

**DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UNA
BATERÍA DE PRODUCCION DE PETROLEO**

**NEIFY LOREY JIMENEZ BAUTISTA
MONICA DEL PILAR GARCIA GUZMAN**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA
2008**

**DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UNA
BATERÍA DE PRODUCCION DE PETROLEO**

**NEIFY LOREY JIMENEZ BAUTISTA
MONICA DEL PILAR GARCIA GUZMAN**

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

**Director:
ERVIN ARANDA ARANDA
Ingeniero de petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA
2008**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIA

Dedico este logro a

A DIOS por permitir que cumpliera uno de mis mayores sueños el ser profesional y por ser mi guía, mi refugio y llenar toda mi vida de bendiciones.

A mi mamá Rosalba Bautista q.e.p.d porque sus valiosos consejos y el infinito amor que me brindó en vida fueron y serán una fortaleza siempre para afrontar cada una de las metas propuestas.

A mi papá Héctor Isauro Jiménez por todos sus sacrificios, sus consejos, por la paciencia que me tuvo en los momentos más difíciles y por el inmenso amor que me ha brindado siempre.

A mis hermanos María Yoldy y Fredy, por su continuo apoyo para que mi carrera siempre fuera un hecho, porque sus palabras me han llenado de ánimo y de fuerza para salir adelante en los momentos en que más los he necesitado.

A mi sobrina Carolina que siempre será como mi hermanita menor porque su presencia ha llenado mi vida de mucha felicidad y me ha enseñado a valorar lo que tengo, a mis sobrinas Alejandra, Valentina y Estefanía porque son la luz que ilumina nuestra familia.

A la persona que elegí para compartir el resto de mi vida, Jaíber porque es un persona hermosa que ha llenado vida de amor, felicidad, compañía y mucho apoyo para hacer realidad cada uno de mis sueños los cuales han sido suyos también.

A mi hija Isabella porque su presencia ha llenado mi vida de amor esperanza y unas inmensas ganas de seguir viviendo, porque sus sonrisas iluminan mis días y hacen que tenga más motivos para salir adelante y brindarle siempre lo mejor.

NEIFY LOREY JIMENEZ BAUTISTA

Dedico y doy gracias a DIOS por concederme sabiduría, fortaleza y bendiciones en mi vida y lograr ascender un peldaño más en mi formación profesional y personal.

A mis padres, por su guía y amor constante, quienes en medio de su humildad y sacrificio me entregaron dos de los mejores tesoros: la educación y la responsabilidad; porque hicieron posible mi gran sueño, haciéndolo suyo también. A mis hermanos Hernán Leonardo y Rocky, por su compañía, comprensión y cariño.

A mis abuelos, mis tíos (as) y a mi madrina Ismelida S., por sus consejos y quienes han estado pendientes de cada uno de los logros que he obtenido en el transcurso de mi vida.

A las familias Guerrero Ibañez, Vergara Montoya y Liberato Herrera por su apoyo incondicional.

Agradezco también a todos mis compañeros, amigos de la U y del trabajo, profesores y demás personas que de una u otra manera contribuyeron a mi formación profesional y a lograr esta meta.

MONICA DEL PILAR GARCIA GUZMAN.

AGRADECIMIENTOS

Las autoras ofrecen sus agradecimientos a:

Al ingeniero **Ervin Aranda Aranda**, profesor de la Universidad Surcolombiana, director del proyecto por su colaboración, su constante e incansable enseñanza y su apoyo incondicional durante el desarrollo del proyecto.

A **Hernando Ramírez Plazas** y **Ricardo Parra Pinzón**, profesores de la Universidad Surcolombiana y evaluadores de este proyecto, por su gran disposición, interés y acertadas observaciones.

A Elcy Obregón secretaria del programa de ingeniería de petróleos por toda la colaboración y apoyo prestado durante nuestro paso por la universidad.

Al personal de las líneas Production Enhancement y Cementing de **HALLIBURTON LATIN AMERICAN S.A**, por su orientación, consejos, enseñanzas y oportunidades de aprendizaje brindadas. (Agradecimiento: Mónica Del Pilar García).

A **Todos**, los que de una u otra forma influyeron en el desarrollo de este proyecto.

RESUMEN

El proyecto “DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UNA BATERÍA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO” posee un componente teórico que busca fortalecer los recursos didácticos en el área de producción de petróleo y a través de él, contribuir al mejoramiento de la calidad académica que imparte el programa de Ingeniería de Petróleos a los futuros profesionales.

Como apoyo necesario para alcanzar este objetivo el proyecto que se presenta a continuación se divide básicamente en dos etapas las cuales están estrechamente relacionadas; la primera, en donde se describen claramente las formulas y la teoría para el correcto dimensionamiento de una batería de producción de petróleo, información que es utilizada para el desarrollo de la segunda etapa en donde se implementan estas formulas en un software que permita dimensionar de forma sencilla, ágil y correcta los elementos de una batería de petróleo.

La primera etapa se desarrolla en los primeros siete capítulos del documento en donde se presentan los conceptos básicos para determinar las características, parámetros y normas sobre diseño y dimensionamiento de una batería de petróleo que serán de gran importancia para el entendimiento y mejor uso del software desarrollado.

La segunda etapa corresponde al desarrollo del software, el cual se describe en el capítulo octavo con apoyo de imágenes que permiten visualizar por medio de pantallazos las diferentes opciones a las cuales se puede acceder y así determinar los valores de dimensionamiento de cada uno de los elementos que conforma una batería de recolección de petróleo como múltiples, separadores entre otros, se presenta también un ejercicio de aplicación y los códigos del lenguaje de programación utilizado para el desarrollo del software.

ABSTRACT

The Project “Development of a software for a Petroleum production battery” has a theoretical component which seeks to strengthen didactic resources in a petroleum production area and through it, be able to contribute to improve academic quality which is given by petroleum Engineering Program to future professionals.

As a necessary support to reach this purpose, the following Project is basically divided in two closely related phases. The first one in which the formulae and the theory for the right dimensioning of a production battery are clearly described. This information is used on the second development phase, in which these formulae in a software that allows dimensioning the elements in a correct, quick and simple way of a petroleum battery, are implemented.

This first phase is developed within the first seven chapters of the document in which the Basic concepts to establish characteristics, parameters, and regulations about design and dimensioning a petroleum battery are presented and they will perform a great importance for the understanding and better use of this developed software.

The second phase corresponds to the software development, described within the eighth chapter supported by images that help to visualize different options you can accede, and to determine dimensioning values of each constituting elements of petroleum obtaining battery as multiples, dividers, among others, is also presented.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	21
1. OBJETIVOS	22
1.1 OBJETIVO GENERAL	22
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	22
2. CAPITULO 1	23
2.1 DEFINICION DE UNA BATERIA DE PRODUCCION	23
2.1.1 Batería de Producción	23
2.1.2 Elementos de una Batería de Producción	23
2.1.2.1 Múltiple de producción	23
2.1.2.1 Sección de separación	23
2.1.2.2 Sección de tratamiento	23
2.1.2.3 Sección de almacenamiento	23
2.1.2.4 Otros	24
3. CAPITULO 2	25
3.1 MULTIPLES DE RECOLECCION	25
3.1.1 Componentes del Múltiple	25
3.2 OPERACIONES EN EL MULTIPLE DE RECOLECCION	27
3.3 NORMAS DE SEGURIDAD EN EL MULTIPLE DE RECOLECCION	28
3.4 DIMENSIONAMIENTO DE LOS MULTIPLES DE RECOLECCION	29

3.5 IMPORTANCIA DE LA UNIFORMIDAD DE LOS EQUIPOS EN EL MULTIPLE	29
3.6 PARÁMETROS A TENER EN CUENTA EN EL DIMENSIONAMIENTO	30
3.6.1 Múltiple	30
4. CAPITULO 3	32
4.1 SEPARADORES	32
4.2 CLASIFICACION DE LOS SEPARADORES	32
4.2.1 Según el Número de Fases	33
4.2.2 Según la Forma	33
4.2.3 Según la Posición	33
4.2.4 Según la Utilización	33
4.3 SECCIONES DE UN SEPARADOR	33
4.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN SEPARADORES	34
4.4.1 Separadores Verticales	34
4.4.2 Separadores Horizontales	35
4.4.3 Separadores Esféricos	36
4.5 DISPOSITIVOS O PARTES INTERNAS DE UN SEPARADOR	36
4.6 INSTRUMENTACIÓN	37
4.6.1 Válvulas y accesorios de un separador	38
4.6.2 Indicador de nivel	39
4.6.3 Porta orificio	39
4.6.4 Registrador de presión estática y diferencial	39
4.6.5 Interruptores o swiches de presión y nivel	39

4.6.6 Transmisores de presión (PCT)	39
4.6.7 Transmisores de nivel (PCT)	39
4.6.8 Indicadores de presión y temperatura (IP – IT)	39
4.7 CONTROL DEL SEPARADOR	39
4.8 OPERACIONES EN UN SEPARADOR Y NORMAS DE SEGURIDAD	41
4.8.1 Arrancada (puesta en operación)	41
4.8.2 Operaciones de rutina	41
4.8.3 Puesta fuera de operación	42
4.9 DIMENSIONAMIENTO DE SEPARADORES	42
4.9.1 Parámetros que intervienen en el dimensionamiento de los separadores	42
4.10 SELECCIÓN DEL NÚMERO DE SEPARADORES	44
4.10.1 Numero de Separadores de Producción General Requeridos	44
4.10.1.1 Según la Presión de Llegada Al Separador	44
4.10.1.2 Según el Caudal de Fluidos a Tratar	45
4.10.1.3 Presiones y Caudales	45
4.10.2 Número de Separadores de Prueba Requeridos	45
4.11 PROCEDIMIENTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS SEPARADORES	45
4.12 PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LOS SEPARADORES (BIFASICOS Y TRIFASICOS)	46
4.12.1 Problemas de Espuma	46
4.12.2 Problemas de Parafina	47
4.12.3 Problemas de Arena	47

4.12.4 Problemas de Emulsiones	48
4.12.5 Arrastre de Líquido en la Fase Gaseosa	48
4.12.6 Arrastre de Gas en la Fase Líquida	49
5. CAPITULO 4	50
5.1 TRATADORES	50
5.2 CONCEPTOS BÁSICOS A TENER EN CUENTA	50
5.2.1 Emulsiones	50
5.2.2 Clasificación de las Emulsiones	50
5.2.3 Factores que Afectan la Formación de Emulsiones	51
5.2.4 Tratamiento de Emulsiones	52
5.3 TRATAMIENTO TÉRMICO	53
5.3.1 Según la Posición los Tratadores Térmicos Pueden Ser (Horizontales O Verticales)	54
5.3.2 Instrumentación en los Tratadores Térmicos	56
5.3.3 Dimensionamiento de Tratadores Térmicos Horizontales y Verticales	56
5.4 TRATAMIENTO TÉRMICO ELECTROSTÁTICO	58
5.4.1 Secciones de un Tratador Térmico Electroestático	59
5.4.2 Ventajas del Tratamiento Electroestático	60
5.4.3 Funcionamiento De Un Tratador Electroestático	60
5.4.4 Instrumentación de un Tratador Electroestático	62
5.4.5 Normas de Seguridad en un Tratador Electroestático	63
5.4.6 Dimensionamiento de los Tratadores Electroestáticos	64

