

**DISEÑO Y APLICACIÓN DE UN AMBIENTE VIRTUAL PARA LA ASIGNATURA  
FACILIDADES DE SUPERFICIE**

**JOHN JAIRO CACUA CARVAJAL  
JACK MATEO RAMIREZ MANRIQUE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**DISEÑO Y APLICACIÓN DE UN AMBIENTE VIRTUAL PARA LA ASIGNATURA  
FACILIDADES DE SUPERFICIE**

**JOHN JAIRO CACUA CARVAJAL  
JACK MATEO RAMIREZA MANRIQUE**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniero  
de Petróleos**

**ING. Erik Giovany Montes Páez  
Director**

**ING. Jorge Iván Torres Camacho  
Codirector**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## **DEDICATORIA**

Gracias a esas personas importantes en mi vida, Que siempre estuvieron listas para brindarme toda su ayuda. A Dios quien supo guiarme por el buen camino y por darme fuerzas para seguir adelante con mis objetivos.

A mi familia por su apoyo, consejos, comprensión, amor, ayuda en los momentos difíciles, y por ayudarme con los recursos necesarios para estudiar. Me han dado todo lo que soy como persona; mis valores, mi carácter mis principios, mi perseverancia y mi coraje para conseguir mis objetivos.

A mis profesores que influyeron con sus lecciones y experiencias en formarme como una persona de bien y preparada para los retos que pone la vida, a todos y cada una de ellas les dedico cada una de estas páginas de mi tesis.

A mi novia gracias por la paciencia comprensión y apoyo incondicional pues así pude lograr este objetivo en mi vida

***JOHN JAIRO CACUA CARVAJAL***

## **DEDICATORIA**

Primero que todo quiero darle gracias a Dios por darme la oportunidad de alcanzar este gran objetivo.

A mi madre CLARA INES RAMIREZ por ser quien me enseñó a perseverar y a luchar por las cosas que me propongo en la vida, por ser esa persona incondicional por la quien soy el ser luchador, perseverante y que no se deja vencer por sus inconvenientes, y por ser el motor de mi vida.

A mi familia por el apoyo constante que he recibido durante todas las etapas de mi vida y han compartido conmigo un sin número de momentos que me han hecho crecer como persona.

A personas como Fabiola Gutiérrez y Jorge Trujillo, la familia Araque Mora, Carlos Pérez, Oscar Díaz, José David Rivera, Diego Rivas, Nicolás Santos Santos y muchas otras que llevaré siempre presentes, ya que en su momento ayudaron de una u otra forma para alcanzar este objetivo.

A todos los profesores que me brindaron el conocimiento durante toda la vida universitaria y a todas las personas que hacen parte de la comunidad Escuela de Ingeniería de Petróleos que me han brindado su apoyo incondicional.

A John Jairo Cagua mi compañero de tesis con el cual trabajamos hombro a hombro por este objetivo.

A la comunidad Asociación Centro Estudios de Ingeniería de Petróleos por brindarme apoyo durante estos años de vida universitaria y a Yenisita por aguantarme tanto tiempo.

A mi novia que en esta última etapa de mi proceso hacia la vida profesional me ha brindado su apoyo incondicional.

***JACK MATEO RAMIREZ MANRIQUE***

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos al ingeniero ERIK GIOVANY MONTES PAEZ quien como director de la tesis nos brindó su apoyo constante y sabiduría y al ingeniero JORGE IVAN TORRES CAMACHO quien nos brindó sus conocimientos para la culminación de nuestro trabajo de grado.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	21
1.1 CARACTERISTICAS .....	23
1.2 RECURSOS Y ACTIVIDADES QUE OFRECE MOODLE .....	24
1.2.1 Ventajas que ofrece Moodle. ....	24
2. CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES DE FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	26
2.1 DEFINICIÓN FACILIDADES DE SUPERFICIE.....	26
2.1.1 Tipos de facilidades. ....	27
2.2 GENERALIDADES DE LOS HIDROCARBUROS.....	27
2.3 COMPORTAMIENTO DE FASES.....	29
2.1 CÁLCULOS FLASH.....	32
2.2 SISTEMA DE RECOLECCIÓN: .....	33
2.2.1 Funciones principales del cabezal de pozo. ....	34
2.2.2 Componentes del cabezal. ....	34
2.2.3 Casing Head. ....	35
2.2.4 Casing spool. ....	37
2.2.5 Tubing Head-Tubing Spool.....	40
2.2.6 Árbol de navidad.....	42
2.3 MANIFOLD O MÚLTIPLES DE RECOLECCIÓN.....	47
2.3.1 Clasificación de los múltiples.....	48
2.3.2 Componentes del múltiple de recolección. ....	49
2.3.3 Diseño de un sistema de recolección.....	50
3 SEPARADORES .....	52
3.1 FUNDAMENTOS PARA LA SEPARACIÓN DE MEZCLAS DE GAS-LÍQUIDO.....	53
3.1.1 Separación por gravedad. ....	53
3.1.2 Separación por fuerza centrífuga. ....	54

3.1.3	Cambios en el momentum inicial. ....	54
3.1.4	Coalescencia.....	54
3.2	TEMPERATURA DE OPERACIÓN .....	55
3.3	PRESIÓN INICIAL DE SEPARACIÓN .....	56
3.4	PRESIÓN ÓPTIMA DE SEPARACIÓN .....	57
3.5	ETAPAS DE SEPARACIÓN .....	58
3.6	COMPONENTES DE UN SEPARADOR .....	59
3.6.1	Deflector de entrada.....	60
3.6.2	Sección de asentamiento gravitacional.....	61
3.6.3	Sección de recolección de líquidos.....	62
3.6.4	Extractor de niebla. ....	62
3.6.5	Otros componentes.....	63
3.7	TIPOS DE SEPARADORES.....	67
3.7.1	Separadores horizontales. ....	67
3.7.2	Separadores verticales. ....	68
3.7.3	Separadores esféricos. ....	69
3.7.4	Filtros separadores. ....	70
3.7.5	Scrubber.....	71
3.7.6	Slug catcher. ....	72
3.7.7	Separador centrífugo.....	73
3.7.8	Separador con bota.....	74
3.7.9	Twister: .....	75
3.8	DISEÑO DE SEPARADORES .....	76
3.8.1	Aspectos a evaluar .....	76
3.8.2	Parámetros que intervienen en el diseño de separadores.....	77
3.8.3	Normas técnicas de diseño. ....	78
3.8.4	Diseño de separadores bifásicos.....	78
3.8.5	Diseño de separadores horizontales .....	80
3.8.6	Diseño de separadores bifásicos verticales.....	83
3.8.7	Diseño de separadores de tres fases.....	85

3.9	PROBLEMAS OPERACIONALES.....	91
3.9.1	Formación de espumas. ....	91
3.9.2	Parafinas.....	91
3.9.3	Arrastre de líquido.. ....	91
3.9.4	Emulsiones. ....	91
3.9.5	Impurezas. ....	92
3.9.6	Cambios de nivel. ....	92
4	EMULSIONES Y TRATAMIENTO DE CRUDO Y AGUA .....	93
4.1	SEPARACIÓN GRAVITACIONAL .....	94
4.1.1	Coalescencia.. ....	97
4.1.2	Flotación. ....	98
4.1.3	Filtración. Los procesos .....	98
4.2	PROCESOS INVOLUCRADOS EN EL ROMPIMIENTO DE EMULSIONES .....	99
4.3	TRATAMIENTO DE CRUDO.....	100
4.3.1	Tratamiento químico.....	101
4.3.2	Tratamientos térmicos y calentadores.....	103
4.3.3	Tratadores térmicos .....	105
4.3.4	Tratadores electrostáticos. ....	109
4.3.5	GUN BARRELS.....	110
4.4	NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA TRATAMIENTO DE EMULSIONES .....	113
4.4.1	Tratadores centrífugos. ....	113
4.4.2	Ultrasonidos.. ....	115
4.4.3	Tratamiento Magnético. ....	117
4.4.4	Tratamiento con microondas.....	118
4.4.5	Tratamiento con microburbujas.....	119
4.5	TRATAMIENTO DE AGUA:.....	119
4.5.1	Aguas residuales de proceso.. ....	120
4.5.2	Aguas lluvias. ....	121
4.5.3	Purgas de tanques. ....	121

4.6	MÉTODOS DE DISPOSICIÓN.....	121
4.6.1	Vertimiento. ....	122
4.6.2	Inyección. ....	123
4.6.3	Tratamiento gravitacional.....	126
4.6.4	UNIDADES DE FLOTACIÓN. ....	127
4.6.5	Filtración. ....	129
4.6.6	Tratamiento químico.....	129
5	ALMACENAMIENTO Y FISCALIZACION DEL CRUDO .....	131
5.1	TANQUES DE ALMACENAMIENTO.....	132
5.2	IDENTIFICACIÓN DE TANQUES:.....	135
5.2.1	Color.....	135
5.2.2	Número de identificación. ....	136
5.2.3	Colores para los tanques.....	137
5.2.4	Características de los tanques. ....	137
5.2.5	Observaciones de seguridad en los tanques.....	138
5.3	MEDICIONES ESTÁTICAS DE TANQUES.....	138
5.3.1	Cinta de medición. ....	139
5.3.2	Medición de nivel de líquido. ....	140
5.3.3	Mediciones de temperatura. ....	145
5.3.4	Medición de especificaciones de calidad. ....	145
5.3.5	Medición automática (telemetría).....	146
5.4	UNIDADES LACT (UNIDADES DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA) .....	147
5.4.1	Significado de las siglas LACT.....	148
5.4.2	Elementos de un sistema LACT.....	149
5.4.3	Calibración de la unidad LACT.....	152
5.4.4	Computadores de flujo. ....	153
5.4.5	Panel de operación. ....	154
6	SISTEMAS DE TRANSPORTE DE CRUDO.....	156
6.1	TRANSPORTE POR OLEODUCTOS.....	156

6.1.1	Normas. ....	156
6.1.2	Construcción del Oleoducto.. ....	157
6.1.3	Inspecciones. ....	159
6.1.4	Inspección visual. ....	160
6.1.5	Líquidos penetrantes.....	160
6.1.6	Ultrasonido industrial. ....	161
6.1.7	Pigs (Pipeline Internal Gauge).....	162
6.1.8	Diseño de Oleoductos.....	163
6.1.9	Determinación de la caída de presión en oleoductos. ....	166
6.2	TRANSPORTE POR BUQUES.....	168
6.2.1	Clases y tipos de buques petroleros.....	168
6.2.2	Nuevos tipos de buques petroleros. ....	170
6.2.3	Características generales que deben cumplir las nuevas construcciones.	171
6.2.4	Desgasificación de tanques.....	171
6.2.5	Gas inerte. ....	172
6.2.6	Operaciones en un buque petrolero.. ....	172
6.2.7	Limitaciones del diseño.....	173
6.2.8	Medición marítima de hidrocarburos. ....	174
6.3	CARROTANQUES .....	175
6.3.1	Condiciones generales.....	176
6.3.2	Medición estática en tanques y carrotanques. ....	179
6.3.3	Calibración carro tanques.....	180
6.3.4	Medición en el punto e despacho-origen. ....	181
6.3.5	Medición en el punto de recibo- destino.....	183
6.3.6	Medición estática con báscula camionera. ....	185
6.3.7	Medición dinámica.....	185
7	IMPLEMENTACIÓN EN EL AULA VIRTUAL.....	187
7.1	ETAPA DE INICIO .....	187
7.3	ETAPA DE IMPLEMENTACION .....	194
8.	CONCLUSIONES .....	196

9. RECOMENDACIONES .....	197
BIBLIOGRAFÍA .....	198
ANEXOS .....	201

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Numero de etapas según la presión inicial de separación.....	59
<b>Tabla 2.</b> Tiempo de retención separadores trifásicos .....	86
<b>Tabla 3.</b> Tratamiento de Emulsiones .....	101
<b>Tabla 4.</b> Muestras de crudo para prueba de ultrasonido. ....	116
<b>Tabla 5.</b> Estándares mínimos para vertimiento. ....	122
<b>Tabla 6.</b> Parámetros a tener en cuenta en la inyección de agua.....	124
<b>Tabla 7.</b> Normas para operación y construcción de oleoductos y gasoductos. ...	157
<b>Tabla 8.</b> Comparación de los tiempos de inmersión recomendados para termómetros electrónicos PET y termómetros de vidrio con espaldar en madera. .....	178

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Equipos y materiales básicos en las facilidades de superficie .....	26
<b>Figura 2.</b> Comportamiento de Fases.....	29
<b>Figura 3.</b> Sistema de Recolección.....	33
<b>Figura 4.</b> Cabezal del pozo y árbol de navidad .....	36
<b>Figura 5.</b> Partes del Casing Head .....	36
<b>Figura 6.</b> Casing Spool.....	38
<b>Figura 7.</b> Tubing Spool.....	41
<b>Figura 8.</b> Tubing Head .....	42
<b>Figura 9.</b> Acople con el árbol de navidad .....	44
<b>Figura 10.</b> Medidores de presión.....	47
<b>Figura 11.</b> Múltiple de recolección.....	49
<b>Figura 12.</b> Separación por Gravedad.....	54
<b>Figura 13.</b> Coalescencia.....	55
<b>Figura 14.</b> Presión inicial de separación.....	57
<b>Figura 15.</b> Componentes de un separador.....	59
<b>Figura 16.</b> Deflector de entrada.....	61
<b>Figura 17.</b> Extractor de niebla.....	63
<b>Figura 18.</b> Antiespumante.....	64
<b>Figura 19.</b> Rompe olas.....	64
<b>Figura 20.</b> Rompe vórtice.....	65
<b>Figura 21.</b> Sand Jets.....	66
<b>Figura 22.</b> Separador horizontal.....	68
<b>Figura 23.</b> Separador Vertical .....	69
<b>Figura 24.</b> Separadores esféricos .....	69
<b>Figura 25.</b> Filtros Separadores.....	70
<b>Figura 26.</b> Scrubber .....	72
<b>Figura 27.</b> Slug Catcher .....	73

<b>Figura 28.</b> Separador centrífugo. ....	74
<b>Figura 29.</b> Separador con bota.....	74
<b>Figura 30.</b> Twister. ....	76
<b>Figura 31.</b> Vista lateral de un separador horizontal.....	81
<b>Figura 32.</b> Variable de diseño vs Altura de líquido en el separador (%)......	82
<b>Figura 33.</b> Constante de diseño de la capacidad al líquido ( $\alpha$ ) vs Radio de alturas ( $\beta$ ). ....	83
<b>Figura 34.</b> Separador de tres fases.....	86
<b>Figura 35.</b> Coeficiente $\beta$ para un cilindro lleno por la mitad con líquido.....	88
<b>Figura 36.</b> Factor de Stokes VS Temperatura.....	97
<b>Figura 37.</b> Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros....	100
<b>Figura 38.</b> Formación de gotas grandes. ....	102
<b>Figura 39.</b> Calentador de fuego directo.....	104
<b>Figura 40.</b> Tratador térmico vertical. ....	107
<b>Figura 41.</b> Tratador térmico horizontal. ....	108
<b>Figura 42.</b> Gun Barrels.....	111
<b>Figura 43.</b> Tratador centrífugo.....	115
<b>Figura 44.</b> Efecto de la aplicación de ultrasonido en cada muestra de crudo ....	116
<b>Figura 45.</b> Efecto del campo magnético en una emulsión.....	117
<b>Figura 46.</b> Etapas básicas de un proceso de Flotación.....	128
<b>Figura 47.</b> Tipos de tanques de almacenamiento de hidrocarburos.....	132
<b>Figura 48.</b> Norma sobre código de colores. ....	137
<b>Figura 49.</b> Cinta para medir a fondo.....	141
<b>Figura 50.</b> Cinta para medir al vacío .....	143
<b>Figura 51.</b> Tipos de buques .....	169

## RESUMEN

### TÍTULO

**DISEÑO Y APLICACIÓN DE UN AMBIENTE VIRTUAL PARA LA ASIGNATURA FACILIDADES DE SUPERFICIE<sup>1</sup>**

### AUTORES

JOHN JAIRO CACUA CARVAJAL <sup>\*\*2</sup>

JACK MATEO RAMÍREZ MANRIQUE <sup>\*\*</sup>

### PALABRAS CLAVES

FACILIDADES DE SUPERFICIE, ALMACENAMIENTO, SEPARADORES, TRANSPORTE, OLEODUCTOS, BUQUES PETROLEROS, EMULSIONES, PARAFINAS, ASFALTENOS, MOODLE.

### DESCRIPCIÓN:

En el desarrollo de esta unidad se busca que el estudiante desarrolle competencias sobre los procesos y sistemas existentes en las facilidades de superficie para el manejo de la producción de los pozos de crudo y gas. Los temas a tratar en esta unidad de estudio comprenden: recolección, separación de dos fases, separación de tres fases, tratamiento de emulsiones, almacenamiento y fiscalización del crudo y el tratamiento de aguas aceitosas.

Las facilidades de superficie comprenden los procesos, equipos, y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y el tratamiento de fluidos; así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores, bien sea crudo, gas, agua o impurezas.

Por esta razón, es importante tener conocimiento sobre los principios y procedimientos operativos de los equipos de facilidades de superficie logrando así mayor eficiencia en el proceso.

El objetivo principal del presente trabajo de investigación fue fortalecer el aprendizaje en el aula y reforzar las competencias, creando bases teórico-prácticas para un mejor entendimiento de los contenidos de esta unidad. Para ello se realizó una recopilación bibliográfica del contenido de la asignatura Facilidades de Superficie y luego se implementó dicha recopilación en un ambiente virtual, en el que se organizó la información para llegar a ofrecer a los estudiantes con recursos y actividades los procesos de aprendizaje, enseñanza y evaluación. Asimismo este espacio virtual abre la posibilidad de crear canales de comunicación entre los participantes del mismo, profesor-estudiantes.

Se propone implementar en un ambiente virtual la asignatura facilidades de superficie con el objetivo de fortalecer el aprendizaje en el aula y reforzar las competencias, creando bases teórico-prácticas para un mejor entendimiento de los contenidos de esta unidad. Usando la plataforma «Moodle» que permite a los estudiantes acceder a la información del curso y contar con diversas herramientas que apoyen sus procesos de aprendizaje.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado

<sup>\*\*</sup> Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Eric Giovany Montes Páez, Ingeniero de petróleo. Codirector: Jorge Iván Torres Camacho

## SUMMARY

### TITLE

**DESIGN AND IMPLEMENTATION OF A VIRTUAL ENVIRONMENT TO SURFACE FACILITIES SUBJECT<sup>3</sup>**

### AUTHOR

JOHN JAIRO CACUA CARVAJAL<sup>\*\*</sup>  
JACK MATEO RAMÍREZ MANRIQUE<sup>\*\*4</sup>

### KEYWORDS

SURFACE FACILITIES, MOODLE, STORAGE, SEPARATORS, TRANSPORT, PIPELINE, OIL SHIPS, EMULSIONS, PARAFFINS, ASPHALTENES.

### DESCRIPTION

In the development of this unit is intended that students develop competence in the processes and systems in surface facilities to handle the production of oil and gas wells. Topics covered in this unit of study include: collection, separation of two phases, three-phase separation, treatment of emulsions, storage and control of oil and o oily water.

The Production facilities are composed by equipment, materials and processes required in the surface for the pickup, separation and treatment of fluids. Well as the characterization and measurement of each of the flows from the producing wells, either oil, gas, water or dirt.

For this reason, it's important have knowledge of the principles and operating procedures of equipment and surface facilities achieving greater efficiency in the process.

In the development of this unit is intended that students develop competence in the processes and systems in surface facilities to handle the production of oil and gas wells. Topics covered in this unit of study include: collection, separation of two phases, three-phase separation, treatment of emulsions, storage and control of oil and oily water.

The objective of this research work is a bibliography state of art of the content of the surface facilities subject to deploy it, into a virtual classroom in order that the student has the facilities to do the study process and understand the needed strengthen learning skills

It is proposed to implement a virtual environment in the course of surface facilities in order to enhance learning in the classroom and reinforce skills, creating theoretical and practical basis for a better understanding of the contents of this unit. using the "Moodle" platform that allows students to access course information and have various tools to support their learning.

---

<sup>3</sup> Bachelor Thesis

<sup>\*\*</sup> Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Eric Giovany Montes Páez, Ingeniero de petróleo. Codirector: Jorge Iván Torres

## INTRODUCCIÓN

Las Facilidades de Superficie son una etapa primordial en el proceso de la explotación de un yacimiento de petróleos, ya que comprende los equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos; así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores.

Por esta razón, es importante tener conocimiento sobre los principios y procedimientos operativos de los equipos de facilidades de superficie logrando así mayor eficiencia en el proceso.

Se propone implementar en un ambiente virtual la asignatura Facilidades de Superficie con el objetivo de fortalecer el aprendizaje en el aula y reforzar las competencias, creando bases teórico-prácticas para un mejor entendimiento de los contenidos de esta unidad.

Este documento contiene siete capítulos donde se documentan completamente los temas contenidos en la asignatura como lo son: sistemas de recolección, separadores, emulsiones, almacenamiento de crudo, tratamiento de crudo y como tema adicional al contenido actual de la asignatura, los sistemas de transporte de hidrocarburos.

Por último capítulo se presenta el capítulo que contiene el resultado del diseño y aplicación de los servicios, recursos y actividades que nos presenta el ambiente virtual organizado según la planeación, y evaluación de la asignatura y sus temas adicionales.

## 1. PLATAFORMA MOODLE<sup>5</sup>

Su nombre proviene del acrónimo; Modular Object Oriented Dynamic Learning Environment, Entorno Modular de Aprendizaje Dinámico Orientado a Objetos. Es un ambiente educativo virtual, sistema de gestión de cursos, de distribución libre que ayuda a los educadores a crear comunidades de aprendizaje en línea.

Esta herramienta es de gran utilidad en el ámbito educativo, ya que permite a los profesores la gestión de cursos virtuales por medio del uso de un espacio en línea que da apoyo a la presencialidad. Una de las ventajas es que respalda la interacción grupal, al mismo tiempo que ofrece diversos medios de comunicación entre los participantes.

De las características de Moodle se puede destacar que es lo suficientemente flexible para permitir una amplia gama de modos de enseñanza, es ecológico, es asincrónico y/o, sincrónico, como ya se menciona y cabe recalcar que posibilita el aprendizaje no presencial de los alumnos, permite gestionar contenidos, comunicarse con los alumnos y evaluar las actividades. En general Moodle brinda una serie flexible de actividades para los cursos: foros, diarios, cuestionarios, materiales, consultas, encuestas y tareas. En la página principal del curso se pueden presentar los cambios ocurridos desde la última vez que el usuario entro en el curso, lo que ayuda a crear una sensación de comunidad.

---

<sup>5</sup> Fuente: Díaz, Javier Filomena, Guiseppe. Estudios de Casos como Herramienta Pedagógica en la asignatura. Creación de empresas de la Escuela de estudios Industriales y empresariales de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga; 2011. Trabajo de Grado.

## 1.1 CARACTERÍSTICAS <sup>6</sup>

Las siguientes son algunas de las características que ofrece la plataforma Moodle para la creación y uso de los cursos:

- Promueve una pedagogía constructivista social (colaboración, actividades, reflexión crítica, etc.).
- Tiene una interfaz de navegador de tecnología sencilla, ligera, eficiente y compatible.
- Se puede elegir entre varios formatos de curso tales como semanal, por temas o el formato social basado en debates.
- En la página principal del curso se pueden presentar los cambios ocurridos desde la última vez que el usuario entro en el curso, lo que ayuda a crear una sensación de comunidad.
- Todas las calificaciones para los foros, cuestionarios y tareas pueden verse en una única página (y descargarse como un archivo con formato de hoja de cálculo).
- Registro y seguimiento completo de los accesos del usuario. Se dispone de informes de actividad de cada estudiante, con gráficos y detalles sobre su paso por cada módulo (último acceso, número de veces que lo ha leído) así como también de una detallada historia de la participación de cada estudiante incluyendo mensajes enviados, entradas en el glosario, etc. En una sola página.
- Escalas de calificación personalizada, los profesores pueden definir sus propias escalas para calificar foros tareas y glosarios.
- Pueden especificarse la fecha final de entrega de una tarea y la calificación máxima que se le podrá asignar.

---

<sup>6</sup> Fuente: [http://docs.moodle.org/all/es/palabras\\_clave\\_de\\_moodle](http://docs.moodle.org/all/es/palabras_clave_de_moodle).

- Los estudiantes pueden subir sus tareas (en cualquier formato de archivo) al servidor. Se registra la fecha en que se han subido.
- Las observaciones del profesor se adjuntan a la página de la tarea de cada estudiante y se le envía un mensaje de notificación

## **1.2 RECURSOS Y ACTIVIDADES QUE OFRECE MOODLE**

Los recursos que permiten al profesor asistir el aprendizaje, con un archivo o un enlace. Moodle soporta un rango amplio de recursos que los profesores pueden añadir a las secciones del curso. En el modo edición, un profesor puede añadir recursos a través de un menú desplegable. Los recursos aparecen como un simple enlace con un icono delante que representa el tipo de recurso.

Las actividades son herramientas para generar interacción entre los participantes de los cursos. Las cuales pueden trabajarse en modalidad de grupos y promueven el trabajo colaborativo; algunos ejemplos son: contribuir en un foro subir una tarea, contestar preguntas en un examen. Todas las actividades son calificables.

**1.2.1 Ventajas que ofrece Moodle.**<sup>7</sup> Como ya se ha visto, Moodle ofrece un gran apoyo en el proceso enseñanza- aprendizaje, siendo este mismo un recurso muy valioso que brinda un gran número de ventajas tanto como para el docente como para el estudiante, entre las cuales se pueden resaltar las siguientes

### **Ventajas para el profesor**

- Control sobre los contenidos del curso.

---

<sup>7</sup> Fuente: Diseño e implementación de la asignatura análisis de pruebas de presión en un ambiente virtual. Autores: Acevedo Parra Diego Felipe, Fonseca Peralta David Ricardo. Tesis de Grado de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2013.

- Seguimiento a todo el trabajo realizado por los estudiantes.
- Facilidad de comunicación con los estudiantes.
- Dinámica en la creación de cursos.
- Reutilización de los recursos y actividades de los cursos.
- Facilidad de realimentación del trabajo de los estudiantes

### **Ventajas para el estudiante**

- Contenidos variados y atractivos.
- Disponibilidad permanente de contenidos.
- Realimentación en línea de las actividades realizadas.
- Facilidad de consulta sobre la temática y el desarrollo del curso.
- Comunicación permanente con el profesor y los compañeros.
- Acceso a recursos que faciliten el trabajo independiente.

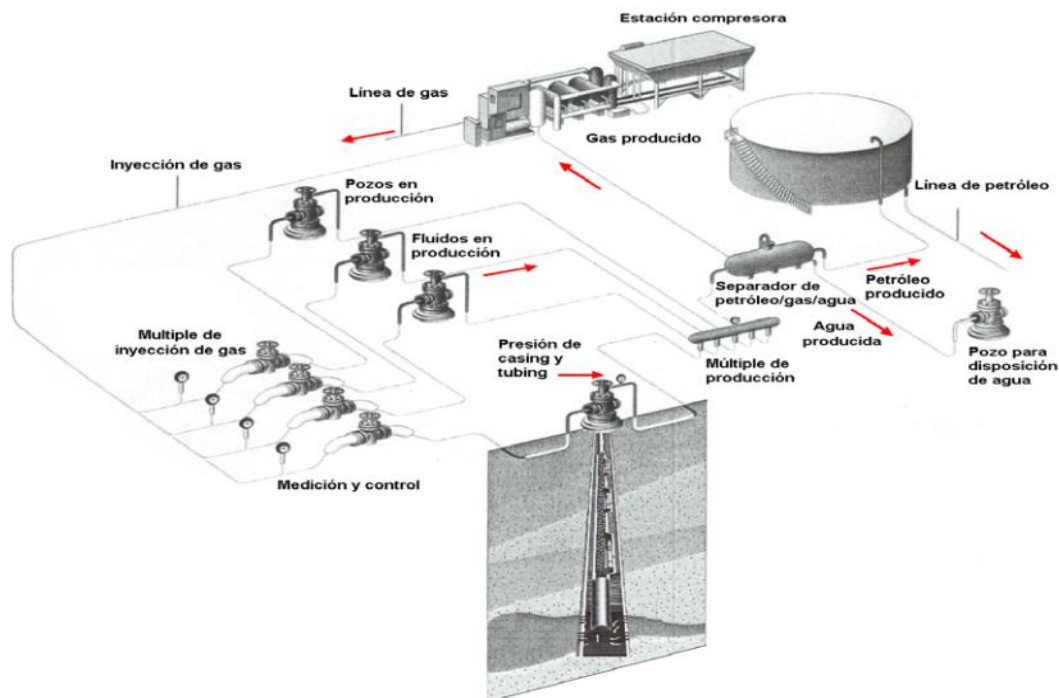
## 2. CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALIDADES DE FACILIDADES DE SUPERFICIE

### 2.1 DEFINICIÓN FACILIDADES DE SUPERFICIE

Las facilidades de superficie comprenden los procesos, equipos, y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y el tratamiento de fluidos; así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores, bien sea crudo, gas, agua o impurezas.

Estos son algunos equipos y materiales requeridos en las facilidades de superficie como se ilustra en la figura 1:

**Figura 1.** Equipos y materiales básicos en las facilidades de superficie



Fuente: Sistema de Recolección, Roy Fleshman y Harrison Lekiz.

Además el petróleo producido por las operadoras en los campos petroleros, debe entregarse limpio (sin altos contenidos de agua ni sedimentos) en las descargas de las estaciones de flujo, y por esta razón el crudo debe ser tratado y deshidratado antes de ser entregado.

**2.1.1 Tipos de facilidades.** Es muy difícil clasificar las instalaciones de producción por tipo, ya que dependen de las tasas de producción, propiedades de los fluidos, requisitos de venta, ubicación y preferencias del operador. Estas instalaciones pueden realizarse tanto en superficie como costa afuera y además, dichas plataformas se pueden construir de madera, concreto o de acero.

## **2.2 GENERALIDADES DE LOS HIDROCARBUROS<sup>8</sup>**

Un Hidrocarburo es cualquier componente, el cual está compuesto exclusivamente por átomos de carbono e hidrogeno. Para mayor comodidad, estos hidrocarburos están clasificados o valorados en familias o series homologas la cual cada una de ellas lleva un nombre. Los átomos de carbono pueden ser unidos entre sí para formar cadenas o anillos.

Los hidrocarburos se pueden clasificar en alifáticos y aromáticos.

a) Los **ALIFÁTICOS** a su vez se clasifican en alcanos, alquenos y alquinos según el tipo de enlace que unen entre si los átomos de carbono.

- **Alcanos:** Son compuestos exclusivamente de hidrogeno y carbono. Su fórmula general es  $C_nH_{2n+2}$ , donde n es el número de carbonos presentes en la molécula. También reciben el nombre de hidrocarburos saturados o parafinas.

---

<sup>8</sup> Fuente: Gas Conditioning and Processing . Volume1: The Basic Principles. John M. Campbell. 1994

El nombre proviene de las raíces latinas parum (poco) y affinis (afín), debido a que tiene poca reactividad con otros compuestos. Lo que se conoce comúnmente como parafina usualmente corresponde a moléculas pesadas (del C20 al C40).

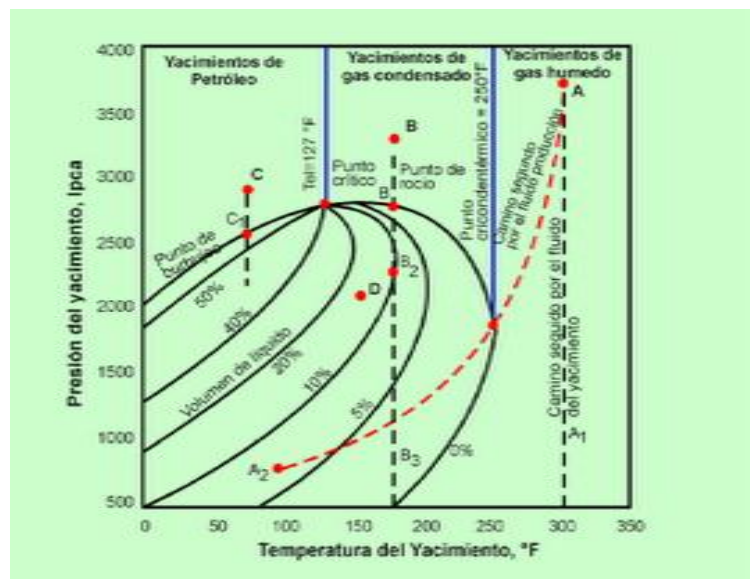
- **Alquenos (C<sub>n</sub>H<sub>2n</sub>):** Los alquenos u olefinas son compuestos simples similares a los alcanos, en el cual todos los nombres terminan en ENO. El etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) es la molécula más simple de este grupo. Los hidrocarburos de esta serie se combinan fácilmente con otros átomos como el cloro, bromo, sin la sustitución de un átomo de hidrogeno. Estos hidrocarburos son muy reactivos y son llamados hidrocarburos insaturados.
- **Alquinos (C<sub>n</sub>H<sub>2n-2</sub>):** Contienen uno o varios enlaces triples de carbono. Su estructura molecular es C<sub>n</sub>H<sub>2n-2</sub>. A medida que aumenta la masa molar aumentan la densidad y puntos de fusión y ebullición. Los alquinos son de importancia básica solo en ciertas aplicaciones de refinación y petroquímica.
- **Cicloalifáticos:** Pueden ser ciclo alcanos o ciclo alquenos. Es muy común usarlos como monómeros en la industria petroquímica.

b) **HIDROCARBUROS AROMÁTICOS:** Los hidrocarburos aromáticos son moléculas de hidrocarburos insaturados en donde los átomos de carbono forman un anillo en un compuesto cíclico. Puesto que son insaturados, estos hidrocarburos aromáticos reaccionan fácilmente. Su ejemplo más común es el benceno. También provocan la formación de espuma y otros problemas operacionales en la producción y manejo de petróleo y gas natural.

## 2.3 COMPORTAMIENTO DE FASES<sup>9</sup>

En la industria petrolera, el estudio del comportamiento de fases de fluidos es de gran importancia a la hora de describir y determinar las propiedades de los fluidos. Para un sistema multi-componente otras variables deben añadirse al diagrama de fases. La ubicación de las líneas en un diagrama de fases depende de su composición. Para una sustancia pura el diagrama de fases es una línea recta paralela a la superficie de la temperatura. Por otra parte, para una mezcla multi-componente el diagrama de fases no es una línea recta; tiene un espesor y tiene forma de parábola con pendiente negativa. A continuación se representa un diagrama de fases para hidrocarburos en la figura 2:

**Figura 2.** Comportamiento de Fases



Fuente:<http://industriapetrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/comportamiento-de-fases-conceptos.html>

Hay varios términos utilizados para definir la ubicación de los distintos puntos de la envolvente de fases que son:

<sup>9</sup> Fuente: B.C. Craft, M. Hawkins. Applied Petroleum Reservoir Engineering, second Edition. 1991

- **Puntos de Burbujeo:** puntos en los cuales existe fase líquida con una parte infinitesimal de gas.
- **Puntos de Rocío:** puntos en los cuales existe fase gaseosa con una parte infinitesimal de líquido.
- **Presión Cricondenbárica:** máxima presión en la cual coexisten equilibradamente la fase líquida y la fase gaseosa.
- **Temperatura Cricodontérmica:** máxima temperatura en la cual coexisten equilibradamente la fase líquida y la gaseosa.
- **Condensación Retrógrada:** puede ser expresada desde dos ópticas, la condensación de líquido durante expansión de gas a temperatura constante o bien la condensación de líquido durante calentamiento de gas a presión constante.
- **Punto Crítico:** punto en el cual convergen las curvas de rocío y burbujeo.

Como se puede ver en el diagrama de fases de la figura 2, existen diversos tipos de yacimientos reflejados en la gráfica los cuales se explicaran a continuación:

**a) Yacimientos de gas:**

- **Yacimientos de Gas Seco:** reservorios en los cuales la mezcla de hidrocarburos se mantiene en estado gaseoso tanto en el yacimiento como en la superficie, generalmente la composición del hidrocarburo presente en este tipo de yacimientos posee alrededor del 90% de gas metano (C1) y la temperatura en yacimiento excede la temperatura Cricodontérmica.

- **Yacimientos de Gas Húmedo:** son aquellos reservorios en los cuales la mezcla de hidrocarburos se mantiene gaseosa en el yacimiento, pero en superficie entra en zona bifásica. En este tipo de yacimientos la temperatura presente es superior a la temperatura Cricondentérmica. El líquido producido es incoloro y presenta una gravedad API mayor a 60.
- **Yacimientos de Gas Condensado:** son yacimientos en donde la mezclas de hidrocarburos se mantienen gaseosa o en punto roció a condiciones iniciales de yacimientos, pero luego al entrar en la región bifásica presenta condensación retrograda durante la reducción de la presión a temperatura constante hasta cierto punto en el cual la saturación de líquido empieza a descender. En este tipo de yacimientos la temperatura presente se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura Cricondentérmica. El líquido producido puede ser incoloro, amarillo o rara vez negro, y su API entre 40-60.

**b) Yacimientos de Aceite:**

- **Yacimientos de Aceite Volátil:** son reservorios en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente cerca del punto crítico en estado líquido. La reducción de la presión a temperatura constante origina considerables cambios en la relación gas-petróleo de solución y cuando cae la presión de yacimiento por debajo de la presión de burbuja se produce un agotamiento acelerado del crudo. La temperatura en yacimiento es ligeramente menor que la temperatura crítica y el crudo posee una gravedad API mayor a 40.
- **Yacimientos de Aceite Negro:** reservorios en los cuales la temperatura de yacimiento es mucho menor a la temperatura crítica y contienen una proporción de hidrocarburos pesados considerable (alrededor de 40%). El color

del líquido producido es de color negro o verde oscuro y su gravedad API es menor de 40.

- La clasificación de los fluidos de yacimiento se da en función de ciertos parámetros:
- Presión y temperatura del yacimiento.
- Condiciones de presión y temperatura en superficie.
- Ubicación de la temperatura del yacimiento con respecto al punto crítico y a la temperatura cricondermica.
- Composición de la mezcla de hidrocarburo.

