizando granalla mineral.

Todas las superficies preparadas deberán ser recubiertas al menos con la primera capa de pintura el mismo día en que se preparó la superficie.

Las superficies limpiadas que han permanecido sin recubrimiento una noche o bajo lluvia, deberán ser preparadas nuevamente antes de aplicar la pintura.

La limpieza de superficie debe ser realizada de tal manera que alcance a puntos de inicios de corrosión, esquinas, biseles libres, juntas de planchas unidas, especial cuidado alrededor de cabezas de perno, cordones de soldadura y áreas inferiores.

4.1.1. Aplicación de pinturas

Previo a la aplicación de la pintura se verificará que las pinturas, catalizadores y solventes son los correctos y mantienen buen estado, de acuerdo con las especificaciones preestablecidas y que las cantidades a mezclar sean las recomendadas por el fabricante.

En lo posible se debe hacer la cantidad de mezcla suficiente para cubrir una superficie total de un color específico, a fin de evitar la variación de color.

A menos que se trate de sistemas especiales, la pintura no debe ser aplicada bajo lluvia, humedad, viento fuerte, polvo o cuando se predicen tales condiciones. Sin embargo el análisis definitivo se debe realizar con el delegado del cliente.

Antes de la primera aplicación de pintura los datos tomados en el proceso de preparación de superficies deben ser comparados con los requerimientos del fabricante del recubrimiento a utilizar.

Antes de realizar la pintura se debe verificar que la superficie se encuentre seca, limpia, libre de suciedad, aceite, grasa, agua u otro material extraño y que las superficies adyacentes se encuentren protegidas de salpicaduras, goteos u otras manchas.

Durante la aplicación de pintura se debe realizar mediciones de la película en húmedo, para garantizar que se esté aplicando los espesores requeridos.

Se debe verificar que las superficies preparadas sean recubiertas el mismo día y que las capas posteriores se apliquen solamente después de que se haya verificado la calidad de la capa anterior.

Además se debe verificar que los intervalos de aplicación entre capas se ajusten a las recomendaciones del fabricante de la pintura tanto en el curado como en el secado.

Se debe inspeccionar mediante muestreo la adhesión, continuidad y espesores de las capas al final de película seca. El espesor de la película seca, no debe ser menor que el señalado en la especificación y la cantidad de lecturas para prueba se debe ajustar a los requerimientos de la especificación. Estas especificaciones deben ser registradas en formatos preparados para ello.

Las superficies pintadas deben ser uniformes, libres de goteos, chorreados, aflojamientos, abultamientos, ondulados, arrugados, marcas de brocha y otros defectos.

La aplicación de pintura será realizada con brocha o usando equipos recomendados por el fabricante.

El resultado de la inspección final, debe ser documentado en los formularios respectivos.

Con la finalidad de tener una descripción general de la preparación de la superficie a ser pintada, se describirá a continuación:

4.1.2. Norma - SSPC SP 5

4.1.2.1. General

Esta norma¹³ cubre los requisitos para la limpieza de las superficies de acero a metal blanco sin pintar o pintadas por el uso de abrasivos. Estos requisitos incluyen la condición de final de la superficie, los materiales y los procedimientos necesarios para alcanzar este resultado y verificar el estado final requerido.

4.1.2.2. Referencias

Para la protección de los revestimientos se basan en las normas:

AB 1 mineral y escorias abrasivos

AB 2 limpieza de abrasivos metálicos ferrosos reciclados

AB 3 nuevos fabricados o Re-Manufactured Steel abrasivos

PA 3 guía para seguridad en las aplicaciones de pintura

SP solvente de limpieza

VIS1-89 Visualización estándar para limpieza por abrasivos del acero

4.1.2.3. Definición

Una superficie de metal limpiada al grado de metal blanco, cuando se ve sin ampliación, estarán exentos de todo aceite visible, grasa, polvo, suciedad, escala de molino, roya, recubrimiento, óxidos, productos de corrosión y otras materias extrañas.

Aceptables variaciones en la apariencia que no afectan la limpieza superficial tal como se define ha definido anteriormente, incluyen variaciones causadas por el

¹³ Norma SSPC SP5

tipo de la condición de la superficie del acero, original, el grosor del acero, marcas de metal, el molino o la fabricación de soldadura, tratamiento de calor, las zonas afectadas por el calor, limpieza con abrasivos y las diferencias por la técnica de su conformación.

Cuando se especifica un revestimiento, la superficie deberá ser áspera a un grado adecuado para el especificado en el recubrimiento.