6. CAPITULO 5	66
6.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO	66
6.1.1 Facilidades donde son requeridos	66
6.1.2 Capacidad de almacenamiento	66
6.2 CLASIFICACIÓN DE LOS TANQUES	67
6.2.1 Su Forma	67
6.2.2 El Producto que Almacenan	68
6.2.3 Su Uso	68
6.2.4 Su Fabricación	69
6.3 INSTRUMENTACIÓN EN LOS TANQUES	69
6.4 NORMAS DE SEGURIDAD EN EL MANEJO DE LOS TANQUES	70
6.5 DIMENSIONAMIENTO DE LOS TANQUES	71
6.5.1 Dimensionamiento del Gun Barrels	71
6.5.2 Dimensionamiento de los tanques de Almacenamiento	73
6.5.3 Skimming Tank o Desnatador	75
6.5.3.1 Parámetros Teóricos Sobre los Desnatadores	76
6.5.3.2 Dimensionamiento del Skimming Tank o Desnatador	76
7. CAPITULO 6	80
7.1 SCRUBBER O DEPURADORES	80
7.2 DISEÑO DE UN SEPARADOR GAS-LÍQUIDO (SCRUBBER)	81
7.3 DISEÑO DE UN SCRUBBER CUANDO SE DESCONOCE LA DENSIDAD DEL LIQUIDO	84

8. CAPITULO 7	82
8.1 INFORMACIÓN GENERAL SOBRE OTROS ELEMENTOS DE UNA FACILIDAD DE PRODUCCIÓN O BATERÍA	86
8.1.1 Bombas de Transferencia de Crudo	86
8.1.2 Muros de Contención o Contraincendio	87
8.1.3 Fiscalización de La Producción	88
8.1.3.1 Medición de Recibo Unidad Lact	90
8.1.3.2 Instrumentación de la Unidad Lact	92
8.1.4 Sistemas Contraincendio	94
8.1.4.1 Sistema de agua	94
8.1.4.2 Características del sistema de agua	94
8.1.4.3 Sistema de espuma	95
8.1.4.4 Extintores	95
8.1.4.5 Camión contraincendios (carro de bomberos)	95
8.1.5 Caseta del Operador	95
8.1.6 Compresores de Aire	96
8.1.7 Sistema de Alarma y Control en los Equipos	97
9. CAPITULO 8	98
9.1 CARACTERISTICAS Y DESCRIPCION DEL SOFTWARE PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UNA BATERIA DE PRODUCCION DE PETROLEO	98
9.1.1 Características	98
9.1.2 Descripción	98
9.1.2.1 Descripción y código de programación del MENÚ PRINCIPAL	99

9.1.2.2 Descripción y código de programación de la Página Principal – Datos Iniciales	107
9.1.2.3 Descripción y Código de Programación del múltiple	109
9.1.2.4 Descripción y Código de Programación de los Separadores	116
9.1.2.5 Descripción y Código de Programación de los Tratadores	127
9.1.2.6 Descripción y Código de Programación del GUN BARRELS	132
9.1.2.7 Descripción y Código de Programación de los Tanques	140
9.1.2.8 Descripción y Código de Programación de el Desnatador	156
9.1.2.9 Descripción y Código de Programación del Depurador	167
9.1.2.10 Descripción y Código de Programación de las Bombas	168
9.1.2.11 Descripción y Código de Programación de los Muros	172
9.1.2.12 Descripción y Código de Programación de los Créditos	175
10. CONCLUSIONES	176
11. RECOMENDACIONES	177
BIBLIOGRAFIA	178
ANEXOS	180

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Rango de Diámetro y Factor de Turbulencia	78
Tabla 2. Factores para el Dimensionamiento de Tamaño de Separador	82

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Componentes del múltiple	25
Figura 2. Representación grafica de los colectores	26
Figura 3. Válvulas de corte	27
Figura 4. Separador horizontal	32
Figura 5. Tratador térmico electroestático	58
Figura 6. Gun barrel	71
Figura 7. Tanques de almacenamiento	73
Figura 8. Tanque Desnatador o Skimming Tank	75
Figura 9. Scrubbers o depuradores	80
Figura 10. Bombas de Transferencia	86
Figura 11. Muros de contención	87
Figura 12. Diagrama de la Unidad Lact	90
Figura 13. Representación Grafica de la Unidad Lact	92
Figura 14. Imagen de la Página Principal del Software	99
Figura 15. Imagen de la Sección del Menú Principal	99
Figura 16. Imagen de la sección de la pagina principal (datos iniciales – menu)	107
Figura 17. Imagen de la seccion de los datos iniciales	108
Figura 18. Imagen de la Sección del Múltiple	110
Figura 19. Breve Descripción Acerca del Múltiple de Recolección	110
Figura 20. COMPONENTES del Múltiple de Recolección	111

Figura 21. Parámetros a Tener en Cuenta en el Dimensionamiento del Manifold o Múltiple de Recolección	111
Figura 22. Importancia de la uniformidad de los equipos en el múltiple de recolección	111
Figura 23. Imagen de la Sección de los Separadores	117
Figura 24. Breve Descripción Acerca de los Separadores	117
Figura 25. Parámetros que intervienen en el dimensionamiento de los separadores	118
Figura 26. Imagen de la sección de los tratadores	127
Figura 27. Breve Descripción Acerca del Tratamiento Térmico	128
Figura 28. Breve Descripción Acerca del Tratador Térmico-Electroestático	128
Figura 29. Ventajas del Tratamiento Electroestático	129
Figura 30. Imagen de la sección del Gun Barrel	133
Figura 31. Breve descripción acerca del Gun Barrel	133
Figura 32. Imagen de la Sección de los Tanques	140
Figura 33. Breve descripción acerca de los tanques de almacenamiento de petróleo	141
Figura 34. Capacidad de Almacenamiento de los Tanques	141
Figura 35. Clasificación de los Tanques de Almacenamiento de Petróleo	142
Figura 36. Imagen de la sección del Desnatador o Skimming tank	157
Figura 37. Breve Descripción Acerca del Skimming Tank	157
Figura 38. Breve Descripción Acerca de los Parámetros Teóricos del Skimming Tank	158
Figura 39. Imagen de la Sección del Scrubber o Depurador	167
Figura 40. Descripción Teórica del Scrubber	168

Figura 41. Imagen Representativa de la Sección de las Bombas	168
Figura 42. Breve Descripción Teórica de las Bombas de Transferencia	169
Figura 43. Imagen Correspondiente a la Sección de los Muros	172
Figura 44. Descripción Teórica Acerca de los Muros	173
Figura 45. Imagen Correspondiente a la Última Sección del Software: Créditos	175

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Ejercicio de Aplicación para la Validación del Software	180

INTRODUCCION

Es de gran importancia conocer y aplicar características, parámetros y normas sobre diseño, uso y manejo de los equipos a instalar en una batería de recolección, separación, tratamiento y almacenamiento de petróleo, es un tema de gran importancia para cualquiera que pretenda adquirir conocimientos generales de uno de los diversos procedimientos de operación que se realizan en la industria petrolera, ya que el petróleo que una vez es extraído de los pozos llega hasta allí para su recolección, separación, tratamiento y almacenamiento para dejarlo a condiciones de venta.

El tratamiento que se le realiza al petróleo en superficie debe hacerse de una manera segura para así evitar accidentes que atenten contra la integridad de las personas, contaminen el medio ambiente o se afecten los equipos de la batería. Cada fluido es tratado individualmente con el fin de que cada uno de ellos cumpla con las normas específicas de calidad en donde el crudo debe salir con una salinidad entre 10-25 libras por cada mil barriles de crudo y su contenido de agua y sólidos menor del 0,5%; el gas con bajo contenido de humedad y libre de impurezas como H_2S , CO_2 entre otros y el agua asociada debe tratarse y dejarse libre de aceite y sólidos suspendidos, para ser inyectada a los yacimientos u otro uso; en caso de no utilización debe cumplir con unas normas exigidas por el ministerio del medio ambiente para su vertimiento a cuerpos receptores tales como quebradas, ríos, etc.

Por tal razón es apropiado aclarar que el uso y manejo de los equipos de una batería de producción de petróleo tiene que ver con su correcto diseño, operación, mantenimiento y control para que su función se realice eficientemente cumpliendo con todas las normas de seguridad industrial y de salud ocupacional.

Por tal razón se enfocará este proyecto al correcto dimensionamiento de los equipos que conforman una batería de producción de petróleo utilizando un software didáctico que cuenta con una interfaz amigable.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Desarrollar un software que permita dimensionar de forma correcta una batería de recolección y tratamiento de petróleo.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Aplicar de una forma adecuada las normas y ecuaciones existentes para el correcto dimensionamiento de los equipos de una batería de recolección y tratamiento con las debidas actualizaciones a las mismas.
- Facilitar a los estudiantes y demás personas interesadas, un software, que permita de forma sencilla visualizar los procesos que se llevan a cabo en una batería y el dimensionamiento práctico de la misma.

2. CAPITULO 1

2.1 DEFINICION DE UNA BATERIA DE PRODUCCION

2.1.1 Batería de Producción. Conjunto de equipos mediante los cuales se realiza la separación de las tres o dos fases de un campo de petróleo o de gas, y además se implementa el tratamiento de cada una de las fases para poderlas comercializar o disponer sin alterar el equilibrio del medio ambiente. Las baterías de producción son llamadas también facilidades de producción y/o estación de producción.

2.1.2 Elementos de una Batería de Producción

2.1.2.1 Múltiple de producción.

- ✓ Flautas.
- ✓ Colectores.
- ✓ Válvulas.

2.1.2.1 Sección de separación:

- ✓ Separador de producción general.
- ✓ Separador de prueba.

2.1.2.2 Sección de tratamiento:

- ✓ Tratador térmico de producción general.
- ✓ Tratador electrostático.

2.1.2.3 Sección de almacenamiento:

- ✓ Tanques de almacenamiento de crudo.
- ✓ Skimmer (Desnatador).
- ✓ Gun Barrel (Tanque de lavado).

2.1.2.4 Otros:

- ✓ Bomba de transferencia.
- ✓ Unidad L.A.C.T.
- ✓ Muros de contención.
- ✓ Caseta del operador.
- ✓ Laboratorio.
- ✓ Compresor de aire.
- ✓ Sistema de contraincendios.

3. CAPITULO 2

3.1 MULTIPLES DE RECOLECCION

En la batería, todos los pozos llegan a un sitio común conocido como múltiple o manifold y de aquí cada fluido proveniente de los pozos es enviado a un sitio determinado en la batería. Los colectores son tuberías que toman la producción de uno o varios pozos, y la llevan a un sitio determinado en la batería como separadores, calentadores, tanques, etc. Los múltiples reciben y centralizan la producción de pozos que tienen línea de flujo individual o compartido.