## 2.1 CÁLCULOS FLASH<sup>10</sup>

El equilibrio vapor/líquido presenta otro problema, el cual se refiere al *cálculo de la evaporación instantánea* (flash). El origen del nombre se debe al cambio que ocurre cuando un líquido a presión pasa por una válvula hasta una presión lo suficientemente baja para que algo del líquido se vaporice (flashes), produciendo una corriente difásica de vapor y líquido en equilibrio. Aquí sólo se considerará el problema de la evaporación instantánea a  $P$  y  $T$ , el cual consiste en el cálculo de las cantidades y composiciones de las fases de vapor y líquido que constituyen el sistema bifásico en equilibrio a partir de valores conocidos de  $P$ ,  $T$  y composición *promedio*.

---

<sup>10</sup> Fuente: [http://www.pretrogroupcompany.com/archivos/facilidades de superficie: diseño, funcionamiento y operaciones](http://www.pretrogroupcompany.com/archivos/facilidades%20de%20superficie%20dise%C3%B1o,%20funcionamiento%20y%20operaciones).

## 2.2 SISTEMA DE RECOLECCIÓN:<sup>11</sup>

Un cabezal de pozo es un componente en superficie de un pozo de gas o aceite que permite dar una estructura de contención de la presión para equipos de perforación y producción. De igual forma se puede decir que es un término general para describir al equipo anexo a la parte superior de la sarta de tuberías usadas para el completamiento de pozos, que permite servir como soporte para las mismas. Existen dos diseños específicos de cabezales de pozo; los de cabezal tipo seleccionado (convencional) y el cabezal con sistema multitasa (multibowl); sus principales diferencias son la disposición del ensamble, la configuración de la parte interna y el tipo de instalación. Los cabezales de pozo consisten principalmente en un conjunto de conexiones bridadas, válvulas, colgadores y otros elementos suplementarios que permiten controlar la presión y la tasa de flujo de un pozo. El principal propósito de un cabezal de pozo es proveer de un punto de suspensión y de control de la presión para el casing y los esfuerzos que se transmiten desde las secciones del fondo del pozo hacia la superficie y los equipos de control de presión.

El cabezal de pozo y el árbol de navidad forman un conjunto de conexiones, válvulas, colgadores y otros elementos suplementarios que permiten controlar la presión y la tasa de flujo de un pozo.

**Figura 3.** Sistema de Recolección



<sup>11</sup> Fuente: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/weatherford>

Fuente: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/chrstmas\\_tree](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/chrstmas_tree)

**2.2.1 Funciones principales del cabezal de pozo.** A continuación se presentan las funciones principales del cabezal de pozo:

- Suspender la sarta de completamiento y la sarta de la tubería de producción.
- Aislar el espacio anular entre el casing y el tubing.
- Monitorear la presión y los accesos para bombeo del anular.
- Proporcionar una conexión entre el pozo y las líneas en superficie.
- Colocar soporte para el árbol de navidad durante las operaciones de producción.
- Colocar soporte para las BOPS durante la perforación.
- Sellar las presiones entre el casing y la superficie debido a los esfuerzos del mismo.

**2.2.2 Componentes del cabezal<sup>12</sup>.** Mientras se perfora el pozo, en la superficie el control de la presión es realizada por las preventoras (BOPS). Si la presión no es controlada adecuadamente durante las operaciones de perforación debido a la columna de fluido, el casing, la cabeza del pozo y las BOPs, puede llegar a generar un reventón.

Luego de que un pozo sea perforado, es necesario controlar la interface entre el pozo y el yacimiento. El control de la presión en superficie se logra con un árbol de navidad, el cual es instalado en la parte superior de la cabeza del pozo, con válvulas de control y choke para controlar el flujo de fluidos del pozo durante la producción. Las cabezas de pozos son típicamente colocadas en la parte superior del primer casing, el cual ha sido cementado durante la operación de la perforación. En la Figura 4 se puede observar el cabezal de pozo.

---

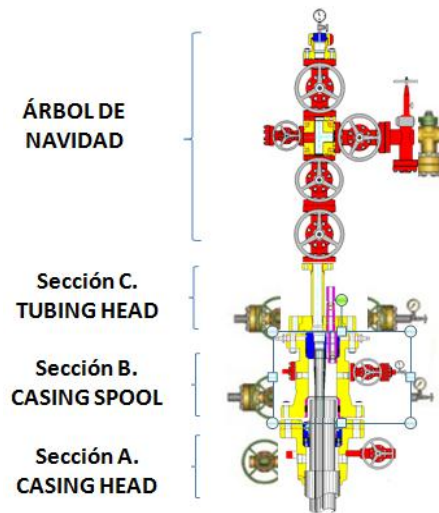
<sup>12</sup> Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities.volumen 1. 3ra edicion.2008

**2.2.3 Casing Head.** El casing head es la sección más baja del ensamble del cabezal de pozo, por lo cual es sometido a un esfuerzo de tensión equivalente al peso de toda la sarta de tubería y a esfuerzos de compresión los cuales son equivalentes al peso de los equipos en superficie. En la figura 5 se observa una configuración de casing Head. Algunas de las características operativas del casing head son:

- Su principal característica operativa es soportar la sarta de revestimiento (casing), en el interior este equipo se diseña en espacio especial para permitir el acoplamiento conjunto de un dispositivo llamado casing hanger. La función principal del casing hanger es centrar y sellar el espacio anular entre la pared del pozo y la tubería de revestimiento.
- El casing head permite conectarse o adaptarse al equipo de control del pozo (BOP) y aislar el mismo de la atmósfera.
- Está sometido a esfuerzos de compresión (equipos de superficie) y tensión (sarta de tubería).
- Centrar sarta de tuberías.
- Sirve como punto de acople con las BOP durante las operaciones de perforación y completamiento.
- El espacio de acoplamiento entre el casing head y el casing hanger, debe tener un perfil característico para soportar el peso y el tipo de casing hanger a utilizar.

Cuando la aplicación de esfuerzos sobre el casing head es demasiado grande debido al tamaño y la longitud de la tubería de revestimiento, este dispositivo se puede usar con un plato base, para una mejor distribución efectiva del peso; el casing head se conectara directamente a la tubería de revestimiento con los puntos de apoyo en el plato base.

**Figura 4.** Cabezal del pozo y árbol de navidad



Fuente: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/chrstmas\\_tree](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/chrstmas_tree)

**Figura 5.** Partes del Casing Head



Fuente: <http://www.petal.ro/images/produse/mare10.jpg>

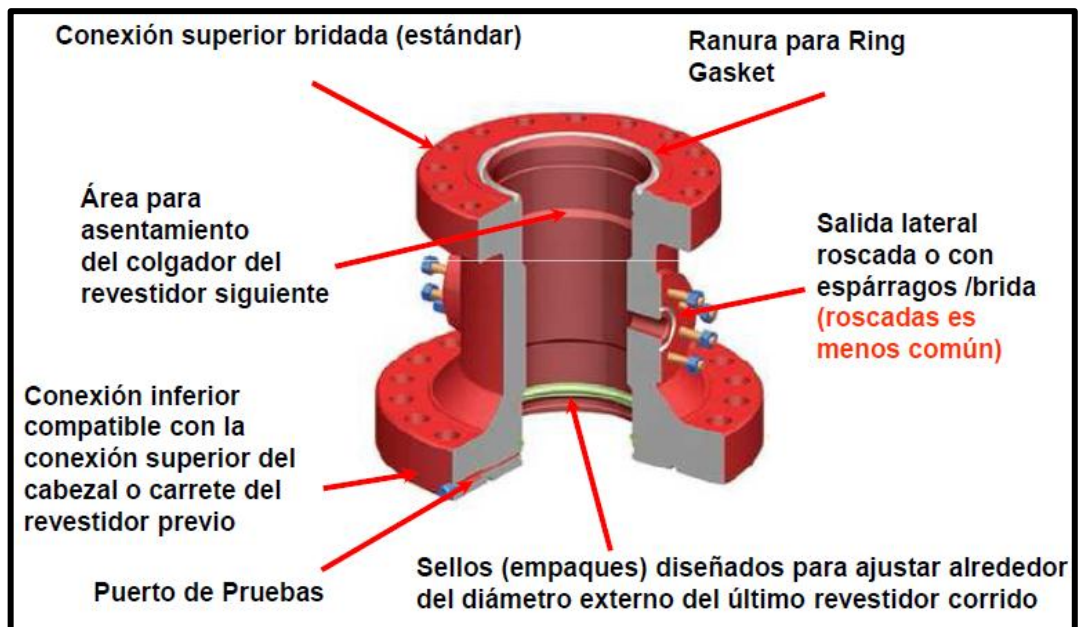
**Clasificación del casing head.** La clasificación de los diferentes tipos de Casing Head dependen de las características operacionales, configuración de conexión y completamiento el pozo en superficie; estas pautas de clasificación e identificación son:

- **Tamaño nominal:** Se refiere al tamaño del casing donde se instalará el casing head.
- **Tipos de conexión:** La conexión inferior es la que se va a fijar a la tubería del revestimiento y la conexión superior tiene que ser compatible con la BOP. La parte de la conexión de salida superior del casing head se caracteriza por tener un perfil característico, el cual está definido por la forma del espacio del acoplamiento superior del mismo; el diseño del espacio de acoplamiento superior determina las capacidades de carga, diseño de sellos y la compatibilidad que se van a instalar en la parte superior.
- **Presión de trabajo:** Esta presión no debe exceder la presión máxima del casing head ya que puede llegar a deteriorarse.

**2.2.4 Casing spool.** El Casing Spool es instalado sobre cada sarta de tubería intermedia de revestimiento para un ensamble convencional de cabezales de pozo; su instalación con los sellos packoff permiten aislar el anular del casing previamente ensamblado en el cabezal anterior de cambios de presión durante la perforación, este dispositivo posee un perfil de taza superior que le permite acoplarse con el casing hanger para soportar el peso de otra sarta de tubería y además tiene conexiones superiores e inferiores que le proporcionan conexiones para adaptarse al cabezal previamente instalado, adaptarse a la BOP para seguir perforando y para permitir el ensamble con el siguiente cabezal una vez este

asentado el casing. Según las características especiales que se requieran, el casing spool puede proveer una reducción en el diámetro de la conexión superior con respecto a la conexión inferior, lo cual permite continuar con el ensamble estándar del cabezal del pozo.

**Figura 6.** Casing Spool



Fuente. 'Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores'. CABEZALES DE POZO Y ÁRBOLES DE NAVIDAD. Schlumberger.

Las especificaciones típicas que se deben tener en cuenta en el momento de determinar el tipo de Casing Spool son:

- Tamaño nominal: Diámetro interno de casing para el cual fue diseñado.
- Tipo/Modelo: Diseño y especificaciones de la tasa superior e inferior.
- Máxima presión de trabajo de la brida superior.
- Tamaño y rango de presión de las salidas del cabezal: conexiones laterales e inferior – superior.

**Opciones básicas del casing spool.** La conexión superior e inferior del casing spool es de tipo bridas; para las salidas laterales se cuentan con tres tipos de conexiones, conexión bridada, conexión apernada y conexión roscada; las conexiones en las salidas laterales de tipo apernada y roscada cuentan con un perfil para el tapón VR (Valve Removal).

**Tubing Head.** El Tubing head es un dispositivo que posee la funcionalidad de soportar el peso del casing, centrar la sarta de tubería y sellar la comunicación con el anular de una sarta de tubería en el cabezal del pozo. Algunas de sus características son:

- Suspende el peso o carga de la tubería de revestimiento.
- Proporcionar un sello hermético contra el interior del cabezal para contener la presión hacia el exterior de la tubería de revestimiento.
- Centrar la sarta de tubería.
- Transfiere el peso o la carga de la tubería de revestimiento.

**Tipos de Casing Hangers.** Existen dos tipos de Casing Hangers: tipo cuñas que son instalados alrededor de la tubería de revestimiento, y tipo Mandril que son conectados a la sarta de tuberías.

- **TIPO CUÑA:** Las cuñas del casing hanger se activan ocasionando que estas muerdan las paredes del tubo y soporten el peso de la tubería, este tipo de colgador no provee sello en el espacio anular.
- **TIPO MANDRIL:** Este tipo de colgador tiene una característica especial de instalación, la cual se hace mediante roscado de esta herramienta en el último tubo de la tubería; esto permite el soporte del peso de la sarta y la activación

del mecanismo de sello con el anular. El casing hanger mandril es un colgador de una sola pieza que tiene rosca interna que hace juego con la rosca del casing, el cual es roscado en la parte final de la sarta de la tubería y bajado a través de la BOP hasta que descansa el hombro de carga con una junta de levantamiento compuesta de casing o tubería de perforación.

**2.2.5 Tubing Head-Tubing Spool.** El tubing head es un cabezal que es montado directamente sobre la primera sarta de tubería por lo cual el tubing head es usado en pozos completados con una sola sarta de casing, esto es usualmente en pozos de baja presión y poca profundidad. El tubing spool es un cabezal (figura 7) que es montado en el tope de un ensamble previo de cabezales. En varias ocasiones se genera una confusión entre el tubing head y tubing spool, y estos términos son usados de manera intercambiable frecuentemente sin discriminar las diferencias.

El tubing spool es instalado sobre la sarta del casing de producción en un ensamble convencional de cabezales de pozos, este dispositivo juntamente con el sello packoff provee un aislamiento de las presiones ocasionadas de la producción del pozo; además tiene un perfil de taza superior que le permite acoplarse con un tubing hanger para soportar el peso de la tubería de producción, así como el perfil para tener los prisioneros (Lockdown Screws).

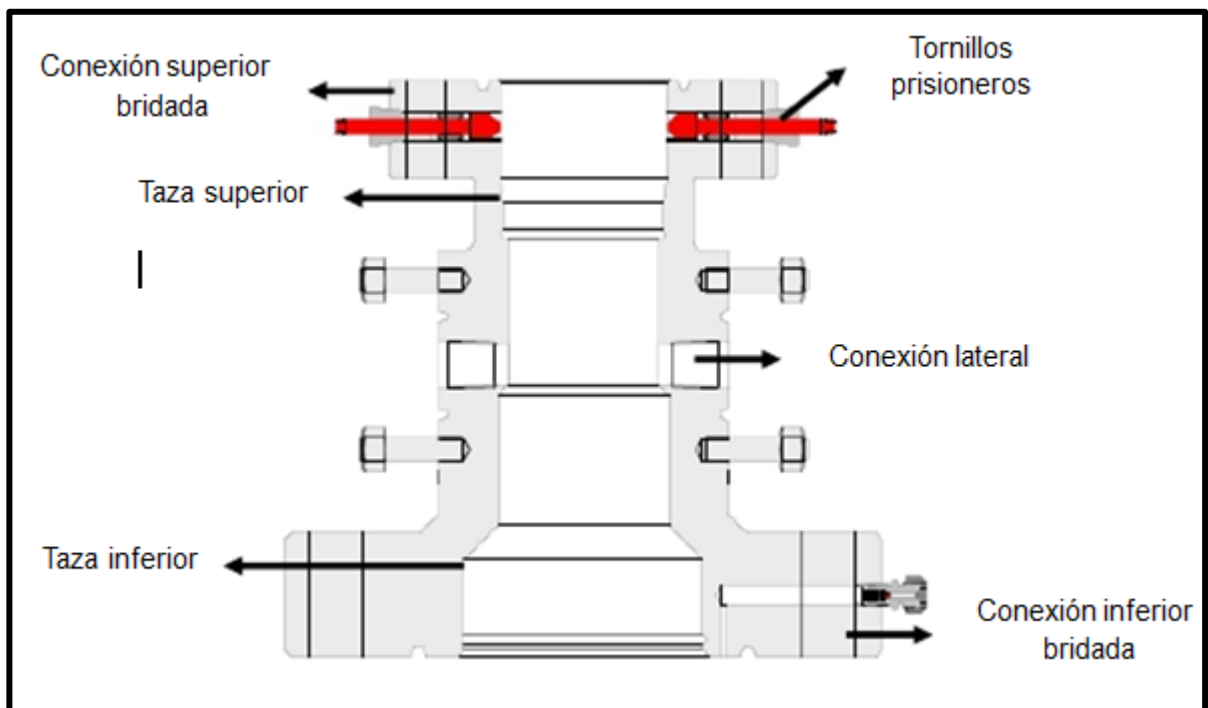
Algunas de sus funciones son:

- Permite suspensión de la tubería de producción / inyección.
- Proporciona sello del espacio anular entre la tubería de producción y el revestimiento.
- Ofrece soporte para el montaje del árbol de navidad o sistema de levantamiento artificial.

El tubing head es una pieza tipo carrete que se instala en la brida superior del cabezal de la última tubería de revestimiento. Sirve para soportar la tubería de producción y proporcionar un sello entre esta y la tubería de revestimiento. Está constituido por una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido. Algunas de sus funciones son:

- Proporciona sello y control de acceso al pozo.
- Permite control de presión- retornos de fluido durante operaciones.
- Ofrece soportes para la siguiente sarta de tuberías.
- Ofrece soporte para el montaje del equipo de control de pozo.

**Figura 7.** Tubing Spool



Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/cgi-sys/suspendedpage.cgi>

**Figura 8.** Tubing Head



Fuente:[http://www.forgedvesselconn.com/photos\\_cf/pages/tubing%20head%20ad  
apter1.htm](http://www.forgedvesselconn.com/photos_cf/pages/tubing%20head%20adapter1.htm)

**2.2.6 Árbol de navidad.**<sup>13</sup> El Árbol de Navidad es un ensamble de cabeza de pozo que se refiere a todas las piezas, válvulas, calibradores de superficie, etc., que se colocan sobre la cabeza del pozo por encima de la válvula maestra. El árbol de navidad incluye:

- Calibrador de presión de tubería de producción (Tubing pressure gauge).  
Mide la presión de la tubería de producción.

---

<sup>13</sup> *Cabezales para Pozo.* EQUIPETROL. [http://www.equipetrol.net/esp/downloads/zona1\\_102.pdf](http://www.equipetrol.net/esp/downloads/zona1_102.pdf)

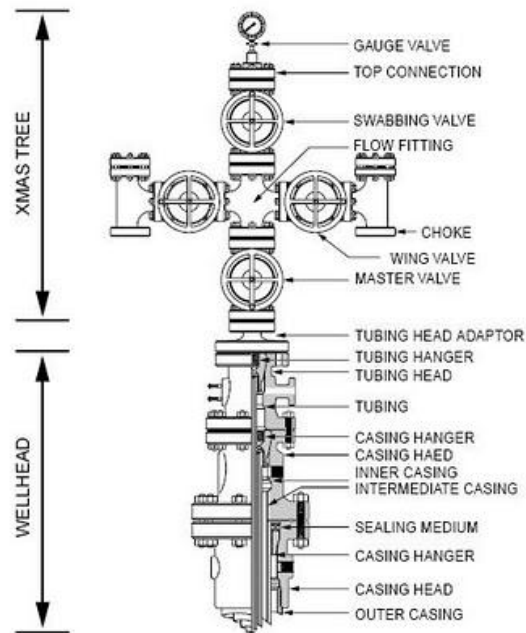
- Estrangular de superficie (Surface Chone). Controla la rata de producción y crea una contrapresión en la línea de flujo. Esto se usa para disminuir el flujo y obtener un caudal deseado.
- Tee de flujo. Dirige el flujo producido a las líneas de superficie.
- Válvulas de flujo de tubería de producción. Controla el flujo de aceite y gas proveniente de la tubería de producción.

Existen dos tipos de árboles de navidad en la industria petrolera; árbol de pozo seleccionado o convencional y el sistema de árbol de pozo bloque compuesto. Los arboles de bloque compuesto son utilizados básicamente en localizaciones donde se necesita una reducción de espacio considerable y mayor confiabilidad con respecto a la posibilidad de evitar fugas; estas características permiten que la aplicación de un sistema de árbol de bloque compuesto sea eficiente en una aplicación offshore.

Los árboles de pozos seleccionados son una serie de válvulas, conexiones tales como el bonete, tees, cruces, adaptadores para lubricador y chokes de producción; los arboles de producción tienen una sección vertical y una sección horizontal. La sección vertical se refiere al modo de ensamble del árbol de producción tiene un diámetro consistente con la tubería de producción; esta funcionalidad permite correr herramientas a través del árbol de navidad dentro del pozo para bajar raspadores, limpiadores y otras herramientas.

La sección horizontal se refiere a las salidas laterales, estas pueden ser de un tamaño menor que la sección vertical. Típicamente el ensamble de la sección vertical tiene una o dos válvula maestras, una TE o cruz de flujo, válvula corona y un tree cap; la sección lateral normalmente incluye una o dos válvulas de compuerta y un choke de producción. El choke es usado para controlar la tasa de fluido del pozo.

**Figura 9.** Acople con el árbol de navidad



Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/cgi-sys/suspendedpage.cgi>

Existen varios tipos de árboles de producción, según si el pozo va a operar en flujo natural o con un sistema de levantamiento artificial. El árbol de navidad incluye unos componentes primarios que son:

**Válvulas del árbol de navidad.** Las válvulas del árbol de navidad, son un conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios con el propósito de controlar la producción y dar acceso a la tubería de producción. Los tipos principales difieren en la conexión que tienen con la válvula maestra, la cual puede ser mediante rosca o brida. Las válvulas del medio árbol se fabrican de acero de alta resistencia. Generalmente son válvulas de compuerta o de tapón, bridas o de roscas.

La válvula maestra es la que controla todo el sistema con capacidad suficiente para soportar las presiones máximas del pozo. Debe ser del tipo de apertura máxima, con un paso igual o mayor al diámetro interno de la tubería de producción, para permitir el paso de diferentes herramientas, tales como los empacadores, pistolas para disparos de producción, etc. En pozos de alta presión se usan dos válvulas maestras conectadas en serie. Luego de la válvula maestra, se encuentra la conexión en cruz que sirve para bifurcar el flujo a los lados, provista de válvulas para su operación. A cada lado están las válvulas laterales. Estas pueden ser de tipo de apertura restringida con un diámetro nominal un poco menor al de la válvula maestra, sin que esto cause una caída de presión apreciable.

En el árbol de navidad se usan válvulas API fabricadas con una aleación de acero de alta resistencia. Las válvulas ASA por ser construidas con aceros al carbón no se usan en los pozos. Normalmente se usan válvulas de compuerta. Existen varios tipos de válvulas:

- **Válvula de compuerta:** Normalmente trabaja toda abierta o toda cerrada. Su área de paso es del mismo diámetro del área de la tubería. No debe usarse estrangulada, pues no sirve para regular el paso del fluido. Se usa en líneas de succión y descarga de bombas así como en líneas de descarga de pozos; como válvula de bloqueo. Son operadas manual y eléctricamente, ya sea por medio de un volante o motor eléctrico, que actúan sobre un vástago que levanta la compuerta. Este tipo de válvulas no tienen sentido de entrada o de salida, cualquiera de sus lados sirven para los dos propósitos.
- **Válvula de globo:** Se llaman así por la apariencia de su cuerpo; su característica es que tiene una apertura u orificio por donde pasa el flujo, siendo esta apertura perpendicular al sentido del flujo. Por tal razón este tipo

de válvulas debe ser usada en un solo sentido. Para su instalación se requiere que la presión mayor este bajo la apertura del orificio.

- **Válvula macho:** También se le llama de tapón. Consta de un cilindro o tanque perforado de lado a lado, formando un canal en el cuerpo del cilindro. Cuando este canal está en el mismo sentido del flujo, permite su paso, en caso contrario es decir dando una vuelta de 90°, se opone la cara sólida del cilindro y obstruye el flujo. Este tipo de válvula se usa principalmente en sistemas donde se trabaja con productos ligeros, gases y gasolinas.
- **Válvula de retención:** La válvula de retención más conocida como check, tiene como característica general permitir el paso del flujo en un solo sentido y evitar que éste regrese. Para este fin cuenta con una apertura que puede ser obstruida por medio de un disco, una placa o una esfera metálica.

**TÉS DE FLUJO Y CRUCES DE FLUJO.** Estos dispositivos hacen parte de los componentes del árbol el pozo, proporcionan una vía de flujo del fluido de producción y una interconexión entre la válvula inferior, la válvula superior y la válvula lateral en las salidas para las líneas de flujo. La principal diferencia entre la tee de flujo y la cruz de flujo es la cantidad de salidas laterales; la cruz de flujo cuenta con dos salidas laterales conectadas con las líneas de producción del pozo, mientras que la tee de flujo solo cuenta con una salida lateral. Estos dispositivos cuentan con todas las conexiones tipo apornada en las salidas, las cuales le permiten conectarse a las diferentes válvulas de control del árbol de producción.

**MEDIDORES DE PRESIÓN.** Los medidores de presión usados en los cabezales de pozo se utilizan generalmente para medir la presión de cabeza de pozo o comúnmente denominada WHP (Well Head Pressure), esta es usada para monitorear la productividad de los pozos y diferentes pruebas que se realizan. La

ubicación del medidor va de acuerdo del diseño y ensamble del cabezal de acuerdo al tipo de levantamiento que se vaya a emplear; se ubican para medir presiones estáticas, presiones con pozo fluyendo, presiones en el anular, presión en desviadores, etc. Existen numerosos productos para la medición de presión, y su dispositivo de medición pueden ser mecánicos, eléctricos o de resonancia. El medio que exhibe la medición o transductor puede ser mecánico o con tableros electrónicos. El dispositivo de medición más empleado en los cabezales son los manómetros tipo Bourdon que miden la presión manométrica, con unidades inglesas.

**Figura 10. MEDIDORES DE PRESIÓN**



Fuente: <http://www.rim.com.mx/enfoquerim/quimica/13/images/Medidores-Presion.jpg>

### **2.3 MANIFOLD O MÚLTIPLES DE RECOLECCIÓN**

El múltiple de recolección, es un conjunto de tuberías, que permiten obtener la muestra de varios pozos que se encuentran en determinada área donde se está produciendo hidrocarburos; por lo general uno es el de producción y otro es el de prueba. Este último, permite obtener por separado la cantidad de barriles que produce determinado pozo en un lapso de tiempo de manera que se pueda deducir si es o no rentable.

Los múltiples de recolección y de prueba se utilizan para recolectar la producción de varios pozos a una planta centralizada donde los pozos se pueden colocar individualmente en producción y/o pruebas. Pueden ser operados manualmente o automáticamente con válvulas y con contadores de tiempo automáticos.

Las estrangulaciones pueden ser incluidas para la reducción de la presión, las cuales pueden ser fijas o ajustables, incluso pueden ser manuales o automatizadas. El múltiple facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores como también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción.

**2.3.1 Clasificación de los múltiples.** En las estaciones recolectoras, los múltiples se clasifican de acuerdo a:

- Temperatura:
- Múltiple convencional: aquellos que reciben la producción de los pozos.
- Bajo condiciones de presión y temperatura normal.
- Múltiple caliente: aquellos que tienen condiciones especiales para recibir fluidos con altas temperaturas provenientes de yacimientos sometidos a procesos de recuperación.
- De acuerdo a la presión de trabajo:
- Múltiple de baja presión: reciben el fluido de pozos que producen a baja presión.

- Múltiple de alta presión: reciben el fluido de pozos que producen a alta presión.
- De acuerdo a su forma:
  - Verticales.
  - Horizontales.

**Figura 11.** Múltiple de recolección



Fuente:<http://www.monografias.com/trabajos72/facilidades-superficie-industria-petrolera/image013.jpg>

**2.3.2 Componentes del múltiple de recolección.** Dentro de los componentes del múltiple de recolección se encuentran:

**Línea de producción general.** Es la tubería de mayor diámetro en el cual se recolecta toda la producción de los pozos que llegan a la estación. Pueden ser de diferentes diámetros, series y rango de trabajo y además, su longitud dependen del número de pozos que puedan recibir. Cuando en esta existen dos etapas de

separación se hace necesario considerar la presión de trabajo de alta y baja presión.

Los de baja presión son una línea de producción general conectada a la entrada del separador de producción de baja presión (0-100 lppc) que recibe la producción de aquellos pozos que requieren una contrapresión menor al fluir, debido a las condiciones del yacimiento.

Por otra parte, los de alta presión (100-200lppc) que están conectados a la entrada del separador de producción reciben una mayor presión la producción de aquellos pozos capaces de fluir, debido a las condiciones del yacimiento.

**Líneas de prueba o producción individual.** Se caracteriza por ser de menor diámetro que la línea o tubo de producción general; pueden ser de diferentes diámetros (2,4 o 6 pulgadas), series o rangos de trabajo y se utilizan básicamente para aislar l línea de producción general, con el objetivo de medir su producción individual.

**2.3.3 Diseño de un sistema de recolección** <sup>14</sup> La ubicación de la(s) estación(es) depende de aspectos topográficos, buscando aprovechar el flujo por gravedad desde los pozos. El número de baterías depende de la distancia a los pozos, el tipo de fluidos, la topografía, etc. En Colombia es usual encontrar líneas de flujo de entre 2 y 6 pulgadas. Normalmente, las troncales tienen diámetros desde 6 hasta 16 pulgadas. La velocidad de flujo (en unidades de campo) se puede calcular mediante las expresiones:

Para gas:

$$V = \frac{Q_g T Z}{P d^2}$$

---

<sup>14</sup> Norma ASME B31.4 (Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids) y ASME B31.8 (Gas Transmission and Distribution Piping Systems).

Para líquido:

$$V = 0.012 \frac{Q_l}{Pd^2}$$

Donde:

V= Velocidad de flujo (ft/s).

P= Presión del gas (psia).

Qg= Caudal de gas (MMSCFD).

d= Diámetro de la línea (in).

T= Temperatura del gas (°R).

Ql= Caudal de líquido (BPD)

Z= Factor de compresibilidad del gas.

Para realizar el diseño de una línea de flujo deben considerarse dos partes que son: el diámetro de la tubería y el espesor de la pared. En primer lugar se debe considerar la velocidad de flujo. Si la velocidad de flujo es muy baja, los sólidos suspendidos se precipitan. Si la velocidad de flujo es muy alta, se produce erosión en la tubería.

Diseñando para un flujo monofásico la velocidad de flujo en un sistema de recolección:

- Para líneas de líquido:  $3 < V < 15$  ft/s.
- Para líneas de gas:  $10 < V < 60$  ft/S.

En segundo lugar, es necesario determinar el espesor de la pared de la tubería a emplear en la línea de flujo.

### 3 SEPARADORES <sup>15</sup>

El proceso de separación es ampliamente aplicado en la industria petrolera, fundamentalmente para lograr la una mayor recuperación de hidrocarburos líquidos. Sin embargo, no hay un criterio único para establecer las condiciones de operación más adecuadas. Un proceso de separación se aplica básicamente cuando los pozos producen hidrocarburos líquidos y gaseosos mezclados en un solo flujo.

En muchas ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos en cantidades apreciables a los equipos de procesamiento (compresores). En campos productores donde el gas es quemado y no se tiene equipo adecuado de separación, una cantidad considerable de aceite liviano es arrastrado por el flujo de gas, el cual también se quema, originando pérdidas económicas debido al valor comercial que tienen los crudos livianos. En el transporte del gas se debe eliminar la mayor cantidad de líquido para evitar problemas como: corrosión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y disminución en la capacidad de las líneas.

Generalmente los separadores son cilindros de acero que por lo general se utilizan en los procesos de producción, procesamiento, y tratamiento de los hidrocarburos para disgregar la mezcla en sus componentes básicos, aceite y gas.

Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes no deseados como lo son los sedimentos y el agua.

Según su función, los separadores pueden clasificarse en separadores de prueba y separadores de producción. El separador de prueba maneja la producción de un

---

<sup>15</sup> Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999.

solo pozo con el fin de determinar o de cuantificar la producción de gas y de líquido mediante los respectivos sistemas de medición. Es más pequeño que el de producción de cada pozo. Con este fin, en el separador de prueba se utilizan dos sistemas: la medición por orificio para cuantificar la cantidad de gas, y el medidor de turbina que permite establecer el flujo líquido. El separador de producción recibe y trata el fluido de varios pozos de un campo y además, es de mayor capacidad que uno de prueba.<sup>16</sup>

### **3.1 FUNDAMENTOS PARA LA SEPARACIÓN DE MEZCLAS DE GAS-LÍQUIDO.**

La separación de mezclas gas-líquido se logra combinando apropiadamente los siguientes factores:

**3.1.1 Separación por gravedad.** Si el flujo es vertical, las partículas de líquido que se separan caen en contraflujo del gas por la fuerza de gravedad y se aceleran hasta que la de arrastre se iguala a la fuerza gravitacional (figura 12).<sup>17</sup>

---

<sup>16</sup> Díaz, A. Paguay; Tomala H. Malave. "Parámetros requeridos en el diseño de separadores para manejar mezclas de gas-liquido". Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador.

<sup>17</sup> **Fuente:** Oliveira, G. Barbara, C. "Desarrollo de una metodología de calculo que permita diseñar o evaluar los separadores a ser instalados en las estaciones de flujo".

**Figura 12.** Separación por Gravedad.



Fuente: Oliveira, G. Barbara, C. “Desarrollo de una metodología de cálculo que permita diseñar o evaluar los separadores a ser instalados en las estaciones de flujo”.

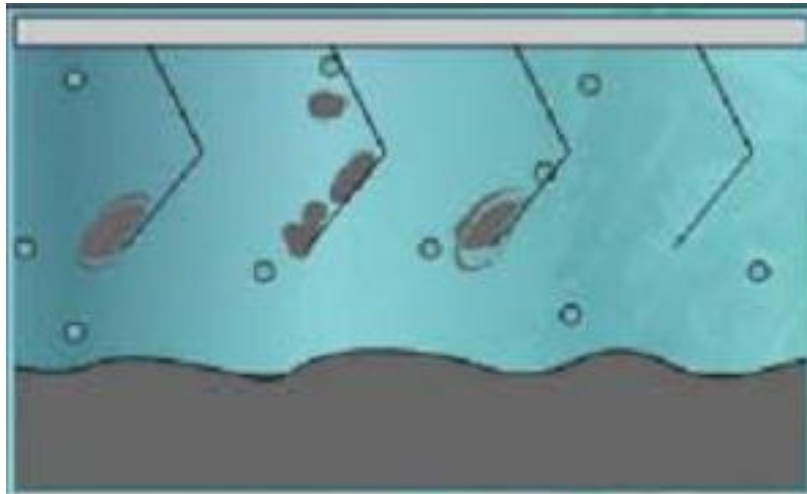
**3.1.2 Separación por fuerza centrífuga.** La fuerza centrífuga inducida a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas puede ser varias veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas. Este principio mecánico se emplea tanto en la sección primaria de un separador como en algunos tipos de extractores de niebla se recomienda que la velocidad del fluido deba ser de tal magnitud para que la relación  $\rho g V^2$  se mantenga en 900, siendo V la velocidad del gas y debe ser menor de 45 ft/seg.

**3.1.3 Cambios en el momentum inicial.** Los fluidos con diferentes densidades tienen diferentes momentum. Si una corriente de dos fases se cambia bruscamente de dirección, el fuerte momentum o gran velocidad adquirida por las fases, no permite que las partículas de la fase pesada se mueva tan rápidamente como las de la fase liviana, este fenómeno provoca la separación.

**3.1.4 Coalescencia.** Las gotas muy pequeñas no pueden ser separadas por gravedad. Estas gotas se unen por medio del fenómeno de coalescencia (figura

13), para formar gotas mayores, las cuales se acercan lo suficientemente como para superar las tensiones superficiales individuales y poder de esta forma separarse por gravedad.

**Figura 13.** Coalescencia.



Fuente: Oliveira, G. Barbara, C. “Desarrollo de una metodología de cálculo que permita diseñar o evaluar los separadores a ser instalados en las estaciones de flujo”.

### **3.2 TEMPERATURA DE OPERACIÓN**

Los fluidos deben estar a una adecuada temperatura a fin de disminuir la viscosidad lo suficiente como para ayudar al desprendimiento de las burbujas de gas, disminuyendo las necesidades de tiempo de retención. Se debe considerar el tipo de petróleo, ya que si la temperatura es muy alta, evapora algunos livianos, que luego serán necesarios condensarlos por enfriamiento y así poderlos recuperar.<sup>18</sup>

---

<sup>18</sup> ESPIN, J. CONSTANTE, L. “Estudio de la eficiencia de los separadores de petróleo de las estaciones de producción de Secoya y Pichincha del campo libertador”. Escuela Politécnica Nacional. Quito. 2011.

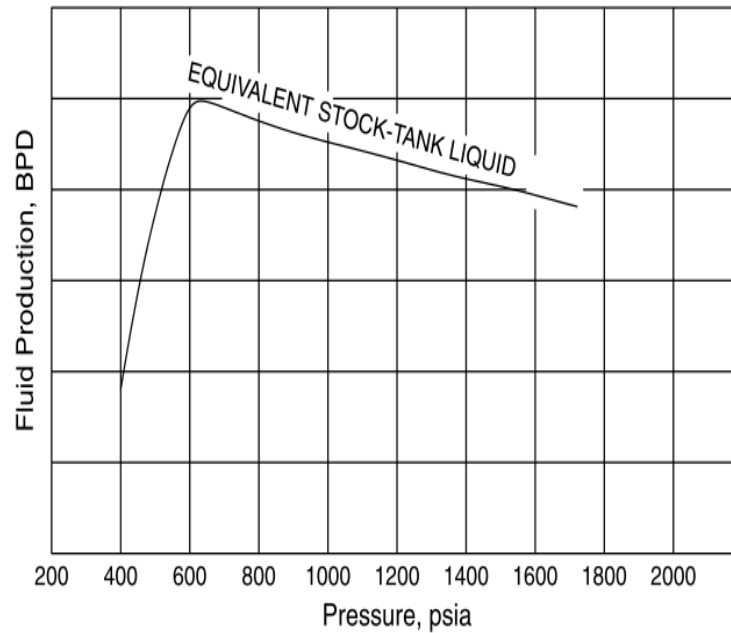
### 3.3 PRESIÓN INICIAL DE SEPARACIÓN

Debido a la naturaleza multicomponente del fluido producido, a mayor presión inicial de separación, mayor será la cantidad de líquido obtenida en el separador. Este líquido contiene algunos componentes livianos que se vaporizaran en el tanque de almacenamiento si la presión inicial es muy alta, muchos componentes volátiles permanecerán en estado líquido en el separador y pasaran a la fase gaseosa en el tanque. Si la presión es muy baja, muchos de los componentes livianos pasaran a la fase gaseosa.