Inmediatamente antes de la aplicación del revestimiento, toda la superficie cumplirá con el grado de limpieza especificado a continuación.

4.2. PROCEDIMIENTO ANTES DE LA LIMPIEZA

En primer lugar, se debe realizar la limpieza de visibles depósitos de aceite, grasa u otros contaminantes, se retirarán conforme con el apartado 3 del SSPC-SP 1 u otros métodos acordados.

Antes de la limpieza, las imperfecciones superficiales como aletas, bordes filosos, salpicaduras de soldadura o escoria candente debe eliminarse de la superficie en la medida requerida por los documentos de la especificación del proyecto.

Información adicional sobre las imperfecciones de las superficies está disponible en párrafo A5 de apéndice R.

Si se especifica un estándar visual o la comparación para complementar la norma escrita, la condición del acero antes de la limpieza debe determinarse antes de comenzar la voladura, Información adicional sobre estándares visuales y comparadores está disponible en párrafo A4 del apéndice A del anexo 3.

4.2.1. Métodos de limpieza y funcionamiento

El aire comprimido a usarse debe ser limpio y seco. Separadores de humedad, separadores de aceite, trampas u otros equipos pueden ser necesarios para cumplir con este requisito.

Cualquiera de los siguientes métodos de preparación de superficies puede utilizarse para conseguir una superficie abrasiva, con una limpieza de metal blanco:

- Abrasivo seco mediante aire comprimido, boquillas para chorro de limpieza y abrasivos.
- Abrasivo seco mediante un ciclo cerrado, sistema de abrasivo con aire comprimido, la boquilla del chorro abrasivo, con o sin vacío para la recuperación de polvo y abrasivos de recirculación
- Abrasivo seco mediante un ciclo cerrado, sistema de abrasivo con ruedas centrífugas y abrasivos de recirculación.

Otros métodos de preparación de superficies (como el chorro abrasivo húmedo) pueden usarse para lograr un metal blanco limpiada por mutuo acuerdo entre los responsables de llevar a cabo la labor y los responsables de establecer los requisitos.

Nota: Información sobre el uso de inhibidores para prevenir la formación de óxido inmediatamente después de la explosión húmeda limpieza que se indica en el párrafo A9 del apéndice A del anexo 3.

4.2.1.1. Maniobra de limpieza por abrasivos

La selección de tipo y tamaño de abrasivo se basará en el tipo, el grado y la condición de la superficie del acero para limpiarse, el tipo de chorro o sistema empleado, el acabado que se produzcan de limpieza (limpieza y rugosidad), y si el abrasivo va a ser reciclado.

La limpieza y el tamaño de abrasivos reciclados se mantendrán para garantizar el cumplimiento de esta norma.

El chorro de limpieza abrasiva estará seco y libre de aceite, grasa y otros contaminantes según lo determinado por los métodos de ensayo que se encuentra en SSPC-AB 1, (4) AB 2, (5) y 3 AB. (6) Debe señalarse que, a pesar

de que 1 de SSPC-AB direcciones abrasivos sólo mineral y escoria, las pruebas son aplicables a la mayoría de los abrasivos.

Cualquier limitación es sobre el uso de abrasivos específicos, la cantidad de contaminantes o el grado permitido se incluirán en los documentos de las adquisiciones (especificación de proyecto) sobre la labor realizada, debido a que varios abrasivos que contengan contaminantes no pueden ser aceptables para algunos requerimientos de servicio.

4.2.1.2. Procedimientos posteriores al chorro de limpieza e inmediatamente anteriores al revestimiento

Los depósitos visibles de aceite, grasa u otros contaminantes siguientes a la limpieza por chorro serán retirados según SSPC-SP 1 u otro método acordado por las partes responsables de establecer los requisitos y los responsables de llevar a cabo el trabajo.

Los residuos de polvo sueltos se retirarán de las superficies preparadas por el chorro, mediante cepillado o soplando con aire limpio y seco, limpieza por vacío u otros métodos acordados los responsables de establecer los requisitos y los responsables de llevar a cabo el trabajo.

Nota: La presencia de metales tóxicos en los abrasivos o en la pintura, puede imponer restricciones a los métodos de limpieza permitidos. El método elegido deberá cumplir con todas las normas aplicables. Separadores de humedad, separadores de aceite, trampas u otros equipos pueden ser necesarios para lograr el aire limpio y seco.

Después de la limpieza por chorro, se retirarán cualquier restantes imperfecciones superficiales (por ejemplo, aletas fuertes, bordes filosos, salpicaduras de soldadura, escoria candente, costras, astillas, etc.) en la medida requerida por los documentos de las adquisiciones (especificación de proyecto).