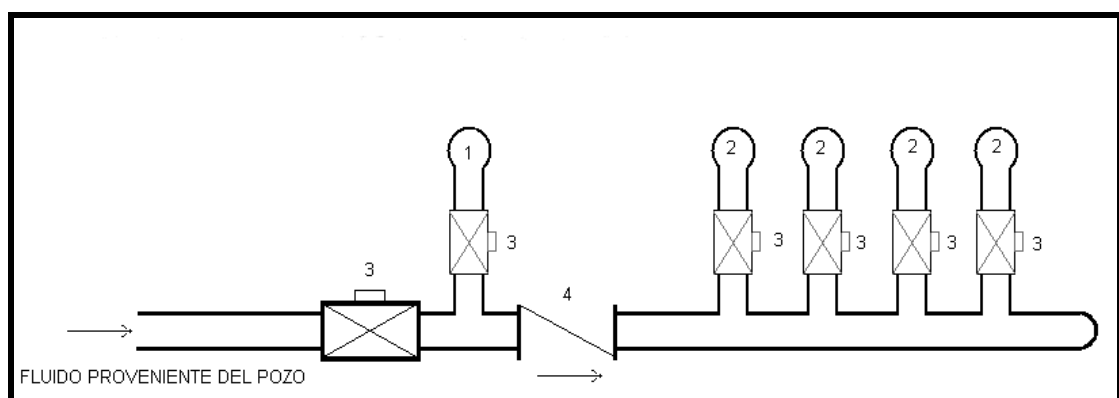
Generalmente está conformado por cuatro colectores: De producción general, de prueba, de transferencia y de seguridad, los dos últimos seleccionados de manera opcional.

3.1.1 Componentes del Múltiple:

✓ FLAUTAS

Reciben el flujo de los pozos en forma individual, es decir, hay una flauta dependiendo del número de líneas provenientes de cada pozo, es la finalización de las líneas de flujo del pozo, es de aclarar que todas las flautas deben ser iguales en diámetro, longitud, número de salientes en una batería y que mientras una válvula de una flauta se encuentra abierta las otras deben estar cerradas.

Figura 1. Componentes del múltiple



1. Colector para recirculación.

2. Colectores de fluido hacia los separadores.

3. Válvulas de corte.

4. Válvulas cheque.

Fuente: Facilidades de Producción en campos petroleros. Daniel velandia.

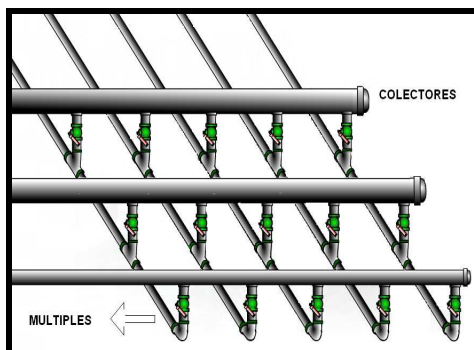
✓ COLECTOR

Son tuberías que reciben la producción de uno o varios pozos y la dirigen a un sitio determinado en la batería (tales como separadores, calentadores, etc). Tiene mayor diámetro que el de las flautas y se unen a estas a través de las válvulas, mínimo deben existir 2 colectores, uno de prueba y otro de general; de manera opcional se puede tener colectores de seguridad y de recirculación.

El colector de seguridad no es tan utilizado, sirve para que en caso de presurización en las flautas, las líneas no se revienten. Las válvulas que comunican al colector de seguridad son automáticas y están programadas a un valor de presión, y cuando la presión aumenta por encima de este valor las válvulas se disparan y de esta forma se protege el personal, el medio ambiente y la infraestructura física.

El colector de recirculación sirve para llevar fluidos al pozo durante algún trabajo de acondicionamiento como el workover. Cuando se utilizan estos colectores, todos los pozos deben entrar por el mismo sentido al múltiple, además se deben implementar las válvulas cheques después del colector.

Figura 2. Representación grafica de los colectores

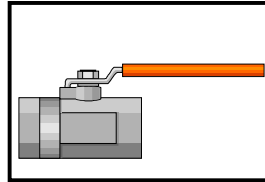
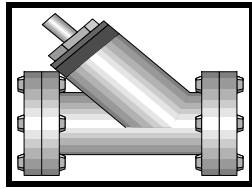


Fuente: Visitas de Campo y Diagramaciones Propias

✓ VÁLVULAS

Las válvulas más implementadas en los múltiples son las válvulas de corte, las cuales permiten comunicar o aislar la flauta con un colector determinado, en el grupo de las válvulas de corte las más utilizadas son las válvulas macho y las de bola que son de $\frac{1}{4}$ de vuelta; por cada línea de llegada de los pozos y por cada colector hay una válvula de corte.

Figura 3. Válvulas de corte



Fuente: Diagramaciones Propias

✓ **ACCESORIOS**

Cheques: son una clase de válvulas que garantizan que el flujo sea en la dirección de los pozos hacia el múltiple y no en dirección contraria.

Válvulas de compuerta: son utilizadas para la toma de muestras de fluido.

Otros accesorios que se pueden encontrar en los múltiples son: corrosómetros, manómetros y boquillas para la inyección de químicos, entre otros.

3.2 OPERACIONES EN EL MULTIPLE DE RECOLECCION

- ✓ Una vez seleccionado el pozo a operar se elige el sistema al cual se quiere fluir, deberá abrirse la respectiva válvula en el múltiple. Esta operación (*apertura de la válvula*) deberá hacerse lentamente, una vez abierta completamente, se procederá a abrir el pozo.
- ✓ Cuando se quiere poner un pozo en prueba se debe realizar de la siguiente manera.
 - a. Verificar que ningún pozo este entrando por la línea de prueba.
 - b. Hacer los cambios necesarios (*abriendo y cerrando válvulas*) para que la línea de prueba quede conectada al pozo que se va a probar.
 - c. Verificar que el separador de prueba al cual se va a fluir el pozo no tenga instalado ningún orificio sobre la línea de salida de gas y que esté en condiciones apropiadas de operación.
 - d. Abrir la válvula (*en el múltiple*) de la línea de prueba al separador de prueba.

- e. Cerrar la válvula (*en el múltiple*) de la línea por la cual estaba fluyendo el pozo al separador general.
- f. Esperar que el separador de prueba tenga un nivel de crudo normal y que se abra automáticamente la válvula de descarga de crudo.
- g. Instalar la platina de orificio en el porta orificio del medidor en la línea de salida de gas y se verifica si es la apropiada (*ver sección 4.5*).
- h. Tomar la lectura del medidor de crudo y registrarla en la carta, junto con la hora a la cual fue tomada.
- i. Instalar la carta en el medidor de gas (*Ver Sección 4.6*), incluyendo los siguientes datos: fecha y hora, tamaño del medidor de gas, tamaño del orificio, nombre del pozo que se está probando, choque en la cabeza, presión en la cabeza, presión en el múltiple.
- j. Se debe instalar un termómetro en el separador o tener un registro de temperatura.
- k. Cada hora se tomarán lecturas del medidor de crudo y se registrará la temperatura del gas en la carta.
- l. Se deben tomar medidas en el tanque de prueba para comparar con el medidor (contador) de crudo al terminar la prueba.

3.3 NORMAS DE SEGURIDAD EN EL MULTIPLE DE RECOLECCION

- a. Cada dos horas se debe leer la presión de los pozos en el múltiple.
- b. Siempre que haya un pozo en prueba, se deberán tomar muestras de crudo del pozo en el múltiple, por lo menos cada dos horas. Estas muestras se deben reunir en recipientes plásticos, tapados durante todo el periodo de la prueba, para así obtener una muestra representativa del crudo del pozo y hacerle análisis a la misma.
- c. Todas las válvulas del múltiple deben ser lubricadas por lo menos una vez cada tres meses, o cuando su estado físico así lo amerite.
- d. Los manómetros del múltiple deben ser revisados (*chequeo a cero*) una vez cada semana.

3.4 DIMENSIONAMIENTO DE LOS MULTIPLES DE RECOLECCION

Para realizar este dimensionamiento se debe tener en cuenta el caudal "Q" y las características del fluido; y luego de forma iterativa se realiza una serie de cálculos en los cuales se asumen diferentes diámetros cuyo objetivo es el de encontrar el diámetro óptimo del cabezal de producción general en el cual se obtengan las mínimas caídas de presión (ΔP) generadas por el paso del fluido a través del sistema. Se debe considerar la velocidad requerida del fluido para que este no deteriore la película interna formada por el inhibidor de corrosión en el cabezal de producción general, la cual debe ser aproximadamente 5 pies/segundo y que puede ser estimada mediante la siguiente expresión:

$$V_e = \frac{C}{(\rho_m)^{1/2}}$$

Donde:

V_e = Velocidad erosional, pies/segundo.

ρ_m = Densidad del fluido, lb/pie³

C = Constante empírica: 100 para servicio continuo y 123 para servicio no continuo

Además de lo anterior, se debe considerar a manera de guía, el diámetro equivalente del colector como sigue:

$$\text{Área total diámetro equivalente} = \frac{\sum \text{áreas individuales de las líneas de flujo}}{2}$$

3.5 IMPORTANCIA DE LA UNIFORMIDAD DE LOS EQUIPOS EN EL MULTIPLE

- ✓ Fácil manejo del operador: el hecho de que todas las válvulas sean iguales facilita el uso de trabajar con una sola llave y evitar el transporte y carga de herramientas.
- ✓ Disponibilidad para el reemplazo de válvulas o accesorios que se dañen.
- ✓ Minimizar costos de inventario en los depósitos o bodegas.
- ✓ Facilidad de identificación de posibles situaciones anómalas.

3.6 PARÁMETROS A TENER EN CUENTA EN EL DIMENSIONAMIENTO

La distancia entre flautas debe estar dentro de un rango de 40 – 60 cm y su diámetro generalmente es de 3 - 4 pulgadas.

La altura de las válvulas debe estar entre 60 – 90 cm aproximadamente, deben estar ubicadas de tal forma que se puedan operar desde los pasillos entre colectores y el diámetro nominal de las mismas debe ser igual.

La distancia entre colectores debe estar dentro de un rango aproximado de 80 – 120 cm, para permitir el paso de los operadores y su diámetro puede variar entre 4 -20 pulgadas.

3.6.1 Múltiple

✓ FLAUTAS

FLAUTAS = # LINEAS PROVENIENTES DE LOS POZOS

El diámetro de las flautas generalmente es de 3 ó 4 pulgadas, como se mencionó anteriormente.

✓ COLECTORES

* *Diámetro del colector:*

$$A_{FLAUTA} = \frac{\pi \times d_F^2}{4}$$

$$A_{COLECTOR} = \sum_{i=1}^n \frac{A_{Fi}}{2} \quad \text{O} \quad A_{COLECTOR} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\pi d_{Fi}^2}{8} \right)$$

$$d_{COLECTOR} = \sqrt{\frac{4A_C}{\pi}}$$

Donde:

d_F = diámetro de la flauta.