La tendencia de cualquier componente de pasar a la fase vapor depende de la presión parcial. Si la presión en el separador es alta, la presión parcial para el componente será relativamente alta y las moléculas de ese componente tenderán a estar en la fase líquida. A medida que la presión en el separador incrementa, la tasa de flujo de líquido en el separador incrementa.

El problema muchas veces de estas moléculas livianas (metano, etano, propano), es que tienen una fuerte tendencia pasar a la fase gaseosa a condiciones del tanque de almacenamiento. En el tanque la presencia de esta gran cantidad de moléculas crea una baja presión parcial para los hidrocarburos intermedios (butano, pentano, heptano), los cuales tienen una tendencia a volatilizarse a condiciones en el tanque muy susceptible a pequeños cambios en la presión parcial. Por esto, mantener las moléculas más livianas en la corriente que se dirige al tanque, se perderán muchas moléculas intermedias a la fase gaseosa. Por esta razón es que hay un punto óptimo (figura 14) a partir de la cual se estabiliza en fase líquida el máximo número de moles de la mezcla.

**Figura 14.** Presión inicial de separación.



Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Design of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Professional publishing, 1999.

### 3.4 PRESIÓN ÓPTIMA DE SEPARACIÓN

La presión óptima de separación es aquella que estabiliza en fase líquida el máximo número de moles de la mezcla. A presión óptima de separación permite obtener:

- Máxima producción de petróleo.
- Máxima gravedad API del crudo.
- Mínima relación Gas-Petróleo.
- Mínimo factor volumétrico del petróleo.

Es de gran importancia saber que la presión de separación se controla desde la salida del gas de separador. Esta presión es muy importante ya que controla la presión de todo el sistema y los cambios en esta afectan directamente todas las presiones a lo largo de todo el sistema (PR, PWf , PWH). La presión óptima de separación es aquella en la cual la presión de operación del separador es igual a la presión de burbuja del líquido e igual a la presión de rocío del gas.

### **3.5 ETAPAS DE SEPARACIÓN**

Debido a la naturaleza multicomponente de los fluidos, se puede necesitar más de una etapa de separación para que se establezca la mayor cantidad de componentes en la fase líquida. En cada etapa de separación, las moléculas de hidrocarburos livianos que se volatilizan son removidas a una presión relativamente alta, manteniendo baja la presión parcial de los hidrocarburos intermedios en cada etapa.

A medida que el número de etapas aumenta, mayor cantidad de moléculas livianas son removidas y la presión parcial de los componentes intermedios es maximizada en cada etapa. Para cada caso hay un número óptimo de etapas, en la mayoría de los casos, el número óptimo de éstas es difícil determinar y es diferente para cada pozo y puede variar para el mismo pozo a medida que la presión declina con el tiempo.

La tabla 1 es una guía aproximada del número de etapas óptima de separación según a presión

**Tabla 1.** Numero de etapas según la presión inicial de separación.

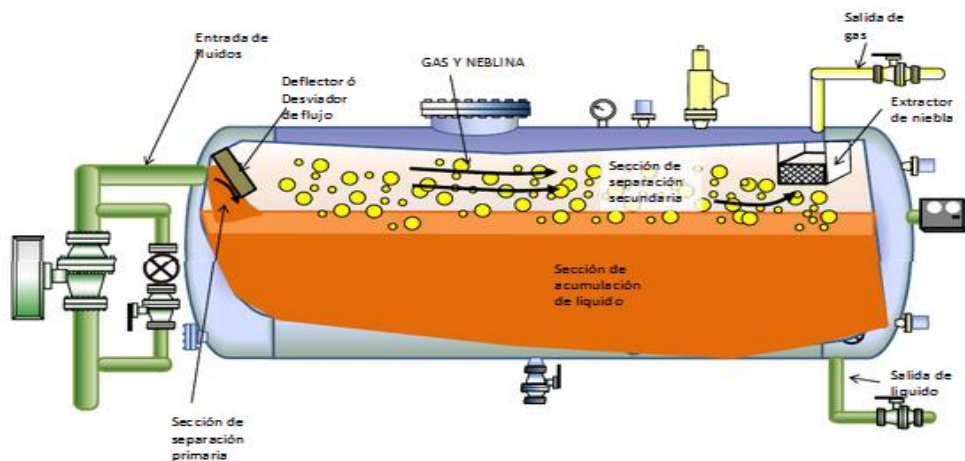
<b>Presión Inicial de Separación (Psig)</b>	<b>Numero de etapas</b>
25-125	1
125-300	1-2
300-500	2
500-700	2-3

Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. volumen 1. 3ra edicion.2008.

### **3.6 COMPONENTES DE UN SEPARADOR**

Existen diferentes arreglos de separadores, siendo la clasificación principal en base a la cantidad de fases a separar teniendo así separadores bifásicos y trifásico, sin importar el tipo de separador o cantidad de fases a separar, el equipo está compuesto básicamente de 4 elementos principales y de otros dependiendo de su configuración, tipo de flujo y características del fluido (Figura 15).

**Figura 15.** Componentes de un separador.



Fuente: [www.scribd.com](http://www.scribd.com). "Separadores".

Los cuatro elementos principales son:

- Deflector de entrada.
- Sección de asentamiento gravitacional.
- Sección de recolección de líquidos.
- Extractor de niebla.

**3.6.1 Deflector de entrada.** El deflector de entrada sirve para impartir un cambio de dirección de flujo en la corriente gas/líquido proporcionando la separación inicial entre el líquido y el gas; un deflector de entrada puede ser de cualquier material el cual genere un cambio en la dirección de flujo repentino, y existen deflectores tipo plato, tipo codo, centrífugo, etc.

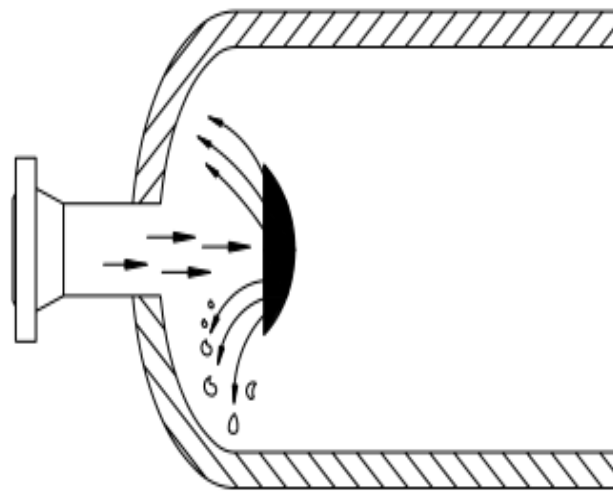
Si la velocidad de flujo es mayor que la máxima velocidad permisible para que no exista arrastre en la superficie del líquido cuándo existe un codo de 90° en la boquilla de entrada de la mezcla, se tendrá que usar un distribuidor en la boquilla de entrada.

Actualmente, se están equipando los separadores con codos de 90° pero con la salida cortada en ángulo (de 45° aproximadamente); según un estudio realizado

por algunas empresas que se encargan de realizar el diseño de los equipos separadores, esta es una mejor práctica, pues así la mezcla no cae directamente sobre el líquido en reposo evitando el arrastre.<sup>19</sup>

Los distribuidores en forma “T” pueden ser de ranuras o de orificios; siempre serán más costosos que un codo de 90°, pero pueden soportar velocidades más altas sin que suceda arrastre en la superficie de líquido.

**Figura 16.** Deflector de entrada



Diverter Baffle

Fuente: *ARNOLD, Ken. Surface Production Operation. \*Editada*

**3.6.2 Sección de asentamiento gravitacional.** En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por la gravedad por lo que la turbulencia de flujo debe ser mínima. Para esto, el separador debe tener suficiente longitud. En algunos diseños se

<sup>19</sup> OLIVEIRA, G. BARBARA, C. “Desarrollo de una metodología de cálculo que permita diseñar o evaluar los separadores a ser instalados en las estaciones de flujo. Universidad Central de Venezuela. 2003.

utilizan veletas o aspas alineadas para reducir de esta manera la turbulencia, sirviendo además, como superficies colectoras de gotas de líquido.

La eficiencia de separación en esta sección, depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas del líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.

**3.6.3 Sección de recolección de líquidos.** En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Además debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador. Esta instrumentación está formada por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga.

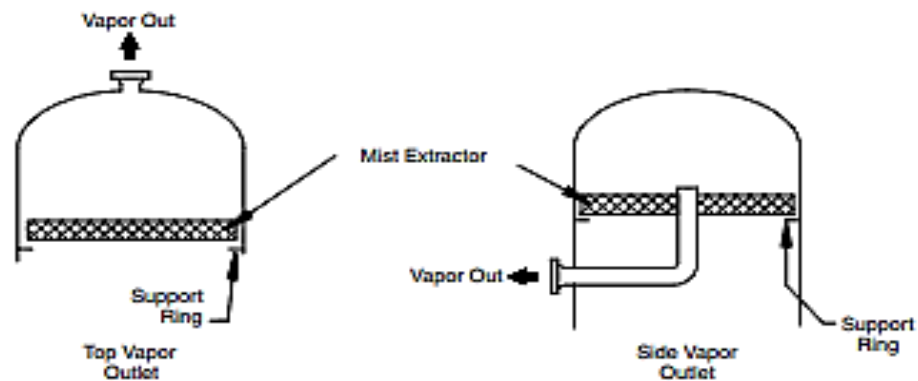
La sección de almacenamiento de líquidos debe estar situada en el separador, de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador.

**3.6.4 Extractor de niebla.** Cuando el gas abandona la sección de asentamiento gravitacional, contiene unas pequeñas gotas de líquido, generalmente e un tamaño menor de 100 micras. Cuando la corriente de gas atraviesa los elementos coalescedores debe realizar numerosos cambios de dirección. Debido a su mayor masa, las gotas de líquido no pueden seguir los rápidos cambios en la dirección del flujo de gas. Dichas gotas se agrupan en los elementos coalescedores y caen a la sección de asentamiento de líquido, al tener un tamaño de gota más grande y por lo tanto mayor peso.

Los siguientes aspectos son importantes antes de seleccionar un extractor de niebla:

- Tamaño de gota de líquido a remover.
- Costo del extractor.
- Disponibilidad de los materiales.
- Caída de presión que puede tolerar para alcanzar el nivel requerido para la remoción.
- Capacidad de manejo del líquido del separador.

**Figura 17.** Extractor de niebla.



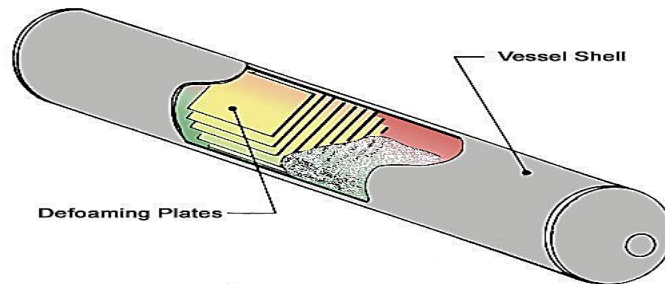
Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999.

**3.6.5 Otros componentes.** En un separador podemos encontrar otros componentes que pueden optimizar su funcionamiento.

**ANTIESPUMANTES.** Las espumas generan una disminución considerable en la eficiencia de un separador para lo cual se pueden usar químicos en la entrada; pero la práctica más usada es ocasionar que la espuma pase por una serie de

placas paralelas espaciadas estrechamente generando así una mayor área de contacto y haciendo que la espuma colapse (Figura 18).

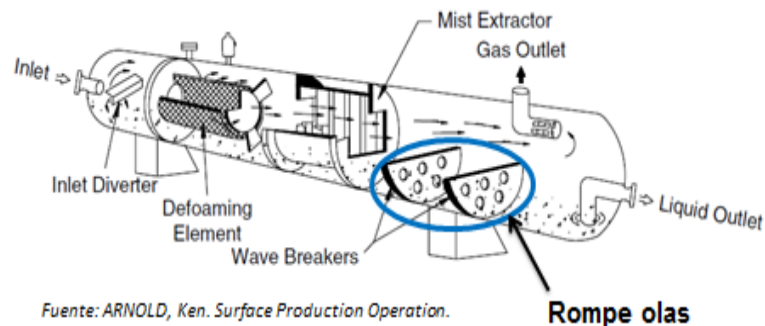
**Figura 18.** Antiespumante.



Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999.\*modificada.

**ROMPE OLAS.** Este elemento elimina cualquier tipo de movimiento ondulatorio en la parte superficial del líquido ocasionada por la entrada repentina de un bache de líquido. Usado en separadores horizontales de gran tamaño y con tasas de flujo no estables. Es muy importante eliminar estos movimientos por que el nivel del control de líquido puede verse alterado generando una lectura errónea (Figura 19).

**Figura 19.** Rompe olas.

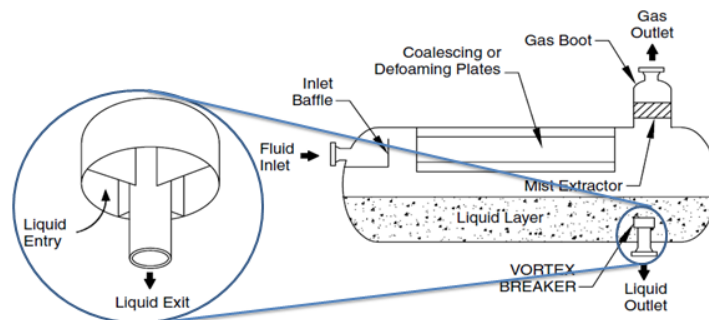


Fuente: ARNOLD, Ken. Surface Production Operation.

Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999.\*modificada.

**ROMPE VÓRTICE.** Este elemento elimina la generación de un vórtice en la parte inferior del separador cuando la válvula para la extracción del líquido es abierta. La generación de un vórtice puede generar que por la válvula de extracción de líquido no solo pase el líquido, sino que también pase gas, disminuyendo la eficiencia del separador. El rompe vórtice tiene aletas radiales el cual toma la función de eliminar cualquier tipo de movimiento circular que el líquido tiende a formar (Figura 20).

**Figura 20.** Rompe vórtice.



Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999.\*modificada.

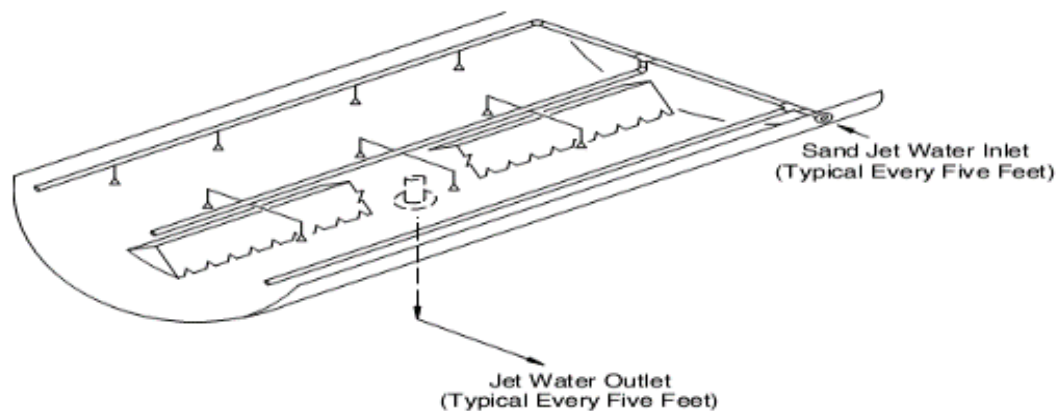
**SAND JETS.** Una de las mayores preocupaciones en los separadores horizontales es la acumulación de arenas y sedimentos en el fondo del separador. Si se presenta esto, dichos sólidos afectan la operación del separador ya que

cambian la altura del volumen del líquido, además, estos sólidos depositados en el fondo del separador tienden a solidificarse dificultando aún más su extracción.

Para remover dichos sólidos, una serie de tuberías internas y de drenaje son cuidadosamente construidos en el fondo del separador y así se pueden bombear fluido a alta presión, usualmente agua de producción, a través de los jets para agitar los sólidos y desplazarlos hacia los drenajes (Figura 21).

Estos Sand Jets son generalmente diseñados con una velocidad de jet de 20ft/s y apuntados a dar una buena cobertura del fondo del recipiente; asimismo asegurar una buena separación de estos sólidos sin afectar la operación normal del separador. Además, estos sand jets deben ser instalados con un espaciamiento que no exceda 5ft.

**Figura 21.** Sand Jets.



Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999.\*modificada

## 3.7 TIPOS DE SEPARADORES

**3.7.1 Separadores horizontales.** Los separadores horizontales son usados cuando se manejan grandes volúmenes de fluido y hay una gran cantidad de gas disuelto en el líquido. Es preferible que la relación gas-líquido sea baja. El fluido entra al separador y choca con el deflector de entrada, causando un cambio en el momentum. En este momento ocurre la separación inicial de líquido y vapor.

La fuerza de gravedad causa que las gotas de líquido caigan y se separen de la corriente de gas al fondo del separador, donde el líquido es recolectado. Esta sección de recolección proporciona un tiempo de retención para permitir que el gas que aún se encuentra en la fase líquida se libere al espacio de vapor y alcance el equilibrio.

El líquido deja el separador a través de una válvula de drenaje de líquido, la cual es regulada por un controlador de nivel, este controlador percibe los cambios en el nivel y controla el drenaje. Algunas gotas son de un diámetro tan pequeño que no pueden ser separadas por la sección de asentamiento gravitacional. Por esto, antes de que el gas salga del separador, pasa por el extractor de niebla, el cual usa elementos coalescedores que proporcionan mayor área superficial para que las pequeñas gotas de líquido coalescan.

La capacidad para manejar gas de un separador horizontal es proporcional a área transversal del recipiente disponible para el flujo de gas. Así, el diámetro de un separador horizontal y la profundidad del líquido determinan su capacidad para manejar gas en una combinación dada de condiciones.

**Figura 22.** Separador horizontal.

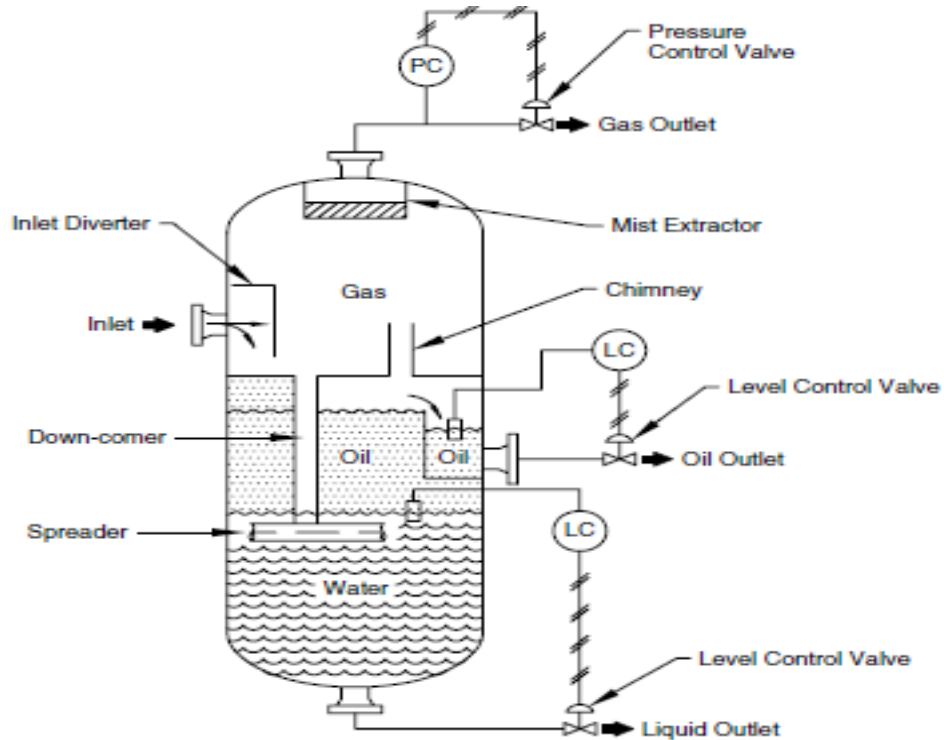


Fuente: [www.lyonproductionservices.com](http://www.lyonproductionservices.com)

**3.7.2 Separadores verticales.** Se debe seleccionar un separador vertical cuando la relación gas-líquido es alta o cuando se requiere prevenir la mezcla de los fluidos ya separados. En esta configuración el deflector de entrada se encuentra hacia un lado, como en el separador horizontal, el deflector se encarga de la primera separación. A medida que el líquido alcanza el equilibrio, las burbujas de gas migran hacia la sección de vapor. El controlador de nivel y la válvula de drenaje operan igual que en un separador horizontal. En la sección de asentamiento gravitacional las gotas de líquido caen verticalmente. La velocidad de asentamiento de una gota de líquido es directamente proporcional a su diámetro. Si el tamaño de la gota es muy pequeño, será transportada junto al gas. Por esta razón, es necesario agregar un extractor de niebla en estos separadores, para capturar las gotas más pequeñas.

La capacidad líquida de un separador vertical está influenciada por el volumen de acumulación de petróleo en la respectiva sección del recipiente. La profundidad líquida óptima depende del diseño de separador y de las características del líquido que está siendo separado.

**Figura 23.** Separador Vertical

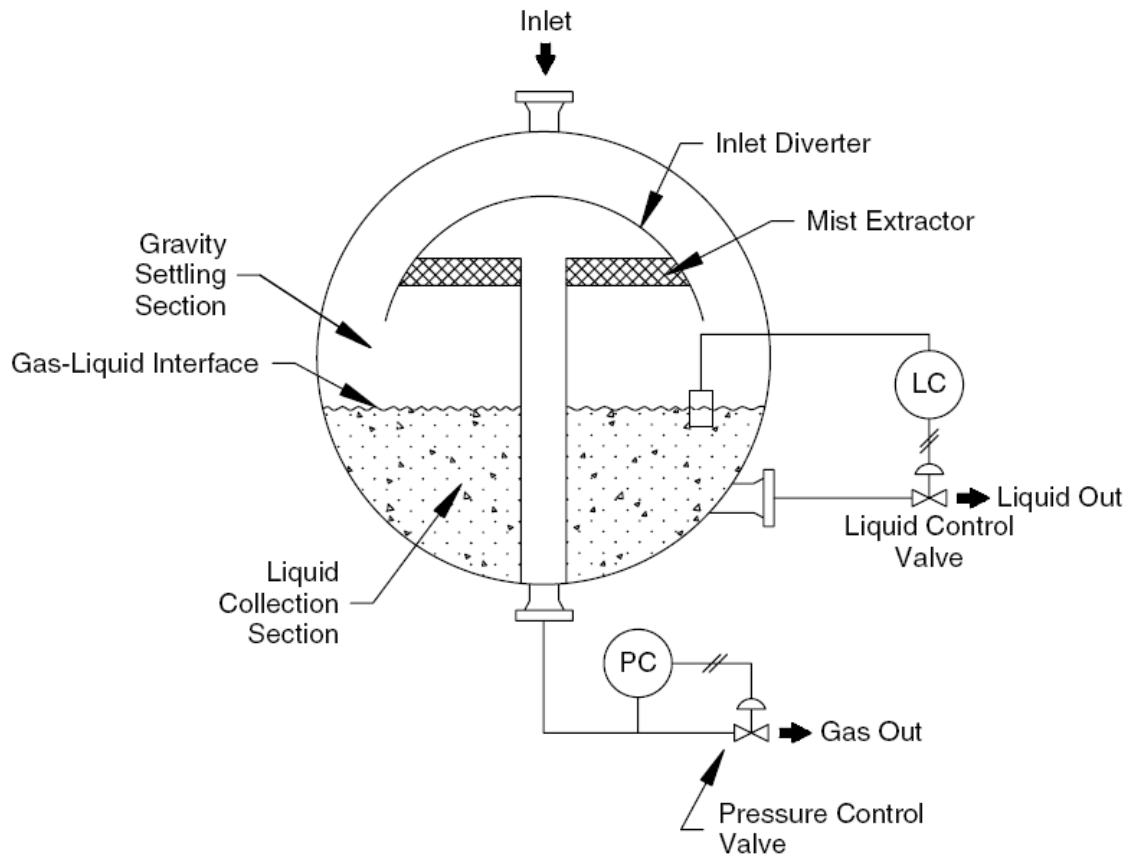


Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999.

**3.7.3 Separadores esféricos.** Estos separadores se utilizan para servicios a alta presión y donde se desea un tamaño compacto. Este tipo de separador, es un caso especial de los separadores verticales, en el cual no hay un casco cilíndrico entre las dos cabezas semiesféricas. La corriente de fluido entra y choca con el deflector de entrada y se divide en dos corrientes.

El líquido cae a la sección de recolección de líquido. El gas pasa a través de la salida de gas. En la práctica, este tipo de separadores son muy difíciles de dimensionar y de fabricar debido a su forma. (Figura 24).

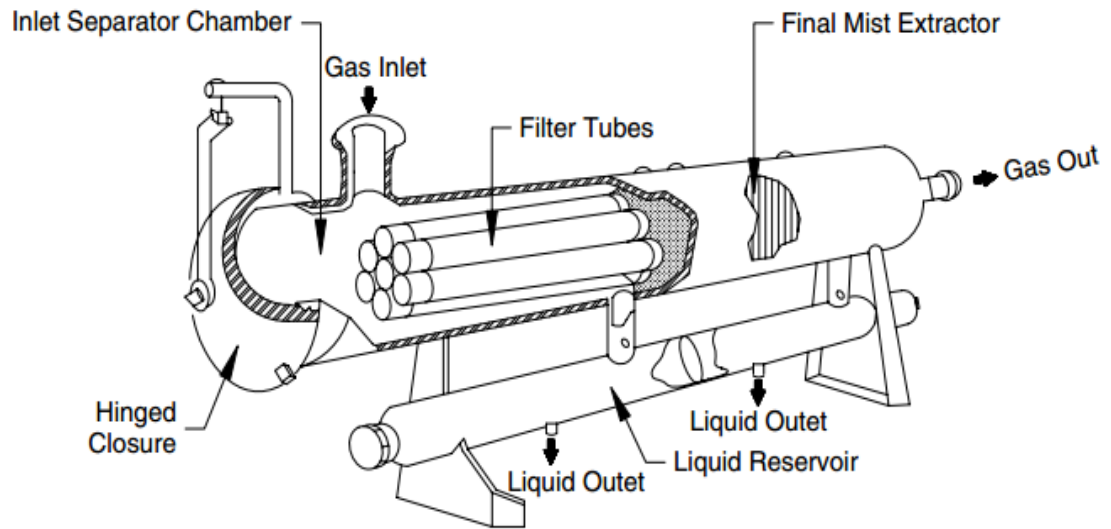
**Figura 24.** Separadores esféricos



Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999.

**3.7.4 Filtros separadores.** Este tipo de separador por lo general tiene dos compartimientos (Figura 25). Uno de ellos es un filtro coalescente, el cual se utiliza para la separación primaria del líquido que viene con el gas. Mientras el gas fluya a través de los filtros, las partículas pequeñas del líquido e va agrupando para formar moléculas de mayor tamaño. Una vez que las moléculas se han hecho de mayor tamaño, son con cierta facilidad empujadas por la presión del gas hacia el núcleo del filtro, y por ende separadas del gas.

**Figura 25.** Filtros Separadores



Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999

**3.7.5 Scrubber.** Es un separador de dos fases, diseñado para el recobro de líquidos del gas que sale de los separadores de producción, o condensados por enfriadores y caídas de presión. Los scrubber han sido diseñados para manejar corrientes de flujo con altas relaciones gas-líquido. Estos son usados comúnmente junto con deshidratadores, o compresores para prevenir la entrada de líquidos. (Figura 26).

Funcionan básicamente e igual que un separador primario, pero para cargas de líquido mucho más pequeñas.

Un Scrubber debe usarse antes de:

- Compresión.
- Deshidratación.

- Venteo o quema.

Y debe usarse después de un cooler.

**Figura 26.** Scrubber



Fuente: [www.lacomunidadpetrolera.com](http://www.lacomunidadpetrolera.com) "Scrubber".

**3.7.6 Slug catcher.** Es un separador gas-líquido diseñado para manejar grandes capacidades de gas con baches de líquido y se usa en tuberías de acopio de gas. (Figura 27).

Las consideraciones de diseño de un Slug Catcher son:

- Despresurizar por seguridad.

- El tamaño dependerá de la frecuencia con la que se haga marraneo y los caudales que se manejan.

**Figura 27.** Slug Catcher



Fuente: <http://pnpeci.com/images/Oil-Gas-ChamicalPertochemical/Equipment/Separators/Slug-Catcher/03-PNP-Slug-Catcher.jpg>

**3.7.7 Separador centrífugo.** Este separador consta de tres secciones: entrada tangencial inclinada, salida tangencial de líquido y salida axial del gas (Figura 28). El patrón de flujo básico implica que el gas fluya hacia arriba por el centro y las gotas de líquido se impregnan a la pared del separador y se deslizan hacia el fondo de la unidad.

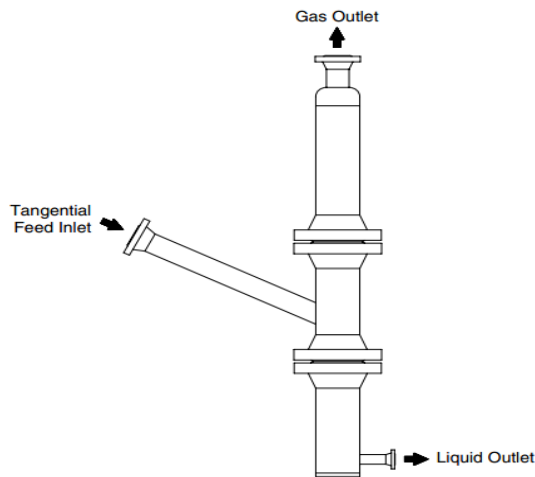
Estas unidades están diseñadas para manejar tasas entre 100 y 5000 BOPD en tamaños de 12 a 48 pulgadas de diámetro.

Los beneficios de un separador centrífugo son:

- No contiene partes que se mueve
- Son de bajo mantenimiento
- Compactos en términos de espacio y peso
- Son de bajo costo comparados con un separador convencional

Sin embargo, debido a su tamaño, no son muy usados en operaciones de producción ya que su diseño es muy sensible a la tasa de flujo. Estos separadores son usados para recuperar glicol en una torre de contacto.

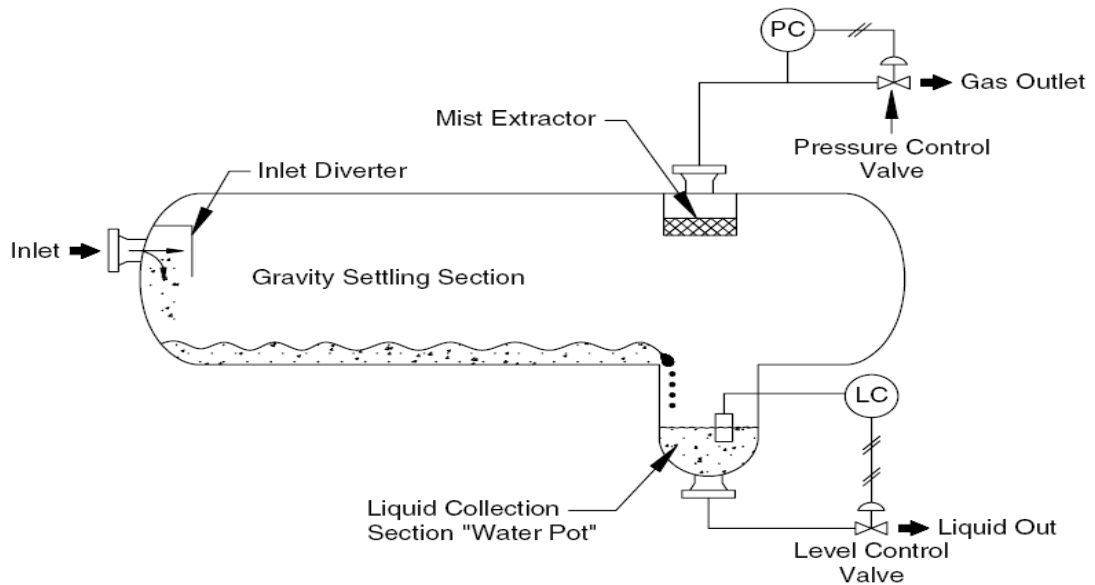
**Figura 28.** Separador centrífugo.



Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999.

**3.7.8 Separador con bota.** Este tipo de separador es usado cuando la tasa de flujo de gas es muy alta y la tasa de flujo de líquido es casi nula. Cumple la misma función que un separador con doble barril con la diferencia que el manejo de líquidos es mucho menor pero es mucho más económico. Este tipo de arreglo al igual que el separador de doble barril evita el efecto de re-arrastre de las gotas de líquido dentro de la corriente de gas (Figura 29).

**Figura 29.** Separador con bota.



Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999.

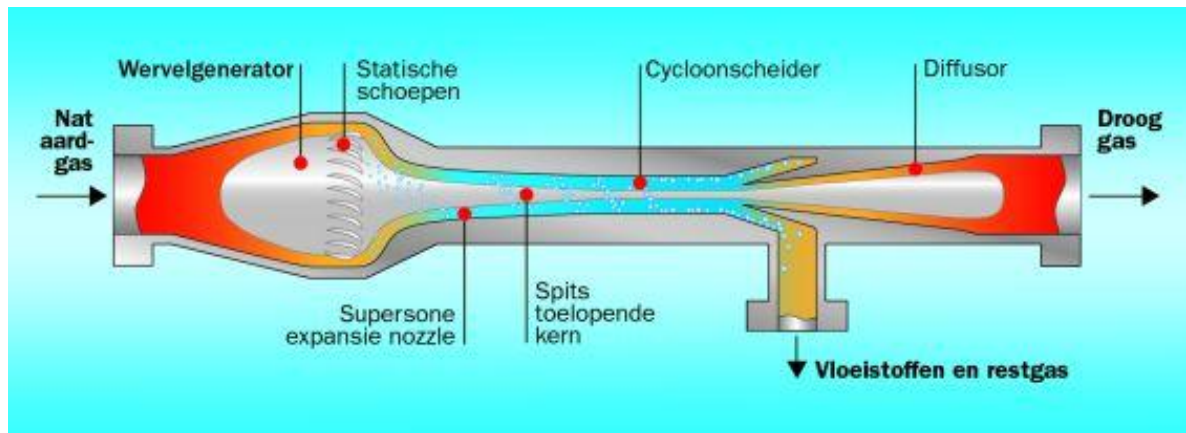
**3.7.9 Twister:** El separador supersónico Twister es una combinación única de procesos físicos para separar agua e hidrocarburos pesados del gas natural. Así como un turbo expander transforma presión en trabajo, el Twister la transforma en energía cinética, provocando una caída de temperatura. La separación por Twister es un proceso de baja temperatura, por lo que resulta ventajoso utilizar un cooler corriente arriba (Figura 30).

Aunque los separadores Twister tengan una determinada capacidad (105 MMscfd), un correcto arreglo de varios de ellos no necesita de mucho espacio en una locación.

Esta tecnología reduce los costos, porque requiere bajo mantenimiento, no tiene partes móviles que se desgasten con el tiempo, es ambientalmente amigable y reduce los consumos de energía<sup>20</sup>

<sup>20</sup> Juan Guillermo Londoño M, Carta Petrolera 125, Mayo 2011.

**Figura 30.** Twister.



Fuente: [www.technischweekblad.nl](http://www.technischweekblad.nl)

### 3.8 DISEÑO DE SEPARADORES

**3.8.1 Aspectos a evaluar.** Los aspectos a evaluar al momento de realizar un diseño de separadores:

- La energía que posee el fluido al entrar al separador, debe ser controlada.
- Las tasas de flujo, tanto de la fase líquida, como de la gaseosa, deben encontrarse dentro del rango establecido por el separador.
- La turbulencia que ocurren fundamentalmente en la sección ocupada por la fase gaseosa, debe ser minimizada, antes de que cause problemas en el proceso de separación, y por ende problemas a la hora de evaluar la eficiencia.
- La acumulación de espuma y contaminantes debe ser controlada.
- Las salidas del separador de las fases líquida y gaseosa, deben realizarse de tal forma que no vuelvan a encontrarse.

- En el separador se debe tener previsto el control de la presión, para lo cual es recomendable la instalación de válvulas de alivio.
- En el separador se debe tener prevista la eliminación de partículas sólidas, cuando estas se hayan acumulado.
- Para el correcto diseño de un separador se deben conocer y manejar los parámetros que afectan el comportamiento del sistema a separar.

**3.8.2 Parámetros que intervienen en el diseño de separadores.** La secuencia del cálculo y el costo comparativo de los recipientes son los que van a señalar la factibilidad de usar un separador vertical u horizontal. Los principales parámetros que intervienen en el diseño de separadores son:

- Composición del fluido que se va a separar. Es conveniente que el diseñador esté familiarizado con el concepto de equilibrio de fases y separación instantánea, con el fin de predecir cuál será la cantidad y calidad del gas y de líquido que se formarán en el separador a condiciones de presión y temperatura de diseño.
- Caudal de los fluidos a separar en condiciones normales. Es preciso conocer los volúmenes de gas y de líquido que se van a manejar durante la vida útil del proyecto.
- Presión y temperatura de operación. El estudio previo de las variaciones de la presión y temperatura en el sitio donde se instalara la unidad, afectará de manera determinante la selección del separador.
- Factor de compresibilidad del gas en condiciones de trabajo. El valor de Z determina el volumen del gas en las condiciones de operación.
- Densidad de los fluidos en las condiciones de operación. Las densidades de los fluidos dentro del separador intervienen de modo directo.

- Velocidad terminal del gas dentro de la unidad. El cálculo de la velocidad del gas dentro del separador es uno de los factores que con mayor énfasis influye en la respuesta.
- Tiempo de retención asignado al líquido. Se recomienda la selección del tiempo de residencia del petróleo con base en la gravedad API del fluido.
- Dimensionamiento del separador. Al completar para seleccionar la unidad, el diseñador tiene la obligación de indicar las dimensiones mínimas del recipiente que desea especificar.

**3.8.3 Normas técnicas de diseño.** A continuación se presentan algunas normas para la fabricación y pruebas de separadores

**API 12J “Especificación para separadores gas-petróleo”.** Esta especificación cubre los requisitos mínimos para el diseño, fabricación y pruebas en taller de separadores de crudo y gas, así como separadores de agua, crudo y gas usados en la producción de crudo y gas.