Algún daño en el perfil de superficie resultante de la eliminación de las imperfecciones de las superficies se corregirá para cumplir los requisitos del artículo 2.4.

Nota: Información adicional sobre las imperfecciones de las superficies se señala en el párrafo A5 del apéndice A de los anexos 3

4.2.1.3. Inspección

El trabajo y materiales suministrados bajo este estándar están sujetos a inspección por un representante de los responsables de establecer los requisitos.

Materiales y áreas de trabajo será accesibles al inspector. Los procedimientos y tiempos de inspección será según lo acordado por los responsables de establecer los requisitos y los responsables de llevar a cabo el trabajo.

De no cumplirse con las condiciones de esta norma deberán corregirse. En el caso de una disputa, se aplicará un arbitraje.

Los documentos de adquisición (especificación de proyecto) deben establecer la responsabilidad de inspección y para cualquier cumplimiento de normas de certificación de declaración jurada requerida con la especificación.

4.2.1.4. Seguridad y medio ambiente requisitos

Debido a que la limpieza con chorro abrasivo es una operación peligrosa, todo el trabajo se llevará a cabo en el cumplimiento de procedimientos y la normativa ambiental, salud y seguridad, normas y reglamentos aplicables.

Nota: 3 SSPC-PA aborda problemas de seguridad para el trabajo de recubrimiento.

4.2.1.5. Información complementaria

Los comentarios y datos relativos a este estándar figuran en el apéndice a. detalle de información y datos se presentan en un documento separado, COM, (8) de SSPC-SP "Comentario de preparación de la superficie".

Las recomendaciones que figuran en el Apéndice A y SSPC-SP COM se crearon para representar buenas prácticas, pero no deben ser considerados requisitos de la norma. A continuación se enumeran las secciones de SSPC-SP COM que tratan temas relacionados con la industria de limpieza.

<u>Descripción</u>	<u>Comentario de la sección</u>
Selección del abrasivo	6
Espesor de película	10
Wet abrasivos chorro de limpieza	8,2
Mantenimiento y reparación	4,2
Rust-back (Re-rusting)	8.3
Soldadura de normas	6.2
Visual estándar	11
Superficie salpicaduras	4.4.1.

4.3. SELECCIÓN DE PINTURAS

Los sistemas de pinturas dependen de las condiciones de servicio, de las condiciones ambientales, de la exposición química y de temperatura a las cuales estarán sometidas.

La vida útil del sistema de pintura también depende de la preparación de superficie y de las condiciones de aplicación.

Con la finalidad de llegar a establecer el tipo de pintura a ser aplicado en nuestro equipo, y considerando que los diferentes fabricantes de pintura desarrollan sus productos para satisfacer diferentes necesidades de sus clientes, se toma en este caso como referencia al fabricante de pintura HEMPEL, en el cual se seleccionará el tipo de pintura y grupo que cubre este fabricante.

4.3.1. Origen

El GRUPO HEMPEL fue fundado en 1915 por el Sr. J.C. HEMPEL junto a su lema "Calidad y Servicio". HEMPEL opera diversos segmentos estratégicos que incluyen pinturas marinas, pinturas industriales, pinturas para contenedores, pinturas decorativas y pinturas para yates.

La primera fábrica comenzó a producir en 1915 en Dinamarca. Ahora el Grupo es una empresa global que comprende 5 centros de Investigación y Desarrollo, 24 plantas de fabricación, 53 oficinas de ventas y 150 centros de stock estratégicamente ubicados en los cinco continentes. Dondequiera que sea,

HEMPEL está siempre cerca, asegurando una rápida entrega de productos de alta calidad y acompañado por nuestro reconocido servicio técnico.

4.3.2. Sistema de pintura

Por lo expuesto, esta marca tiene productos para las siguientes áreas:

4.3.2.1. Tanques

a) exterior: Tanques de agua potable, tanques de agua dulce, tanques de agua de mar, tanques de gas, tanques petróleo, tanques petróleo crudo

b) Interior: Tanques de agua potable, tanques Fuel Oil, tanques Lastre, tanques de agua dulce, tanques de agua de mar, tanques de gas, tanques petróleo, tanques petróleo crudo, tanques de residuo, tanques agua caliente, tanques agua de perforación, tanques lodos de perforación.