A_{Fi} = Área de la flauta.

A_C = Área del colector.

✓ **VALVULAS**

Válvulas de la flauta:

- Válvulas de cheque = # líneas provenientes de los pozos.
- Válvulas de corte = # líneas provenientes de los pozos.

Válvulas de colectores: se pueden calcular mediante la siguiente relación

$$\text{válvulas en el colector} = \frac{N^{\circ} \text{ colectores}}{\text{Flauta}} \times N^{\circ} \text{ flautas}$$

Manómetros: # líneas provenientes de los pozos.

Termómetro: # líneas provenientes de los pozos.

Tomamuestras: # líneas provenientes de los pozos.

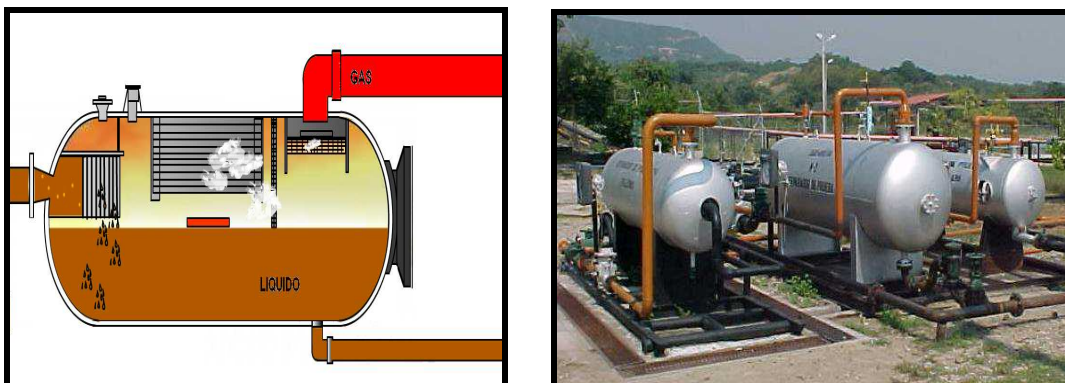
4. CAPITULO 3

4.1 SEPARADORES

En la industria del petróleo y del gas natural, un separador es un cilindro de acero que por lo general se utiliza para disgregar la mezcla de hidrocarburos en sus componentes básicos, petróleo y gas. Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua, citadas a título de ejemplo.

Durante el proceso de dimensionamiento de los separadores, para su diseño es preciso tener claro el uso que se le dará al recipiente, porque no es lo mismo un petróleo pesado, con arena, a altas velocidades que un fluido limpio volátil a la entrada de una planta de fraccionamiento, el uso del recipiente determina las características del diseño y los componentes que interiormente lleva la unidad.

Figura 4. Separador horizontal



Fuente: Visitas de Campo y Diagramaciones Propias

4.2 CLASIFICACION DE LOS SEPARADORES

Los separadores pueden ser clasificados según:

- ✓ El número de fases que separan.
- ✓ La forma.
- ✓ La posición.
- ✓ La ubicación.
- ✓ La utilización.

4.2.1 Según el Número de Fases. La primera clasificación está en función del número de fases que separa; se les llama separadores bifásicos (cuando separan dos fases, como petróleo y gas o agua y petróleo) y se conoce como separadores trifásicos a los que se diseñan para separar tres fases (agua, petróleo y gas), para el dimensionamiento de los separadores es importante especificar las fases que serán tratadas.

4.2.2 Según la Forma. En esta clasificación se toma en cuenta la forma que tiene el separador es decir: cilíndricos y esféricos.

4.2.3 Según la Posición. Si se toma en cuenta la posición del cilindro, habrá que reconocerlos como verticales u horizontales (los cuales son clasificados a su vez en separadores horizontales de un solo tubo "monotubo" y en separadores horizontales de dos tubos "dobletubo").

4.2.4 Según la Utilización. De acuerdo a su utilización, en una batería hay separadores de prueba, y de general, según la presión que manejan existen separadores de alta y baja presión; estos dos últimos se tienen cuando a una batería llegan pozos con presiones bastante altas y se requieren dos o más etapas de separación, cada una a un valor de presión menor que el anterior.

4.3 SECCIONES DE UN SEPARADOR

Generalmente los separadores constan de cuatro secciones, aunque es de aclarar que esto puede variar dependiendo del tipo de separador. Las cuatro secciones son:

✓ Sección de separación primaria. Es la entrada de los fluidos al separador y allí ocurre la primera separación entre el gas que viene libre y el líquido. Generalmente el separador en esta sección posee dispositivos, que imparten fuerza centrífuga, distribuyen la corriente que está entrando y/o disminuye la turbulencia para que se presente una separación más rápida. En esta sección la separación es por gravedad y fuerza centrífuga.

✓ Sección secundaria. En esta sección el mecanismo de separación de fases es la gravedad, ya que es necesario que el líquido arrastrado por el gas en la primaria etapa se precipite por gravedad por ser más denso que el fluido en fase gaseosa.

✓ Sección acumuladora de líquido. El líquido que se precipita se acumula en esta sección, donde permanece un determinado tiempo en reposo permitiendo que pueda escaparse el gas que se ha venido atrapado en él. El tiempo que permanece el líquido en esta sección se conoce como tiempo de retención el cual puede ser desde unos 30 segundos a 15 minutos.

En los separadores trifásicos, la sección acumuladora de líquido es más pequeña y se ocurre allí la separación de agua y crudo. En caso de que no haya separación de agua y aceite habrá una salida de fluido solamente, por donde se puede drenar el líquido; cuando se tenga separación de agua y petróleo hay dos salidas, una para el agua y otra para el petróleo.

✓ Sección extractora de humedad. La sección extractora de humedad se encarga de retirar las gotas de líquido que quedan en el gas, las cuales son tan pequeñas que no alcanzaron a precipitarse por gravedad. Dentro de esta sección se encuentran unos dispositivos donde queda atrapado el líquido en forma de pequeñas gotas las cuales se van uniendo hasta alcanzar un tamaño lo suficientemente grande para caer. La sección extractora de humedad es conocida también como extractor de niebla o extractor de coalescencia. Al salir el gas de esta sección con la mínima cantidad de líquido posible pasa a buscar la salida del gas del separador y luego la línea colectora de gas.

4.4 VENTAJAS Y DESVENTAJAS EN SEPARADORES

4.4.1 Separadores Verticales

✓ VENTAJAS:

1. Fácil control de nivel.
2. Son eficientes cuando el fluido contiene poco gas.
3. Mejor manejo de sólidos (arena).
4. Ocupa un menor espacio en la facilidad.
5. Fácil mantenimiento.
6. Poca reevaporación líquida.

✓ DESVENTAJAS:

1. Alto costo.
2. Se dificulta el transporte.
3. Dificulta el mantenimiento y el control de las válvulas de alivio, cabezote de seguridad, etc.
4. Requiere mayor diámetro para una capacidad dada de gas.

4.4.2 Separadores Horizontales

✓ VENTAJAS:

1. Eficiente en el manejo y procesamiento de altos volúmenes de gas y de líquido.
2. Menor costo inicial.
3. Mayor capacidad en el manejo de crudos espumosos.
4. Mayor facilidad de transporte.
5. Más eficiente en el manejo de emulsiones.
6. Más eficiente en el manejo de producciones con altas relaciones gas / aceite.
7. Mayor facilidad en el manejo y mantenimiento de instrumentos de control.

✓ DESVENTAJAS:

1. Tiene limitaciones para absorber turbulencia.
2. Requiere de mayor área de instalación.
3. Difícil control de nivel
4. Difícil control de parafinas y arenas

Los separadores horizontales se usan generalmente cuando la producción de gas empieza a ser alta, la producción de líquido es más o menos uniforme y no se presentan variaciones bruscas en el nivel de fluido dentro del separador. Cuando hay producción alta tanto de líquido como de gas se usan los separadores horizontales de dos tubos en el cual en el tubo superior se maneja el gas y en el inferior el líquido.

Los separadores horizontales bifásicos de un solo tubo presentan dos diferencias principales con respecto al anterior; por una parte el chorro de fluido no choca al entrar con un elemento giratorio sino con una placa deflectora y por otra parte no posee el filtro o colchón extractor de humedad; generalmente cuando la RGL es alta, es común usar separadores como el primero y cuando la RGL es baja se puede usar un separador horizontal sin colchón extractor de humedad.

Cuando se tiene un separador horizontal de dos tubos, las secciones de separación primaria, de rectificación y extractora de humedad se encuentran en el tubo superior, es decir el tubo superior es semejante a un separador horizontal de un solo tubo con la excepción de que no posee sección de acumulación de líquido; el tubo superior está comunicado, generalmente en sus dos extremos, con el tubo inferior para permitir el paso del líquido.

4.4.3 Separadores Esféricos

✓ VENTAJAS:

1. Es adecuado en el manejo de altas presiones.
2. Son compactos.
3. De fácil transporte
4. Su mayor uso se hace en los campos de gas.

✓ DESVENTAJAS:

1. Capacidad de separación limitada.
2. Dificultad en el control de nivel del líquido.

4.5 DISPOSITIVOS O PARTES INTERNAS DE UN SEPARADOR

A continuación se describen algunos dispositivos que tienen los separadores aclarando que no en todos se hace necesario su implementación.

✓ **Placa deflectora:** sirve para desviar y distribuir mejor la corriente del separador.

✓ **Filtro extractor de humedad:** se utiliza para extraer la humedad del gas o hacer las veces de filtro.

✓ **Placas de coalescencia o agrupamiento:** se colocan de varias maneras y el objetivo es que el gas al pasar a través de ellas chocan y allí se van quedando gotas de líquido que después caen por gravedad.

✓ **Paletas de despojamiento o rectificación:** son un arreglo de placas diseñadas de tal forma que el gas al tratar de escapar choque contra ellas y en esos choques deje la humedad.

✓ **Filtros:** sirven para separar partículas sólidas o para extraer la humedad.

✓ **Material secuestrante o de atrapamiento:** son especies de filtros fabricados con algún material que tengan afinidad por el agua y/o por el petróleo y por tanto son usados para ayudar en la separación de agua y/o petróleo.

✓ **Rebosadero:** se usan para controlar la salida de petróleo o de agua y en algunos casos evitar que la salida de agua sea afectada por la presencia de emulsiones.

✓ **Dispositivos centrífugos:** sirven para hacer uso de la fuerza centrífuga en la separación de gas y líquido.