**Asme, Sección VII, División 1,** “Reglas para la construcción de recipientes de presión”. Esta división de la sección VIII establece los requisitos aplicables al diseño, fabricación, inspección, prueba y certificación de equipos de presión que operan en cualquiera de las presiones internas o externas de más de 15 Psig.

**3.8.4 Diseño de separadores bifásicos. (Horizontales.)** Procedimiento para el diseño de un separador bifásico.

1. Determinar el coeficiente de arrastre  $C_D$  por medio de un proceso iterativo (Suponer un  $C_D=0,34$ ).

$$V1 = 0,0119 \left[ \left( \frac{d_l - d_g}{d_g} \right) \left( \frac{d_m}{CD} \right) \right]^{1/2}$$

$$Re = 0,0049 \frac{d_g * d_m * V}{\mu g}$$

$$CD = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0,5}} + 0,34$$

2. Calcular la capacidad al gas. Las ecuaciones de capacidad al gas están basadas en establecer el tiempo de retención igual al tiempo requerido para que una gota de líquido contenida en el gas se asiente en la interfase líquida. Para un separador lleno al 50% y tamaño de partícula/gota a remover de 100 micras, se obtiene la siguiente expresión:

$$dLeff = 420 \left[ \frac{TZQg}{p} \right] \left[ \left( \frac{d_g}{d_l - d_g} \right) \left( \frac{CD}{d_m} \right) \right]^{1/2}$$

3. Calcular la capacidad al líquido. Para un separador lleno del líquido al 50% la expresión utilizada para determinar las dimensiones del separador es:

$$d^2Leff = \frac{TrQl}{0,7}$$

4. Establecer relaciones entre el diámetro del separador (d) y la longitud efectiva ( $L_{eff}$ ) para las capacidades al gas y al líquido. Se hace una tabla con los diámetros más comunes para separadores de acuerdo a los valores NPS (Nominal Pipe Size) y determinar con estos las longitudes efectivas para la capacidad al líquido y al gas.

5. Calcular la longitud entre cordones de soldadura ( $L_{ss}$ ) para cada diámetro. Una vez determinada la longitud efectiva del separador, se calcula la longitud entre cordones de soldadura, la cual es la longitud real del separador y por lo tanto un parámetro importante para el diseño de estos. La experiencia de campo señala que la longitud entre cordones de soldadura puede estimarse por medio de las siguientes expresiones:

Para  $L_{eff}$

> 7,5ft:

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12}$$

Para  $L_{eff}$

< 7,5ft:

$$L_{ss} = L_{eff} + 2,5$$

6. Determinar la relación de esbeltez para cada diámetro

$$SR = \frac{12L_{ss}}{d}$$

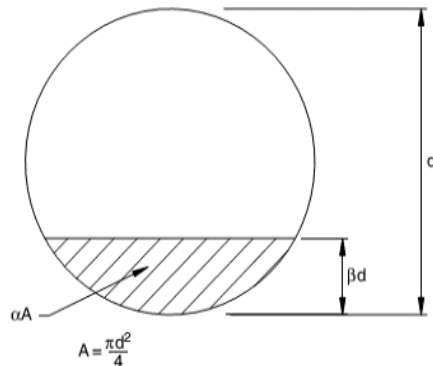
La experiencia de campo ha demostrado que la mejor opción es seleccionar una relación de esbeltez de diámetro y longitud entre 3 y 4. Del mismo modo si existen más opciones dentro del mismo rango se debe seleccionar la menor relación de esbeltez.

**3.8.5 Diseño de separadores horizontales con porcentaje de llenado diferente del 50%.** La mayoría de los separadores bifásicos están diseñados con el nivel del líquido hasta su línea central, es decir 50% lleno de líquido, ya que en esta parte se presenta la mayor área de transferencia de masa entre el gas y el

líquido. Sin embargo, hay ocasiones en las cuales no se puede diseñar un separador bajo esta especificación del 50% de llenado o simplemente se puede presentar cambios en la producción de hidrocarburos que harían necesario realizar un diseño del separador existente para que pueda manejar os nuevos volúmenes de fluidos sin tener que reemplazar el separador ya que por obvias razones esto sería más costoso.

El proceso de diseño de un separador de este tipo es el mismo que para un convencional; únicamente se presenta la inclusión de unas constantes de diseño en las expresiones para calcular la capacidad al gas y la capacidad al líquido. Estas constantes conocidas como  $\alpha$  y  $\beta$  se pueden observar en la siguiente figura (Figura 31).

**Figura 31.** Vista lateral de un separador horizontal.



Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. volumen 1. 3ra edicion.2008.

Capacidad al gas:

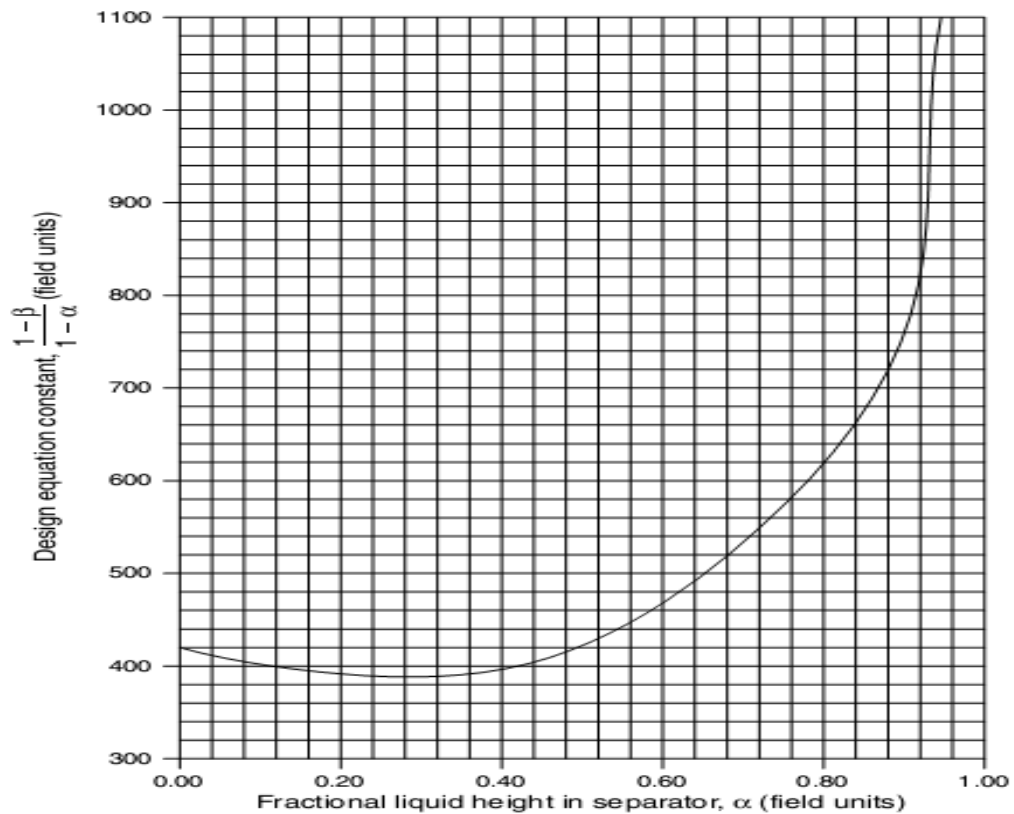
$$dLeff = \frac{1 - \beta}{1 - \alpha} \frac{TZQg}{p} \left[ \left( \frac{d_g}{d_l - d_g} \right) \left( \frac{CD}{dm} \right) \right]^{1/2}$$

Donde:

$$dLeff = \frac{1 - \beta}{1 - \alpha}$$

Esta constante de diseño puede ser encontrada mediante la siguiente correlación gráfica:

**Figura 32.** Variable de diseño vs Altura de líquido en el separador (%).



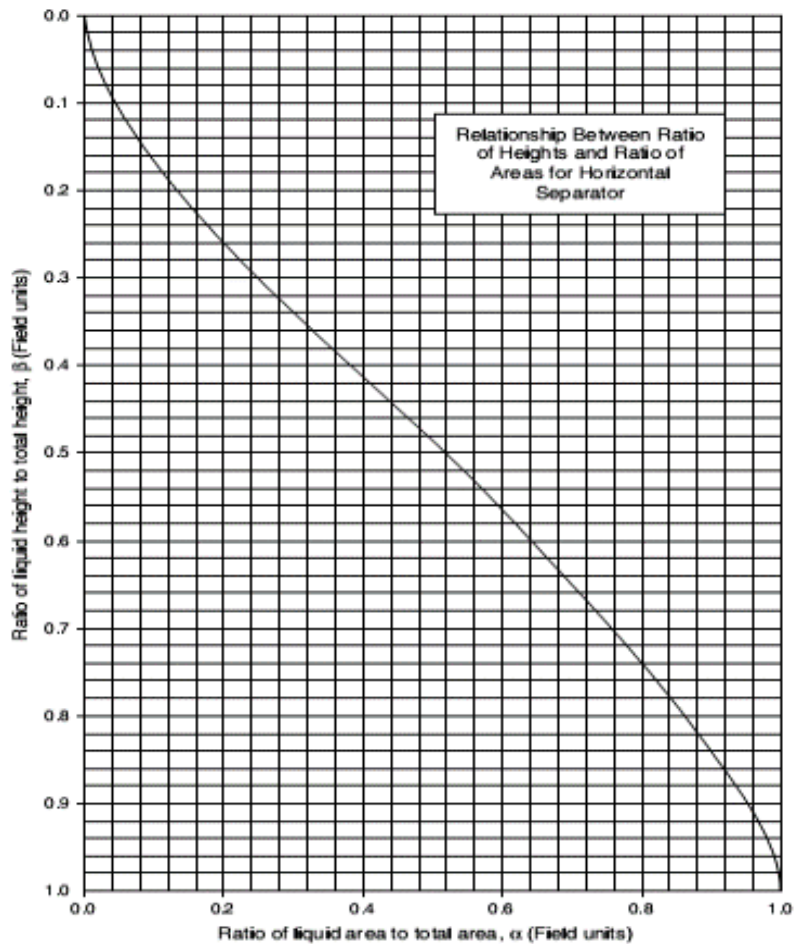
Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Design of oil-Handling systems and facilities. volumen 1. 3ra edicion.2008.

Capacidad al líquido:

$$d^2Leff = \frac{TrQl}{1.4\alpha}$$

Si se conoce  $\beta$ , entonces  $\alpha$  puede determinarse a partir de la siguiente correlación gráfica (Figura 33):

**Figura 33.** Constante de diseño de la capacidad al líquido ( $\alpha$ ) vs Radio de alturas ( $\beta$ ).



Fuente: Arnold Ken, Stewart Maurice. Surface Production Operations, Design of oil-Handling systems and facilities. volumen 1. 3ra edición. 2008.

**3.8.6 Diseño de separadores bifásicos verticales.** El proceso de diseño para un separador bifásico vertical es análogo al proceso descrito para separadores horizontales, sin embargo se debe tener presente un parámetro muy importante, debido a que el separador vertical es un cilindro homogéneo y no presenta

cambios en su diámetro; tienen la misma área de transferencia de masa en toda su longitud, por lo tanto no es tan importante el factor de porcentaje de llenado. No obstante, un diámetro mínimo debe ser mantenido para permitir a las gotas de líquido separarse del gas que se mueve verticalmente el tiempo de retención del líquido requiere una combinación específica de diámetro a una altura del volumen de líquido. Además, cualquier diámetro mayor al diámetro mínimo requerido puede ser seleccionado.

- Determinar el coeficiente de arrastre  $C_D$  por medio de un proceso iterativo (Suponer un  $C_D=0,34$ ).

$$V1 = 0,0119 \left[ \left( \frac{d_l - d_g}{d_g} \right) \left( \frac{dm}{CD} \right) \right]^{1/2}$$

$$Re = 0,0049 \frac{d_g * dm * V}{\mu g}$$

$$CD = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0,5}} + 0,34$$

- Calcular la capacidad al gas. De aquí se obtiene el mínimo diámetro requerido. Cualquier diámetro superior a este puede ser utilizado.

$$d^2_{leff} = 5040 \left[ \frac{TZQg}{p} \right] \left[ \left( \frac{d_g}{d_l - d_g} \right) \left( \frac{CD}{dm} \right) \right]^{1/2}$$

- Con la ecuación de la capacidad al líquido calcular la altura (h) para varios diámetros mayores que el diámetro mínimo.

$$d^2_{Leff} = \frac{TrQl}{0,12}$$

- Calcular la longitud entre cordones de soldadura (Lss).

Para  $d \leq 36$  in:

$$L_{ss} = \frac{h + 76}{12}$$

Para  $d > 36$  in:

$$L_{ss} = 2,5$$

$$L_{ss} = \frac{h + d + 40}{12}$$

- Determinar la relación de esbeltez para cada diámetro.

$$SR = \frac{12L_{ss}}{d}$$

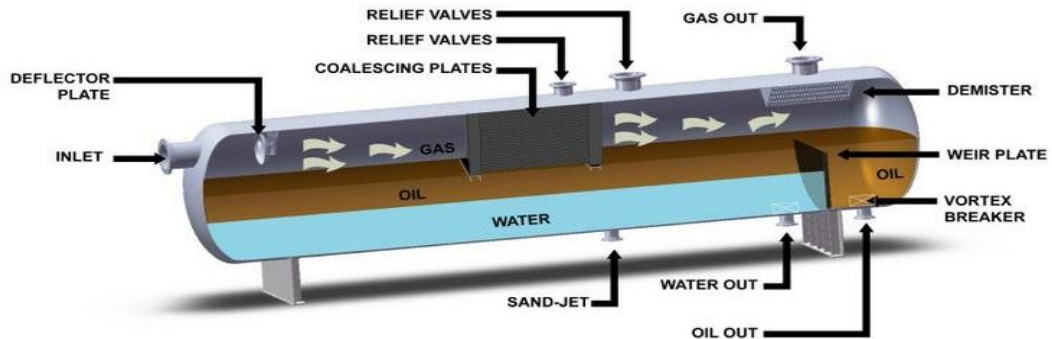
Del mismo modo que para separadores horizontales, entre mayor sea la relación de esbeltez, menos costoso será el separador vertical. La relación de esbeltez puede estar entre 3-4, aunque restricciones de altura pueden forzar a seleccionar una relación de esbeltez menor.

**3.8.7 Diseño de separadores de tres fases<sup>21</sup>.** Equipos de presión diseñados para separar y eliminar el agua libre de una mezcla de crudo y agua cuando la presencia de gas es considerable.

---

<sup>21</sup> Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999

**Figura 34.** Separador de tres fases



Fuente: [www.iet-engineering.com/activities\\_oil\\_and\\_gas\\_separators](http://www.iet-engineering.com/activities_oil_and_gas_separators)

La Tabla 2 muestra el tiempo de retención para separadores de tres fases según la gravedad API del crudo.

**Tabla 2.** Tiempo de retención separadores trifásicos

GRAVEDAD API	TIEMPO (MINUTOS)
> 40	2-5
30-40	5-7,5
20-30	7,5-10
<20	10+

Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999

**Diseño de separadores de tres fases horizontales.** La instalación de las placas de coalescencia en la sección de líquido hará que el tamaño de las gotas de agua arrastradas en la fase de aceite aumente logrando un asentamiento por gravedad más fácil.

1. Determinar la altura de aceite máximo (ho)max:

$$(ho)_{max} = 1,28 * 10^{-3} \frac{tro(\Delta SG)dm^2}{\mu o}$$

2. Determinar el coeficiente de arrastre  $C_D$  por medio de un proceso iterativo (Suponer un  $C_D=0,34$ ).

$$V1 = 0,0119 \left[ \left( \frac{d_l - d_g}{d_g} \right) \left( \frac{dm}{CD} \right) \right]^{1/2}$$

$$Re = 0,0049 \frac{d_g * dm * V}{\mu g}$$

$$CD = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0,5}} + 0,34$$

3. Calcular la fracción del área de la sección transversal del recipiente ocupada por el agua:

$$\frac{A_w}{A} = 0,5 \frac{Q_w * tr_w}{Q_o * tr_o + Q_w * tr_w}$$

4. Con la figura 35, determinar el coeficiente  $\beta$ :

$$d_{max} = \frac{(ho)_{max}}{\beta}$$

Donde:

$$\beta = \frac{ho}{d}$$

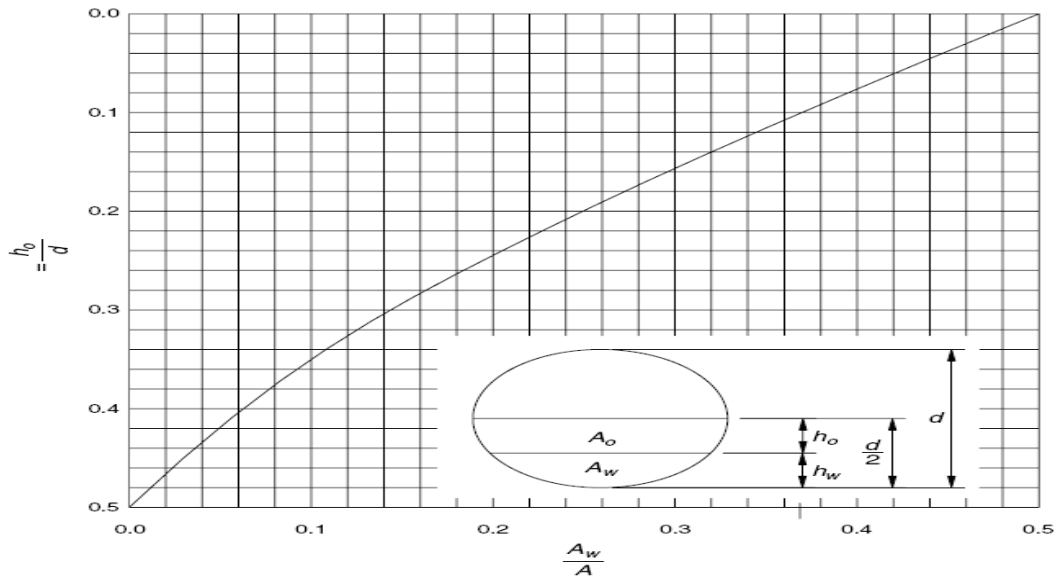
Calcular dmax:

$$d_{max} = \frac{(ho)_{max}}{\beta}$$

5. Calcular capacidad del gas:

$$dLeff = 420 \left[ \frac{TZQg}{p} \right] \left[ \left( \frac{d_g}{d_l - d_g} \right) \left( \frac{CD}{dm} \right) \right]^{1/2}$$

**Figura 35.** Coeficiente  $\beta$  para un cilindro lleno por la mitad con líquido



**Fuente:** ARNOLD, Ken. *Surface Production Operation*.

6. Calcular  $d_{max}$ :

$$d_{max} = \frac{(ho)_{max}}{\beta}$$

7. Calcular capacidad del gas:

$$dLeff = 420 \left[ \frac{TZQg}{p} \right] \left[ \left( \frac{d_g}{d_l - d_g} \right) \left( \frac{CD}{dm} \right) \right]^{1/2}$$

8. Calcular capacidad del líquido:

$$d^2Leff = 1,42(Q_o * t_{ro} + Q_w * t_{rw})$$

9. Calcular la longitud entre cordones de soldadura ( $L_{ss}$ ).

Para líquido:

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12}$$

Para gas:

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{eff}$$

10. Seleccionar la opción que contenga una relación de esbeltez entre 3 y 5.

$$SR = \frac{12L_{ss}}{d}$$

### Diseño de Separadores de Tres Fases Verticales.

1. Determinar el coeficiente de arrastre  $C_D$  por medio de un proceso iterativo (Suponer un  $C_D=0,34$ ).

$$V_1 = 0,0119 \left[ \left( \frac{d_l - d_g}{d_g} \right) \left( \frac{d_m}{C_D} \right) \right]^{1/2}$$

$$Re = 0,0049 \frac{d_g * d_m * V}{\mu g}$$

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0,5}} + 0,34$$

2. Calcular la capacidad del gas:

$$d^2 = 5040 \left[ \frac{TZQg}{p} \right] \left[ \left( \frac{d_g}{d_l - d_g} \right) \left( \frac{CD}{dm} \right) \right]^{1/2}$$

3. Calcular la capacidad del líquido:

$$d^2 = 6690 \frac{Q_o \mu}{(\Delta SG) dm^2}$$

4. Seleccionar el diámetro más largo de las capacidades del gas y del líquido (agua y aceite) dado en los dos pasos anteriores (paso b y paso c).

5. Determinar  $h_o + h_w$ :

$$h_o + h_w = \frac{Q_o * t_{ro} + Q_w * t_{rw}}{0.12d^2}$$

6. Calcular la longitud entre cordones de soldadura ( $L_{ss}$ ).

Para diámetros  $\leq 36$  in:

$$L_{ss} = \frac{h_o + h_w + 76}{12}$$

Para diámetros  $> 36$  in:

$$L_{ss} = \frac{h_o + h_w + d + 40}{12}$$

7. Seleccionar la opción que contenga una relación de esbeltez entre 1.5 y 3.

$$SR = \frac{12L_{ss}}{d}$$

### **3.9 PROBLEMAS OPERACIONALES.**

**3.9.1 Formación de espumas.** El CO<sub>2</sub> causa la formación de espuma. Esta afecta el desempeño del separador para manejar mezclas gas-líquido.

Si la espuma es un problema antes de instalar el recipiente, pueden incorporarse rompedores como el método más económico para eliminarlo. En algunos casos es necesario utilizar aditivos químicos o aumentar la longitud del separador.

**3.9.2 Parafinas.** Los platos de coalescencia (sección de acumulación de líquido) y los extractores de niebla tipo malla se ven afectadas debido a la acumulación de parafina.

Para estos casos se recomienda usar extractores de niebla centrífugos. La temperatura del líquido debe mantenerse por encima del punto de nube del crudo.

**3.9.3 Arrastre de líquido.** Se acciona cuando el nivel del líquido sube del 10-15%. Indica que puede haber problemas en el diseño del separador, formación de espumas, alto nivel de líquido, entre otros. Ocurre cuando el líquido sale del separador junto con el gas.

**3.9.4 Emulsiones.** Las emulsiones se forman principalmente por las tensiones superficiales de los componentes y por la presencia de agentes que promueven la formación de las mismas. Además por la agitación causada por el gas para dispersar un líquido en otro.

Disminuye el aceite efectivo y la eficiencia de separación, esta se puede reducir aplicando calor o productos químicos.

**3.9.5 Impurezas.** Cuando se manejan crudos y productos sucios, es recomendable tener tanto en los separadores un sistema interno de tuberías que permitan la inyección de agua, vapor o solventes para eliminar los sólidos que se depositan en el equipo durante su operación o para desalojar a los hidrocarburos antes de proceder a la apertura del recipiente.

**3.9.6 Cambios de nivel.** Son producidos por la entrada imprevista de tapones de líquido dentro de separadores horizontales muy largos, para eliminarlos se colocan placas en sentido transversal al separador, conocidas como rompe-olas, que son de gran utilidad para control de nivel, evitando medidas erróneas producto del oleaje interno.

## 4 EMULSIONES Y TRATAMIENTO DE CRUDO Y AGUA<sup>22</sup>

Una emulsión es un sistema termodinámicamente inestable en el cual dos líquidos inmiscibles coexisten. Uno de ellos está disperso en forma de gotas dentro del otro (tamaño de gota entre 0,1-100 $\mu$ ), produciéndose una emulsión (Becher 1977). La misión del surfactante es, por una parte, facilitar la extensión de la interfase durante el proceso de emulsificación, y por otra parte, estabilizar la emulsión retardando la coalescencia de las gotas de la fase dispersa.

En la actualidad dos terceras partes de la producción mundial del crudo se obtiene en forma de emulsión, que necesariamente debe ser tratada. El agua salada fluye con el aceite en forma de baches (grandes) o como pequeñas gotas dispersas de forma estable en la masa de aceite. En el primer caso se trata de una simple mezcla de aceite y agua. En el segundo caso de una emulsión fuerte. Los problemas de desemulsificación de crudos son cada vez más difíciles de resolver, ya que el aceite producido bajo los métodos de tratamientos de emulsiones han evolucionado notablemente, desde el simple reposo en recipientes convencionales hasta la aplicación de voltajes eléctricos elevados, pasando por los diferentes métodos mecánicos, térmicos y químicos.

Generalmente, el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos gravitacionales, mecánicos, térmicos, químicos y eléctricos. Aunque el conocimiento de la naturaleza de las emulsiones de agua y aceite ha influido en el establecimiento de la tecnología básica para su tratamiento, los enfoques empíricos para el desarrollo de procesos y productos, en estudios de laboratorio, plantas piloto e instalaciones de campo siguen siendo factores decisivos. El desarrollo de productos químicos que ayudan a la desemulsificación, no es la

---

<sup>22</sup> Fuente: Universidad de los Andes facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Laboratorio FIRP. Estabilidad de Emulsiones Relacionada con el proceso de Deshidratación de crudo.

excepción. Queda manifestada la importancia el proceso y equipo de campo. Si en algún punto del sistema no se obtiene el crudo bajo condiciones aceptables, debe modificarse o instalarse, la planta de deshidratación para no deteriorar el trabajo ya realizado.

Durante décadas se han utilizado diversos esquemas para el tratamiento de las emulsiones directas e inversas en los campos petroleros. Todos estos métodos se basan en cuatro procesos fundamentales: separación gravitacional, coalescencia, flotación y filtración

#### 4.1 SEPARACIÓN GRAVITACIONAL

Los procesos tradicionales de separación de emulsiones se basan en el aprovechamiento de la gravedad para que las partículas dispersas, de acuerdo con su densidad se muevan hacia la superficie o hacia el fondo del recipiente que las contiene.

Luego de retirar el agua libre, las gotas dispersas tienen tamaños muy variados, siendo las más grandes (con tamaños superiores a 50 micras) las que normalmente se separan con facilidad por acción de la gravedad. La Ley de Stokes fue propuesta en 1851 por George Gabriel Stokes como una forma de caracterizar el movimiento vertical de objetos esféricos en el seno de un fluido.

$$v_s = \frac{2gr^2(\rho_p - \rho_f)}{9\mu_f} = f_s r^2$$

Donde:

Vs: Velocidad de asentamiento de las partículas (cm/s)

g: Aceleración de la gravedad (cm/s<sup>2</sup>)

r: Radio de la partícula dispersa (cm)

$\rho_p$  : Densidad de la partícula dispersa (g/cm<sup>3</sup>)

$\rho_f$  : Densidad del fluido (g/cm<sup>3</sup>)

$\mu_f$  : Viscosidad del fluido (cp)

$f_s$ : Factor de Stokes (1/cm-s)

El factor de Stokes que resulta de la Ley de Stokes representa la facilidad que tienen las partículas para moverse verticalmente a través de la fase continua. UN factor de Stokes grande implica una velocidad de asentamiento mayor. La figura 35, fue construida para emulsiones directas y presenta el comportamiento de este factor en función de la temperatura y la gravedad API del crudo.

Puede observarse que el incremento en la temperatura aumenta el factor de Stokes, favoreciendo la movilidad de las partículas dispersas. Esto se debe a que a mayor temperatura se presenta una reducción de la viscosidad del crudo, lo cual reduce la fricción entre este y las partículas de agua, favoreciendo el movimiento.

Para el caso de crudos livianos, este cambio es pequeño. Por esta razón no es conveniente el uso de mecanismos de calentamiento en campos que producen crudo de más de 25 API. Por otra parte, cuando se tienen crudos pesados se observa una variación significativa del factor de Stokes para pequeñas variaciones de la temperatura, justificándose de esta manera el uso de calentadores.

Es importante notar que esta ecuación está pensada para la descripción del movimiento vertical de una partícula sólida y esférica dentro de un fluido. Para

nuestro caso, estamos refiriéndonos al movimiento de las gotas de un líquido, las cuales no necesariamente son esféricas, dentro de otro fluido.

Más de un siglo después de la formulación de Stokes, fue publicada la Ley de Hadamard que incluía un factor de corrección a la Ley de Stokes buscando incluir los efectos que producen las fuerzas viscosas de los fluidos presentes en la emulsión.

$$v_H = v_s \frac{\left(1 + \frac{\mu_c}{\mu_d}\right)}{\left(1 + \frac{2}{3} \frac{\mu_c}{\mu_d}\right)}$$

Donde:

$v_H$  : Velocidad de asentamiento de Hadamard (cm/s)

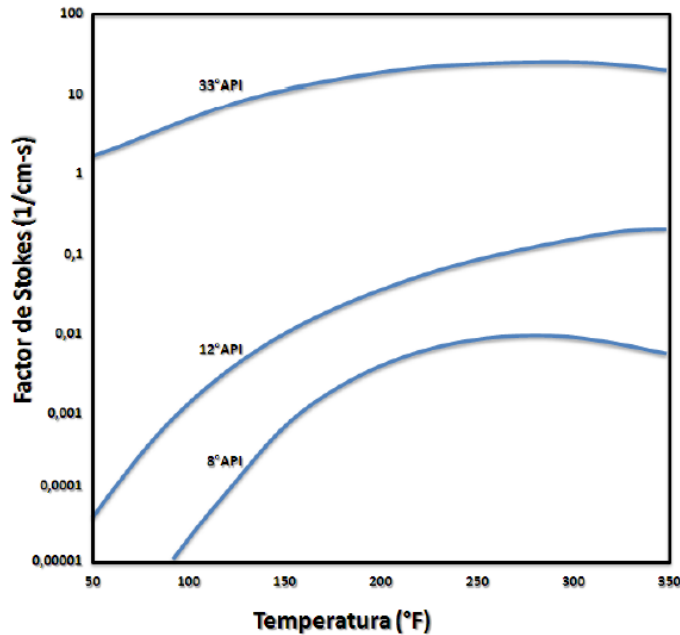
$v_s$  : Velocidad de asentamiento de Stokes (cm/s)

$\mu_c$  : Viscosidad de la fase continua (cp)

$\mu_d$  : Viscosidad de la fase dispersa (cp)

Esta corrección es de mucha utilidad para el dimensionamiento de recipientes para la separación gravitacional de emulsiones, pero sigue sin incluir el efecto de los agentes emulsificantes, los cuales agregan fricción adicional durante el movimiento de las gotas en el seno de otro fluido.

**Figura 36.** Factor de Stokes VS Temperatura.



Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999.

**4.1.1 Coalescencia.** Es difícil encontrar consistencia en la terminología utilizada al referirse al proceso que permite acercar las gotas dispersas entre sí, para hacer que formen gotas más grandes que se precipiten. Generalmente se usa la palabra “coalescencia” para referirse a este fenómeno, pero es necesario hacer claridad en el sentido de que existen varios subprocesos que permiten separar las gotas pequeñas por acción de gravedad.

En primer lugar, es necesario decir que aunque dos pequeñas gotas se acerquen e incluso se toquen, no se van a fusionar, pues existen fuerzas superficiales que generan repulsión entre ellas. La razón: está presente en un agente emulsificante. Así pues, para conseguir que se produzca la coalescencia d las gotas se requiere de una primera fase en la que se neutralicen las cargas de la interfase, lo cual se logra normalmente a través de la inyección de desemulsificantes. Esta fase de neutralización eléctrica se denomina coagulación. Posteriormente, se debe

producir un acercamiento entre las gotas, para inducirlas a que se fusionen. Este fenómeno es conocido como floculación, y se produce espontáneamente en casos donde existen muchas partículas disueltas, con lo cual existe una alta probabilidad de choque entre estas. Pero si existe poca cantidad de partículas dispersas es necesaria la adición de sustancias químicas llamadas floculantes que favorezcan este crecimiento de las gotas. Finalmente, una vez las gotas han sido neutralizadas y sean acercado, se producirá la coalescencia, es decir la fusión de las pequeñas partículas dispersas para dar lugar a otras de mayor tamaño que pueden separarse por gravedad.

**4.1.2 Flotación.** Físicamente el fenómeno puede entenderse como un incremento de la fuerza de boyanza a la cual está sometida la partícula dispersa, con lo cual se genera un arrastre hacia arriba

**4.1.3 Filtración.** Los procesos expuestos en esa parte permiten retirar las partículas cada vez más pequeñas. Por ejemplo, la separación gravitacional permite retirar gotas de más de 100 micras, la coalescencia retira gotas de hasta 50 micras y la flotación permite remover gotas de 10 micras, aproximadamente. Si se requiere la remoción de partículas menores que 10 micras es necesario recurrir a procesos de filtración. La filtración es un proceso de separación de fases que consiste en pasar una mezcla a través de un medio poroso para que las partículas que exceden el tamaño de los poros sean retenidas, mientras que las de menor tamaño puedan fluir libremente

Para conseguir el éxito en la filtración, es necesaria la aplicación de un diferencial de presión entre los dos lados del filtro. Para el caso de los filtros sencillos que son empleados en la mayoría de los campos, basta con un diferencial de unas cuantas libras de presión, pero a medida que se avanza en la calidad de filtración

## 4.2 PROCESOS INVOLUCRADOS EN EL ROMPIMIENTO DE EMULSIONES<sup>23</sup>

El tratamiento de emulsiones busca neutralizar de alguna manera la acción del agente emulsificante, ya sea venciendo las fuerzas repulsivas que impiden que las gotas de la fase dispersa se unan, o destruyendo la película adherida a las gotas de la fase dispersa. Para el tratamiento de emulsiones, se emplean los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo:

- Tratamiento Químico
- Tratamiento Gravitacional
- Calentamiento
- Tratamiento Eléctrico

En la figura 37 se presenta un esquema convencional para el tratamiento de los fluidos de producción, frente al cual deben hacerse tres observaciones. En primer lugar, es importante tener presente que el esquema utilizado en cada campo es único, depende del tipo de fluido, la cantidad de fluido producido, el espacio disponible, entre otros factores que diferencian los campos. Por tanto es apenas normal que un proceso incluya menos equipos que los incluidos en este esquema, o que se involucren procesos adicionales que permitan obtener cierto tipo de resultados. Segundo, aunque en este gráfico no se presentan, a lo largo de todo el proceso se incluyen puntos de inyección de productos químicos. El punto de inyección, el tipo de producto, la dosis utilizada, son criterios definidos durante el diseño, aunque en muchos campos se tiene la costumbre del “ensayo y error”, probando sobre la marcha en función de las necesidades que se van presentando.

---

<sup>23</sup> MONTES Erik. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Vale la pena resaltar que los productos y desechos que se obtienen en una determinada etapa se convierten en alimento para otra. Por ejemplo, el crudo que se retira en un CPI (Corrugated plate interceptor) que son tratadores de agua, es devuelto al tratamiento de crudo, para su aprovechamiento.

**Figura 37.** Tecnologías de tratamiento de emulsiones en campos petroleros.



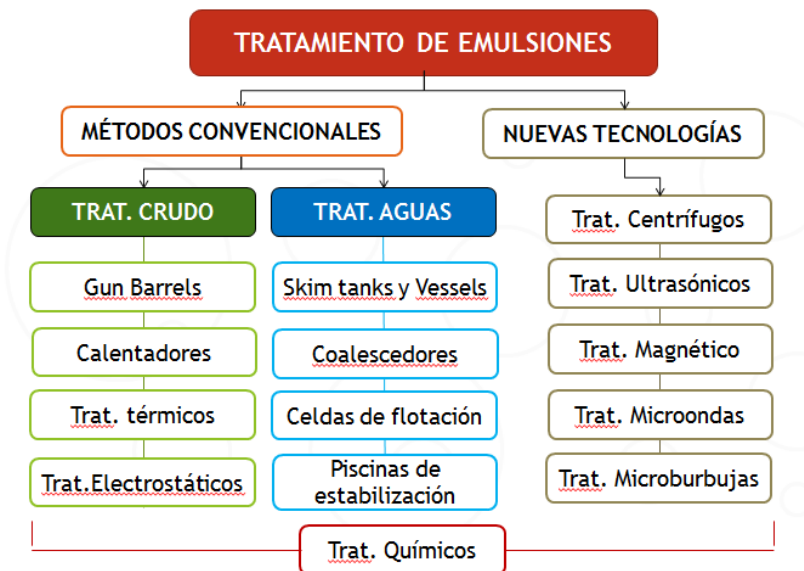
Fuente: MONTES Erik. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Los tratamientos de estas emulsiones se dividen en:

### 4.3 TRATAMIENTO DE CRUDO

Con el desarrollo de campos de crudo pesados se ha ido dando un importante surgimiento de tecnologías que involucran el tratamiento térmico y electrostático, todos estos acompañados de la inyección de productos químicos.

**Tabla 3.** Tratamiento de Emulsiones



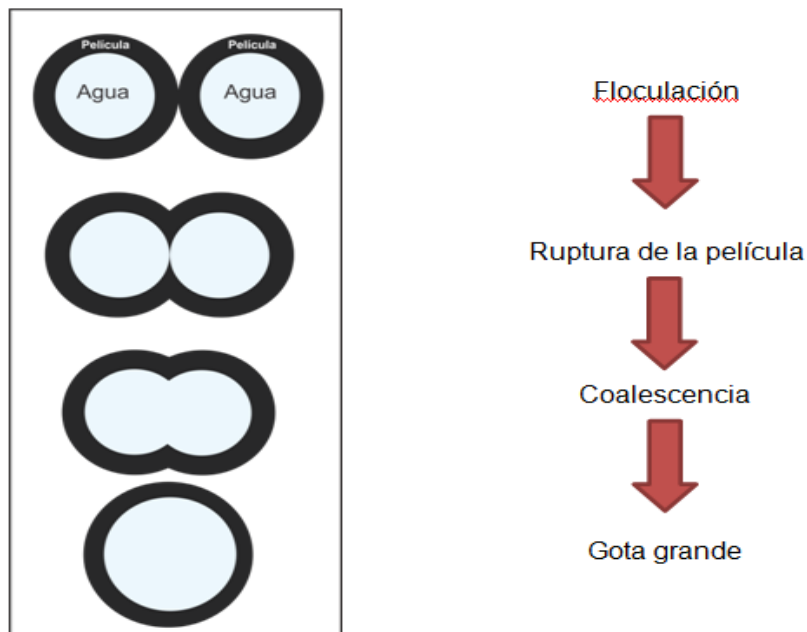
Fuente: Autores

**4.3.1 Tratamiento químico.** En todos los campos petroleros del mundo se inyectan productos químicos ya que son algo ineludible, fundamental y casi obligatorio para producir petróleo. Se comienza con la inyección de un rompedor de emulsión para resultar usando una prolongada lista de sustancias que terminan por traer muchos problemas. Coagulantes, floculantes, antiespumantes, inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, secuestrantes de oxígeno, bactericidas.