4.3.2.2. Tuberías

a) exterior: Tuberías de agua potable, tuberías de gas, tuberías petróleo

b) interior: Tuberías de agua potable, tuberías de gas, tuberías petróleo, tuberías perforación petróleo

4.3.2.3. Estructuras

- Hempadur varias numeraciones
- Hempthane varias numeraciones

4.3.2.4. Temperaturas extremas

- Altas
 - Sistema de pinturas hasta 160°C exposición en seco
 - Sistema de pinturas desde 100°C hasta 400°C exposición en seco
 - Sistema de pinturas más de 400°C exposición en seco
- Bajas
 - Epoxis- curan hasta -10°C
 - Zinc silicatos- curan hasta 0°C

- Polimetanisas curan hasta -10°C
- Polisilexano curan hasta 0°C
-

4.3.2.5. Plataformas

- Offshore y FPSO
 - Superficies exteriores principales
 - Por arriba de la línea de carga de perforación
- Cubiertas en intemperie
- Superficies galvanizadas
- Mesa de trabajo / Espacios vacios /Zona de lodos
- Por debajo de la línea de perforación.

4.4. SELECCIÓN DEL GRUPO A USAR Y ALTERNATIVAS

Por lo tanto el área que se debe tomar para nuestro equipo es: **TANQUES DE PETRÓLEO CRUDO** para exteriores e interiores de los mismos, y los productos Hempel para este servicio son los siguientes:

Exterior:

- Hempadur 45880 150 μ
- Henpathane 55219 50 μ
- Hempadur 15570 80 μ
- Hempadur 45880 110 μ
- Hempathane 55210 50 μ
- Hempadur 17360 40 μ
- Hempadur 45880 110 μ
- Hempathane 55210 50 μ
- Hempadur 15780 75 μ
- Hempadur 45880 100 μ
- Hempathane 55210 50 μ

Interior

- Hempadur 15100 350 μ
- Hempadur 15130 350 μ
- Hempadur 35530 500 μ
- Hempadur 35670 350 μ
- Hempadur 45140 350 μ
- Hempadur 45751 350 μ
- Hempadur 85671 300 μ

De este conjunto de opciones, se toma los siguientes productos:

HEMPADUR 85671

Interior.

HEMPADUR 15570

Exterior.

Se adjunta las especificaciones y las ficha técnica del producto. Estos productos que están **recomendados por el fabricante de la pintura** para aplicarse para el ambiente del Oriente Ecuatoriano (Humedad y medio Ambiente corrosivo). Ver anexos 6.

CAPITULO 5

5. ANALISIS ECONOMICO

5.1. UTILIZACION DEL MEDIDOR PORTATIL

Con la finalidad de conocer su conveniencia económica en la aplicación o uso de este separador, se realiza un análisis económico bajo los siguientes lineamientos:

- a) Realizar su estudio con un horizonte de 10 años.
- b) Se trabajará con moneda constante (sin inflación)
- c) La inversión será el costo de construcción del equipo.
- d) El flujo de caja considerará: la inversión, ahorros por la oportunidad en su utilización, valor residual y otros factores.
- e) Se utilizará una tasa de actualización del 12% (usada en proyectos).

5.2. VALORES A CONSIDERARSE

- Para tener el valor de la inversión o el valor de su construcción se realizaron varias cotizaciones en el mercado petrolero, llegando a tener un valor de:
 - US\$ 369,600 mas IVA
- El valor residual a los 10 años de uso será el 20% de su valor inicial.
- El costo de utilización estará compuesto de:
 - Transporte vehículo encargado de llevar el separador al punto estará instalado provisionalmente.
 - Operación: Costo de tener un operador a cargo del equipos
- Ahorros:
 - Para ello se asumirá las siguientes condiciones :
 - El Well Pad dispone de un equipo de medición.
 - Que su daño puede ser reparado en un mínimo de 5 días por la no disposición de repuestos o cualquier otro motivo.
 - Que existen 4 pozos en el Well Pad que producen un promedio de 300 BPD de petróleo.

- Que el costo de barril de petróleo mantiene un promedio de US 80.00
- Que la ARCH (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero), puede dejar operar hasta 2 días sin control, luego de lo cual podría paralizar su producción.