- ✓ **Pantallas horizontales:** evita que el líquido caiga directamente sobre la interfase y origine turbulencias, estas pantallas reciben el fluido que cae y luego a través de unos orificios o ranuras pasa a la zona de recolección de líquido. Esto evita que se formen ondas en la interfase líquido-gas y no se pueda por tanto liberar eficientemente todo el gas.
- ✓ **Rompedor de vórtices:** puede ser un tubo ranurado que conduce la salida del líquido y evita que se forme un vórtice a través del cual el gas pueda salir.
- ✓ **Blindaje del flotador:** protege al flotador del movimiento por perturbación del líquido
- ✓ **Boquilla para inyección de agua:** es un tubo con una serie de orificios a través del cual se inyecta agua a presión para remover sólidos que se encuentren depositados en el fondo del separador. Esta boquilla de inyección esta ubicada en el fondo.
- ✓ **Conos de arena:** fondos cónicos de algunos separadores en los cuales se presenta depositación de arena u otros sólidos. En el proceso de remoción de arenas se inyecta agua a presión en el separador.

4.6 INSTRUMENTACIÓN

Un separador es un sistema de control y separación de fluidos. Donde es necesario controlar, medir, indicar y registrar las diferentes variables del fluido, para esto se utilizan varios instrumentos y accesorios: controles de nivel y presión, válvulas de control, válvula de seguridad, válvulas manuales, registrador, porta orificio, medidor de flujo, manómetros y termómetros etc.

- ✓ **El control de presión:** mantiene la presión del separador constante regulando la salida del gas. Si la presión aumenta el control de presión abre más la válvula automática para permitir más paso de gas; si la presión disminuye la válvula de control se cerrará bloqueando un poco o totalmente la salida de gas y presurizando el separador.
- ✓ **El control de nivel:** mantiene constante el nivel de líquido en el separador regulando la salida de líquido. Si el nivel es alto el control de nivel accionará la válvula de control y permitirá una salida mayor de líquido, si el nivel es bajo el control de nivel hará que la válvula de control se cierre un poco y disminuya la tasa de salida del líquido.

4.6.1 Válvulas y accesorios de un separador:

- ✓ **Válvula automática reguladora de nivel de aceite (LCV).** La válvula utilizada para el control de nivel de líquido, es una válvula normalmente cerrada. Esta válvula se encarga de regular el nivel de aceite o agua dentro del separador, Cuenta con un control neumático, el cual es accionado a su vez por un flotador que va dentro del separador. Cuando el nivel en el separador se sube, el flotador pasa la señal al control de nivel y éste deja pasar presión al diafragma de la válvula automática haciéndola abrir, Cuando el nivel baja el control corta la presión que actúa sobre el diafragma y la válvula se cierra.
- ✓ **Válvula automática reguladora de presión (Gas) (PCV).** La válvula utilizada para el control de presión, es una válvula normalmente abierta. Esta válvula regula la presión de operación en el separador. Es accionada por un control neumático, cuando la presión en el separador aumenta, el control corta la señal de presión de suministro sobre el diafragma de la válvula haciéndola abrir, descargando el gas a la tea. Cuando la presión en el separador ha bajado el control envía presión al diafragma, y cierra la válvula.
- ✓ **Válvula de Alivio (PSV).** Su función es liberar el exceso de presión cuando la válvula automática reguladora de presión no actúa. Se encuentra instalada en la parte superior del separador y su funcionamiento es automático; cuando la presión se sube ésta actúa y permite descargar la presión del separador a la tea de alta presión. Una vez la presión del separador se baja, esta válvula cierra automáticamente la salida de gas. Esta válvula es graduada para que abra a unos 20 a 30 psi por encima de la presión a la cual va a trabajar el separador.
- ✓ **Válvula de bloqueo (SDV).** Su función es la de permitir realizar un adecuado mantenimiento a las válvulas automáticas. Generalmente son válvulas tapón de acción rápida operadas manualmente, se encuentran localizadas principalmente:
 - Una válvula de salida de gas.
 - una válvula sobre la salida de gas a la tea, instalada inmediatamente después de la válvula reguladora de presión en dirección del flujo.
 - Dos válvulas sobre la línea de descarga de aceite una antes y la otra después de la válvula reguladora de nivel formando un baypass.
 - Una válvula instalada en la parte superior del separador y sobre la línea de descarga a la tea de alta presión.

4.6.2 Indicador de nivel. Dispositivo (de vidrio), utilizado para observar el nivel de líquidos que tiene el separador. Este debe limpiarse con frecuencia; ya que tiende a obstruirse con los sedimentos del crudo. Su funcionamiento esta basado en el sistema de vasos comunicantes.

4.6.3 Porta orificio. Elemento de medición donde se instala una platina de orificio. La cual, causa un diferencial de presión a la entrada y salida de la restricción, y de esta forma permite calcular la cantidad de fluido (gas) que sale del separador.

4.6.4 Registrador de presión estática y diferencial. El registrador tiene por objeto hacer los registros de la presión del sistema en un tiempo determinado y registrar la presión diferencial que genera el porta orificio para el cálculo del volumen de flujo.

4.6.5 Interruptores o swiches de presión y nivel. El interruptor de presión es un instrumento que tiene como función activar las alarmas por sobre presiones. El interruptor de nivel tiene como objetivo accionar alarmas por alto o bajo nivel, también corta el proceso cuando el nivel esta fuera del límite.

4.6.6 Transmisores de presión (PCT). El transmisor controlador de presión tiene como función enviar una señal neumática a la válvula controladora de presión (PCV) para controlar la presión de operación del separador.

4.6.7 Transmisores de nivel (PCT). El Transmisor controlador de nivel tiene como objetivo enviar una señal neumática a la válvula controladora de nivel (LCV) la que controla el nivel de crudo o agua en el separador.

4.6.8 Indicadores de presión y temperatura (IP – IT). Los indicadores en un separador son de gran importancia, los más utilizados son los manómetros y los termómetros.

4.7 CONTROL DEL SEPARADOR

Aunque el separador está diseñado para realizar la separación de fases, la calidad de esta separación depende del control de sus condiciones de operación y de las

tasas de salida de las fases. Una buena separación de fases depende de factores tales como:

- ✓ Características físicas y químicas del crudo.
- ✓ Temperatura y presión de operación.
- ✓ Cantidad de fluido que se necesita tratar.
- ✓ Tamaño y configuración del separador.

En condiciones normales de operación los controles de operación de un separador son un control de presión y un control de nivel cuyo funcionamiento es el siguiente: El control de presión mantiene constante la presión del separador regulando la salida del gas; si la presión aumenta por encima de la presión de operación esta presión actúa sobre la válvula de control de salida de gas y hace que se abra más para permitir más paso de gas; si la presión disminuye por debajo de la presión de operación, la válvula que controla la salida de gas se cierra un poco y de esa manera bloquea un poco la salida de gas permitiendo que el separador se presurice suavemente.

El control de nivel mantiene constante el nivel de líquido en el separador actuando sobre la válvula que controla la salida de líquido; si el nivel está por encima de un valor establecido el control de nivel hará que la válvula se abra más y aumente la salida de líquido y cuando el nivel de líquido está por debajo del valor establecido el control hace que la válvula se cierre un poco y de esa manera disminuye la salida de líquido. Si el nivel de líquido está por encima del valor fijado es posible que el gas salga con algo de humedad y si el nivel de fluido es bajo el líquido sale con algo de gas. La altura a la cual se debe mantener el nivel de fluido se establece con base en la práctica y dependiendo del tipo de fluido a tratar y de las características del separador. De igual manera se debe proceder con la presión de operación; si la presión del separador está por encima de la presión de operación el gas saldrá con más humedad y si la presión está por debajo de la presión de operación, que es un valor establecido, disminuye la capacidad del separador al gas.

Una variación en el nivel de fluido afecta las capacidades del separador al gas y al líquido y esta variación es mucho más crítica en el caso de separadores horizontales que en los verticales. El control del separador es más sencillo cuando es bifásico que trifásico especialmente en el control de salida de líquidos, ya que en el separador trifásico se debe controlar la salida de dos fases líquidas lo cual requiere de dos controles de nivel uno en la interfase de agua aceite que controla la salida del agua y otro en la interfase gas - aceite que controla la salida de aceite.

El separador además de los controles para salida de fluidos tiene algunos dispositivos de seguridad tales como válvulas de alivio y discos de seguridad. La válvula de alivio va en la zona de gas del separador y su función es aliviar la presión de éste en caso que la válvula que da salida al gas no sea suficiente para

evitar que la presión del separador se mantenga por encima de la presión de operación o cuando no funcione; si la presión del separador alcanza un valor dado por encima de la presión de operación la válvula de alivio se abre y despresuriza el separador, cuando la presión haya bajado a un cierto valor la válvula de alivio se cierra. La válvula de seguridad (disco de ruptura, disco de seguridad) es un dispositivo de seguridad para cuando la válvula de alivio falle en la despresurización del separador; cuando la presión del separador alcance la presión de ruptura del disco éste se rompe y el contenido del separador tendrá salida libre a la atmósfera.

4.8 OPERACIONES EN UN SEPARADOR Y NORMAS DE SEGURIDAD

4.8.1 Arrancada (puesta en operación)

- Si el recipiente está vacío cierre las válvulas en cada salida de fluidos.
- Si tiene un regulador de presión debe arreglarse a un 75% de la presión de control normal, y luego se lleva lentamente a la presión de control normal después de que el separador esté en operación. Esto prevendrá que los dispositivos de alivio de presión se abran en el caso de que el control de presión no haya sido arreglado y permita que la presión llegue a valores por encima de la presión de operación.
- Si el separador tiene dispositivos de cierre por bajo nivel, desactívelos o agregue líquido para que el nivel de fluidos quede por encima del control de nivel.
- Chequee que cada línea de salida del separador tenga la orientación adecuada.
- Abra lentamente la entrada de fluido al recipiente.
- Cuando el nivel de líquido alcance el rango de los controles de nivel colóquelos en servicio y abra las válvulas que fueron cerradas al inicio de esta operación.
- Ajuste los controles de nivel y presión para estabilizar su operación.

4.8.2 Operaciones de rutina.

Son observaciones y chequeos que se deben hacer diariamente buscando posibles fallas en el funcionamiento del separador:

- Chequear correctamente los instrumentos de medida para hacer las mediciones apropiadas.
- Asegurarse que las válvulas de control abren y cierran completa y parcialmente sin obstrucción alguna; esto se consigue haciéndolas abrir y cerrar intencionalmente.
- Limpiar los visores (los visores son vidrios a través de los cuales se observa, por ejemplo, la interfase gas - petróleo), manómetros, registradores de temperatura, etc.

- Chequear que el elemento extractor de humedad no esté taponado; esto se hace registrando presiones antes y después del elemento.

4.8.3 Puesta fuera de operación

- Bloquear la entrada al separador.
- Si no se va a drenar cerrar la línea de salida.
- Si va a drenar abra el desvío (bypass), si lo hay, o desactive el control de nivel de líquido.
- Si va a despresurizar el recipiente, cierre la válvula de control que da salida al gas.
- Abra la válvula de venteo para despresurizar.

4.9 DIMENSIONAMIENTO DE SEPARADORES

4.9.1 Parámetros que intervienen en el dimensionamiento de los separadores

Para el dimensionamiento de los separadores es necesario conocer lo siguiente:

- ✓ Características y cantidad de gas que se producirá por el tope de la unidad.
- ✓ Características y cantidad de líquido que maneja el separador.