La gran mayoría de estos productos están constituidos por unas sustancias llamadas tenso-activos, señaladas por ser sustancias que favorecen la formación de emulsiones. Así que, en muchos casos, el uso indiscriminado de uno o varios de esos productos termina por fortalecer las emulsiones. Los rompedores de emulsión se requieren para obtener el crudo en las condiciones de despacho. Pero

es importante tener en cuenta que debe establecerse la dosis óptima del rompedor de emulsión y que debe realizarse un análisis de compatibilidad si se desea inyectar otro producto. De la funcionalidad y actuación de los rompedores de emulsiones se tienen muchas especulaciones. Para muchos, cuando existe una emulsión directa (W/O) y se aplica un rompedor, éste neutraliza las cargas tendiendo a formar una emulsión inversa, con lo cual se altera el equilibrio termodinámico y se produce la ruptura. Otros sostienen que el rompedor hace que la película que rodea la gota se contraiga hasta que no resiste más y se rompe. Todos estos procesos se pueden observar en la siguiente figura:

**Figura 38.** Formación de gotas grandes.



Fuente: Hussein K. and Mohamed Aggour. Petroleum And Gas Field Processing. Treatment And Dehydration of Crude Oil. Chapter 5.

La principal ventaja del tratamiento químico incluye el hecho de que permite controlar los problemas de las emulsiones y siempre y cuando se maneje la

dosificación adecuada, y que permite romper emulsiones en frío, reduciendo costos de calentamiento y la pérdida de gravedad API a lo que esto conlleva.

Al cambiar a un nuevo producto químico o puesta en marcha de un nuevo sistema de tratamiento, primero se debe utilizar un exceso (un cuarto de galón por 100 barriles) de productos químicos y luego, gradualmente, reducir la cantidad a la cantidad mínima hasta conseguir los resultados deseados. Al determinar la cantidad de producto químico para agregar, hay que asegurarse de que no hay otros cambios que se realizan en las instalaciones. Basándose en el tipo de aceite, la concentración requerida del producto químico oscila entre 10-60 ppm.

**4.3.2 Tratamientos térmicos y calentadores.** La temperatura tiene un efecto de incidencia sobre el asentamiento gravitacional de las partículas. Para el caso de los crudos livianos el efecto es despreciable, mientras que para los crudos pesados se aprecia un considerable aumento de la velocidad de asentamiento de las gotas de agua como consecuencia de la reducción de la viscosidad del crudo.

Actualmente existen diversas formas de suministrar calor durante el tratamiento del crudo, siendo las más comunes los calentadores (indirectos y directos) y los tratadores térmicos.

La diferencia fundamental entre un tratador y un calentador es que los primeros tienen en su interior una sección en la cual se produce la separación agua-petróleo, es decir, tienen una entrada de fluido (emulsión) y dos salidas (una para el crudo y otra para el agua).

Por su parte, los calentadores no permiten la separación, por lo cual es necesario llevar la emulsión caliente a otro recipiente para separar el crudo del agua, como por ejemplo, a un gun barrel con el fin de que allí se separen las fases. Los calentadores son recipientes en los cuales se añade calor a la emulsión. Estos

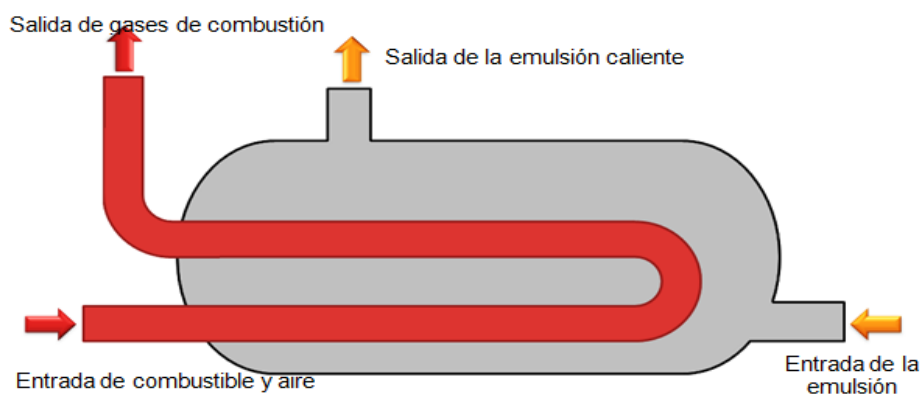
pueden ser de tipo directo cuando la emulsión fluye alrededor de un tubo de fuego, o de tipo indirecto cuando existe otro fluido que lleva el calor hasta la emulsión.

**Calentadores de fuego directo.** En este caso los dos fluidos (el combustible y la emulsión) se encuentran separados únicamente por el tubo de fuego, por lo cual es necesario realizar un programa de mantenimiento exhaustivo que permita garantizar la integridad de dicho tubo.

La eficiencia de estos equipos es alta (entre el 75 y el 90%) y ofrecen un costo inicial que no es tan elevado como otros sistemas de calentamiento. Para su operación es normal que se utilice gas o incluso crudo del mismo campo. Sus puntos negativos, como se expuso antes, apuntan a la seguridad.

Es importante controlar la integridad del tubo, la presencia de incrustaciones en el exterior del tubo de fuego, los restos de residuos sólidos de combustión en el interior (pueden llegar a obstruir la tubería), en el nivel del fluido dentro del recipiente (si se alcanza un nivel bajo es posible que el tubo de fuego sufra deterioro), etc. Para todo esto es preciso utilizar sistemas de instrumentación como sensores de presión, temperatura y nivel de flujo.

**Figura 39.** Calentador de fuego directo.



Fuente: MONTES Erik. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

**Calentador de fuego directo.** Los calentadores de fuego indirecto son más seguros que los directos, pues no existe un contacto directo entre la fuente de calor y la emulsión, pero esto acarrea pérdidas de energía, lo que se traduce en eficiencias más bajas. En este caso, la emulsión fluye a través de una tubería, estando este tubo y el de fuego sumergidos en agua, la cual actúa como conductor de calor, manteniendo una temperatura constante durante largos periodos de tiempo. Es importante que en este tipo de calentadores se realice un continuo seguimiento a los depósitos de carbonatos y otras sales, los cuales pueden formarse como consecuencia del calentamiento del agua y la precipitación de los iones (calcio, magnesio, carbonato, bicarbonato) que se encuentran disueltos en ella. La principal desventaja es que estos calentadores requieren varias horas para alcanzar la temperatura deseada después de haber estado fuera de servicio.

**4.3.3 Tratadores térmicos<sup>24</sup>** Una teoría asume que gotas muy pequeñas, como la que se encuentran en las emulsiones, se mantiene en movimiento constante aun cuando la emulsión se encuentre en reposo. Este fenómeno es conocido como movimiento Browniano causa que las gotas de aceite y agua se golpeen constantemente entre ellas. El incremento de calor aumenta la vibración de las moléculas y hace que las gotas se choquen con mayor fuerza y frecuencia. Cuando la fuerza de las colisiones es suficientemente grande, el agente emulsificante envolvente es roto, como consecuencia las gotas de agua colisionan, se unen y se separan del aceite.

---

<sup>24</sup> Fuente: Pineda, Cesar Augusto. UIS. Escuela Ingeniería de Petróleos. Guía Laboratorios de Fluidos Identificación y tratamiento químicos de emulsiones. 2009

En síntesis los efectos causados por el calentamiento de la emulsión y que traen como consecuencia la coalescencia y posterior asentamiento de las gotas de agua son:

- Reducción de la viscosidad del aceite que conlleva a un incremento en la velocidad de asentamiento de agua.
- Aumento en la diferencia de densidades del agua y el aceite.
- Dilatación de la película emulsificante que rodea las gotas de agua.
- Aumento en el movimiento de las moléculas, las que a su vez incrementan en número de colisiones de las gotas de agua.
- Reducción de la tensión superficial del agua.

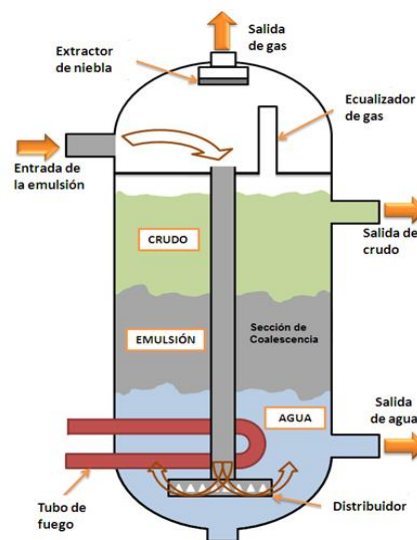
Son equipos que cuentan con cuatro secciones, donde las dos principales comprenden: una sección inicial de calentamiento (la cual cuenta con un tubo de fuego) y otra de coalescencia (donde se produce la separación del agua y del petróleo). El costo de instalación de un tratador es más alto que el de un calentador, pero elimina la necesidad de instalar otros equipos aguas abajo, pues normalmente el tratador permite obtener crudo en especificaciones para su despacho.

Existen tratadores térmicos horizontales y verticales, siendo estos últimos los más utilizados. En estos, la emulsión entra al tratador por la parte superior donde existe una zona de separación de gas, el cual es retirado por el tope del equipo luego de pasar por un extractor de niebla. El líquido fluye hacia el fondo del tratador a través de una tubería bajante, donde se puede retirar agua libre.

En el fondo del recipiente existe un tapón que, al ser retirado, permite extraer del tratador los sólidos que se hayan acumulado allí. Adicionalmente, estos equipos requieren del uso de sensores de nivel, presión, temperatura, etc., con el fin de seguir atentamente su funcionamiento.

Los deflectores muchas veces se instalan en la sección de coalescencia para tratar emulsiones difíciles. Dichos deflectores ayudan a que el aceite y la emulsión no se muevan hacia adelante y a través del tratador. Estos discos crean una obstrucción para el flujo de pequeñas gotas de agua y promueven que la colisión entre las gotas favorezca la coalescencia.

**Figura 40.** Tratador térmico vertical.



Fuente: MONTES Erik. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

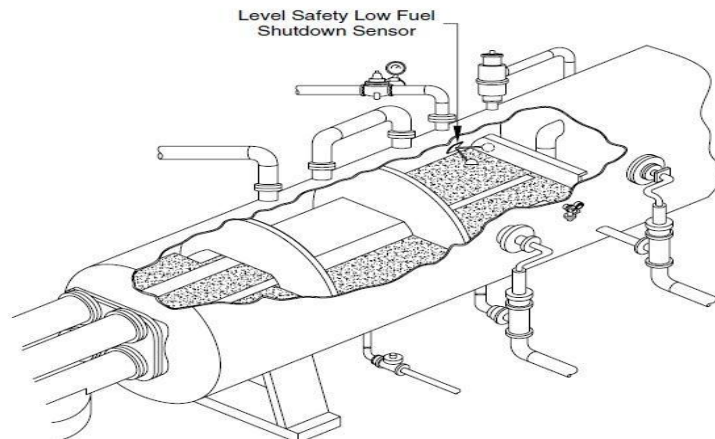
Los tratadores térmicos horizontales, se requieren para corrientes de flujo provenientes de pozos múltiples. Consta de tres secciones principales: frontal (calefacción y agua de lavado), cámara de oleaje del aceite y las secciones de coalescencia.

Los fluidos inicialmente entran a la zona de calefacción y agua de lavado, descendiendo por la cubierta del deflector, donde el líquido es “lavado con agua” y el agua libre se separa, además el gas se vaporiza instantáneamente y se retira. Los materiales más pesados (agua y sólidos) se van hacia la parte inferior, mientras que los más ligeros (gas y petróleo) se ubican en la parte superior.

La emulsión y el aceite se calientan a medida que se suben por los tubos de fuego y se desliza por la cámara de oleaje del aceite. Como el agua libre se separa de los fluidos entrantes en la sección frontal, el nivel del agua sube. Si el agua no se elimina, continuara aumentando hasta que desplaza toda la emulsión y comienza a desbordarse sobre el vertedor en la sección del oleaje. Por otro lado, si el nivel de agua es demasiado bajo, la sección frontal no será capaz de lavar con agua toda la emulsión y el aceite entrante, lo que reduciría la eficiencia del tratador térmico. Por tal motivo es importante controlar con precisión la interfase agua-aceite en la sección frontal

Existe un señor encargado de que el líquido siempre este por encima del tubo de fuego. El mal funcionamiento de la válvula, puede hacer que el liquido que rodea el tubo de fuego se reduzca, no absorbiendo el calor generado por el tubo de fuego y posiblemente causando daños por sobrecalentamiento.

**Figura 41.** Tratador térmico horizontal.



Fuente: Arnold Ken, Stewart Mauricie. Surface Production Operations, Desing of oil-Handling systems and facilities. Vol 1. 2ed. Gulf Profesional publishing, 1999.

**4.3.4 Tratadores electrostáticos.** Algunos tratadores térmicos horizontales tienen una añadidura especial; se les ha incluido una rejilla electrostática en la zona de coalescencia con el objetivo de favorecer este proceso.

La sección electrostática contiene dos o más electrodos que se encuentran suspendidos en el interior del tratador por medio de soportes aislantes. Estos electrodos se encuentran conectados a un sistema eléctrico que les suministra un voltaje elevado, normalmente entre 10.000 y 34.000 voltios. Este voltaje crea un campo electrostático que actúa sobre las gotas de agua, convirtiéndolas en “electrizadas” o “ionizadas” (polarizándolas) obligándolas a colisionar.

Los electrodos tienen cargas eléctricas que revierten muchas veces por segundo, por lo que las gotitas de agua adquieren un rápido movimiento de vaivén. Cuanto mayor es el movimiento de las gotas, más probable es que choquen unas con otras, ocasionando la ruptura de la película que forma el agente emulsionante y por consiguiente tiende a coalescer.

Es muy importante aclarar que no todos los fluidos permiten el uso de esta tecnología. Para su buen funcionamiento se requieren varias condiciones:

- La viscosidad del crudo debe ser menor a 50cp.
- La diferencia entre las gravedades específicas del crudo y el agua debe ser mayor que 0.001.
- La conductividad eléctrica del aceite no debe exceder los  $10^{-6}$  mΩ/cm.
- La salinidad del agua debe ser mayor que 10000 ppm.

Evidentemente, un tratador electrostático tiene unos costos asociados mayores que los de un tratador térmico. En el valor inicial, las facilidades eléctricas añaden costos, y durante la operación se suma el costo del consumo eléctrico, el cual es muy elevado. Por esta razón, los tratadores electrostáticos sólo son instalados en casos donde se tienen emulsiones muy fuertes, que no han podido ser desestabilizadas por otros medios.

A su favor, los tratadores electrostáticos tienen su alta eficiencia, que permite obtener cortes de agua muy bajos, lo cual debe ser evaluado más que desde lo técnico, desde lo económico.

Una vez el crudo ha sido sometido a la acción de químicos, la gravedad, el calor e incluso los campos electrostáticos, se obtiene una corriente dentro de especificaciones, que pueden ser llevadas a los tanques de almacenamiento para su posterior despacho.

**4.3.5 GUN BARRELS.** En el tratamiento de emulsiones son muy comunes los Gun Barrels, tanques verticales que poseen una pequeña sección de separación de gas que pretende retirar la poca cantidad de éste que haya superado la etapa de separación inicial. En algunos casos, como variación del diseño, se ubica la

bota de gas en la parte externa del tanque, aguas arriba.

Una vez que el fluido ha sido despojado del gas, fluye hacia el fondo del tanque a través de una tubería que normalmente finaliza en un distribuidor que permite la homogenización del líquido en toda el área transversal del tanque. Este distribuidor se ubica por debajo de la interfase crudo-agua, para conseguir que el flujo de la emulsión ocurra a través de una zona de alto corte de agua, la cual tiende a atrapar gotas de agua que están suspendidas en el crudo.

De esta forma se obtienen tres regiones bien definidas: un área de crudo en la parte superior del tanque, una zona de agua en el fondo, y una región intermedia en el medio del Gun Barrel.

**Figura 42.** Gun Barrels



**Fuente:** <http://eforestal.es/gl/parquedealmacenamiento.html>

Las ventajas del Gun barrel se relacionan principalmente con su sencillez de operación, con la ausencia de partes móviles y con el hecho de que son relativamente baratos en relación con el papel que cumplen. Sus desventajas son pocas; Su gran tamaño impide que sean usados en plataformas marinas, su gran altura presenta riesgos en zonas de vientos fuertes, y su versatilidad es mínima, pues para realizar alguna modificación debe realizarse el desmonte total del mismo, operación que lleva semanas e incluso meses.

Los Gun Barrels tienden a ser de mayor diámetro que los tratadores térmicos verticales, ya que en el flujo ascendente de la emulsión aprovechan al máximo toda la sección transversal.

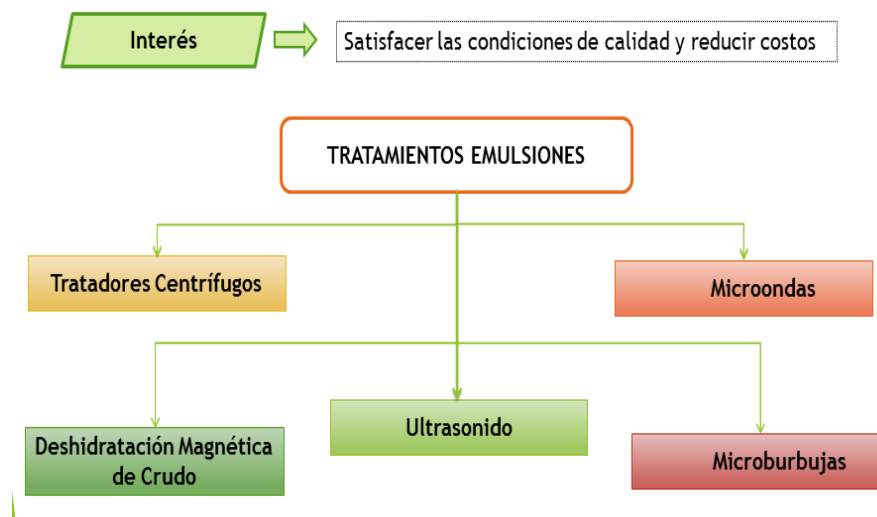
El tiempo de establecimiento en el recipiente para la corriente de fluido total es normalmente de 12 a 24 horas. La mayoría de Gun Barrels no tiene calefacción, aunque es posible proporcionar calor mediante el calentamiento de la corriente de entrada, mediante la instalación de bobinas de calentamiento en el tanque o hace circular el agua a una “jarra” externa o calentador en un circuito cerrado. Es preferible calentar la corriente de entrada de manera que el gas se libera en el arranque, aunque esto significa que el combustible se utiliza en el calentamiento de cualquier agua libre en la entrada. La diferencia de altura entre la línea de derrame de petróleo y la pata de agua externa controla la fase interfase agua-aceite.

Los detalles de diseño para el esparcidor, la pata de agua y la sección de separación de gas varían para diferentes fabricantes. Estos detalles no afectan significativamente el tamaño del tanque. No importa que tan cuidadoso sea el diseño de los separadores, los tanques grandes de lavado son muy susceptibles a cortocircuito, esto es debido a las diferencias de temperatura y densidad entre

la emulsión y el fluido de entrada en el tanque, el depósito de sólidos, y la corrosión del distribuidor. Las dimensiones estándar del tanque se enumeran en la Especificación API 12F (Tienda de Tanques soldados), Especificación API 12D (Tanques de campo soldadas) y 12B API Specification (Tanques atornillados).

#### 4.4 NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA TRATAMIENTO DE EMULSIONES

Algunas de las tecnologías modernas para el tratamiento de emulsiones se muestran en el siguiente esquema:



**4.4.1 Tratadores centrífugos.** La centrifugación de las emulsiones produce las mismas fuerzas que produce ordinariamente el asentamiento por gravedad. Por medio de la centrífuga, la fuerza de gravedad es acelerada muchas veces y la separación del petróleo-agua, ocurre en un periodo más corto. Fueron desarrollados en la década de 1970.

La eficiencia de la separación por medio de la centrifugadora depende directamente de las densidades de los líquidos. Si los líquidos tienen diferentes

densidades, ocurre una separación rápida y limpia; pero con las emulsiones normales de petróleo-agua ocurre un alto arrastre del petróleo por agua, para asegurar una separación rápida, la viscosidad de la emulsión es reducida por medio de calor.

Hay una relación directa entre las densidades de los fluidos y su eficiencia de separación. Anteriormente, a nivel de campo, existía el problema de que las centrifugas utilizadas para este fin, solo podían tratar una cantidad limitada de crudo. Actualmente existen dispositivos para campo, que están en la capacidad de tratar la totalidad del crudo producido allí.

El funcionamiento de esta tecnología se describe a continuación:

1. La emulsión ingresa a la centrífuga por medio del tubo estático de alimentación.
2. La emulsión llega al fondo gracias a la acción de los bujes.
3. La pila de discos se encuentra rotando con una frecuencia del orden de 3000 revoluciones por minuto, lo cual fuerza a los componentes más pesados, es decir, el agua y los sólidos, a desplazarse radialmente hacia la zona externa.
4. Las boquillas permiten la salida del agua y sólidos desplazados por los discos.
5. El crudo deshidratado asciende por la centrífuga hacia la tubería de descarga ubicada en el tope del equipo.

De esta manera se consigue que al tener altas velocidades de rotación se consigan también altas velocidades de sedimentación y altas eficiencias de

separación, lo cual permite que pequeñas gotas de agua, e incluso sólidos finos que no consiguen asentarse por métodos convencionales, se precipiten y separen, consiguiendo crudos muy limpios.

**Figura 43.** Tratador centrifugo.



Fuente: <http://www.directindustry.es> “separadores centrífugos para la industria petrolera”.

**4.4.2 Ultrasonidos.** El ultrasonido es una onda acústica o sonora cuya frecuencia está por encima del espectro auditivo del oído humano (aproximadamente 20.000 Hz).

Cuando un líquido es sometido a una irradiación ultrasónica ocurren varios fenómenos a nivel molecular, debido a la propagación de las ondas sonoras. Este movimiento oscilante causa periodos alternados de compresión y expansión de las gotas, lo cual genera inestabilidad en la interfase, reduciendo la tensión superficial y llevando a un rompimiento de la emulsión.

Schoeppel y Howard realizaron pruebas en el laboratorio para determinar si la velocidad de asentamiento de las gotas en una emulsión directa se veía favorecida por la aplicación de ultrasonidos. Para este fin emplearon tres muestras

de crudo (ver tabla 4) que fueron sometidas a ultrasonidos durante varios periodos de tiempo, midiendo el porcentaje de agua que se separo a lo largo de la prueba.<sup>25</sup>

**Tabla 4.** Muestras de crudo para prueba de ultrasonido.

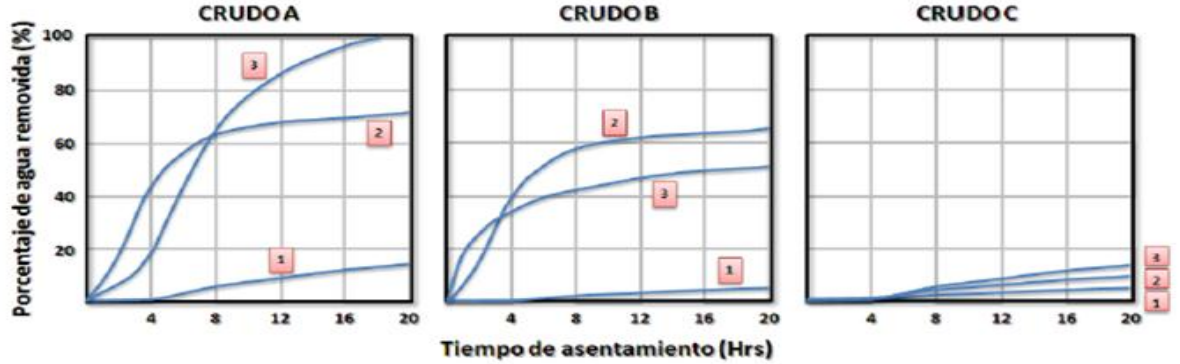
<b>PROPIEDADES</b>	<b>CRUDO A</b>	<b>CRUDO B</b>	<b>CRUDO C</b>
Gravedad API	20.8	20.9	18.7
Viscosidad a 60°F (Cp)	15.7	9.0	70.4
GOR (SCF/STB)	107	108	33
Corte de Agua (%)	7-8	30-50	5-7

Fuente: SCHOEPPEL; R.HOWARD, A. Effect of Ultrasonic on Coalescence and Separation Crude oil-water Emulsions. Dallas: Society Petroleum Engineers, 1996.

Para cada caso se realizaron tres mediciones. En primer lugar, se determino la velocidad de asentamiento normal, es decir, sin agregar productos químicos ni aplicar ultrasonidos (curva 1). Las dos mediciones restantes correspondieron al comportamiento de la emulsión sin agregar químicos y sometiéndola a una radiación ultrasónica durante 60 y 120 minutos (curvas 2 y 3 respectivamente). En todos los casos se aprecia un aumento en la velocidad de asentamiento de las partículas tras la aplicación del ultrasonido, llegando a remociones cercanas al 100% (figura 44).

**Figura 44.** Efecto de la aplicación de ultrasonido en cada muestra de crudo

<sup>25</sup> **Fuente:** SCHOEPPEL; R.HOWARD, A. Effect of Ultrasonic on Coalescence and Separation Crude oil-water Emulsions. Dallas: Society Petroleum Engineers, 1996.

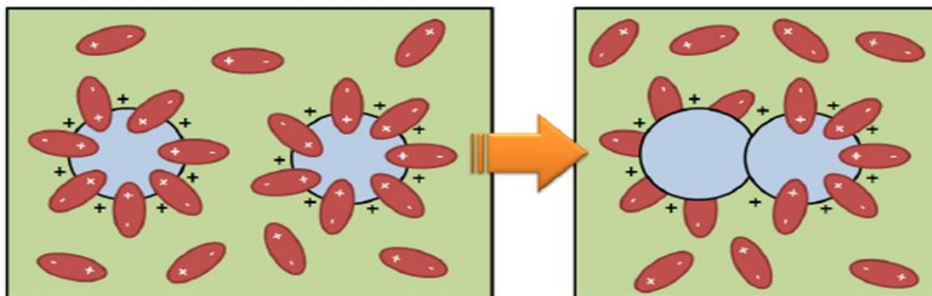


Fuente: SCHOEPPEL; R.HOWARD, A. Effect of Ultrasonic on Coalescence and Separation Crude oil-water Emulsions. Dallas: Society Petroleum Engineers, 1996.

**4.4.3 Tratamiento Magnético.** El fundamento de esta tecnología es similar al de los tratadores electrostáticos, con dos diferencias. Primera, que en este caso se somete el fluido a un campo magnético en lugar de un campo eléctrico, y segundo, que el efecto conseguido con el tratamiento magnético es la orientación de las parafinas que contiene el crudo, en lugar de la polarización de los iones que están disueltos en el agua.

En la figura 45 se muestra el efecto del campo magnético en una emulsión con la presencia de parafinas, la orientación y coalescencia de las gotas de agua.

**Figura 45.** Efecto del campo magnético en una emulsión.



Fuente: PELAEZ, Carlos. Deshidratación magnética de Crudos. Bucaramanga: Instituto Colombiano del Petróleo. 1999.

Algunas de las pruebas de laboratorio referentes a esta tecnología muestran que incluso a bajas temperaturas (entre 30 y 40 °C) el fenómeno de la polarización de las parafinas y la consecuente coalescencia se sigue presentando. Esta es otra gran ventaja de esta tecnología, pues permite reducir significativamente los costos de tratamiento, especialmente en lo que refiere al consumo de productos químicos y la generación de calor.

**4.4.4 Tratamiento con microondas.** Las microondas son una forma de radiación electromagnética en la banda de 300MHz-300GHz, por lo que se encuentran dentro del espectro electromagnético entre los rayos infrarrojos y la radiofrecuencia. Presenta un comportamiento similar al de luz visible, por tanto pueden sufrir fenómenos de reflexión, refracción y difracción.

En este caso, se aprovechan las microondas como fuente de calentamiento de los fluidos que constituyen las emulsiones, ya que la temperatura es un factor importante en el rompimiento de emulsiones, y las microondas que inciden sobre la sustancia son de aproximadamente 2,54 GHz. El funcionamiento de las microondas es el siguiente:

- El campo electromagnético orienta las moléculas de agua en una cierta dirección.
- Instantáneamente a la orientación se produce una rotación de las moléculas.
- Las rotaciones ocurren a 2450 millones por segundo.
- Se produce calor debido a la excitación de las moléculas de agua.

El calor final que se obtiene producto de la excitación de las moléculas, genera un calentamiento mayor que el convencional, al aplicarlas sobre una emulsión directa que tiene un bajo contenido de agua se observara un rápido calentamiento de las gotas de agua y de la región adyacente a estas, sin necesidad de calentar todo el crudo para que, por medio de un gradiente térmico, el calor alcance las gotas. Es

decir, el calentamiento se realiza directamente en el interior de la emulsión y no en la superficie exterior de esta.

**4.4.5 Tratamiento con microburbujas.** En el tratamiento con microburbujas es una técnica moderna que permite contactar las gotas de crudo (e inclusive los sólidos finos) garantizando que estos se queden y puedan ser arrastrados a la superficie verticalmente, la inyección de las microburbujas se hace en la parte inferior del tanque con el fin de optimizar el desplazamiento. El efecto de las microburbujas es mucho más uniforme que el empleado en tratamientos como las celdas de flotación ya que el tamaño entre 10 y 20 micras facilita su esparcimiento en el tanque de tratamiento.

La forma como se generan las microburbujas forma parte del secreto de las compañías que venden estos equipos, pues son patentes confidenciales. Sin embargo, puede decirse que el consumo energético de estos equipos es muy bajo, tanto que para generar las microburbujas necesarias para tratar la producción de agua de un campo (50.000 BWPD) se emplea un motor de menos de 20 caballos de potencia, lo cual implica un mínimo consumo de electricidad.

#### **4.5 TRATAMIENTO DE AGUA:<sup>26</sup>**

Al agua se le ha llamado solvente universal, ya que hasta cierto punto disolverá a casi todos los compuestos inorgánicos. La mayoría de los problemas con el agua producida se originan en este hecho. Las aguas producidas han estado presentes en la capa freática asociada al petróleo y al gas que se producen durante millones de años, estas han tenido amplio contacto con las diferentes formaciones rocosas, disolviendo exitosamente a ciertos compuestos. Para determinar el tratamiento óptimo, previo al método de eliminación elegido y ciertamente, para determinar el

---

<sup>26</sup> TESIS DE GRADO: Diseño conceptual para la construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua en el campo Cantagallo. GIRALDO E. Jorge Frank. ESCALANTE T. Luis Alberto. Universidad Industrial de Santander. 2008.

método de eliminación a emplear, se requiere de un conocimiento de los componentes primarios y propiedades físico-químicas del agua producida para posteriormente obtener un análisis preciso.

Los componentes primarios de las aguas producidas dependen del agua específica que se produce. La mayoría de los componentes han sido estudiados en forma extensa e individualmente en varias oportunidades por muchas razones. Por ejemplo, la preocupación con aguas de inyección tiende a realzar aquellos cationes que pueden formar sales o compuestos insolubles que llevan a la obstrucción del sistema, mientras que el agua que se elimina al océano se analiza fundamentalmente para determinar el contenido de grasas y aceites. Para comprender el proceso de tratamiento y disposición de aguas de producción es importante conocer e identificar el origen de este subproducto, dentro del marco de las instalaciones petroleras.

En general los campos petrolíferos constan de plantas y componentes para la producción, recepción, almacenamiento, tratamiento y demás operaciones que se le realizan al petróleo para su destino final, como anteriormente se ha dicho se obtiene asociado al crudo el agua aceitosa como subproducto. Esta producción de agua se puede dar en cada una de las etapas del proceso, de manera que hay que saber, conocer y localizar la génesis de este residuo para obtener una secuencia lógica del recorrido del agua y su posterior tratamiento y eliminación.

De acuerdo en donde se originan las aguas de producción y de manera generalizada para la industria petrolera se pueden hablar de los siguientes tipos:

**4.5.1 Aguas residuales de proceso.** Normalmente en los procesos desarrollados en la producción de petróleo y en las facilidades de superficie para su tratamiento y entrega, se obtiene este tipo de aguas. En los Gun Barrel se obtiene agua libre que se da por la separación del aceite; el agua de lavado de

crudo de las plantas de desalación; en las unidades de tratamiento como deshidratación y en el almacenamiento. Las aguas residuales por lo general contienen sales, metales, aceites libres y emulsionados.

**4.5.2 Aguas lluvias.** Las pueden haber contaminadas o no contaminadas; las contaminadas están compuestas principalmente por crudo, arrastran sólidos y aceite que se encuentran por su cauce. Si la zona por donde se precipitan es limpia por lo general no se consideran contaminadas. Por su contenido de sólidos y aceite, estas aguas son un problema ambiental y a su vez se debe realizar un tratamiento antes de seleccionar su disposición.

**4.5.3 Purgas de tanques.** En donde se almacena y se mantiene el crudo para su posterior entrega, también se generan aguas aceitosas, debido al reposo del aceite. Se produce la separación entre hidrocarburo y el agua por diferencia de densidades. El agua queda en la parte inferior del tanque de manera que hay que controlar el nivel purgando el equipo. Las purgas de los tanques contienen habitualmente sales disueltas, algunos metales, grasas y aceites, sólidos disueltos y sólidos suspendidos.

## **4.6 MÉTODOS DE DISPOSICIÓN**

El agua que se produce en un campo de petróleo posee variadas características y componentes, algunos deber ser retirados o minimizados para cumplir normas ambientales. Dependiendo de la disposición o eliminación final del agua de producción previamente tratada, se tienen de manera general para la industria del petróleo dos soluciones o métodos para cumplir con este hecho.

Desde el punto de vista económico y del impacto ambiental, se describen los siguientes métodos de eliminación del agua de producción.

**4.6.1 Vertimiento.** Este proceso tiene como fin verter el agua de producción en cuerpos de agua como lo son ríos, arroyos y lagos, preferiblemente estos se deben encontrar en una zona cercana al campo donde se produce. Antes de ser vertida el agua contaminada debe ser tratada, cumpliendo con normas y reglas estipuladas por el país o zona donde se esté llevando a cabo la eliminación.

En el vertimiento de aguas de producción, a raíz del problema ambiental que se pueda causar en donde se esté realizando o se vaya a ejecutar, conlleva a cumplir ciertas normas y lineamientos a las compañías exploradoras y productoras e petróleos, tanto extranjeras como estatales.

En Colombia el vertimiento está regulado por entidades del estado como son: el Ministerio de Medio Ambiente y desarrollo sostenible, Ministerio de Vivienda y Desarrollo Territorial y a las Corporaciones Autónomas Regionales. Las condiciones mínimas de vertimiento están definidas en el Decreto 1594 de 1984 Artículo 72. En la Tabla 5 se muestran los estándares de las características y componentes del agua de producción mínimos para vertimiento.

**Tabla 5.** Estándares mínimos para vertimiento.

<b>Parámetro</b>	<b>Rango</b>
PH	5-9
Temperatura	< 40° C
Material flotante	Ausente
Grasas y aceite	Remoción > 80%
Sólidos suspendidos	Remoción > 80% en carga
D.B.O	Remoción > 80%en carga
D.Q.O	Remoción > 80%en carga
Fenoles	<0,2 mg/l
Bario	< 5 mg/l

Fuente: Decreto 1594 de 1984 Artículo 72

Por fuera de los rangos anteriores no se permite la eliminación, hasta que no se alcance el mínimo valor de cada uno de los parámetros. Esto con el fin de preservar y mantener las condiciones naturales del medio ambiente.

Este método de disposición del agua de producción ha sido objeto de varias críticas a nivel mundial en las últimas décadas por algunas entidades gubernamentales y no gubernamentales, el cual está catalogado como no recomendable. Por esta razón y por muchas más de carácter ambiental, se requiere para un futuro cercano prescindir de este método y buscar nuevas formas de eliminar las aguas contaminadas en la producción del petróleo, sin causar daño alguno al medio ambiente.

**4.6.2 Inyección.** El método de la eliminación del agua de producción conocido como inyección o reinyección de agua de la formación, ha sido utilizado en la industria del petróleo por más de 50 años, y en el transcurrir del tiempo se ha tomado un mayor interés en él, debido a la creciente conciencia pública por la conservación del medio ambiente. De acuerdo a lo anterior se podría decir que la inyección de agua de producción se considera generalmente de menor impacto ambiental y su vez como el método de disposición más recomendado.

Uno de los objetivos de este proceso es llevar el agua producida en superficie obtenida por las operaciones de producción de crudo, a la formación o al yacimiento mismo donde se esté produciendo. Cabe recordar que antes de realizar esta técnica se debe tratar el agua, de acuerdo con características y propiedades del propio reservorio, de tal forma que no se cause daño o pérdida total de la formación receptora.

El tratamiento de aguas de producción es de vital importancia en la industria petrolera ya que la mayoría de campos se encuentran cercanos a efluentes en donde es dispuesta esta agua de desecho, los cuales son utilizados para consumo

humano en las comunidades aledañas. La eficiencia del tratamiento de agua de producción depende en gran parte de la selección adecuada y posicionamiento de los equipos necesarios para obtener el agua a condiciones legales de descarga.

La calidad del agua de inyección y producción, se evalúa por medio de muestreo y pruebas en todo el sistema de inyección.

Los análisis de agua son rutinarios y deben llevar a cabo en el sitio de la muestra o en laboratorio, la calidad del agua puede ser monitoreada con métodos de muestreo discretos, individuales o continuos.

En términos generales para realizar la inyección de agua, ya sea para recobro o disposición de agua producida, se requiere realizar un estudio detallado de varios factores que influyen directamente en el éxito de este tipo de procedimientos, entre los cuales se encuentran:

- Criterios propios del yacimiento y del pozo inyector.
- Tipo del agua y características de la misma.
- Facilidades utilizadas para el tratamiento e inyección del agua.