5.3. ANALISIS

INVERSION

Separador portatil		
Equipo	330.000	US \$
IVA	39.600	US \$
Total	369.600	US \$

Costos operativos

Operador	24.000,00	US \$ / año (incluye todas sus recargas)
Transporte ocasional	10.000,00	US\$/año
Mantenimiento equipo	18.480,00	US\$/año
Total costos	52.480,00	US\$/año

Ahorros esperados

Producción relacionada	1.200	BPD los 4 pozos
Precio del petróleo	80	\$/Bls
Producción diaria	96.000	\$/día
Daños esperados	6	daños/año
Paralización posible	2	días por daño
Total días paralizados	12	días /año

Potencial ahorro	1.152.000	\$/año
-------------------------	------------------	---------------

FLUJO DE CAJA ESPERADO

miles de dolares

AÑO	INVERSIÓN	Costos Operativos	Ahorros	Valor residual	Flujo de caja
0	370,00				(370,00)
1		52,50	1.152,00		1.099,50
2		52,50	1.152,00		1.099,50
3		52,50	1.152,00		1.099,50
4		52,50	1.152,00		1.099,50
5		52,50	1.152,00		1.099,50
6		52,50	1.152,00		1.099,50
7		52,50	1.152,00		1.099,50
8		52,50	1.152,00		1.099,50
9		52,50	1.152,00		1.099,50
10		52,50	1.152,00	74,00	1.173,50

VAN	\$ 5.866,25
TIR	297%

5.4. RESULTADOS ALCANZADOS

- VAN 5,866,250 US\$
- TIR 297%

Nota: Las pequeñas optimizaciones petroleras tienen gran impacto económico.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

En el desarrollo de esta TESIS se presenta los procesos que se aplica al fluido producido en los pozos petroleros, para transportarlos y separarlos en sus principales componentes (petróleo, agua, petróleo), luego de lo cual puede darse diversos usos.

En su descripción se demuestra la importancia que tiene la ingeniería mecánica en la operación y diseño de sus componentes, por tal razón es que gran parte de los profesionales de esa rama se dedican a la rama petrolera, tanto para su diseño, mantenimiento y administración de la explotación de los campos.

Como resultado de este tema de TESIS se alcanza a conceptualizar un Separador de petróleo transportable, el cual ayudará a la operación de cualquier campo petrolero que requiera de este apoyo.

Mediante su análisis económico se demuestra que cualquier solución que permita una optimización en el campo petrolero, tiene un gran impacto económico, es así que el disponer de un equipo de medición portátil que representa una inversión de \$ 370,000 y con un bajo porcentaje de utilización de 12 días al año, llega a tener un TIR del 297% y un VAN cercano a los 6 millones de dólares.

6.2. RECOMENDACIONES

Es importante que el desarrollo de las TESIS relacionadas con el área petrolera se vaya completando con temas de interés, donde los profesionales con experiencia plasmen sus experiencias, y así tener una forma de consulta para estudiantes, egresados y profesionales mismos que quieran entrar en otros campos.

Se considera que esta tesis describe en forma sencilla el proceso de un separador de petróleo, pero es necesario que con el desarrollo de otras

enfocadas al sector petrolero se vaya completando cubriendo los problemas de transporte de: petróleo, agua de formación, gas asociado; así como su almacenamiento y tratamiento para su despacho o utilización.

Además, es importante desarrollar temas relacionados con el mantenimiento de tanques, tuberías, separadores, botas y otros recipientes que contienen en su interior combustibles o petróleo, lo cual la mayoría de los profesionales que hemos incurrido en este tema, se ha tenido que aprender en la obra con los consiguientes riesgos de explosiones y accidentes que podrían llevar incluso a la muerte y a la destrucción de infraestructuras importantes.

BIBLIOGRAFÍA

- Surface Production Operations – Design Of Oil Handling Systems And Facilities: Editorial Gulf Publishing Company: United States Of America: Marzo 1991.
- Api 12j – Specification For Oil And Gas Separator: American Petroleum Institute; Seventh Edition: United States Of America: Octubre 1989.
- Tesis Escuela Politécnica Nacional Tesis-T-Im-Cd1195 “Diseño De Un Tanque Sobre Chasis Cama Alta Acoplable A Cabezales De Transporte Pesado”.
- Chassis And Suspension Handbook, How To Build Rugged Off-Road Suspensions Chevy,Ford,Jeep Por Munroe, Carl;
- Ingeniería de Vehículos, Sistemas y Cálculos, Manuel Cascajosa, Alfaomega Grupo Editorial, México, 2005.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Fotografía elaborado por autores
2. Datos proporcionados por el Campo SACHA
3. Datos proporcionados por el Campo SACHA
4. Diagrama proporcionados por el Campo SACHA
5. Datos proporcionados por el Campo SACHA
6. Norma API 12J
7. Datos proporcionados por el Campo SACHA
8. Datos proporcionados por el Campo SACHA, Laboratorio de corrosión
9. Datos proporcionados por el Campo SACHA, Laboratorio de corrosión
10. Elaborado por autores

11. Manual Goodyear de llantas comerciales

12. Tomado del manual de Aros empresa BORLEM

13. Norma SSPC SPS