Con estos parámetros se suelen calcular el diámetro del recipiente, con capacidad para manejar la cantidad de gas que habrá de producirse en las peores condiciones. Ello corresponde al fluido más liviano, a la presión más baja y a la más alta temperatura que eventualmente pueda producirse durante la vida útil de la unidad.

El tiempo de retención del fluido en el separador depende de las características del mismo. Teóricamente 30 segundos deberían ser suficientes para que la espuma que se forma por agitación se reduzca al mínimo, de tal manera que ese lapso debería ser suficiente para considerar que el gas se ha separado de los líquidos. En la práctica las normativas vigentes aplican condiciones más seguras. Un parámetro de gran utilidad para seleccionar el tiempo de retención (garantizando la separación de los fluidos) es la gravedad API o la densidad del fluido.

Fluidos livianos (por encima de 40 °API) tendrán 1,5 minutos como tiempo de retención, este tiempo de retención es aplicable también a fluidos de gravedad entre 25 y 40 °API; para aquellos por debajo de 25 °API o para los petróleos espumosos, indistintamente de su densidad, se reservan 5 minutos de tiempo de retención. Teniendo en cuenta lo anterior se podrá calcular el espacio que debe tener la unidad para que esté en capacidad de retener el líquido que se va a

separar y se mantenga dentro del separador el tiempo necesario para que se produzca la separación.

Al dividir el volumen retenido entre el área correspondiente al diámetro seleccionado se tendrá la altura teórica que se debe reservar para el almacenamiento de los líquidos.

Una vez que se conoce el diámetro del recipiente y la cantidad de líquido que se ha de recibir se procede a dimensionar el equipo. Entonces, se debe seleccionar el diámetro comercial y calcular la longitud del equipo.

Se debe seleccionar la altura de cada una de las partes que configuran el recipiente: altura de la zona líquida, espacio entre el nivel de líquido y la boquilla de entrada, diámetro de la boquilla de entrada de los fluidos, altura entre el tope de la boquilla y el extractor de niebla, espacio libre requerido para instalar el extractor de niebla y la zona inmediata superior hasta la costura del separador. Al sumar estas longitudes se debe obtener una razón de esbeltez (altura / diámetro) que, de acuerdo con las diferentes normas puede oscilar entre 2 y 6.

Asentamiento gravitacional

En esta sección las gotas de líquido empiezan a caer a una velocidad que la determina la fuerza de arrastre y la fuerza gravitacional (peso de la gota), la fuerza de arrastre esta determinada por la siguiente expresión:

$$F_D = C_D A \rho \left[\frac{V_t^2}{2g} \right]$$

Donde:

F_D = Fuerza de arrastre en libras.

C_D = Coeficiente de arrastre.

A = sección de área de la gota en ft^2 .

ρ = densidad de la fase continua en lb/ft^3 .

V_t = velocidad de asentamiento de las gotas de agua en ft/s .

g = constante gravitacional, $32.2 ft/s^2$.

✓ Si el flujo es laminar según la ley de Stokes:

$$C_D = \frac{24}{Re}$$

Entonces,

$$V_t = \left[\frac{1.78 * 10^{-6} (\Delta S * G) dm^2}{\mu} \right]$$

Donde:

$\Delta S * G$ = Diferencia de gravedades específicas entre el líquido y el gas.

dm= Diámetro de la gota de liquido en micrones.

μ = Viscosidad de la fase continua gas en cp.

Re= Numero de Reynolds.

✓ Si el flujo es turbulento se tiene que:

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34$$

Entonces,

$$V_t = 0.0199 \left[\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{dm}{C_D} \right]^{1/2}$$

Donde:

ρ_L = densidad del liquido en lb/ ft³.

ρ_g = densidad del gas lb/ ft³.

C_D = Coeficiente de arrastre.

dm= diámetro de la gota de liquido en micrones.

Re= Numero de Reynolds.

4.10 SELECCIÓN DEL NÚMERO DE SEPARADORES

Para conocer el número de separadores a ser instalados en la estación de recolección es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros:

- ✓ Numero de pozos.
- ✓ Producción de crudo (Qo) en BOPD.
- ✓ Tiempo de prueba de los pozos en minutos.
- ✓ Cantidad de agua libre (Qw) BWPD.
- ✓ Cantidad de agua emulsionada (Qwe) en BWPD.
- ✓ Producción de gas (Qg) en PCS.

4.10.1 Numero de Separadores de Producción General Requeridos. El número de separadores de producción general requeridos en una facilidad de producción depende de la presión de llegada a esta y del caudal de fluidos a tratar:

4.10.1.1 Según la Presión de Llegada Al Separador:

- Si la presión de llegada es baja, se requiere de una sola etapa de separación.
- Si la presión de llegada es alta y además se determina que se requieren varias etapas se necesitan 2 o 3 separadores.

4.10.1.2 Según el Caudal de Fluidos a Tratar

- Si el caudal de producción es bajo, se requiere de un solo separador por etapa
- Si el caudal de fluidos producidos es alto, seguramente se requiere distribuir el caudal de cada etapa en varios separadores; esto depende de la máxima capacidad del separador que ofrezca el mercado y que pueda aceptarse técnicamente.

4.10.1.3 Presiones y Caudales

- Para este caso combinado, seguramente se necesitan varias etapas de separación, si así se determina. Y el caudal deberá ser distribuido en varios separadores en cada una de las etapas.

4.10.2 Número de Separadores de Prueba Requeridos

El Ministerio de Minas y Energía exige en su reglamentación que cada pozo debe ser probado durante 24 horas una vez al mes, si se cumple con esta exigencia se podrían probar 25 pozos al mes teniendo en cuenta que surgirán algunos inconvenientes como paradas de pruebas o pozos recién salidos de workover los cuales requieren ser probados más de una vez.

Por lo tanto el número de separadores de prueba que se requieren en una batería se pueden estimar mediante la siguiente expresión:

$$N^{\circ} \text{ de separadores} = \frac{N^{\circ} \text{ de pozos}}{25}$$

4.11 PROCEDIMIENTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS SEPARADORES

El diámetro de los separadores se calcula mediante la siguiente expresión:

$$D = \sqrt{\frac{trQ_L}{0.7(L_{eff})}}$$

Donde:

tr= Tiempo de retención (30 segundos - 3 minutos) .

Q_L= Caudal de liquido (BFD).

L_{eff}= Longitud efectiva donde ocurre la separación (ft)

✓ **LA LONGITUD COSTURA-COSTURA (Lss)**

La longitud costura-costura (lss) se determina a partir de la geometría del recipiente seleccionado:

✓ Para la capacidad de gas:

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

✓ Para la capacidad de líquido:

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

✓ **RELACION DE ESBELTEZ (relación longitud-diámetro)**

$$RE = \frac{12 * L_{ss}}{D}$$

Lo más apropiado es que esta relación se encuentre entre 3 y 5; si esta condición se cumple quiere decir que el D, Leff y Lss se encuentran bien dimensionados, cabe anotar que los separadores tienen dimensiones estándar, por lo cual los resultados obtenidos deben aproximarse a estas dimensiones estándar.

4.12 PROBLEMAS POTENCIALES DE OPERACIÓN EN LOS SEPARADORES (BIFASICOS Y TRIFASICOS)

4.12.1 Problemas de Espuma

Origen:

La causa principal que origina los problemas de espuma son las impurezas que están en la producción (aceite + agua) desde la formación productora. Estos problemas pueden ser enfrentados si se dispone de suficiente tiempo de residencia o si se tiene suficiente superficie de coalescencia para romper la espuma, o mediante la utilización de un producto antiespumante.

Problemas:

- ✓ Problemas mecánicos en el control de nivel, ya que la espuma afecta el control de la interfase gas/aceite, en la cual actúa.
- ✓ Reduce volumen del separador: la espuma ocupa espacio que corresponde al crudo o al gas. Es decir, reduce la capacidad de la sección de separación gravitacional y de la sección de acumulación de líquido.
- ✓ Reduce la eficiencia, debido a la espuma se hace más difícil separar el gas del líquido, lo cual origina el arrastre de gas en la salida del líquido y posiblemente la salida de líquido en el gas.

Soluciones:

- ✓ Realizar ajustes al diseño original, tal como la instalación de platinas coalescedoras.
- ✓ Aumentar el tiempo de residencia
- ✓ Hacer ajustes en la presión inicial de separación
- ✓ Utilizar productos antiespumantes.

4.12.2 Problemas de Parafina

Origen:

Propio de crudos parafínicos.

Problemas:

La operación del separador puede verse afectada por la acumulación de parafinas en el extractor de niebla o en las superficies de coalescencia de la sección de acumulación de líquido. La parafina puede causar problemas adicionales en los controles de nivel, tipo interfase

Soluciones:

- ✓ Utilización de extractores de niebla tipo centrifugo.
- ✓ Utilizar vapor o solventes.
- ✓ Utilizar dispersante o inhibidor de parafina.
- ✓ Instalación de un dispositivo electromagnético en el fondo de la sarta de la tubería de producción del pozo que actúa como dispersante de parafina.

4.12.3 Problemas de Arena

Origen:

- ✓ Producción de arena proveniente de la formación productora debido a completamiento original deficiente para el control de arena en pozos productores de crudo o de gas. Este problema puede aumentarse por altas fuerzas de arrastre

que son causadas por altos caudales de producción que sobrepasan el nivel de producción crítica o velocidad crítica.

Problemas:

- ✓ Abrasión de las partes internas de la válvula de descarga.
- ✓ Abrasión en las líneas de descarga y en las paredes del separador.
- ✓ Acumulación de arena en el fondo del recipiente y taponamiento en las salidas o descargas del líquido.

Soluciones:

- ✓ Instalación de un adecuado sistema de control de arena en el completamiento original del pozo: empaquetamiento de arena, filtros de arena, liners ranurados.
- ✓ Uso de separadores con el mínimo de dispositivos de acumulación interna.
- ✓ Uso de válvulas resistentes a la abrasión.
- ✓ El caudal de producción del pozo no debe ser mayor a la tasa crítica.

4.12.4 Problemas de Emulsiones

Origen:

- ✓ La emulsión se forma por la presencia de contaminantes en el caudal de producción, provenientes de la formación productora, tal como los asfaltenos, resinas, etc.

Problemas:

- ✓ Como la emulsión se forma en la interfase agua/aceite, el problema será para el control de nivel de tipo interfase y en consecuencia, para el colchón de aceite, ho. Afecta el tiempo de residencia, teniendo como consecuencia la disminución en la eficiencia de separación.

Soluciones:

- ✓ Agregar rompedores de emulsión especiales para estos casos, previo análisis de laboratorio.
- ✓ Utilización de calor u otros mecanismos para facilitar el rompimiento de la emulsión.

4.12.5 Arrastre de Líquido en la Fase Gaseosa

Se detecta cuando el gas descargado presenta contenido de líquido por encima del normal.