No todos los yacimientos pueden recibir inyección de agua y este factor debe reconocerse de inmediato; si se inyecta a yacimientos no aptos o incompatibles puede causar el abandono prematuro del pozo y una pérdida económica bastante importante. Para una mayor seguridad y confiabilidad para realizar la inyección en una formación o yacimiento, se deberá efectuar un estudio completo. En la Tabla 6 se presentan los parámetros que se deben tener en cuenta en la inyección de agua para ser analizados.

**Tabla 6.** Parámetros a tener en cuenta en la inyección de agua.

<b>Propiedades de las Rocas</b>	<b>Propiedades del fluido</b>
• Porosidad.	• Viscosidad.
• Permeabilidad.	• Miscibilidad.
• Presión capilar.	• Movilidad.
• Humectabilidad.	• Compatibilidad.
• Heterogeneidad del yacimiento.	• Saturaciones irreducibles.
• Saturaciones iniciales.	• Tipo de agua de formación.
• Efectos de la permeabilidad direccional.	

**Fuente:** autores.

La mezcla de estos factores permite escoger el pozo inyector más adecuado dentro del yacimiento, minimizando los riesgos que implica la inyección de un fluido en un medio poroso.

Hasta ahora se ha considerado muy poco el factor económico. La decisión de inyectar se basará, por supuesto, en este factor, el cual deberá considerar la operación de producción que se obtendría sin la inyección, e incluyendo el costo de un plan alternativo para la eliminación del agua producida, las diferentes alternativas posibles propuestas por los estudios del yacimiento, todos los costos de capital y de operación.

Los sistemas de tratamiento de agua se pueden dividir o clasificar en dos tipos:

- Sistema Abierto
- Sistema Cerrado.

Cuando se habla de un sistema abierto se refiere a que el tratamiento que se le realiza al agua, normalmente se encuentra expuesto a la atmósfera, ósea, todos los equipos utilizados para tal fin, están en presencia de oxígeno. Esto con el fin de ayudar a la liberación de gases como el H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> presentes en el agua de

producción. Un ejemplo claro de este tipo de tratamiento es el que se le efectúa al agua para vertimiento.

A diferencia del sistema abierto, el sistema cerrado se caracteriza por estar presurizado, este se aplica en el tratamiento para agua de inyección, en donde los equipos manejados tienen una capa de gas en los espacios libres, para evitar que el agua entre en un contacto con el oxígeno atmosférico, por eso se dice que es un sistema presurizado. De no ser así o estar expuesto a la atmosfera, aumentaría la cantidad de oxígeno en el agua, y esto conllevaría a inconvenientes tanto en las líneas de tratamiento como en las de inyección, además se presentarían problemas en la formación receptora causando incompatibilidad de aguas.

El tratamiento de agua se puede dar hasta en cuatro etapas bien definidas:<sup>27</sup>

- Separación gravitacional.
- Coalescencia.
- Flotación.
- Filtración.

**4.6.3 Tratamiento gravitacional.** En los equipos de tratamiento de agua se utiliza fundamentalmente la fuerza gravitacional para separar las gotas de aceite de la fase continua. Las gotas de aceite empiezan a ser más livianas que el volumen de agua que los está desplazando y está ejerciendo sobre ellas una fuerza de boyanza. Cuando las fuerzas son iguales, se logra una velocidad constante de modo que se puede calcular por la ley de Stokes que es:

$$V_o = \frac{1,78 * 10^2 * (\Delta SG)w/o * (dm^2)}{\mu w}$$

---

<sup>27</sup> Fuente: Tesis Metodología para la evaluación del taponamiento de pozos inyectores del campo caño limón – Arauca. UIS.2010

Donde:

$V_o$ : Velocidad final de ascenso, ft/seg.

( $d_m$ ): diámetro de la gota de aceite, micrones.

$\mu_w$ : Viscosidad de la fase continua del agua, cp.

( $\Delta SG$ ) w/o: Diferencia de gravedad específica entre el aceite y el agua, Adimensional.

De la anterior ecuación se concluye que:

- A mayor tamaño de gota de aceite, mayor es la velocidad ascendente. Esto significa que cuanto más grande sea la gota de aceite, se requiere menor tiempo para subir y agruparse en la superficie, por tanto su remoción es más fácil.
- Entre mayor sea la diferencia entre las gotas de aceite y la fase continua, aumenta la velocidad ascendente. entonces en medida que el crudo sea más liviano, el agua será más fácil de tratar.
- A altas temperaturas es más sencillo el tratamiento de agua debido a que disminuye la viscosidad del agua.

**4.6.4 UNIDADES DE FLOTACIÓN.** Las unidades de flotación son los únicos equipos de tratamiento de agua residual cuyo principio de separación se basa en el arrastre por gas de las partículas de aceite, aunque también ocurre la separación gravitacional, pero en una menor proporción.

La flotación es un proceso de separación agua-aceite, la cual convierte las gotas de aceite y algunas sustancias coloidales emulsionadas en materiales fácilmente removibles. El tratamiento de agua producida en este proceso, mejora la separación de las gotas de aceite y la fase continua agua y se logra a partir del

incremento de la diferencia de densidad entre los dos fluidos, al saturar el fluido con gas o dispersando en el sistema burbujas de gas, que arrastran a superficie las gotas de aceite. Este proceso disminuye el tiempo de retención en los recipientes.

El proceso de flotación consta de cuatro etapas básicas que se observan en la figura 45, las cuales son de ascenso de manera secuencial y repetitiva después de la generación de burbujas, que son:

- Generación de burbujas en el agua residual aceitosa
- Contacto entre las burbujas y las gotas de aceite suspendidas en el agua
- Cubrimiento de la gota de aceite a la burbuja
- Flotación de la mezcla burbuja-aceite

**Figura 46.** Etapas básicas de un proceso de Flotación.



Fuente: GIRALDO, Jorge. ESCALANTE, Luis. Diseño conceptual para la construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua en el campo Cantagallo.

**4.6.5 Filtración.** En la etapa de filtración no se presentan procesos físicos como la separación gravitacional, coalescencia o flotación. Su objetivo principal es conseguir la remoción máxima que se pueda alcanzar o que se requiera de aceite y sólidos en el agua residual, con el fin de no causar taponamiento o incompatibilidad del agua en la formación receptora. La filtración es una operación por la cual se separan los sólidos finamente divididos del agua, usando una superficie o un volumen permeable de esta misma. En los campos petroleros no es muy usado; sin embargo, es común usar filtros muy sencillos en los canales y ductos de agua.

Hay muchas razones por las cuales la filtración es indispensable en el tratamiento del agua para inyección y una de las más importantes es el tamaño de partícula que poseen los sólidos suspendidos presentes en el agua de producción.

Durante la etapa de filtración la dirección del flujo es ascendente, el agua entra por la parte superior del filtro normal de 24 horas, alta presión diferencial a través del lecho filtrante de 15psig o por acción manual, a partir de aquí se da inicio a la etapa de relavado. Para evitar la pérdida de material filtrante, se debe colocar una malla que soporta tanto el lecho como las diferencias de presión generadas dentro del equipo.

**4.6.6 Tratamiento químico.** Para garantizar y controlar la calidad del agua a inyectar no es suficiente con efectuar el tratamiento físico, se debe realizar conjuntamente un tratamiento químico con el fin de evitar problemas con el transcurso de la operación. De igual manera que el proceso físico, el proceso químico hace parte de las tres etapas básicas para el tratamiento de agua,

implementándolo de tal forma que se obtenga los resultados deseados al final del tratamiento o en cada etapa por separado. Para ayudar a la separación de las partículas y gotas de aceite se necesita de un proceso llamado clarificación del agua, el cual se subdivide en dos subprocesos químicos entre los cuales se tiene la coagulación y floculación.

Los químicos más importantes que se agregan al agua son los rompedores inversos (o coagulantes) y los floculantes. Los rompedores directos tienden a ser de naturaleza no-polar. Los rompedores inversos tienden a ser de naturaleza polar.

Los rompedores inversos (coagulantes) neutralizan el efecto del agente emulsificante y se ubican en la interfase agua-petróleo. Los floculantes constituidos por polímeros, se despliegan como red atrapando las gotas de crudo dispersas en el agua.

## 5 ALMACENAMIENTO Y FISCALIZACION DEL CRUDO<sup>28</sup>

En el sector hidrocarburo existe un modelo de medición, capaz de establecer un procedimiento de entrega-recepción de hidrocarburos y sus derivados; además de analizar diferentes tecnologías aplicadas a medición cada una con parámetros de comparación diferentes, el propósito es establecer un procedimiento aplicable a la fiscalización de hidrocarburos conociendo las diferentes tecnologías para una medición estática exacta y justa aplicando normas internacionales como API, NIST, ISO, AGA, etc.

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos son recipientes hechos en acero generalmente los cuales pueden ser cilíndricos verticales, cilíndricos horizontales, geodésicos o esféricos, y estos almacenan hidrocarburos líquidos o gaseosos con unas condiciones de temperatura y presión acordes al rango de operación y proceso. Los tanques se dividen según:

Su forma:

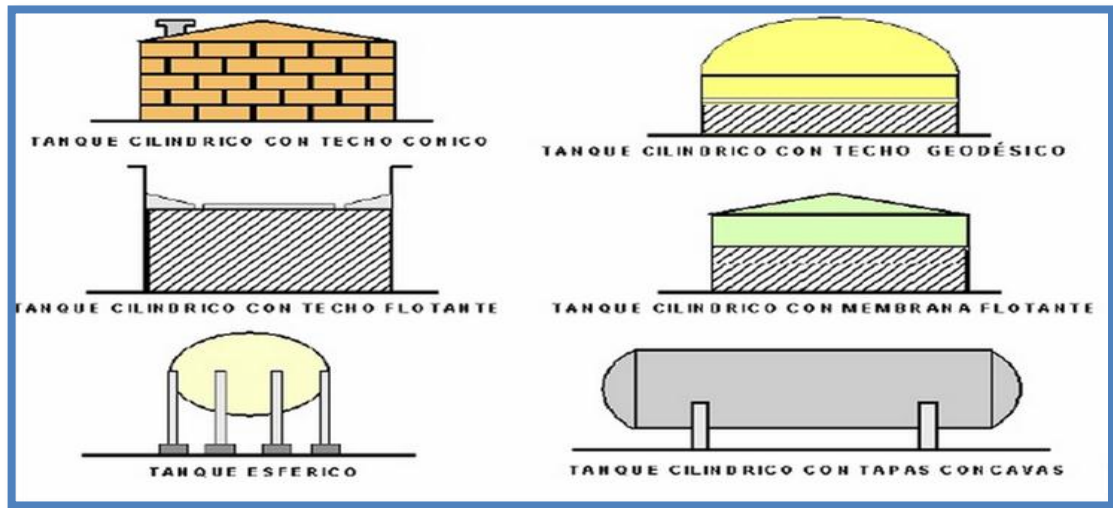
- Cilíndrico vertical con techo cónico.
- Cilíndrico vertical con fondo y tapa cóncava.
- Cilíndrico vertical con techo flotante.
- Cilíndrico vertical con membrana flotante.
- Cilíndrico horizontal a presión.
- Esféricos.
- Su producto almacenado:
- Para Crudos.

---

<sup>28</sup> Fuente: API MPMS - Manual of petroleum measurement standards chapter 3 – tank gauging.

- Para Refinados o Derivados.
- Para GLP.
- Para Residuos.

**Figura 47.** Tipos de tanques de almacenamiento de hidrocarburos.



Fuente: Manual de Medición de Hidrocarburos. Ecopetrol. Capítulo 3; Medición Estática. 2007.

## 5.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Una vez que el crudo ha pasado por el sistema de tratamiento (Manifold, separadores), se hace el tratamiento de emulsiones y el desalado de crudo este ya debe cumplir con las especificaciones de venta para el crudo, por lo que es almacenado en los tanques de almacenamiento posteriormente llega a la unidades LACT (Fiscalización automática para transferencia de custodia) donde se mide automáticamente la cantidad y calidad de crudo que se está despachando (por ejemplo si el BSW, el contenido de agua o sal no cumple con las especificaciones una válvula impide que avance en la unidad nuevamente, el

crudo que cumple con las condiciones (producto conforme) pasa de la unidad LACT para realizar su despacho.

Los tanques de almacenamiento se usan como depósitos para almacenar una reserva suficiente de crudo, o derivados para su uso posterior y/o comercialización. Los tanques de almacenamiento, se clasifican según su presión de operación, forma y construcción.

La selección del tipo de tanque depende de las presiones de operación del mismo, la cual depende de la presión de vapor del fluido que se almacenará. Para almacenar el petróleo de manera segura se debe hacer la selección adecuada del tipo de tanque, el cual debe considerar propiedades del líquido como volatilidad

**Tanques verticales:** Permiten almacenar grandes cantidades volumétricas. Con la limitante que solo se pueden usar a presión atmosférica o presiones internas relativamente pequeñas.

**Tanques cilíndricos horizontales:** Es un armazón cilíndrico que posee unos casquetes paralelos, poseen una tapa de acceso y una ventilación. Son tanques que manejan volúmenes de fluido relativamente bajos, su diseño permite que operen a presiones entre 15 psig hasta 100 psig.

**Tanques cilíndricos verticales con techo cónico:** Por la forma de construcción, el techo es fijo y tiene forma cónica. Estos tanques no soportan presiones ni vacíos, por lo tanto están equipados de respiraderos y/o válvulas de presión y vacío. Generalmente posee líneas de espuma contraincendios, y el techo esta sostenido por un soporte que o bien llega al fondo del tanque o se apoya sobre las paredes del mismo.

**Tanques cilíndricos con fondo y tapa cóncavos:** Se usan generalmente para almacenar productos con una presión de vapor relativamente alta, es decir, con gran tendencia a emitir vapores a la temperatura ambiente.

**Tanques cilíndricos con techo flotante:** Estos tanques se construyen de tal forma que el techo flota sobre la superficie del producto, eliminando así el espacio para la formación de gases. Los techos flotantes son en la actualidad los más eficaces para el servicio corriente ya que se reducen las pérdidas por evaporación, sin embargo tienen uso limitado ya que la empaquetadura de caucho del techo tiene un límite de presión de operación.

**Tanques cilíndricos con membrana flotante:** Con el objeto de minimizar las pérdidas por evaporación, en tanques de techo cónico y que estén en servicio de almacenamiento de productos livianos, se coloca una membrana en la parte interior del tanque, diseñada y construida de tal forma que flote sobre el producto almacenado. Así disminuye la formación de gases disminuyendo la evaporación del producto.

**Tanques esféricos:** Destinados al almacenamiento de hidrocarburos ligeros, tales como: propano y butano, que a condiciones normales de presión y temperatura se encuentran en estado gaseoso. Estos tanques están diseñados para productos que tienen una presión de vapor bastante alta; entre 25 a 100 PSI.

**Tanque cilíndrico vertical con techo geodésico:** La forma en la parte superior es ovalada, cuenta con una membrana que se posiciona sobre el fluido y se mueve con él, disminuyendo las pérdidas por evaporación. Su principal ventaja respecto al de techo flotante es que nunca el agua lluvia ingresa al tanque.

Estos tanques deben tener un muro de retención con capacidad de 1,5 veces la capacidad del tanque.

**Tanques sin techo:** Este tipo de tanque no usa techo, generalmente se usan para almacenar, cualquier tipo de agua, ya sea agua de abastecimiento o agua contra incendios, pero no son usados para almacenar petróleo, son tanques atmosféricos puesto que están expuestos a la atmosfera.

**Tanques de techo fijo:** Usados para el almacenamiento de petróleo con punto de inflamación alto y presión de vapor baja, es decir petróleos que no tienen tendencia a formar vapores a temperatura ambiente, por lo que la acumulación de gases en el interior del tanque es relativamente baja, lo que podría ocasionar incendios o explosiones, el techo no tiene ninguna posibilidad de movimiento, el tanque opera con un espacio para los vapores el cual depende del nivel del líquido. Poseen válvulas de venteo que permiten la salida de los vapores que podrían acumularse continuamente en el tanque, ya que no se diseñan para soportar sobrepresiones.

## **5.2 IDENTIFICACIÓN DE TANQUES.<sup>29</sup>**

La identificación de tanques de colores y señales industriales que se debe seguir en la guía de Ecopetrol ECP-DRI-N-04. A continuación se presentan algunos apartes importantes:

### **5.2.1 Color**

- a. El color de los tanques podrá ser variado cuando por razones de seguridad nacional o paisajismo lo requiera. En estos casos se deberá tener en cuenta que para productos livianos y medios los colores tendrán que ser “claros” y para productos pesados los colores tendrán que ser “oscuros”.

---

<sup>29</sup> Manual de Medición de Hidrocarburos. Ecopetrol. Capítulo 3; Medición Estática. 2007.

- b. En los tanques de color “claro”, si fuese el caso se podrá pintar una franja horizontal mediante la aplicación de una capa adicional de pintura de color negro RAL 9004 en el primer anillo, a partir del piso, para protección en caso de goteo o de escape en los sitios de descargue. Adicionalmente si fuese el caso, se podrá pintar una franja vertical mediante la aplicación de una capa adicional de pintura de color negro RAL 9004 en el sector de la boquilla de medición, para la protección en caso de derrame.
- c. Los tanques deben llevar el diamante de seguridad de acuerdo a los parámetros de la NPFA-704 y el nombre del producto almacenado.

**5.2.2 Número de identificación.**

- a. Ubicado en el anillo superior del tanque, centrado con respecto al logotipo, cuando este se utilice.
  - b. El número de identificación se hará en letra tipo helvética médium, con la letra “K”, un guion y el respectivo número. por ejemplo K-936.
  - c. En los tanques de color claro, el numero deberá estar en color negro RAL 9004. En los tanques de color oscuro, el número deberá estar en color Blanco señalamiento RAL 9003.
- a) Las dimensiones para el número de identificación, serán las siguientes:

Altura	0,5 m (20”)
Ancho	0,25m (10”)
Espesor	0,075m(3”)
Distancia entre letras o números	0,125m(5”)

**5.2.3 Colores para los tanques.** De acuerdo a la guía de Ecopetrol ECP-DRI-N-04. Los tanques deben ir pintados o identificados con un color como se muestra en la figura 48.

**Figura 48.** Norma sobre código de colores.

Producto	RAL Básico	RAL franja
Ácido sulfúrico	3001 Rojo señalamiento	
Agua contra incendio	6016 Verde turco	3001 Rojo señalamiento
Agua de condensado	5012 Azul Claro	-----
Agua de proceso	5012 Azul Claro	-----
Agua fenólica	2010 Naranja señalamiento	8016 Marrón caoba
Agua potable	6016 Verde turco	-----
Fenol	2010 Naranja señalamiento	8016 Marrón caoba
Gasóleo	Aislados o blanco señalamiento RAL 9003	
Productos calientes	Aislado con lámina de aluminio	
Productos livianos (T°chispa < 130°F)	Blanco señalamiento RAL 9003	
Productos pesados (T°chispa > 130°F)	Negro señalamiento RAL 9004	
Productos petroquímicos	9006 Gris aluminio	-----
Soda	8016 Marrón caoba	3001 Rojo señalamiento
Sulfito de sodio	2010 Naranja señalamiento	-----

Fuente: Norma sobre código de colores y señales industriales ECP-DRI-N-04.

**5.2.4 Características de los tanques.** Las características principales de los tanques son:

- Generalmente se construyen de láminas (planchas) de acero.
- Para tanques en transferencia de custodia, debe hacerse las verificaciones cada cinco años para el diámetro, el fondo, el espesor de las láminas, y la inclinación del tanque.
- Deben ser calibrados antes de ponerse en servicio para obtener las tablas de Aforo, la calibración de los tanques se debe realizar cada 15 años.
- Deben tener agitadores dependiendo de la mezcla del producto que se va a almacenar.
- Deben tener sistemas de venteos.
- Deben tener líneas de drenaje.

- Deben tener una escotilla de medición.
- Deben tener líneas de entrada y de salida del producto.

### **5.2.5 Observaciones de seguridad en los tanques.**

- Nunca debe medirse un tanque durante una tormenta eléctrica.
- La plomada de las cintas de medición deben ser de un material que no produzca generación de chispas (Bronce).
- En los tanques de techo flotante se debe tener precaución de abrir el desagüe del techo en caso de lluvia, para evitar que el peso del agua hunda el techo.
- No se debe dejar las cintas de medición en los techos de los tanques. Estas deben llevarse a su lugar de origen, lavarse en ACPM o Queroseno y luego colgarse del mango en el porta cintas.
- Debe evitarse la inhalación de gases que salen del tanque mientras la boquilla de medición está abierta.
- Los trapos, botellas y otros objetos usados durante el procedimiento de medición debe bajarse de los techos y depositarse en un lugar seguro.
- Para eliminar los riesgos por acumulación de electricidad estática, debe mantenerse siempre en contacto directo con las escaleras, al subir o bajar del tanque y antes de abrir la escotilla de medición, para crear así un polo a tierra.

## **5.3 MEDICIONES ESTÁTICAS DE TANQUES**

Es la medida de volúmenes temperaturas y propiedades físicas de los hidrocarburos. La medición estática está estructurada para suministrar la competencia necesaria para realizar con éxito la medición de cantidad y calidad para crudos, productos refinados y gas en la industria petrolera. Esta actividad de transferencia de custodia es realizada a diario por las empresas del sector petrolero y básicamente es el punto en el cual un hidrocarburo es entregado

medido a otra empresa para su producción, tratamiento, refinación, manejo, transporte, compra o venta.

**5.3.1 Cinta de medición.** La cinta de medición es un instrumento que sirve para medir la altura de los líquidos (hidrocarburos y agua libre) que hay en un tanque, esta altura se compara con datos registrados en una tabla de aforo determinado a partir de esta altura se determina un volumen total contenido en el tanque.

La cinta de medición tiene las siguientes características:

- Un carrete donde se pueda enrollar o desenrollar la cinta.
- El ojo de la plomada debe ser totalmente circular.
- Su longitud debe ser acorde a la altura del tanque a ser medido.
- Generalmente está hecha en acero inoxidable, o en una aleación de Cromo y plata con coeficiente de expansión térmica similar al material del tanque y resistente a líquidos corrosivos.
- No deben usarse cintas con escala numérica no visible o totalmente borrada como resultado del desgaste y la corrosión.
- Se debe cambiar el conjunto plomada y la cinta de medición, cuando al verificar con el calibrador de cintas, el desgaste y la distorsión, de la punta y el ojo combinados sea mayor de 1,0 mm.
- La escala de la cinta de medición debe estar en metros, centímetros y milímetros.
- Tener gancho de soporte y fijación para la plomada.
- Tener polo a tierra para evitar chispa debido a la estática.
- Plomada en un material resistente a la chispa y a la corrosión (generalmente de bronce), con longitudes que oscilan entre 15, 30 o 45 centímetros y cuyos pesos mínimos de 20 onzas y máximo de 2 3/8 de libra.

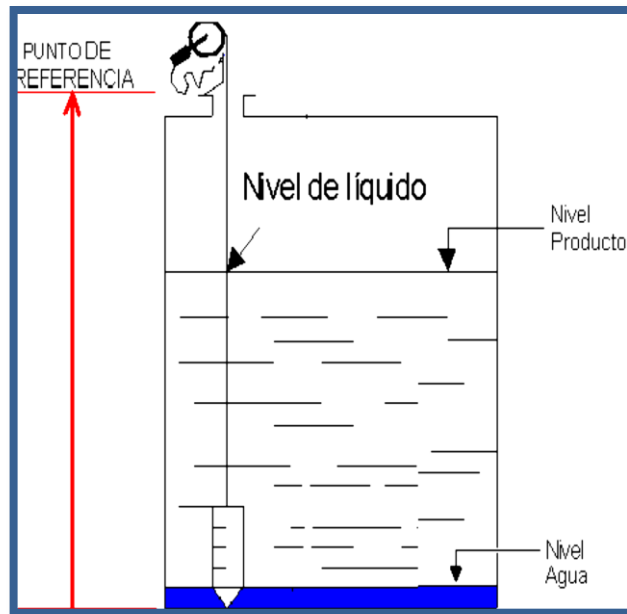
**5.3.2 Medición de nivel de líquido.** Permite medir la altura de los líquidos que hay en el tanque, esa lectura permite determinar el volumen de acuerdo a una tabla de aforo. Se puede realizar medida a fondo y al vacío. El método de fondo permite determinar el nivel de agua libre almacenada en el tanque.

Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida, teniendo en cuenta que la diferencia con respecto a la tercera no sobrepase 1 mm:

- Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra es de 1 mm, la medida a tomar es el promedio de las tres.
- En caso que las 3 lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, se sugiere revisar que las válvulas del tanque estén cerradas y que efectivamente el fluido haya estado en reposo entre una o dos horas dependiendo del fluido y realizar nuevamente la medición.

**Cinta para medir a fondo.** En la medición de crudos livianos puede ser necesario el uso de crema o pasta indicadora para detectar el sitio exacto del corte por la detención de un cambio de coloración en la interfase. Esta cinta tiene el cero en la punta de la escala de la plomada, la cual hace parte de la cinta, es decir, que la escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia de la plomada. Consiste en medir la distancia existente desde la platina de medición en el fondo del tanque hasta la altura libre del líquido, donde se producirá la marca o corte sobre la cinta de medición obteniéndose así la altura del líquido en forma directa.

**Figura 49.** Cinta para medir a fondo



Fuente: Norma API medición estática de tanques-ECOPETROL

El procedimiento que se debe seguir para realizar la medición a fondo es el siguiente:

1. Leer y registrar la altura de referencia, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
2. Aplicar pasta para detección de agua sobre la plomada en capas iguales hasta esconder la superficie sin cubrir la graduación de los números de la escala.
3. Hacer la conexión a tierra de la cinta, abrir la escotilla de medición y bajar la cinta lentamente en el producto hasta que la plomada toque el fondo de tanque o plato de medición.

4. Mantener firme, el tiempo suficiente para que el líquido produzca el corte en la cinta.
5. La plomada debe permanecer en el lugar por lo menos durante 10 segundos (para aceites pesados, grasas, o de alta viscosidad se requiere una duración de 1-5 minutos).
6. Leer la altura de referencia observada en la cinta; si la altura observada es igual o tiene una diferencia de +/- 3milímetros respecto al valor de registro, se debe levantar la cinta lentamente y registrar el corte del líquido en la cinta.
7. Recoger la cinta hasta la marca de corte y registrar la lectura, siempre escribir el corte continuo y claro como el nivel oficial de agua medido.

Repetir el procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre el mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 milímetros.

- Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida si la diferencia con respecto a la tercera es un milímetro.
- Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra es de 1 milímetro, la medida a tomar es e promedio aritmético de las tres.
- En tanques de crudo con capacidad menor a 1000 bbls, se acepta el margen de discrepancia de 5 milímetros.

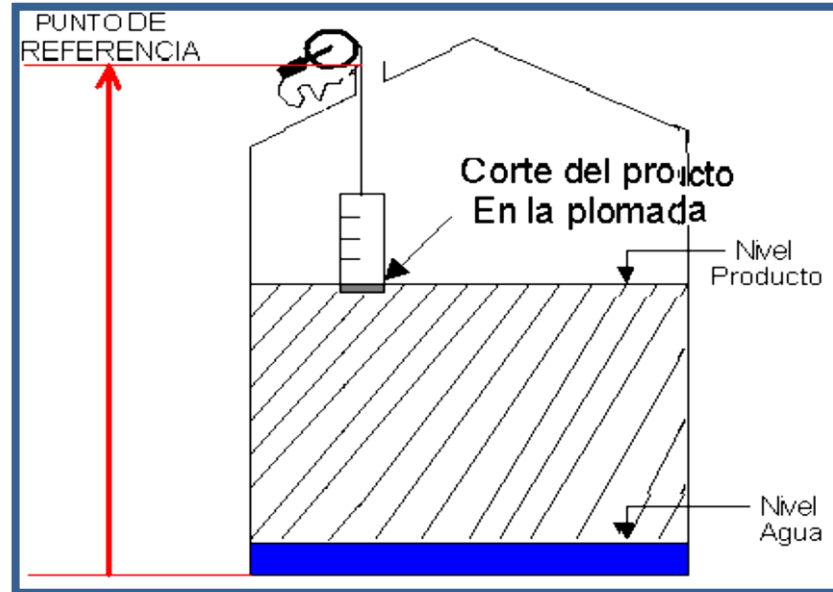
**Cinta para medición al vacío.** Esta tiene el cero de la escala en el gancho de unión entre la cinta y la plomada. La escala para la cinta se inicia en forma

ascendente desde el cero de referencia y para la plomada en forma descendente desde el mismo punto, la plomada debe tener forma rectangular.

Consiste en medir la distancia vertical existente desde la superficie del líquido hasta la marca de referencia. La deducción de esta medida de la altura de referencia, dará la altura del líquido en el tanque, por lo que la medida del volumen se tiene en forma indirecta.

Es fundamental que el punto de referencia esté fijo y plenamente determinado, así como claramente escrito sobre el techo del tanque. Las medidas a vacío solo son confiables si existe un programa de verificación frecuente de la altura de referencia; por ser esta última, un dato fundamental en la operación matemática.

**Figura 50.** Cinta para medir al vacío



Fuente: norma API medición estática de tanques-ECOPETROL

El procedimiento que se debe seguir para realizar la medición al vacío es el siguiente:

1. Localizar el tanque a ser medido, se sugiere leer y tomar el nivel del producto utilizando telemetría en los tanques que utilizan dicho sistema, para usar esta información como dato guía.
2. Leer y registrar la altura de referencia, tomándola, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
3. Conectar el polo a tierra de su cinta de medición, descargando las eventuales corrientes estáticas a la baranda del tanque o la escotilla de medición.
4. Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
5. Determinar matemáticamente la longitud de cinta a introducir en el tanque restándole de la altura de referencia el dato guía y se le resta el valor la mitad de la longitud de la plomada cuadrada (aproximadamente 7cm).
6. Bajar la plomada para medición al vacío haciendo contacto con la boquilla del tanque hasta alcanzar la longitud anteriormente calculada.
7. Esperar unos segundos hasta que se estabilice la plomada.
8. Extraer la cinta del tanque y leer el corte del líquido sobre la plomada.

Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no sobrepase los 3 milímetros.

- Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida si la diferencia con respecto a la tercera es un milímetro.
- Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra es de 1 milímetro, la medida a tomar es el promedio aritmético de las tres.
- En caso que las tres lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, se sugiere revisar que las válvulas del tanque estén cerradas y que efectivamente el fluido haya estado en reposo entre una o dos horas dependiendo del fluido y realizar nuevamente la medición.

Por último se procede a calcular la altura del producto así:

**ALTURA DE LÍQUIDO** = Altura de referencia (BM) – Lectura cinta – Punto de corte indicada en la plomada

**5.3.3 Mediciones de temperatura.** Para determinación de la temperatura se pueden usar termómetros electrónicos digitales (PET), con una incertidumbre baja y/o termómetros de mercurio de vidrio (con incertidumbre mayor que el electrónico).

Por el impacto que esta variable tiene en la cuantificación del volumen se recomienda usar termómetros electrónicos, buscando con ello obtener una incertidumbre combinada en la operación, dentro del rango tolerable.

**5.3.4 Medición de especificaciones de calidad.** Se debe tomar una muestra representativa y homogénea para determinar API, contenido de agua, contenido de sólidos. Los recipientes deben ser Botellas de vidrio claro para que pueda

examinarse fácilmente la limpieza del producto, la presencia de agua libre y otras impurezas. Los tapones para estas botellas deben ser corchos que garanticen un buen ajuste. No se deben usar tapones de cauchos.

Como respaldo y para control de inventarios para transferencia de custodia y/o fiscalización de crudo se puede usar el siguiente método:

- ASTM D-4006 Determinación del contenido de agua por destilación.

Solo para el control de calidad del proceso de deshidratación de crudos, se pueden utilizar los siguientes métodos:

- ASTM D-287 (Termo hidrómetro) Determinación de la gravedad API.
- ASTM D-4007 (Centrifuga) Determinación del contenido de agua y sedimento.

**5.3.5 Medición automática (telemetría).** Son las medidas realizadas por medio de dispositivos mecánicos y/o electrónicos que miden y visualizan en forma continua los niveles de líquido; estos dispositivos son recomendados para control de inventarios para niveles de precisión de más o menos tres milímetros.

Existen los siguientes métodos de medición diferentes a la medición manual con cinta:

- **Medición de nivel con flotador:** Este sistema consiste en un flotador ubicado en el seno del líquido y conectado al exterior del tanque indicando directamente el nivel sobre una escala graduada. Es el modelo más antiguo y el más utilizado en tanques de gran capacidad tales como los de petróleo y gasolina.

- Los instrumentos de flotación tienen una precisión del 0,5%, son adecuados para tanques abiertos o cerrados a presión o vacío, y son independientes del peso específico del líquido. Tienen el inconveniente de que las partes móviles están expuestas al fluido y pueden romperse, además el flotador debe mantenerse limpio.
- **Medición de nivel con desplazador (servo):** Utilizado para el control de inventarios y como respaldo para la medición manual del nivel de productos con cinta, para transferencia de custodia y fiscalización de crudo. Funciona en base de un desplazador colgado de un tambor enrollador servo-operado, el cual está vinculado a la balanza. Permite la medición del nivel de interface de agua sin requerir elementos opcionales.
- **Medición con radar:** Utilizado para el control de inventarios y como respaldo para la medición manual de nivel de productos con cinta para transferencia de custodia y fiscalización. Pulsos cortos de energía electromagnética son transmitidos a través de la antena contra la superficie del líquido a medir y estos son reflejados en forma de eco.
- **Medición con dispositivo Ultrasónico:** El medidor de nivel Ultrasónico se basa en la emisión de un impulso Ultrasónico a una superficie reflectante y la recepción del eco del mismo en un receptor. El retardo en la captación del eco depende del nivel del tanque. La precisión de estos instrumentos es  $\pm 1$  a 3%, son muy sensibles a la densidad del fluido sobre todo en aquellos que generan espuman, dando un alto grado de error.

#### **5.4 UNIDADES LACT (UNIDADES DE MEDICIÓN PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA)**

Una unidad LACT se define como un arreglo de equipos diseñados para la transferencia de hidrocarburos líquidos durante la producción del pozo a una estación de almacenamiento. Diseñada para medir de manera precisa tanto la calidad de un hidrocarburo líquido el cual es comercialmente explotable. Esta medición será de gran utilidad para transferir de manera automática y precisa la custodia de petróleo. La unidad LACT tendrá la capacidad, con su proceso automatizado, de controlar y prevenir la transferencia de volúmenes de petróleo comercialmente inaceptable.

Estos sistemas son implementados principalmente por los efectos provocados por la presión, temperatura y características del crudo en el proceso de transferencia y almacenamiento del mismo, por lo que es necesario compensar y corregir parámetros del sistema de medición a condiciones estándar del crudo a una temperatura de 60 °F y una presión de 14,7 psia establecidos por el API y obtener el volumen neto transferido, con la finalidad de estandarizar y minimizar los errores de medición y principalmente con la automatización evitar la manipulación de los datos. Cada vez que al crudo se le realice transferencia de custodia, las preocupaciones principales a la cantidad y calidad son: temperatura, gravedad API, y contenido de sedimentos y agua (BSW).

#### **5.4.1 Significado de las siglas LACT.**

- Lease: Significa que este tipo de unidad se utiliza sobre la locación de un productor (diferenciándose de la unidad ACT que generalmente se instala en una estación de bombeo, refinería, terminal marítima, etc.).
- Automatic: Significa que la unidad actúa por sí misma y se auto regula; no requiere atención para su operación normal.

- Custody: Se deduce que la unidad supervisa la venta al transportista (compañía de oleoductos) del crudo producido y asegura que el volumen es medido, muestreado, y rechazado si el mismo no fuera comercializable.
- Transfer: Significa que la unidad está equipada para enviar el crudo desde el tanque de producción a la bomba de transferencia.

**5.4.2 Elementos de un sistema LACT.** No todos los sistemas LACT son idénticos en su tamaño, diseño y configuración, y difieren dependiendo de los requerimientos o de la situación. El sistema de medición de crudo está conformado por los siguientes elementos principales:

- Sistema de almacenamiento.
- Filtro.
- Bomba de transferencia.
- Analizador y monitor de BS&W.
- Eliminador de agua y gas.
- Sistema de muestreo automático.
- Válvula de cuatro vías.
- Válvula de tres vías.
- Medidor de volumen.

**Sistema de almacenamiento:** El crudo es almacenado en taques de provisión antes de la custodia de transferencia. La unidad LACT opera en conjunción con una línea de alimentación abierta al tanque de almacenamiento, cuando el aceite en el tanque de almacenamiento se eleva, se dispara un controlador de nivel que activa la bomba de la unidad LACT para iniciar la transferencia de

hidrocarburo líquido, una vez que el nivel en el tanque de almacenamiento cae, el controlador se apaga la unidad LACT.

**Filtro:** El crudo contiene sólidos y otras impurezas que pueden pasar a través del sistema de tratamiento y que usualmente se asientan en el tanque y que luego es bombeado a la unidad LACT. El filtro elimina en gran parte partículas de sedimentos, lodo u otra materia que podría dañar el sistema LACT o causar una medición inadecuada. Una malla muy fina en el filtro puede generar un incremento acelerado de residuos ocasionando una alta caída de presión que podría traducirse en la ruptura de la canasta o la vaporización del líquido afectando la precisión de la medición. Por lo tanto es altamente deseable monitorear la diferencia de presión a través de la canasta del filtro mediante un indicador con alarma y/o un transmisor de presión diferencial conectado a un sistema de supervisión y/o control.

**Bomba de transferencia:** La bomba impulsa el crudo de los tanques hacia la unidad, manteniendo constante la presión y la tasa de flujo, estas son usualmente de tipo centrífuga porque proporcionan un flujo más suave y consistente. El montaje consiste en dos partes; la bomba y el motor, dentro de la cubierta de la bomba se encuentra el impulsor, el crudo proveniente del tanque ingresa al ojo del impulsor, como este gira las aspas impulsan el líquido hacia afuera creando una área de baja presión en el ojo del impulsor, esta baja presión succiona el crudo del tanque y la bombea a través de la unidad LACT. La capacidad del bombeo es determinada por la velocidad del motor y tamaño de la bomba. Para incrementar la tasa de flujo, la capacidad de la bomba debe ser incrementada poniendo una bomba nueva o con un motor de diferente velocidad.

**Analizador y monitor de BS&W:** El sistema consiste en un analizador y un monitor, el analizador está conectado al monitor por medio de un cable eléctrico. El fluido de crudo es forzado a pasar a través del analizador, este mide la

capacitancia o constante dieléctrica del líquido o sustancia en la línea. El analizador o detector de BS&W, es un instrumento que detecta el contenido de agua en suspensión en el crudo, este sirve para medir la constante dieléctrica de la cantidad de fluido que pasa por él, y envía esta información a su monitor de BS&W. Así sabiendo que las constantes dieléctricas del petróleo y agua son 2 y 80 respectivamente; toda vez que la constante dieléctrica del agua es aproximadamente cuarenta veces mayor que la del petróleo, el detector puede determinar con rapidez el contenido de agua.

**Eliminador de aire y gas:** El gas y el aire en el crudo puede causar que la unidad LACT de lecturas de medición falsas. Para asegurar medidas exactas se debe eliminar cuanto más aire y gas sea posible. Después de que el flujo de crudo haya pasado por el analizador de BS&W, este usualmente fluye por un elemento de la unidad llamada DEAERATOR. En el eliminador, el crudo pasas a través de un scrubber, permitiendo que el aire ligero sea expulsado y separado del crudo.

**Sistema automático de muestreo:** El monitor de salinidad y agua rechaza o acepta el crudo, este no hace un registro del contenido exacto de salinidad y agua. Las tres partes principales de un sistema de muestreo automático son: recolector de muestras, contenedor de muestras y válvula de cuatro vías.

**Válvula de tres vías:** La válvula tiene un vástago el cual es controlado por medio de un actuador eléctrico o neumático. El monitor determina si el contenido de sedimentos y agua del crudo es mayor o inferior al fijado en el monitor y transmite una señal al actuador que esta acoplado a la válvula. Si el monitor detecta excesos de sedimentos y agua, el actuador cambia la posición del vástago abriendo la entrada hacia arriba el calentador (heater-treater).

**Medidor de volumen:** El medidor es el componente más importante de cualquier unidad LACT por que este mide el volumen de líquido que se transfiere desde el productor al cliente; la mayoría de unidades LACT usan un medidor de

desplazamiento positivo. La rotación de las cámaras o segmentos del elemento de medición, hace que el número de barriles sea transmitido a través de una conexión mecánica de engranajes hacia el registrador de barriles localizado sobre el medidor y que se encarga de registrar el volumen total de petróleo que pasa a través del medidor. El alojamiento del rotor está instalado en el cuerpo del medidor, el registrador de barriles y el compensador automático de temperatura están instalados sobre la tapa. El sistema de engranajes gira a medida que gira el rotor del elemento de medición en proporción a la cantidad de líquido desplazado.

**5.4.3 Calibración de la unidad LACT.** Las unidades automáticas de medición, permiten utilizar medidores de desplazamiento positivo, la medición continua del petróleo que se entrega en los tanques de almacenamiento. Se comprobó que tales medidores introducen diferencias en las mediciones cuando esta sujetos a condiciones operativas cambiantes, principalmente en el caudal y la viscosidad, como así también a cambios mecánicos debido al desgaste de sus partes internas.

Por esa razón cada unidad e medición debe ser periódicamente verificada con respecto a un patrón para determinar el error o variación en la medición, inducidas por situaciones particulares de operación y condiciones mecánicas. El error de medición es determinado como un factor matemático que se utiliza para corregir el volumen medio y ajustarlo al verdadero. Este factor matemático de corrección se conoce con el nombre de “factor de medición” y se expresa con cuatro decimales.

El procedimiento por el cual se determina el factor de medición se llama prueba de medición. La mayor ventaja que tiene el método volumétrico sobre los otros es que son probados bajo las condiciones reales de flujo, temperatura y presión. Otras ventajas de este método son:

- Es un proceso rápido, y la operación es selectivamente sensible.

- Eliminan la necesidad de arrancar y parar mecánicamente los medidores, como se requiere cuando se usan tanques probadores o medidores de patrón.
- Son automatizados fácilmente.
- Reducen los errores provenientes de la evaporación el líquido durante la prueba.
- Pueden ser fabricados de acuerdo a distintas configuraciones.
- Eliminan los problemas asociados con crudos de alta viscosidad y la tendencia de ciertos líquidos a adherirse a la superficie del probador.
- Para calibrar hay que tener en cuenta:
  - Examinar las válvulas y la tubería del sistema y comprobar que no haya fugas.
  - Revisar las lecturas de los termómetros y manómetros del probador y del medidor.
  - Mantener constante el flujo durante la prueba.
  - Comprobar que la tasa de flujo es la tasa normal de funcionamiento del medidor.
  - Evitar la presencia de aire en el sistema.
  - Iniciar las carreras oficiales de calibración.
  - Tomar por tres veces la temperatura ( $^{\circ}\text{R}$ ) durante el proceso de las diez carreras completas.
  - Tomar tres veces la presión en la primera, quinta y última carrera.
  - Tomar una vez el API observado y la temperatura del producto.
  - Repetir el proceso en caso de no obtener la repetividad exigida, si la falla persiste, se debe solicitar a revisión la unidad.

**5.4.4 Computadores de flujo.** Dispositivo que combina la información del sensor de BSW y la del medidor de volumen para obtener los volúmenes netos de petróleo y agua producidos. El computador se conecta a varios sensores que supervisan y monitorean el flujo de la tubería en su transmisión. Este calcula,

despliega e imprime datos que se usarán para el cálculo volumétrico.

Está equipado con módulos para la conexión de los canales de entrada y salida, y una tecnología para verificar la fiabilidad del pulso del medidor, módulos para las interfases con los transmisores digitales. En algunos modelos se dispone de hasta cuatro puertos serie para la impresión de reportes y tareas de comunicación.

Pueden ser configurados por el usuario para aplicaciones e petróleo y gas, de tandas sencillas o múltiples. Los productos que típicamente pueden medir son:

- Petróleos crudos.
- Productos refinados.
- Líquidos de gas natural (NGLs).
- Gases licuados de petróleo (LPG's).
- Etileno- Propileno.

**5.4.5 Panel de operación.** El panel de operación es estándar para todas las aplicaciones y es usado para el despliegue e ingreso de los datos. Se puede acceder a todos los datos por medio de puertos serie.

**Pantalla (Display LCD):** Es una pantalla de cristal de cuatro líneas por 20 caracteres alfa-numéricos, despliega todos los mensajes y variables del sistema en inglés. El despliegue y contraluz son ajustables por teclado; presionando [Setup]; seguido [Display] y siguiendo las instrucciones desplegadas.

**Totalizadores electromagnéticos:** Posee tres contadores electromagnéticos no reseteables con seis dígitos cada uno instalados en el panel. Estos pueden programarse para contar y acumular a una tasa de hasta 10 conteos por segundo.

**LED de diagnóstico y programa (Diagnostic and Program LED's):** Indican cuando el usuario está en el modo de diagnóstico, calibrando los módulos de I/O,

o cuando está en el modo de programa cambiando la configuración de la computadora. Los LEDS cambian de verde a rojo después de ingresar la clave valida solicitada. El computador esta en modo normal cuando ninguno de estos LEDS están encendidos.

**Operación del teclado:** El control del computador de flujo es por medio de 34 teclas alfanuméricas táctiles de membrana y generación de audio. A través del teclado se tiene la capacidad para configurar su sistema, acceso y modificar los datos de la calibración en línea. La calibración de los datos puede ser ingresada remotamente por medio del puerto serie y son almacenadas en la memoria CMOS SRAM del computador.

**LED de alarma activa:** Un nuevo reconocimiento de alarma causa que el LED rojo se encienda. Este cambia a verde en cuanto la alarma se reconozca presionando la tecla [Cancel/Ack] del teclado.

**LED alpha shift:** El LED se enciende de color verde para mostrar que la próxima tecla será cambiada de carácter. Se enciende el LED rojo para indicar que el cambio está activo.

## 6 SISTEMAS DE TRANSPORTE DE CRUDO

### 6.1 TRANSPORTE POR OLEODUCTOS

Los oleoductos representan el medio de transporte más eficiente e importante de hidrocarburos, desde las zonas donde se lleva a cabo su extracción, hacia las zonas de producción, plantas de refinación, petroquímicas y posteriormente llevarlo a las áreas de utilización o distribución final del producto.

Un oleoducto es una tubería de acero o plástico que se utiliza para el transporte de crudo. La mayoría de los oleoductos cubren grandes distancias a través de una diversidad de terrenos con cambio de elevaciones y temperatura, por esta razón es necesaria una serie de estaciones de bombeo para suministrar energía al sistema y ayudar a transportar el crudo a través del oleoducto.

Para el diseño, construcción, inspección, ensayos, operación y mantenimiento de tuberías de transporte de hidrocarburos se deben seguir las normativas existentes para evitar accidentes y/o pérdidas del producto debido a problemas operacionales o fallas.

**6.1.1 Normas.** Para diseño, construcción y operación de gasoductos y oleoductos, se han desarrollado códigos y estándares nacionales e internacionales, con el fin de minimizar los factores de riesgo. En la tabla 7 se pueden observar algunas de estas normas.

**Tabla 7.** Normas para operación y construcción de oleoductos y gasoductos.

<b>Normas</b>	<b>Concepto</b>
API 5L	Especificaciones de tubería.
API 6D	Especificaciones de válvulas.
API 6G	Accesorios de tubería.
API 1104	Soldadura de tuberías.
API 1107	Mantenimiento de soldaduras.
ANSI/ASME B 16.5	Bridas y conexiones con bridas.
ANSI/ASME B 31.3	Diseño de sistemas de tuberías.
ANSI/ASME B 31.4	Sistemas de transporte por tuberías de hidrocarburos y otros líquidos.
ANSI/ASME B 31.8	Sistemas de transportes y distribución de gas por tuberías.
NTC 3728	Líneas de transporte y redes de distribución de gas.
NTC 3949	Estaciones de regulación de presión para líneas de transporte y redes de distribución de gas.
ASTM A-53	Tipos de acero para la fabricación de tuberías.

En cuanto a la presión de operación de un oleoducto puede operar de 900-3600 psia; temperatura de operación de -22-250 °F y una velocidad de 2-15 pies/s.

**6.1.2 Construcción del Oleoducto.** Las actividades de construcción de un oleoducto tienen el potencial de causar impactos ambientales significativos. Antes de cualquier construcción es importante que los problemas y restricciones ambientales, identificados en la etapa de planificación, sean registrados como el Plan de Protección Ambiental para garantizar la apropiada implementación de las medidas atenuantes y correctivas.

Para la construcción de un oleoducto y/o gasoducto, siguiendo los términos y especificaciones de referencia emitidos por las Autoridades Ambientales y para la viabilidad económica del proyecto se tienen los siguientes pasos:

1. **Construcción de accesos:** La construcción de accesos se hace principalmente para tener la capacidad de movilizar la maquinaria, los elementos necesarios para la realización del proyecto de construcción del oleoducto y/o gasoducto y el personal capacitado.
2. **Geotecnia preliminar:** Determinar el tipo de tubería y sus accesorios, los sistemas de protección de la tubería, las obras de protección ambiental, la elaboración de los planos de construcción, la determinación del presupuesto y programa tentativo de construcción.
3. **Apertura del derecho de vía:** Son las franjas de terreno por donde se deben ejecutar los trabajos necesarios para instalar la tubería de los oleoductos y/o gasoductos, deben estar conforme a las dimensiones y alineamientos indicados en los planos y figuras destinadas previamente.
4. **Zanjado:** Esto significa abrir un hueco lo suficientemente ancho y profundo para que contenga el oleoducto. Para acelerar este proceso se utilizan maquinarias especiales llamadas zanjadoras (también pueden usarse retroexcavadoras). Constituye una parte clave en el proceso debido a que este debe garantizar la protección a la tubería, que no ocurra acceso a las vías por parte de terceros y protección ambiental.
5. **Doblado y tendido de tuberías:** Es colocar las secciones de tubos a lo largo del derecho de vía preparándolos para doblarlos o soldarlos de ser necesario. Los tubos se colocan cuidadosamente de tal forma que no se dañen, ni que

luego haya la necesidad de reposicionarlos para las operaciones de doblado y de soldadura.

6. **Tapado y reconfiguración del derecho de vía:** El tapado consiste en el relleno de la zanja una vez instalada la tubería, este se realiza por capas con el fin de compactar el material alrededor de la tubería y generar firmeza al terreno. El relleno se realiza por capas con el fin de compactar el material alrededor de la tubería y generar firmeza al terreno.
7. **Geotecnia final:** Son obras que se ejecutan después de la construcción de la línea de transferencia con el fin de adecuar al terreno con los elementos que permitan mantener, mejorar o recuperar las condiciones geotécnicas y ambientales de las zonas afectadas estabilizando y protegiendo el terreno por donde pasa la línea una vez instalada.

**6.1.3 Inspecciones.** Las inspecciones buscan conocer el estado actual estructural, con la finalidad de realizar un análisis de la integridad de la tubería.

La inspección puede realizarse de muchas maneras:

- Inspección visual con registros sistematizados.
- Inspección muestral con equipo de ensayos no destructivos.
- Uso de aparatos de alta tecnología (PIG's inteligentes).

Las inspecciones se pueden hacer por medio de pruebas no destructivas, o por medio de inspecciones directas. Las pruebas no destructivas consisten en la aplicación de métodos físicos indirectos, que tiene la finalidad de verificar la sanidad de las piezas examinadas. El objetivo es evaluar la homogeneidad y continuidad del componente. Por otra parte, la inspección directa se hace con el

fin de localizar y dimensionar los defectos en un ducto para evaluar el riesgo de falla y poder determinar el tipo de reparación.

**6.1.4 Inspección visual.** Se recomienda la aplicación de este método para detectar y dimensionar los defectos en la superficie exterior de la pared del ducto, siempre que éste se encuentre al descubierto, ya sea por instalación aérea, o por la práctica de excavación o inspección submarina, previa de remoción de recubrimiento si este es de un grosor tal que impida la observación de la superficie.

Los defectos detectables por inspección visual incluyen: picaduras, abolladuras, fugas, defectos externos de uniones soldadas, anomalías en soportes, deformación, pliegues y defectos de recubrimiento.

Ventajas:

- Se emplea en cualquier etapa de un proceso productivo.
- Muestra las discontinuidades más grandes y señala otras que pueden detectarse de forma más precisa por otros métodos.
- Su costo es el más bajo de todos los ensayos no destructivos.
- Limitaciones:
- La calidad de la inspección depende de la experiencia y conocimiento del inspector.
- Está limitada a la detección de discontinuidades superficiales.
- La detección de las discontinuidades puede ser difícil si las condiciones de la superficie sujeta y la iluminación no son las adecuadas.

**6.1.5 Líquidos penetrantes.** Es un método de inspección superficial del tipo físico químico que consiste en aplicar en la superficie de una pieza, un líquido con

pigmentación contrastante o fluorescente para que penetre por capilaridad en las posibles discontinuidades del objeto que se prueba por medio de brocha, roció o baño.

Para que penetre el líquido en los defectos, se requiere tiempo (1-30min). El exceso de penetrante se quita después cuidadosamente de la superficie, y la capa absorbida, conocida como revelador, se aplica al objeto para sacar penetrante de los defectos y, así mostrar su localización y tamaño aproximado. El revelador típico es un polvo fino, como talco generalmente en suspensión en un líquido.

Este método permite detectar, ubicar y dimensionar discontinuidades superficiales en conexiones de accesorios y juntas soldadas de tubería, como poros y picaduras.

Ventajas:

- Sensibles para la detección de discontinuidades expuesta a la superficie.
- Relativamente fácil de aplicar.
- Bajo costo de inspección.
- Rápidos en cuanto a la aplicación.
- El equipo es portátil, por lo que es aplicable en campo.

Limitaciones:

- Solo detecta discontinuidades superficiales y a materiales no porosos.
- Se requiere una buena limpieza previa a la inspección.
- Una selección incorrecta de la combinación de revelador y penetrante puede ocasionar falta de sensibilidad en el método.

**6.1.6 Ultrasonido industrial.** La inspección ultrasónica es una vibración

mecánica con una frecuencia mayor a la audible, la cual se transmite a través de un medio físico. Se fundamenta en la capacidad de los materiales para transmitir ondas de sonido de alta frecuencia. Determina el espesor de la pared y variaciones de la estructura interna del material.

Este método permite detectar y dimensionar discontinuidades internas de carácter plana, que presenten un área lo suficientemente grande para producir la reflexión de un haz ultrasónico introducido a la pared del componente.

Las ondas ultrasónicas pasan a través de los sólidos y son reflejados al llegar a los límites de estos. En los puntos donde existe una discontinuidad, las ondas no pueden pasar y son reflejadas produciendo un eco. Este se muestra en un tubo de rayos catódicos, revelando la presencia de los defectos.

Ventajas:

- Requiere acceso a solo un lado de la superficie de la pieza.
- Puede determinarse la localización y tamaño del defecto.
- No representa peligro.
- Los resultados son obtenidos instantáneamente.

Limitaciones:

- Requiere que la discontinuidad pueda reflejar la onda ultrasónica, lo cual depende de la geometría y el material.
- Se requiere de una superficie más o menos plana para poder acoplar el transductor.
- La interpretación de resultados requiere experiencia y conocimientos amplios.

**6.1.7 Pigs (Pipeline Internal Gauge).** Son dispositivos que se introducen y

viajan a lo largo de los ductos, con el propósito de limpiar, dimensionar o inspeccionar las tuberías. Los más comunes son:

1. **Caliper:** La herramienta está diseñada para ser utilizada en las situaciones más difíciles, para detectar eficazmente deformaciones que pueden afectar la integridad de la tubería o impiden el paso de otras herramientas.
2. **PIGs geométricos de inspección (GIP):** Es una herramienta de inspección de montaje externo para tuberías donde se pueden introducir PIGs o donde el lanzamiento es muy corto y no es muy rentable. Es una herramienta efectiva para localizar con precisión defectos internos o de pared sin quitar el revestimiento de la tubería.
3. **Pérdida de flujo magnético:** Tiene la capacidad de detectar pérdidas metálicas tanto internas externas, además de defectos y abolladuras.
4. **Puerco espín:** Posee sensores calibrados individualmente para proporcionar alta precisión en los cambios locales de pared. Los sensores se colocan en anillos para minimizar la cobertura de tubería y proporciona una detención de alta resolución del defecto y su tamaño.

**6.1.8 Diseño de Oleoductos.** Una fuerza tangencial  $F$  es creada en la pared de la tubería debido a la aplicación de una presión interna. La fuerza vertical resultante debido a la presión es  $P \cdot D$ . El esfuerzo tangencial en la pared de la tubería es:

$$St = \frac{P \cdot D}{2t}$$

Esta ecuación puede ser modificada por la ecuación de Barlow para el espesor de la pared de la tubería. La fuerza longitudinal que actúa en el final de la tubería causada por la presión interna es  $F = P(\frac{\pi D^2}{4})$ ; el esfuerzo axial es:

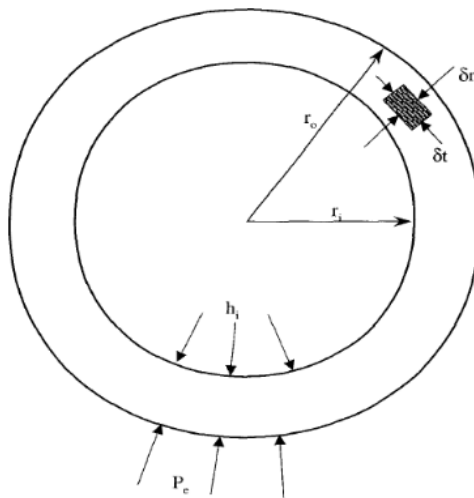
$$S_x = \frac{F}{A} \cong \frac{P\pi D^2}{4\pi Dt} = \frac{PD}{4t}$$

Otra presentación del esfuerzo axial es:

$$S_x = \frac{F}{\pi(D^2 - d^2)/4} = \frac{Pd^2}{D^2 - d^2}$$

Donde D es el diámetro externo y d es el diámetro interno.

La siguiente figura muestra un elemento que está sometido a una presión interna  $P_i$  y una presión externa  $P_e$



Mediante el uso de la teoría clásica de elasticidad, se ha demostrado las expresiones para la tensión radial ( $S_r$ ) y el esfuerzo tangencial ( $S_t$ ) son:

$$St = \frac{Piri^2(ro^2 + r^2) + Pero^2(r^2 - ri^2)}{r^2(ro^2 - ri^2)}$$

$$Sr = \frac{-Piri^2(ro^2 - r^2) - Pero^2(r^2 - ri^2)}{r^2(ro^2 - ri^2)}$$

Considerando que la tubería solo está expuesta a la presión interna y que  $ri=r$  entonces:

$$St = \frac{Pi(ro^2 + r^2)}{ro^2 - ri^2}$$

Sustituyendo  $ro$  en términos de  $ri$  se obtiene:

$$(St - Pi)t^2 + 2ri(St - Pi)t - 2Piri^2 = 0$$

Resolviendo para el espesor de pared se obtiene:

$$t = \frac{D}{2} \left[ \left( \frac{Si+Pi}{Si-Pi} \right)^{1/2} - 1 \right]$$

Las formulas usadas para el cálculo del espesor de la tubería son:

$$P = \frac{2St}{D} FLJT(\text{Ref CSA Z662 - 03})$$

Dónde:

P= Presión de diseño (psia).

S= Resistencia de fluencia mínima.

t= Espesor de la pared.

D= Diámetro exterior de la tubería (in).

F= Factor de diseño (Anexo 1).

L= Factor de ubicación (Anexo 1).

J= Factor de junta longitudinal (Anexo 2).

T Factor de corrección de temperatura (Anexo 3).

**6.1.9 Determinación de la caída de presión en oleoductos.** El valor del número de Reynolds, Re, determina el tipo de flujo en una tubería, el cual puede ser laminar, crítico o turbulento de acuerdo con los siguientes criterios:

$$Re = 20100 \frac{Q_g * S}{d * \mu}$$

Dónde:

Q<sub>g</sub>= Tasa de flujo (MMscfd).

S= gravedad específica del gas.

d= diámetro interno (in).

μ= viscosidad (cp).

Si el número de Reynolds es menor que 2000, el flujo puede ser considerado laminar el cual se caracteriza por poca mezcla del fluido. Si dicho número es superior a 4000, el flujo es turbulento en el cual el fluido se mezcla completamente. Si está comprendido entre la zona de 2000-4000 el flujo entra en una zona crítica, el cual podría ser turbulento o laminar y no puede ser predicha por el número de Reynolds.

El flujo esta siempre acompañado por la fricción, esto da lugar a la pérdida de energía por fricción. Una ecuación general para caída de presión debido a la fricción, es la ecuación de Darcy-Weisbach.

$$hL = \frac{fm * L * V^2}{2 * G * D}$$

Dónde:

L= Longitud de la tubería (ft).

fm= factor de fricción de Moody (Anexo 4).

La ecuación de Darcy-Weisbach es válido tanto para flujo laminar como para flujo turbulento.

Al sustituir la ecuación de Reynolds en el factor de fricción se obtiene:

$$fm = \left( \frac{64\mu e}{DV\rho} \right) = \left( \frac{64}{V\rho} \right) \left( \frac{\mu}{1488} \right) \left( \frac{12}{d} \right)$$

Al sustituir el factor d fricción (fm) en la ecuación de pérdidas de presión debido a la fricción se llega a la ley de Poiseuille para flujo laminar:

$$\Delta Pf = 0.00068 \frac{\mu LV}{d^2}$$

La caída de presión para flujo de líquido se presenta por:

$$\Delta Pf = (11.5 * 10^{-6}) \frac{fLQ^2(S.G)}{d^5}$$

$\Delta P$ = Pérdida de presión (psi).

f= factor de fricción de Moody.

L= Longitud de la tubería (ft).

Q= tasa de flujo de líquido (barriles/día).

S.G= gravedad especifica del líquido.

d= diámetro interno (in).

## 6.2 TRANSPORTE POR BUQUES

A mediados del siglo XIX el transporte de crudo se realizaba en buques convencionales, estibándose en barriles. La demanda de este tipo de combustible era escasa, limitándose en su mayor parte a la alimentación de faros, con lo que la necesidad de su transporte fue mínima hasta el nacimiento de los motores diesel y de explosión interna, entonces el consumo se dispara.

La estandarización de los petroleros no llegaría hasta la segunda guerra mundial. Durante la guerra E.E.U.U diseñó el buque tanque tipo T2, con un peso muerto de 16400 toneladas. En total se construyeron 620 unidades y tras la guerra muchos de estos petroleros fueron vendidos.

**6.2.1 Clases y tipos de buques petroleros.** En la actualidad los buques petroleros más utilizados para el transporte de crudo, clasificados por clases son:<sup>30</sup>

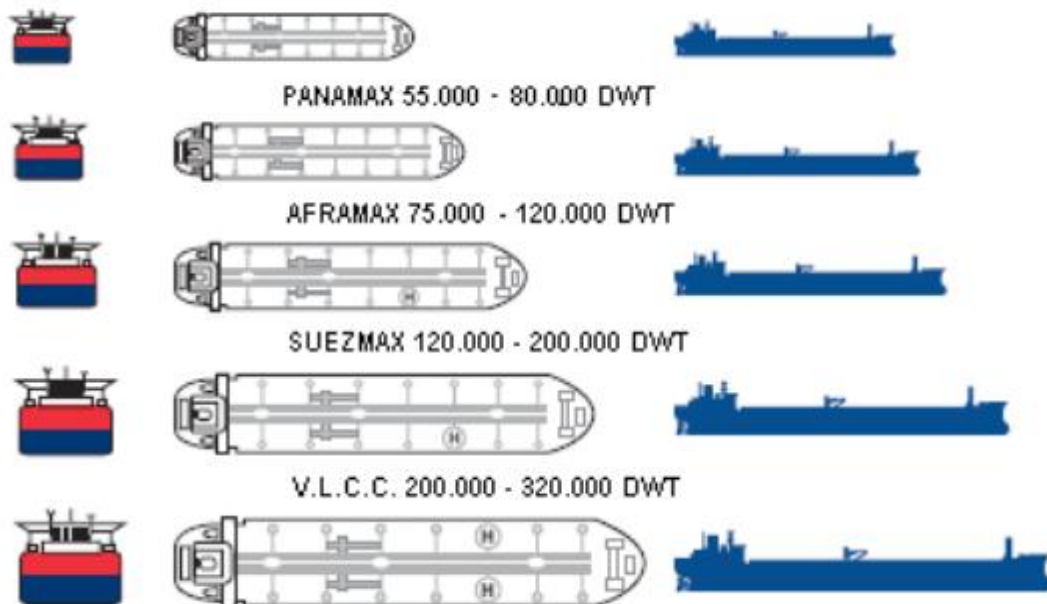
- **Panamax:** El mayor petrolero que puede transitar por el canal de Panamá llegando casi a las 50000 toneladas de peso muerto. El panamax tiene capacidad de transportar entre 350 mil y 500 mil barriles.
- **Aframax:** Transporta entre 500000 a 800000 barriles. Alcanzan un peso muerto de 80000 toneladas. Su ruta de comercio incluye áreas como el Caribe, Mediterráneo o el Golfo Pérsico.

---

<sup>30</sup> Fuente: <http://www.pier400berth408.info>.

- **Suesmax:** El mayor petrolero que puede transitar por el canal del Suez y transporta entre 900000 a 1200000 barriles. Su tonelaje va desde los 80000 a 160000 toneladas de peso en muerto.
- **Very Large Crude Carrier (VLCC):** El peso muerto de estos buques va desde 160000 a casi 300000 toneladas. Llega a transportar dos millones de barriles de crudo. Comercian desde el Golfo Pérsico a E.E.U.U, India o Asia.
- **Ultra Large Crude Carrier ULCC):** Grandes tanques de más de 300000 toneladas de peso muerto. Aparecieron en los años sesentas y pueden llegar a transportar tres millones de barriles de crudo.

**Figura 51.** Tipos de buques



Fuente: Ricardo Gadea, G. Los buques tanque y su clasificación. Petrotecnia. Abril 2004.

Otros tipos, en atención a su función son los buques combinados para el transporte de petróleo y gráneles. OBO (Oil/Bulk/ore) y O/O (Oil/Ore).

- **OBO:** Un buque OBO es un buque de carga de diseñado para el transporte de cargas líquidas y sólidas a granel. La idea principal es la de reducir los viajes en lastre que por ejemplo, deben hacer los petroleros desde la terminal de descarga hacia la terminal de carga, encareciendo los costos derivados del flete.
- **Oil/Ore:** Diseñados para cargas pesadas. Están fabricados para llevar todo su peso muerto cuando operen transportando cargamentos de minerales pesados o como petroleros. Las bodegas están construidas ocupando la mitad de su manga, con tanques convencionales a sus lados. Las bodegas son completamente lisas, situándose los refuerzos laterales en los tanques laterales.

**6.2.2 Nuevos tipos de buques petroleros.** En la actualidad existen otros tipos de buques para el transporte y almacenamiento de crudo.

- **FPSO Floating Production Storage Offload:** Se utilizan, fondeados en campos secundarios o marginales, para tras la recepción del crudo de los pozos, realizar la depuración del agua y estabilización del crudo, almacenado y posteriormente pasarlos a otros buques. Para el fondeo utilizan el sistema de navegación de posicionamiento dinámico.
- **FSU Floating Storing Unit:** Realiza funciones únicamente de almacenamiento y deposito.

- **ST Shuttle Tanker:** Buque petrolero que siguiendo una ruta fija enlaza con regularidad el punto de carga y descarga, realizando servicios de lanzadera.
- **LNG-LNP:** Sin buques que transportan gas y se dividen en dos grandes grupos: LGP que se encargan de transportar gases licuados de petróleo (propano, butano, etc) y los LNG que transportan gas natural (metano).

**6.2.3 Características generales que deben cumplir las nuevas construcciones.** Los petroleros de nueva construcción tendrán que llevar protegidos los tanques de carga, con tanques de lastre o espacios que no sean tanques de carga o combustible. Es decir, contarán con doble casco. Opcionalmente se podrá plantear el proyecto del buque con cubierta intermedia.

Como complemento de los tanques de carga están los tanques de decantación Slop destinados a retener los residuos de las mezclas generadas por el lavado de los tanques con crudo. Normalmente se dispone de dos, situados a popa de los de carga. Cuando se vacían los tanques, estos se llenan con vapores de petróleo y gases explosivos; para eliminar estos gases se emplea el equipo de gas inerte. El gas inerte se obtiene por tratamiento de los gases de escape de los motores auxiliares, el gas inerte es básicamente CO<sub>2</sub>.

**6.2.4 Desgasificación de tanques.** Cuando el buque va a ser sometido a alguna inspección o reparación en sus tanques de carga, es preciso desgasificar los tanques. Esta operación se lleva a cabo en la estación desgasificadora y la forma de efectuarlo es la siguiente: se vacía el tanque, se inyecta vapor durante 5 horas con los tanques bien cerrados, luego se abre el tanque y al liberarse el vapor arrastra los gases. Después se llenan los tanques de agua hasta que rebosen por la tapa, el agua arrastra los gases en grandes burbujas. Más tarde se vacía el

tanque y se ventila con aire durante uno o dos días, hasta que no haya gases y se pueda bajar el tanque con seguridad.

**6.2.5 Gas inerte.** El gas inerte es un gas o mezcla de gases en la que el contenido de oxígeno es tan bajo que es imposible la combustión. Este gas se puede obtener de la combustión de una caldera, de la exhaustación de un motor, desde un generador independiente o desde un tanque de almacenamiento.

El principal cometido del gas inerte es proporcionar protección contra explosiones en los tanques al desplazar al aire de los mismos (con su contenido de 21% de oxígeno). El gas inerte también se utiliza para ventilar tanques de carga y/o evitar condiciones de sobrepresión o vacío.

Antes de ser distribuido a los tanques, el gas inerte tiene que ser primeramente enfriado y purificado, ya que hay que eliminar las partículas sólidas y corrosivas como el azufre.

En ningún momento se dejará que entre aire en el tanque, para ello siempre se mantendrá una presión positiva en el tanque. Antes de comenzar la limpieza de tanques se asegurará que el porcentaje de oxígeno sea inferior al 5%. Las operaciones de lavado se interrumpirán si falla la planta de gas inerte, si el porcentaje de oxígeno es superior al % o si la presión en el tanque es inferior a la atmósfera.

**6.2.6 Operaciones en un buque petrolero.** Los buques petroleros son potencialmente peligrosos debido a la carga que llevan y a las cantidades que transportan. Cada vez que se hunde un petrolero cargado se producen grandes catástrofes medioambientales.

Por otra parte, en el funcionamiento operativo los petroleros contaminan, por lo que se promovieron en el ámbito de la IMO (International Maritime Organization) y otros para tratar de reducir en lo posible la contaminación al medio marino. Por este motivo, la lucha contra la contaminación condiciona el diseño las nuevas construcciones de los buques en general, y de los petroleros en particular, por ser buques potencialmente de altos riesgos.

Uno de los factores primordiales a la hora de poner en circulación un buque, es haberlo dotado de la mejor tecnología al alcance del astillero que lo fabrica. De hecho, la Organización Marítima Internacional (OMI), ha adoptado medidas más rigurosas sobre la construcción de petroleros, incluyéndose la utilización del doble casco y otros métodos alternativos, así como un programa de sustitución progresiva de los petroleros existentes.

Para evitar los desastres ecológicos, entre las medidas que se pretende implantar esta la del sistema de sistema de seguridad de doble casco. Este medio consiste en reforzar el casco del petrolero con una doble capa de acero. Los depósitos están divididos en dos cisternas, con lo que tras un posible accidente el agua del mar entra en los depósitos y la presión hace que el crudo pase a otros depósitos destinados a ese fin. Aun así, las mareas negras suponen solo una parte del problema, ya que se estima que cada año la industria del petróleo vierte al mar entre tres y cuatro millones de toneladas de crudo en operaciones rutinarias.

**6.2.7 Limitaciones del diseño.** Todos los buques están diseñados con limitaciones de diseño impuestas sobre su operatividad para asegurar el mantenimiento de su integridad estructural. Por lo tanto, exceder esas limitaciones puede resultar en una sobre exigencia a la estructura del buque lo que podría llevar a una falla catastrófica.

El manual de carga aprobado para el buque provee una descripción de las condiciones operacionales de carga sobre las cuales se ha basado el diseño de la estructura del casco. El instrumento de carga provee los medios para calcular los esfuerzos de corte y los momentos flexores, en cualquier condición de carga o lastre, y estima estos valores con los valores límites establecidos por el diseño.

La estructura del buque está diseñada para soportar las cargas estáticas y dinámicas que podrá experimentar el buque a lo largo de su vida de servicio. Las cargas que actúan en la estructura del casco de un buque cuando este se halla flotando en aguas calmas son las denominadas cargas estáticas. Las mismas son impuestas por:

- Peso propio del buque.
- Peso de la carga.
- Peso del combustible y otras cargas consumibles.
- Peso del lastre.
- Presión hidrostática.

Las cargas dinámicas son aquellas cuyas cargas adicionales son ejercidas es en casco del buque a través de la acción de olas y de los efectos resultantes del propio movimiento del buque. La sobrecarga de una bodega puede aumentar los esfuerzos estáticos en la estructura del buque y reducir la capacidad de la misma para soportar las cargas dinámicas en condiciones adversas.

**6.2.8 Medición marítima de hidrocarburos.** Para la medición marítima de hidrocarburos se debe tener en cuenta:

- Otorgar especial consideración a los procedimientos pertinentes de seguridad y salud ocupacional.

- La medición de cantidad tiene el siguiente orden de prioridad: medición Dinámica, medición estática en tanques de tierra y medición estática en tanques de buque tanques y/o barcazas.
- Realizar reunión de inicio de actividades “key meeting”, tanto a bordo del buque-tanque, como en barcaza y tierra, en la cual se acordaran todas las condiciones de la operación.
- Verificar el contenido de oxígeno de los tanques de carga del buque-tanque para garantizar la seguridad e la operación.
- Todas las mediciones volumétricas efectuadas a bordo del buque-tanque para garantizar la seguridad de operación.
- Todas las mediciones volumétricas efectuadas a bordo del buque-tanque para garantizar la seguridad de la operación.
- En ventas internacionales Ecopetrol S.A acepta una diferencia máxima entre las cifras tierra-buque (después de aplicar el factor de experiencia) de 0.50% en GSV.
- Una vez completado el cargue se dará media hora de reposo, seguidamente se procederá a la realización de mediciones y la toma de muestras.
- Cada Terminal deberá contar con catálogo de productos actualizado con vigencia mínimo de un año.

### **6.3 CARROTANQUES**

Entre los sinónimos que describen el sistema semirremolque cisterna, se tienen: acople cisterna, semirremolque tanque, tanque tráiler, tanque, transportador de líquidos, carro tanque.<sup>31</sup>

Un semirremolque tanque, además de soportar su peso propio debe soportar el peso de las sustancias que va a transportar, pudiendo este ser enganchado a un tractor camión, siendo el objetivo principal el semirremolque tanque el transporte carretero de sustancias líquidas de lugares de abastecimiento a los de distribución.

**6.3.1 Condiciones generales.** Los recibos y/o despachos de productos de hidrocarburos para transferencia de custodia deben realizarse en facilidades apropiadas que cumplan los estándares de diseño operación y mantenimiento, con niveles de seguridad y salud ocupacional adecuados. Los siguientes son los métodos usados por las mejores prácticas:

- Medición estática (Tanques y/o carro tanques, báscula camionera).
- Medición Dinámica (en volumen y/o masa).

El siguiente es el orden de la priorización de la medición oficial en puntos donde se tengan cargaderos y descargaderos de carro tanques:

- Medición dinámica respalda con medición de tanques.
- Medición en tanques respaldado con medición de carro tanques.

A continuación unas condiciones generales de Ecopetrol S.A para la medición y fiscalización de carrotanques.<sup>32</sup>

---

<sup>31</sup> CODE OF FEDERAL REGULATIONS, Department of transport; E.E.U.U; revisión a Octubre 1 de 1998; pagina 901.

<sup>32</sup> Manual de Medición de Hidrocarburos. Capitulo 3-seccion 1. Medicion de carro tanques. 16 de Noviembre de 2007.