Origen:

- ✓ Alto nivel de líquido.
- ✓ Deficiencias en el controlador de nivel.
- ✓ Distancia insuficiente entre el desviador de flujo y el extractor de niebla.
- ✓ Tiempos de residencia bajos, por lo cual se hace un inadecuado diseño del separador.
- ✓ Taponamiento de las líneas de descarga.
- ✓ Altas turbulencias.

Problemas:

- ✓ Presencia de alto contenido de agua y aceite en el gas producido.

Soluciones:

- ✓ Análisis adecuado del problema debido a lo específico de estos equipos.

4.12.6 Arrastre de Gas en la Fase Líquida

Ocurre cuando gas libre escapa con el líquido que está siendo descargado por el separador.

Origen:

- ✓ Presencia de espuma lo cual origina una remoción deficiente del gas.
- ✓ Bajo tiempo de residencia.
- ✓ Daño en la válvula de descarga y en el control de nivel.

Problemas:

- ✓ Deficiencia de la separación y presencia de alto contenido de gas en el líquido que se está descargando del separador.

Soluciones:

- ✓ Análisis adecuado del problema debido a lo específico que estos son.

5. CAPITULO 4

5.1 TRATADORES

5.2 CONCEPTOS BÁSICOS A TENER EN CUENTA

5.2.1 Emulsiones. Una emulsión es una mezcla íntima de dos fases inmiscibles en la cual una fase está dispersa, en forma de pequeñas gotitas, en la otra fase que permanece continua; la fase dispersa se conoce como fase interna y la continua como fase externa. Pueden existir muchas clases de emulsiones, dependiendo del tipo de fases que las forman, pero en este caso nos interesan las emulsiones entre aceite y agua y de ellas se seguirá hablando de aquí en adelante.

La presencia de emulsiones es un problema bastante común en campos de petróleo y romperlas o separar las fases, es a veces tan costoso que puede representar un porcentaje alto del costo de producción de un barril de crudo.

5.2.2 Clasificación de las Emulsiones. Las emulsiones se pueden clasificar de diferentes maneras dependiendo del aspecto que se tenga en cuenta para hacerlo:

✓ De acuerdo a la estabilidad

Estables

Inestables

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

✓ De acuerdo a la facilidad para romperlas.

Flojas

Duras

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

✓ De acuerdo a su naturaleza

Normales

Inversas

Duales

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

Una emulsión dual normalmente es aquella en la cual la fase dispersa es una emulsión de petróleo en agua y la continua es petróleo.

Las emulsiones duales e inversas son las más difíciles de romper y generalmente para ello se requiere tratamientos especiales.

5.2.3 Factores que Afectan la Formación de Emulsiones. Existe una serie de factores que pueden aumentar o disminuir la posibilidad de que se formen emulsiones y/o afectar las características de la emulsión formada. Entre estos factores se pueden mencionar:

- Porcentaje y salinidad del agua: El agua y el aceite pueden emulsionarse en proporciones muy variables, el agua generalmente ocasiona máxima emulsificación, se ha encontrado que los cloruros solubles aumentan la tensión interfacial dificultando la emulsificación.
- Características del crudo: Al aumentar la viscosidad y la densidad de los crudos aumenta la tendencia a formar emulsiones. En cuanto a la tensión superficial, parece que es un factor importante, ya que al aumentar su valor la facilidad de emulsificación también aumenta.
- Presencia de gas o aire: Las emulsiones se forman más fácil y más rápidamente, y de una estabilidad mayor, cuando el gas natural o el aire se mezclan íntimamente con el aceite y el agua porque se genera mayor turbulencia y agitación lo cual propicia una mezcla más íntima de los fluidos.

- Tipo y cantidad de emulsificante. Existen emulsificantes que pueden ser más efectivos que otros y además el grado de emulsificación puede depender de la cantidad de emulsificante.
- Tiempo. El tiempo de contacto de las fases puede ayudar a la formación de emulsiones especialmente si durante el tiempo de contacto hay agitación continua.
- Método de producción. En el levantamiento artificial se presenta agitación extra que no ocurre en el flujo natural, especialmente cuando se tiene bombeo con varillas o bombeo neumático, y esto favorece aún más la formación de emulsiones; el efecto es quizás mayor en el caso del bombeo neumático pues la inyección de gas de por sí crea turbulencia.

5.2.4 Tratamiento de Emulsiones. Tratar una emulsión significa someterla a algún tratamiento con el fin de separar sus fases. El tratamiento al que se debe someter una emulsión depende de las características de ésta, si es dura o floja, grado de emulsificación, tipo de emulsificante y, muchas veces, de la disponibilidad de equipo y/o materiales.

En el tratamiento de emulsiones se busca neutralizar de alguna manera la acción del agente emulsificante por ejemplo, venciendo las fuerzas repulsivas que impiden que las gotas de la fase dispersa se unan o debilitando la película adherida a las gotas de la fase dispersa.

El tratamiento de una emulsión es un proceso que involucra normalmente, los siguientes pasos:

- ✓ Caracterización de la emulsión.
- ✓ Inyección de químico.
- ✓ Separación de agua y gas libre.
- ✓ Calentamiento.
- ✓ Coalescencia y filtración.
- ✓ Asentamiento.

La caracterización de la emulsión es fundamental porque de ello depende en gran parte el tratamiento que se le haga a la emulsión. Los demás pasos comprenden el proceso de tratamiento propiamente dicho y no siempre es necesario aplicarlos todos, dependiendo del tipo de emulsión.

Las características más importantes que se deben tener en cuenta para caracterizar la emulsión son:

- ✓ Tamaño de las partículas.
- ✓ Tipo de emulsión.
- ✓ Resistencia de la película de emulsificante.
- ✓ Diferencia de densidades.
- ✓ Viscosidad de la fase continúa.
- ✓ Porcentaje de fases.
- ✓ Respuesta a diferentes métodos de tratamiento.

5.3 TRATAMIENTO TÉRMICO

El calentamiento de la emulsión se realiza en recipientes conocidos como calentadores o tratadores. El aplicar temperatura a la emulsión tiene los siguientes efectos, entre otros:

- ✓ Debilitar la película de emulsificante.
- ✓ Aumentar el movimiento Browniano de las partículas de la fase dispersa, lo cual implica mayor número de choques incrementando la posibilidad de unión.
- ✓ Disminuye la viscosidad de la fase continua y, si ésta es aceite, la densidad lo cual implica una disminución en la capacidad para mantener en suspensión las gotas de agua.

En el calentador la mezcla entra fría y sale caliente hacia un recipiente donde se le permite estar en reposo para que las fases se separen; en el calentador existe rompimiento de la emulsión pero no separación de fases. Es decir, en el calentador no se realiza la coalescencia ni el asentamiento.

Los calentadores pueden ser directos o indirectos, en el primer caso el calor para calentar la emulsión es generado en el mismo recipiente y se hace un calentamiento directo; en el segundo caso el calor o no es generado en el calentador o si es generado en éste pero el calentamiento no es directo si no que es a través de un fluido que sirve como medio de transporte para el calor.

El calentador directo, se conoce como tubular porque el fluido va a través del serpentín el cual está rodeado por la llama producida por los quemadores y los gases producidos por la combustión que tratan de salir por la chimenea. Estos calentadores generalmente trabajan con gas como combustible pero también pueden trabajar con combustible líquido. El serpentín mientras mayor número de vueltas tenga mayor cantidad de calor se podrá transmitir al fluido porque el área de contacto es mayor. Al entrar la mezcla fría por la parte superior el calentamiento y la transferencia de calor se hace progresivamente.

Un calentador indirecto; en ese caso el calentamiento se hace por medio de un fluido caliente, es decir este tipo de calentador es un intercambio de calor. El

fluido que se va a calentar va a través de los tubos internos del calentador los cuales están rodeados por el fluido de calentamiento el cual puede ser un líquido caliente o, lo más común, vapor de agua. Al salir el fluido de calentamiento del calentador es llevado al sitio donde se le aplica calor para calentarlo y recircularlo nuevamente al intercambiador (calentador). Un calentador indirecto, dependiendo del tamaño, puede manejar cantidades grandes de fluido pero el calentamiento no es tan eficiente y además hay más oportunidad de pérdidas de calor.

5.3.1 Según la Posición los Tratadores Térmicos Pueden Ser (Horizontales O Verticales)

✓ VERTICALES:

Es el equipo más sencillo para este tipo de tratamiento. El caudal entra por la parte lateral superior a la sección de separación primaria o de gas, en la cual se debe tener especial cuidado de que su capacidad sea la adecuada para manejar todo el gas asociado con la producción de entrada. Si la producción proviene de un separador gas/líquido, seguramente la capacidad de esta sección será relativamente pequeña y viceversa. El diseño de esta sección debe ajustarse a estos requerimientos.

El líquido fluye a través de un bajante hasta el distribuidor de flujo, localizado en el fondo del tratador, el cual está ubicado ligeramente por debajo de la interfase aceite/agua.

Si el tratador recibe la producción de un separador de agua libre, seguramente esta sección será pequeña; pero si por el contrario, el caudal total del líquido producido a ser tratado es grande, esta sección deberá diseñarse con la capacidad o tiempo de residencia suficiente para alcanzar la recolección y asentamiento de toda el agua, tanto el agua libre, como la separada de la emulsión.

El aceite y la emulsión ascienden alrededor del tubo de fuego, donde se recibe el calentamiento requerido para romper la emulsión. El caudal sigue ascendiendo y pasa a la sección de coalescencia, donde el agua que proviene de la sección coalescente y se precipita al fondo del recipiente.

El aceite continúa su ascenso y llega hasta la cámara de aceite y luego se descarga a través de la válvula que mantiene el nivel de aceite constante. En este momento y sitio, el aceite debe reunir los requerimientos de crudo limpio para ser enviado a la refinería, a través del correspondiente oleoducto, en lo referente al contenido de agua y a la salinidad.

Cualquier cantidad de gas obtenida por el calentamiento o por liberación de gas asociado. Pasa a través del igualador de presiones, luego pasa por el extractor de niebla y se descarga mediante la operación de la válvula controladora de presión.

El nivel de aceite se controla mediante un control de nivel convencional y la válvula de descarga de aceite o válvula de control de nivel.

El control de la interfase de aceite/agua se mantiene por medio de un controlador de nivel tipo interfase o mediante una bota de agua externa.

✓ **HORIZONTALES:**

Es el elemento más ampliamente utilizado para tratamiento de crudo, especialmente para caudales altos.

El caudal de producción, proviene del separador, entra por la sección frontal superior del recipiente por donde se libera el gas que eventualmente puede traer.

El líquido cae alrededor y por la parte externa de la lamina deflectora, hasta un nivel ubicado levemente por debajo de la interfase, donde el aceite es lavado y separada el agua libre.