- Todos los carrotanques deben tener identificada en sus escotillas el punto de referencia de las pestañas de medición adecuadas para a medición con cinta métrica calibrada.
- Todos los carrotanques para transporte de hidrocarburos con presión de vapor superior a la presión atmosférica deben contar con gage tuve y/o roto gauge, medidores de temperatura (localizado en la fase líquida, menor al 5% e la capacidad del tanque) y presión (en la fase vapor superior al 95% de la capacidad del tanque).
- Todas las facilidades para cargue y descargue de carrotanques, al igual que los carrotanques, deben contar con la conexión de polo a tierra y los sistemas de extinción de incendios adecuados para el área de exposición.
- Todos los carrotanques deben cumplir con lo establecido en el Decreto 1609 del 31 de julio de 2002 y la Resolución No. 003666 de mayo del 2001 emitido por el Ministerio de Transporte de Colombia.
- Todas las estaciones de despacho y recibo de carrotanques deben contar con plataforma de establecimiento de carrotanques perfectamente nivelada para medición. Adicionalmente, deben contar con una facilidad para el acceso a las escotillas de medición localizadas en la parte superior, que garantice la integridad del operador y/o inspector que realizaría la medición.
- Todas las estaciones de despacho y recibo de hidrocarburos en carrotanques, deben contar con tanques de almacenamiento con certificado de calibración vigentes (cada cinco años), cintas de medición y termómetro, en buen estado y certificados de calibración vigente.

- Para la medición de líquidos oscuros como petróleo y combustibles el nivel del hidrocarburo se destaca mejor en una cinta o revestida de cromo. En líquidos claros como combustibles tales como querosén, gasolina de motor, diesel, nafta, solventes, aromáticos y químicos es conveniente utilizar una cinta negra. En todo caso se deben utilizar cremas reveladoras de productos claros y agua libre.
- Para medición de temperatura en carro tanque tomar una lectura en la mitad del nivel de hidrocarburo por cada compartimiento y liquidar cada uno de los compartimientos. El volumen total contenido en el carro tanque a condiciones estándar es la sumatoria de los volúmenes a condiciones estándar de los compartimientos.
- Para la medición de temperatura del hidrocarburo tanto en tanques de almacenamiento como en carro tanques, se debe cumplir con los tiempos de inmersión para los termómetros de vidrio y electrónico (PET) que se muestran en la tabla 8 (Tabla 6 API MMPS Capítulo 3 sección)

**Tabla 8.** Comparación de los tiempos de inmersión recomendados para termómetros electrónicos PET y termómetros de vidrio con espaldar en madera.

	Termómetro electrónico	Termómetro de vidrio con espaldar de madera			
		En movimiento	En movimiento	Estacionario	Quando el diferencial de temperatura es < 2,5 °C
					En movimiento
Gravedad API A 60°F.	30 segundos.	5 minutos	10 minutos	5 minutos	10 minutos

De 40 a 49	30 segundos	5 minutos	15 minutos	5 minutos	15 minutos
De 30 a 39	45 segundos	12 minutos	25 minutos	12 minutos	20 minutos
De 20 a 25	45 segundos	20 minutos	45 minutos	20 minutos	35 minutos
<20	75 segundos	45 minutos	80 minutos	35 minutos	60 minutos

**6.3.2 Medición estática en tanques y carrotanques.** Este método busca la determinación del volumen neto a condiciones estándar y/o masa transferida a través de un llenadero y/o descargadero de carro tanques. Requiere de una serie de condiciones mínimas buscando entre otras obtener la menor incertidumbre posible. Las actividades incluidas en el proceso se detallan a continuación:

- Condiciones de reposo total y/o horizontalidad del nivel del producto tanto en los tanques como en los carro tanques.
- La cinta métrica debe encontrarse en buen estado, y contar con los certificados de verificación y de calibración vigente.
- Los tanques de almacenamiento y/o carro tanques deben encontrarse en buen estado y contar con Tablas de calibración (Aforo) en milímetros y centímetros vigentes.
- Para la determinación de la temperatura se debe utilizar un termómetro con certificado de calibración vigente.
- Para la determinación de las especificaciones de calidad del producto Hidrocarburo se debe tomar una muestra representativa y homogénea del

hidrocarburo contenido en los tanques y realizar el respectivo análisis conservando las normas ASTM respectivas, y/o usar la información de especificaciones de calidad obtenida de los vistos buenos del producto (Datos de laboratorio).

- Para la determinación del contenido volumétrico de hidrocarburos se debe seguir el procedimiento de liquidación de la medición estática del Capítulo 12 del API MPMS y detalladas en el capítulo 3 y 12 del MMH.

### **6.3.3 Calibración carro tanques.**

- Todos los carro-tanque empleados para el transporte terrestre de hidrocarburos deben contar con certificado de calibración con vigencia no superior a cinco años. La tabla de aforo debe estar definida en milímetros y centímetros, por cada uno de los compartimientos del carro tanque.
- La calibración del carro-tanques deber ser adelantada por firmas con certificación vigente ISO 9001, versión actualizada, en inspección de cantidad y calidad de hidrocarburos.
- Los métodos aprobados por el PAI Y MPMS para calibración de carro tanques son:
- Calibración por el método líquido (STD 2555): Consiste en determinar el aforo obtenido la altura de líquido versus el volumen de capacidad del carro tanque con volúmenes conocidos de probador tipo tanque-serafín y agua como fluido de calibración.

- Calibración por el método strapping (STD 2554): Consiste en determinar el aforo al determinar las dimensiones físicas del recipiente del carro tanque y matemáticamente deducir la altura del líquido versus volumen de capacidad del carro tanque.
- Calibración por el método de pesaje (STD 2554): Consiste en determinar el aforo al determinar repetitivamente los pesos del carro tanque con agua y las alturas el líquido en el mismo. Con esta información y la densidad del agua, se deduce matemáticamente el volumen del líquido.

#### **6.3.4 Medición en el punto e despacho-origen.**

1. Definir y fiscalizar el tanque de almacenamiento que realizara los despachos en carro tanques.
2. Realizar la medida inicial de hidrocarburo y agua libre, tomar muestra de crudo en los tanques de almacenamiento y analizarla en laboratorio para visto bueno del hidrocarburo a despachar. (Cumpliendo estándares MPMS capítulos 2, 3, 7, 8, 9, 10, 11,12; ASTM D-1298, D4377, D-473).
3. Verificar cumplimiento del decreto 1609 del 2002 en conductores y vehículos, y adicionalmente las medidas pertinentes a cada punto de cargue.
4. Verificar visualmente los compartimientos del carro tanque para asegurarse que se encuentre desocupado y descartar la presencia de hidrocarburos, agua o cualquier otro líquido no deseado en su interior.

5. Ubicar el carro tanque en el sitio de cargue de la estación, conectado a tierra, realizar las conexiones del proceso pertinentes e iniciar el proceso de cargue del hidrocarburo.
6. Según el hidrocarburo a cargar, el conductor debe informar al operador de cargue el máximo volumen de llenado a fin de no exceder el peso máximo permitido en carretera o la capacidad total del carro tanque.
7. El operador en asocio con el conductor monitorearan permanentemente el proceso descrito en el numeral anterior, paraqué no se presenten sobrellenados con riesgos de derrames de hidrocarburos.
8. Donde no se tiene medición dinámica en el llenadero, se debe medir y cuantificar el hidrocarburo y agua libre en los carro tanques. Cumpliendo los estándares API STD 2454,2555- Tabla de aforo en milímetros y centímetros compartimiento por compartimiento y API MPMS capítulo 3-medición estática con cinta de medición a fono, 7- medición e temperatura, 8- Toma de muestra compuesta de los compartimientos para la determinación de la gravedad API (ASTM D-1298) y el contenido de agua (ASTM D-4377). El contenido de sedimentos lo asumimos igual al visto bueno del tanque de despacho (ASTM D-473).
9. Instalar sellos de control en escotillas, drenajes, válvulas y otros. (Reportar los números de los sellos en la remisión).
10. Elaborar y hacer entrega al conductor del carro tanque de la remisión con el volumen bruto y netos cuantificados a condiciones estándar (60°F y 0 psig) y la calidad obtenida en el laboratorio del hidrocarburo cargado.

11. Medir y cuantificar el volumen final y agua libre en el tanque de almacenamiento (cumpliendo los estándares MPMS capítulos 2, 3, 7, 8, 9, 10, 11,12; ASTM D-1298, D-4377, D-473) para efectos del balance de los hidrocarburos despachados.

### **6.3.5 Medición en el punto de recibo- destino.**

1. medir y cuantificar el volumen inicial de hidrocarburo y agua libre en el tanque de almacenamiento (cumpliendo los estándares MPMS capítulos 2, 3, 7, 8, 9, 10, 11,12; ASTM D-1298, D-4377, D-473), en donde aplique. En todo caso se debe efectuar balance diario de los volúmenes que permita comparar las mediciones dinámicas de recibo de carro tanque.
2. Recibir la remisión, verificar la integridad y el número de los sellos instalados en la estación origen. Se procede a retirarlos para luego controlarlos y destruirlos. Si existe una discrepancia o enmendaduras tanto en sellos como en la remisión, emita una carta de protesta y adelantar los controles descritos en este documento para medición de carro tanques.
3. Tomar muestra de fondo (con muestreador de fondo) compuesta de todos los compartimientos del carro tanque y enviarla a laboratorio para el análisis de gravedad API (ASTM D-1298), el contenido de agua libre y emulsionada (ASTM D-4377) y el contenido de sedimentos (ASTM D-473).
4. Medir y cuantificar el hidrocarburo y agua libre en los carro tanque, antes de su descargue.
5. Implementar controles de acceso y de turno por tipo de hidrocarburos y por compañía transportadora (en donde la operación lo permita) antes de conectar el carro tanque en la flauta de descargue a fin de recibir de manera segregada.

6. En los casos donde exista un contrato de Ecopetrol S.A y un tercero, aceptando la medicion de la cantidad en el tanque de la estación como medida oficial, se cuantificara el volumen de recibo de los carro tanques a condiciones estándar, realizando una medida inicial y final en el tanque designado para tal fin y la calidad del producto se obtendrá a partir de la muestra compuesta de los compartimientos el carro tanque (donde exista se puede utilizar el muestreador automático en línea previendo que la muestra sea representativa) y realizando los respectivos análisis de laboratorio, tal como lo recomienda las normas API MPMS Y ASTM para determinar gravedad API, contenido de agua y sedimentos.
7. Descargar el contenido total de hidrocarburo entregado por el carro tanque. Verificar que el carro tanque halla descargado la totalidad del hidrocarburo mediante inspección visual.
8. En todo caso se debe controlar que el volumen registrado en la remisión diaria (por transportador) no supere el  $\pm 0,5\%$  del volumen determinado según lo mencionado en el numeral 6 anterior y que la calidad reportada en la remisión no supere el  $\pm 0,1\%$ . Estos porcentajes se revisaran semestralmente según los datos estadísticos obtenidos en los puntos de descargue de carro tanques.
9. Llevar control diario de la cantidad y calidad a condiciones estándar del volumen cuantificado en el origen versus el volumen cuantificado en el destino. Adicionalmente registrar esta diferencia volumétrica con los datos respectivos de: nombre del campo, estación de origen, operador de despachador, numero del remolque, placa del cabezote, nombre y número de identificación del conductor y empresa ente otros.
10. Medir y cuantificar el volumen final de hidrocarburos y agua libre en el tanque de almacenamiento (cumpliendo los estándares MPMS capítulos 2, 3, 7, 8, 9, 10, 11,12; ASTM D-1298, D-4377, D-473).

**6.3.6 Medición estática con báscula camionera.** Este método busca la determinación de la masa transferida mediante el pesaje vacío y cargado del carro tanque en una báscula camionera. Las actividades incluidas en este proceso son:

1. La báscula camionera debe encontrarse en buen estado y contar con un programa de aseguramiento metrológico y certificado de verificación y calibración vigente.
2. El carro tanque (lleno o vacío) debe pesarse en la báscula camionera.
3. El llenadero y/o descargadero de carro tanques debe realizar su operación de cargue o descargue del producto de hidrocarburo.
4. El carro tanque (lleno o vacío) debe pesarse nuevamente y dentro de un pequeño periodo de tiempo en la misma bascula camionera usada para determinar el pesaje inicial.
5. Para obtener el peso neto (cargado o descargado), al pesaje final se resta el pesaje inicial.

**6.3.7 Medición dinámica.** En este método la determinación del volumen y/o masa transferida se obtiene dinámicamente, el volumen neto (hidrocarburo menos agua libre) a condiciones estándar para crudos, GLP y la mayoría de productos refinados.

Para la determinación de la masa, se toma el valor del volumen neto a condiciones estándar y se multiplica por el promedio de la densidad dinámica obtenido durante el bache, excepto cuando el medidor mide masa directamente, no obstante, requiere corregirse por el factor de calibración del medidor.

Para combustibles (gasolinas, naftas, diesel, kerosene, gas oil, fuel oil, entre otros combustibles) despachados a través de llenaderos de carro tanques debe realizarse a las condiciones de temperatura y presión predominantes en el momento de la operación de la planta de abastecimiento (Resolución del Ministerio de Minas 2021 de 1986 y Resolución 124386 del 2005).

No obstante a lo anterior, el volumen debe estar corregido siempre con el factor de calibración del medidor.

## 7 IMPLEMENTACIÓN EN EL AULA VIRTUAL

### 7.1 ETAPA DE INICIO

En esta etapa se realizó la planificación de los contenidos de cada uno de los temas de la asignatura; esto abarca: recursos, actividades y estrategias de aprendizaje y evaluación. Por tanto se desarrolló el siguiente formato para diseño de experiencias en línea teniendo en cuenta las funcionalidades que nos ofrece la plataforma MOODLE; a continuación el formato para la asignatura:



#### TALLER DISEÑO DE OLEODUCTOS

##### Ejercicio # 1

Un crudo ( $GE=0.855$ ) fluye a una tasa de 2076 Bbl/h por una tubería de 12.25 in ID. La viscosidad cinemática del crudo es 7.0 c.s la rugosidad relativa de la superficie de la pared de la tubería es igual a 0.00016. ¿Cuál sería el factor de fricción,  $f$ , para esta aplicación de tubería específica? Cual sería el factor de fricción para la instalación del mismo oleoducto, si la tasa de flujo se redijera a 138 Bbl/h?

##### Ejercicio # 2

Un crudo ( $GE=0.855$ ) fluye a una tasa de 2076Bbl/h en un oleoducto de 12.25 in ID. La viscosidad cinemática del crudo es 7.0 c.s La rugosidad relativa de la superficie de la pared de la tubería es igual a 0.00016. ¿Cuál es la pérdida de presión por fricción en psi/mi?

##### Ejercicio # 3

Determine la pérdida de cabeza por fricción cuando el crudo con una viscosidad cinemática de 278 cs fluye a través de una tubería de acero de 1mi de longitud y 6.085 in ID grado comercial y una rugosidad relativa de 0.00032 a una tasa de 1132 Bbl/h

##### Ejercicio #4

Un crudo mediano fluye de la estación A a la estación B a una tasa de 2516 Bbl/h por un oleoducto con un diámetro interno de 12.25 in. Se conocen los siguientes datos :

Presión inicial en la estación A ( $P_A$ )= 650psi

Distancia entre la estación A y la estación B= 50mi



Altura de la estación A =1200ft

Altura de la estación B= 500 ft

Rugosidad relativa de la tubería = 0.00016

Gravedad específica ( $GE$ )= 0.825

Viscosidad del crudo( $\nu$ )= 9.0cs

 		<b>Formato para el Diseño de Experiencias en línea</b> <b>Facultad de Físico-Químicas</b> <b>Escuela de Ingeniería de Petróleos</b>	
Nombre de la asignatura:		Facilidades de superficie	
Nombre del Docente:		Edison García	
E-mail:		facilidadesdesuperficieuis@gmail.com	
URL aula virtual		http://tic.uis.edu.co/ava/course/view.php?id=1967	
<b>PROPÓSITO DE LA ASIGNATURA</b>			
En el desarrollo de esta asignatura se busca que el estudiante desarrolle competencias sobre los procesos y sistemas existentes en las facilidades de superficie para el manejo de la producción de los pozos de crudo y gas. Los temas a tratar en esta unidad de estudio comprenden: recolección, separación de dos fases, separación de tres fases, tratamiento de emulsiones, almacenamiento y fiscalización del crudo y el tratamiento de aguas aceitosas.			
<b>Unidad o Tema</b>		<b>Introducción y generalidades</b>	
<b>Competencia(s) a desarrollar</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Reconoce y aplica los conceptos básicos requeridos en las operaciones de tratamiento de los fluidos producidos de pozos de aceite y gas.</li> <li>Identifica los parámetros necesarios para evaluar los tratamientos aplicados a los fluidos hidrocarburos.</li> </ul>	
<b>Recursos</b>			
(Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
<b>Nombre del recurso</b>		<b>Tipo (video, documento, animación...)</b>	
Archivo pdf " Presentación introducción"		Documento	
Archivo pdf " presentación sistemas de recolección"		Documento	
Archivo pdf "presentación parafinas y asfáltenos"		Documento	
Archivo pdf "presentación sensores de temperatura presión y nivel"		Documento	
Video " producción de crudo"		Video	
Archivo pdf " libro kehn arnold"		Documento	
<b>Estrategias y Actividades</b>			
(Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
<b>Estrategias</b>	<b>Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)</b>	<b>Tipo (correspondiente en Moodle)</b>	<b>Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)</b>
Mapas conceptuales	Elaboración de mapa conceptual sobre el primer capítulo del Libro ken arnold, dicho mapa conceptual debe ser entregado por medio de la actividad evidencia.	Actividad: evidencia	La actividad se evaluara teniendo en cuenta la relación y secuencia de los elementos que componen el mapa conceptual
Quiz	Quiz acerca del primer capítulo del libro Ken Arnold.	Actividad: Cuestionario	Se valorar el Quiz en una escala de 0-5.
<b>Compromisos de los participantes</b>			
<b>Actividades del profesor</b>		<b>Actividades de los estudiantes</b>	
Subir los documentos: presentaciones, artículos y lecturas complementarios al aula virtual		Consultar y leer los documentos propuestos en el espacio virtual	
Comunicación permanente con los estudiantes		Participar y aportar en cada temática a tratar, tanto virtual como presencialmente	
Agregar dentro del aula virtual las actividades propuestas con propósitos, indicadores de logro		Desarrollar y entregar puntualmente los trabajos en las fechas acordadas (tiempo límite determinado en las actividades propuestas en el aula virtual)	

<b>Unidad o Tema</b>	Sistemas de Recolección Y Separadores		
<b>Competencia(s) a desarrollar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Distingue los modelos y parámetros necesarios para la efectuar la separación de las fases presentes en las corrientes de llegada a las estaciones de recolección.</li> <li>Identifica los diferentes componentes del sistema de tratamiento y la relación existente entre ellos.</li> <li>fuentes bibliográficas</li> </ul>		
<b>Recursos</b>			
(Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
<b>Nombre del recurso</b>		<b>Tipo (video, documento, animación...)</b>	
Archivo pdf "Sistemas de recolección"		Documento	
Archivo pptx "sistemas de recolección"		Documento	
Archivo word "Resumen ejecutivo"		Documento	
Archivo pptx " Sep 2 fases"		Documento	
Archivo pptx " Sep 3 fases"		Documento	
Video " Manifold"		Video	
Video "3 phase separator"		Video	
Archivo pdf " Taller separadores"		Taller	
<b>Estrategias y Actividades</b>			
(Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
<b>Estrategias</b>	<b>Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)</b>	<b>Tipo (correspondiente en Moodle)</b>	<b>Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)</b>
Taller grupal	Desarrollar los ejercicios propuestos en el archivo llamado Taller "separadores" Acerca del tema separadores y entregar por medio de la actividad tarea	Actividad: Tarea	La actividad se valorara teniendo en cuenta la veracidad de las respuestas y los procedimientos presentados
Lectura comprensiva de textos	Desarrollo de un quiz acerca de "el separador de próxima generación: un cambio de reglas". Dicho quiz contiene preguntas de selección multiple. Verdadero/falso y emparejamiento	Actividad: Cuestionario	Se valorar el Quiz en una escala de 0-5.
<b>Compromisos de los participantes</b>			
<b>Actividades del profesor</b>		<b>Actividades de los estudiantes</b>	
Subir los documentos: presentaciones, artículos y lecturas complementarios al aula virtual		Consultar y leer los documentos propuestos en el espacio virtual	
Comunicación permanente con los estudiantes		Participar y aportar en cada temática a tratar, tanto virtual como presencialmente	
Agregar dentro del aula virtual las actividades propuestas con propósitos, indicadores de logro		Desarrollar y entregar puntualmente los trabajos en las fechas acordadas (tiempo límite determinado en las actividades propuestas en el aula virtual)	

<b>Unidad o Tema</b>	Emulsiones y tratamiento de crudo		
<b>Competencia(s) a desarrollar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Genera diferentes escenarios de tratamiento de fluidos con el fin de optimizar su funcionamiento.</li> <li>• Construye los programas de trabajo necesario para la puesta en marcha de los sistemas de tratamiento de crudo bajo las normas y especificaciones de la industria.</li> </ul> Propone escenarios para la evaluación de las diferentes estrategias de tratamiento		
<b>Recursos</b> (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
<b>Nombre del recurso</b>		<b>Tipo (video, documento, animación...)</b>	
Archivo pdf "crude oil emulsions"		Documento	
Archivo pptx " emulsiones"		Documento	
Archivo pdf " estabilidad de emulsiones" "		Documento	
Archivo pff "Tratamiento de emulsiones"		Documento	
Video "emulsiones y tratadores electrostáticos"		Video	
Archivo Word "Taller de emulsiones"		Documento	
<b>Estrategias y Actividades</b> (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
<b>Estrategias</b>	<b>Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)</b>	<b>Tipo (correspondiente en Moodle)</b>	<b>Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)</b>
Redacción de textos	Elaborar un ensayo máximo de 2 hojas sobre el video emulsiones y tratadores electrostáticos	Actividad: tarea	Se calificara de acuerdo a la coherencia, cohesión y pertinencia con el tema propuesto.
Talleres en grupo	Desarrollar los ejercicios propuestos en el archivo llamado Taller "emulsiones" Acerca del tema emulsiones y su tratamiento y entregar por medio de la actividad tarea	Actividad: tarea	La actividad se valorara teniendo en cuenta la entrega de la solución de los ejercicios propuestos, el orden y la claridad en las respuestas.
Lectura comprensiva de textos	Realizar un resumen sobre el texto " crude oil emulsions"	Actividad: Tarea	Se calificara de acuerdo a la
<b>Compromisos de los participantes</b>			
<b>Actividades del profesor</b>		<b>Actividades de los estudiantes</b>	
Subir los documentos: presentaciones, artículos y lecturas complementarios al aula virtual		Consultar y leer los documentos propuestos en el espacio virtual	
Comunicación permanente con los estudiantes		Participar y aportar en cada temática a tratar, tanto virtual como presencialmente	
Agregar dentro del aula virtual las actividades propuestas con propósitos, indicadores de logro		Desarrollar y entregar puntualmente los trabajos en las fechas acordadas (tiempo límite determinado en las actividades propuestas en el aula virtual)	

<b>Unidad o Tema</b>	Almacenamiento y fiscalización de crudo		
<b>Competencia(s) a desarrollar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determina los parámetros fundamentales en las operaciones de almacenamiento de aceite</li> <li>• Construye los programas de trabajo necesarios para la puesta en marcha de los sistemas de tratamiento bajo las normas y especificaciones de la industria.</li> </ul>		
<b>Recursos</b> (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
<b>Nombre del recurso</b>		<b>Tipo (video, documento, animación...)</b>	
Archivo pdf "Norma API medición estática de hidrocarburos"		Documento	
Archivo pptx. "Medición de hidrocarburos"		Documento	
Archivo pdf "Medición estática"		Documento	
Archivo pptx. "tanques"		Documento	
Archivo pdf "Trabajo de tanques"		Documento	
Archivo pdf "Trabajo unidades lact"		Documento	
Archivo Word "trabajo tanques"		Documento	
Video "medición a fondo con cinta y temperatura"		Video	
Video "medición dinámica"		Video	
<b>Estrategias y Actividades</b> (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
<b>Estrategias</b>	<b>Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)</b>	<b>Tipo (correspondiente en Moodle)</b>	<b>Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)</b>
Redacción de textos	Realizar resumen sobre el video "medición dinámica"	Actividad: Tarea	Se calificara de acuerdo a la coherencia, cohesión y pertinencia con el tema propuesto
Quiz	Realizar cuestionario sobre normas API "medición estática de tanques"	Actividad: cuestionario	Se valorar el Quiz en una escala de 0-5.
<b>Compromisos de los participantes</b>			
<b>Actividades del profesor</b>		<b>Actividades de los estudiantes</b>	
Subir los documentos: presentaciones, artículos y lecturas complementarios al aula virtual		Consultar y leer los documentos propuestos en el espacio virtual	
Comunicación permanente con los estudiantes		Participar y aportar en cada temática a tratar, tanto virtual como presencialmente	
Agregar dentro del aula virtual las actividades propuestas con propósitos, indicadores de logro		Desarrollar y entregar puntualmente los trabajos en las fechas acordadas (tiempo límite determinado en las actividades propuestas en el aula virtual)	

<b>Unidad o Tema</b>	Tratamiento de aguas de producción		
<b>Competencia(s) a desarrollar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determina los parámetros fundamentales en las operaciones de tratamiento de aguas residuales</li> <li>• Construye los programas de trabajo necesarios para la puesta en marcha de los sistemas de tratamiento de agua bajo las normas y especificaciones de la industria.</li> </ul>		
<b>Recursos</b> (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
<b>Nombre del recurso</b>		<b>Tipo (video, documento, animación...)</b>	
Archivo pptx. "aguas de producción"		Documento	
Archivo pptx. "plantas de tratamiento de agua"		Documento	
Archivo pptx. "plantas tratamiento agua de inyección"		Documento	
Video "tratamiento de aguas"		Video	
Video "celdas de flotación"		Video	
<b>Estrategias y Actividades</b> (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
<b>Estrategias</b>	<b>Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)</b>	<b>Tipo (correspondiente en Moodle)</b>	<b>Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)</b>
Talleres en grupo	Desarrollar los ejercicios propuestos en el archivo llamado Taller "AGUAS DE PRODUCCION" Acerca del tema tratamiento de aguas de producción y entregar por medio de la actividad tarea	Actividad: Tarea	La actividad se valorara teniendo en cuenta la entrega de la solución de los ejercicios propuestos, el orden y claridad en las respuestas
<b>Compromisos de los participantes</b>			
<b>Actividades del profesor</b>		<b>Actividades de los estudiantes</b>	
Subir los documentos: presentaciones, artículos y lecturas complementarios al aula virtual		Consultar y leer los documentos propuestos en el espacio virtual	
Comunicación permanente con los estudiantes		Participar y aportar en cada temática a tratar, tanto virtual como presencialmente	
Agregar dentro del aula virtual las actividades propuestas con propósitos, indicadores de logro		Desarrollar y entregar puntualmente los trabajos en las fechas acordadas (tiempo límite determinado en las actividades propuestas en el aula virtual)	

<b>Unidad o Tema</b>	Sistemas de transporte de crudo		
<b>Competencia(s) a desarrollar</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reconoce los conceptos fundamentales en el diseño y construcción de la infraestructura del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos</li> <li>Identificar los pasos en la construcción de un oleoducto.</li> </ul>		
<b>Recursos</b> (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
<b>Nombre del recurso</b>		<b>Tipo (video, documento, animación...)</b>	
Archivo pdf "trabajo facilidades"		Documento	
Archivo pdf "transporte de fluidos"		Documento	
Archivo pptx "sistemas de transporte"		Documento	
Archivo pdf "seguridad de buques petroleros"		Documento	
Archivo pdf "plegable oleoductos"		Documento	
Archivo pdf "carro tanques"		Documento	
Archivo pptx "diseño de oleoductos"		Documento	
Archivo pdf "manual de medición de carro tanques Ecopetrol"		Documento	
<b>Estrategias y Actividades</b> (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
<b>Estrategias</b>	<b>Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)</b>	<b>Tipo (correspondiente en Moodle)</b>	<b>Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)</b>
Talleres en grupo	Desarrollar los ejercicios propuestos en el archivo llamado Taller "diseño de oleoductos" Acerca del tema sistema de transporte de hidrocarburos y entregar por medio de la actividad tarea	Actividad: Tarea	La actividad se valorara teniendo en cuenta la entrega de la solución de los ejercicios propuestos. El orden y claridad en las respuestas.
Talleres de trabajo individual	Desarrollar taller practico "diseño de oleoductos" propuesto con el fin de aplicar los temas y conceptos vistos en clase	Actividad: Tarea	Se calificara de 0-5 de acuerdo el procedimiento y las respuestas
Redacción de textos	Realizar un resumen sobre el video " construcción de oleoductos y gasoductos"	Actividad: Tarea	Se calificara de acuerdo a la coherencia, cohesión y pertinencia con el tema propuesto
<b>Compromisos de los participantes</b>			
<b>Actividades del profesor</b>		<b>Actividades de los estudiantes</b>	
Subir los documentos: presentaciones, artículos y lecturas complementarios al aula virtual		Consultar y leer los documentos propuestos en el espacio virtual	
Comunicación permanente con los estudiantes		Participar y aportar en cada temática a tratar, tanto virtual como presencialmente	
Agregar dentro del aula virtual las actividades propuestas con propósitos, indicadores de logro		Desarrollar y entregar puntualmente los trabajos en las fechas acordadas (tiempo límite determinado en las actividades propuestas en el aula virtual)	

## 7.3 ETAPA DE IMPLEMENTACION

Una vez realizada la descripción de los diferentes temas de la asignatura, la elaboración del formato, ejercicios, presentaciones, quices, talleres y demás recursos y actividades se comenzó el montaje en la plataforma moodle. Como resultado de lo anteriormente mencionado, se muestra a continuación el espacio virtual creado.



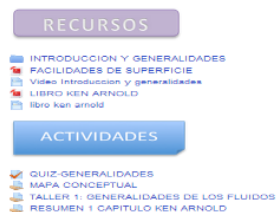
The screenshot shows a Moodle course interface. On the left is a navigation menu with categories like 'Personas', 'Actividades', and 'Administración'. The main content area features a banner with the text 'BIENVENIDOS Aula Virtual' and 'FACILIDADES DE SUPERFICIE' by the 'UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER BUCARAMANGA'. Below the banner is a paragraph: 'El aula virtual ofrece un apoyo en los procesos de enseñanza, aprendizaje y evaluación de la asignatura brindando diversos recursos y actividades que aportan valores adicionales permitiendo una mayor comunicación en el proceso, facilitando así el desarrollo de las diferentes competencias de aprendizaje.' Below this are icons for 'ANUNCIOS DEL INSTRUCTOR', 'LIBROS', 'PROGRAMA FACILIDADES DE SUPERFICIE', and 'DUDAS E INQUIETUDES'. On the right, there are sections for 'Últimas noticias', 'Buenas noches', 'Calendario' (showing August 2014), and 'Clave de eventos'.

## Tema 1









Tema 1



En el siguiente capítulo se dará a conocer los conceptos básicos para la operación de los equipos de facilidades de superficie que se requieren desde la extracción hasta el transporte de hidrocarburos



This block contains two sections: 'RECURSOS' and 'ACTIVIDADES'. Under 'RECURSOS', there are links for 'INTRODUCCIÓN Y GENERALIDADES', 'FACILIDADES DE SUPERFICIE', a video 'Introducción y generalidades', 'LIBRO KEN ARNOLD', and 'libro ken arnold'. Under 'ACTIVIDADES', there are links for 'QUIZ-GENERALIDADES', 'MAPA CONCEPTUAL', 'TALLER 1: GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS', and 'RESUMEN 1 CAPITULO KEN ARNOLD'.

Item de calificación	Calificación	Rango	Porcentaje	Retroalimentación
<b>FACILIDADES DE SUPERFICIE*</b>				
<b>Introducción - Separadores y Sistemas de Recolección</b>				
 MAPA CONCEPTUAL	-	0.0-5.0	-	
 TALLER 1: GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS	-	0.0-5.0	-	
 TALLER 2: CUESTIONARIO SISTEMA DE RECOLECCIÓN	-	0.0-5.0	-	
 TALLER SEPARACIÓN	-	0.0-5.0	-	
 RESUMEN 1 CAPITULO KEN ARNOLD	-	0.0-5.0	-	
 QUIZ-GENERALIDADES	-	0-5	-	
 QUIZ-SEPARADORES	-	0-5	-	
 Total categoría	-	0.0-5.0	-	

## **8. CONCLUSIONES**

El espacio virtual implementado ofrece un apoyo en los procesos de enseñanza, aprendizaje y evaluación de la asignatura brindando diversos recursos y actividades que aportan valores adicionales.

La diversidad de actividades y recursos que nos brinda la herramienta para la implementación del ambiente virtual envuelve varias estrategias de enseñanza que fomentan en el estudiante las diversas competencias correspondientes que apoyan los procesos de enseñanza, aprendizaje y evaluación.

## **9. RECOMENDACIONES**

El aula virtual desarrollada no debe ser tomada por parte del estudiante como única fuente de estudio, si no como una herramienta de fortalecimiento del aprendizaje conceptual y practico.

Es importante que sigan implementando aulas virtuales para el mejoramiento del aprendizaje, no solo para las asignaturas de la Escuela de Ingeniería de Petróleos si no para todas las carreras de la Universidad Industrial de Santander.

## BIBLIOGRAFÍA

ARNOLD Ken, STEWART Maurice. Surface production operations, Design of oil – Handling systems and facilities. Vol. 1. 3 ed. Gulf professional publishing, 2008.

ARNOLD Ken, STEWART Maurice. Surface production operations, Design of oil – Handling systems and facilities. Vol. 1. 2 ed. Gulf professional publishing, 1999.

CRAVINO, Annabella, PÉREZ, Al Duban, GARCÍA, Francisco y GARCÍA, Janneth. “Evaluación de Modelos Homogéneos, de Correlación y Mecanicistas en la Predicción del Gradiente de Presión de Flujo de Gas y Líquido en Tuberías Verticales”. Caracas, Venezuela, 2008.

Díaz, A. Paguay; Tomala H. Malave. “Parámetros requeridos en el diseño de separadores para manejar mezclas de gas-liquido”. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador.

Díaz, Javier Filomena, Guisepe. Estudios de Casos como Herramienta Pedagógica en la asignatura. Creación de empresas de la Escuela de estudios Industriales y empresariales de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga; 2011. Trabajo de Grado.

Fuente: Universidad de los Andes facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Laboratorio FIRP. Estabilidad de Emulsiones Relacionada con el proceso de Deshidratación de crudo.

GARCÍA, CESAR AUGUSTO. “Efecto de la concentración del Surfactante en la Estabilidad de Emulsiones O/W de crudos pesados”. Trabajo de Grado. UIS. 2003.

GREENE, Richard. Válvulas: selección, uso y mantenimiento. México: McGraw-Hill.

<http://www.pretrogroupcompany.com/archivos/facilidades> de superficie: diseño, funcionamiento y operaciones.

<http://www.glossary.oilfiel.slb.com/weatherford>.

Hussein K. and Mohamed Aggour. Petroleum And Gas Field Processing. Treatment And Dehydration of Crude Oil. Chapter 5.

KENETH, J. Bombas: selección, uso y mantenimiento. México: McGraw-Hill.  
Magdalena París de Ferrer. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2009.  
Magdalena París de Ferrer. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 2009.  
Manual de Medición de Hidrocarburos. Ecopetrol. Capítulo 3; Medición Estática. 2007.

MASON, T. "Emulsions: Fundamentals and Applications". Department of Chemistry. UCLA. 2008.

MCCAIN, William. The properties of petroleum fluids. Tulsa: penwell books, 1992.

MONTES, Erik. Tecnología del tratamiento de emulsiones en campos petroleros.

Oliveira, G. Barbara, C. "Desarrollo de una metodología de calculo que permita diseñar o evaluar los separadores a ser instalados en las estaciones de flujo.

TESIS DE GRADO: Diseño conceptual para la construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua en el campo Cantagallo. GIRALDO E. Jorge Frank. ESCALANTE T. Luis Alberto. Universidad Industrial de Santander. 2008.

Tesis de Grado: Diseño e implementación de la asignatura análisis de pruebas de presión en un ambiente virtual. Autores: Acevedo Parra Diego Felipe, Fonseca Peralta David Ricardo. Industrial de Santander. Bucaramanga, 2013.

Tesis Metodología para la evaluación del taponamiento de pozos inyectoros del campo caño limón – Arauca. UIS.2010.

[www.iet-engineering.com/activities\\_oil\\_and\\_gas\\_separators\\_](http://www.iet-engineering.com/activities_oil_and_gas_separators_).

## ANEXOS

Anexo 1.

**TABLE 2.** Comparison of design factors in North American codes (Ref CSA Z662, 2003 and ASME B31.8, 1993)

Application	CSA Z662-03 (Gas & Liquid)				ASME B31.8-92 (Gas) and ASME B31.4-92 (Liquid)			
	Design Factor $\times$ Location Factor $F \times L$				Design Factor, $F$			
	Class 1	Class 2	Class 3	Class 4	Class 1	Class 2	Class 3	Class 4
Gas (nonsour)								
General & cased crossings	0.80	0.72	0.56	0.44	0.80	0.60	0.50	0.40
Roads	0.60	0.50	0.50	0.40	0.60	0.50	0.50	0.40
Railways	0.50	0.50	0.50	0.40	0.60	0.50	0.50	0.40
Stations	0.50	0.50	0.50	0.40	0.50	0.50	0.50	0.40
Gas (Sour service)								
General & cased crossings	0.72	0.60	0.50	0.40	0.72	0.60	0.50	0.40
Roads	0.60	0.50	0.50	0.40	0.60	0.50	0.50	0.40
Railways	0.50	0.50	0.50	0.40	0.60	0.50	0.50	0.40
Stations	0.50	0.50	0.50	0.40	0.50	0.50	0.50	0.40
High Vapor Pressure Liquid General & cased crossings		0.64	0.64	0.64	0.72	0.72	0.72	0.72
Roads		0.64	0.64	0.64	0.72	0.72	0.72	0.72
Railways		0.50	0.50	0.50	0.72	0.72	0.72	0.72

Anexo 2.

**TABLE 4.** Comparison of temperature derating factors for North American codes (steel pipe) (Ref CSA Z662, 2003 and ASME B31.8, 1993)

Temperature (°C)	Temperature Derating Factor, $T$		
	CSA Z662-03	ASME B31.8	ASME B31.4
> 120		1.00	
150		0.97	
180		0.93	
200		0.91	
130		0.87	
> 30			1.00
< 120			1.00

Anexo 3.