El aceite y la emulsión ascienden alrededor del tubo de fuego donde recibe la transferencia de calor, para luego caer en la cámara de reposo, después fluyen a través del distribuidor de flujo localizado en la parte inferior de la sección de coalescencia, la cual es completamente empaquetada. En esta sección las gotas de agua presentes coalescen y se precipitan al fondo del recipiente en este momento el caudal de aceite debe quedar completamente limpio, libre de agua, o con mínimos porcentajes de BSW, del orden de 0.5% o menor.

El aceite tratado y limpio es recolectado en la parte superior del recipiente, diseñado para mantener uniforme el flujo vertical de aceite. Las gotas de agua coalescidas se precipitan al fondo del recipiente en dirección contraria al flujo de la fase continua de aceite.

La interfase agua/aceite tanto en la sección de calentamiento como de la coalescencia se controlan mediante un control de nivel tipo interfase y su correspondiente válvula de descarga de agua.

Un control de nivel convencional, junto con la válvula de descarga de aceite mantiene regulado el nivel de aceite en la cámara de reposo y el flujo de salida para mantener condiciones de empaquetamiento.

La sección de entrada o primera sección del recipiente debe ser diseñada para manejar un adecuado asentamiento del agua libre, así como también para el calentamiento de la emulsión. La longitud de la sección de calentamiento se calcula en función de la longitud del tubo de fuego.

En el diseño de la sección de coalescencia debe considerarse un tipo de residencia adecuado para lograr la coalescencia de las pequeñas gotas de agua presente y luego, permitir su correspondiente asentamiento. Preferiblemente este tiempo de retención (T_R) se determina mediante pruebas de laboratorio.

La configuración del tratador térmico electrostático es igual a la del tratador térmico convencional, solo que en este caso se instalan dos electrodos paralelos en la sección de coalescencia dentro de los cuales se origina el campo eléctrico de alto voltaje y a través del cual se hace pasar la emulsión que está siendo tratada, sobre la coalescencia electrostática en el tratamiento de crudo.

El tratador térmico electrostático es primordialmente eficiente en la reducción de contenido de agua por debajo de 0.5% y salinidades por debajo de 20Lbs/1000Bbl de aceite; su utilización cobra especial interés en campos donde la deshidratación es difícil, y seguramente no es posible alcanzar los límites requeridos para la entrega del crudo al oleoducto y posterior refinación, en lo referente al BSW y contenido salino.

5.3.2 Instrumentación en los Tratadores Térmicos. Un tratador es un sistema de control y separación de fluidos. Donde nuevamente se indica, se mide y se registran las variables del fluido, para esto se utilizan varios instrumentos y accesorios. Los instrumentos utilizados en un tratador son los mismos empleados en un separador, a demás cuenta con un sistema para el control de temperatura. Al igual que el separador, el tratador cuenta con controles de nivel, controles de presión, válvulas de control, medidores de flujo, indicadores de nivel, interruptores, transmisores, alarmas, manómetros, termómetros etc.

- ✓ **Transmisor controlador de temperatura (TCT).** El control de temperatura es de tipo *on/off*, tiene por objeto enviar una señal a la válvula de control para regular el suministro de gas combustible al quemador. Cuando la temperatura del tratador supera el *set-point* establecido en el control, la válvula reduce la entrada de gas combustible al quemador y así disminuye la temperatura del tratador.
- ✓ **Alarma de cierre por alta temperatura (TSAH).** Este instrumento actúa por medio de un interruptor, que se activa cuando el tratador trabaja por encima de la presión de operación normal. El principal objetivo es proteger al tratador de altas temperaturas. Además de funcionar como alarma, se puede configurar para apagar el tratador cuando la temperatura es excesiva o incontrolable.
- ✓ **Regulador de presión (PR).** En el tratador se instala un regulador para el gas que va al piloto. El piloto debe permanecer encendido para poder encender manual o automáticamente el tratador.

5.3.3 Dimensionamiento de Tratadores Térmicos Horizontales y Verticales.

- ✓ **Primero se hallan las ecuaciones de asentamiento:**
La diferencia de gravedades específicas entre el agua dispersa y el aceite, es de suma importancia en el tratamiento térmico de emulsiones; en la misma forma, es

importante la viscosidad del crudo del cual es función de la temperatura de tratamiento y de la calidad del crudo (gravedad API).

Tanto en los tratadores verticales como en los horizontales el flujo es vertical por lo que la velocidad de las gotas de agua hacia abajo deberá ser suficiente para contrarrestar la velocidad ascendente del aceite, o sea: $V_t = V_o$

Tratadores térmicos horizontales:

$$dxL_{eff} = \frac{438Q_L X \mu_o}{(\Delta SG)_{w/o} (dm)_w^2}$$

Tratadores térmicos verticales:

$$d = 81.8 \left[\frac{Q_L X \mu_o}{(\Delta SG)_{w/o} (dm)_w^2} \right]^{1/2}$$

DONDE:

d = Diámetro del recipiente en pulgadas.

L_{eff} = Longitud efectiva de la sección de coalescencia, pies.

(ΔSG)_{w/o} = Diferencia de gravedades específicas entre el agua y el aceite.

Q_L = Caudal de líquido tratado, BFPD. (BOPD+BWPD)

μ_o = Viscosidad de aceite, cp.

(dm)_w = Diámetro de la gota de agua, micrones.

✓ Ecuaciones de tiempo de residencia

La emulsión deberá ser sometida a una temperatura determinada, durante un tiempo específico para que se rompa la emulsión. Esta información se obtiene de pruebas de laboratorio (pruebas de botella), confirmadas con pruebas de campo. Como punto de partida se puede estimar el tiempo de residencia (T_R) en un rango de 20 a 30 minutos, dependiendo de las características de la emulsión y la calidad del crudo (API).

Tratadores térmicos horizontales

$$dxL_{eff} = \frac{Q_L X (T_R)_o}{1.05}$$

Tratadores térmicos verticales

$$d^2 x h = \frac{Q_L x (TR)_o}{0.12}$$

$(TR)_o$ = tiempo de residencia del aceite en minutos.

h = altura de la sección de coalescencia, en pulgadas

d = Diámetro del recipiente en pulgadas.

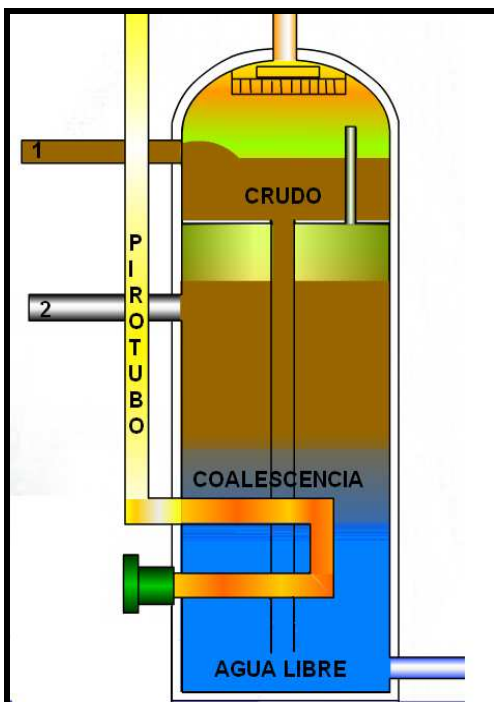
L_{eff} = Longitud efectiva de la sección de coalescencia, pies.

Q_L = Caudal de líquido tratado, BFPD. (BOPD+BWPD)

Nota: la geometría del recipiente requerido depende de las propiedades del caudal a tratar. Es por esto que el tamaño del tratador, en función del tiempo de residencia, puede ser mayor que el obtenido en función de la ecuación de asentamiento. Se selecciona el mayor de los dos: el cálculo mediante la ecuación de asentamiento o el determinado con la ecuación del tiempo de residencia.

5.4 TRATAMIENTO TERMICO ELECTROSTATICO

Figura 5. Tratador térmico electroestático



1. Entrada del crudo.

2. Salida del crudo.

Fuente: Visitas de Campo y Diagramaciones Propias

Un tratador térmico electrostático es una vasija horizontal con un precipitador eléctrico. El principio básico de su funcionamiento consiste en colocar la emulsión bajo la influencia primero de calor y luego de un campo eléctrico. La presencia de este campo eléctrico genera el debilitamiento de las fuerzas repulsivas, ya que actúa sobre las cargas eléctricas formadas por el agente demulsificante sobre la superficie de las gotas de agua, permitiendo que se unan, aumentando el efecto gravitacional, lo que hace que las partículas en suspensión se precipiten.

La cantidad de calor que se debe suministrar depende de la temperatura a la cual entra el fluido, la temperatura a la cual debe salir y la cantidad de fluido que hay que calentar en la unidad de tiempo, esta viene dada por la ecuación:

$$Q = m * C_p * T$$

Donde:

Q: Cantidad de calor requerido, BTU

m: Masa del fluido a calentar, Lbs

T: Cambio de temperatura, °F

C_p: Capacidad calorífica del fluido a calentar, BTU/Lb. °F

El sistema eléctrico del tratador consta de un transformador y dos electrodos que se encuentran suspendidos uno encima del otro, en la fase petróleo de la sección de coalescencia. La altura del electrodo superior es ajustable desde el exterior, permitiendo variar el gradiente de voltaje (5.000 y 7.000 voltios por pulgada) según los requerimientos de coalescencia.

Este es realmente un separador que mediante el calentamiento y la acción de productos químicos, ayuda al rompimiento de emulsiones produciendo la separación del aceite y el agua que las forma. Un tratador térmico electrostático consta de tres secciones principales.

5.4.1 Secciones de un Tratador Térmico Electroestático

✓ Sección de calentamiento

En esta sección el crudo es calentado directamente por medio de un tubo de fuego, a causa de éste calentamiento se produce liberación de gas, disminución de viscosidades y la primera separación de fases.

✓ **Sección de separación agua-aceite**

Una vez el líquido ha sido calentado, continúa su movimiento y llega hasta la sección de coalescencia en donde se separa el agua del aceite por efecto de gravedad, y por rebose pasa a esta sección en la cual atraviesa una serie de láminas onduladas donde se tiene lugar la separación agua - aceite.

✓ **Sección de coalescencia**

En éste compartimiento el crudo atraviesa las parrillas energizadas por un transformador eléctrico uniendo las pequeñas gotas de agua y haciéndolas descender por gravedad al fondo de la vasija de donde es extraída posteriormente.

5.4.2 Ventajas del Tratamiento Electroestático.

- ✓ Menores temperaturas de tratamiento.
- ✓ Menor uso de desemulsificante.
- ✓ Menores pérdidas por evaporación.
- ✓ Mayor volumen de crudo tratado.
- ✓ Menor disminución de la gravedad API.
- ✓ Menores costos de combustible.
- ✓ Eliminación del uso y mantenimiento de filtros.
- ✓ Reducción en la corrosión y deposición de escamas.

5.4.3 Funcionamiento de un Tratador Electrostatico.

✓ **DESCRIPCION DEL PROCESO**

El aceite, agua, emulsión y gas producido entran al tratador a través de una conexión en la parte superior de la vasija. Los fluidos entran al tratador al primer compartimiento en donde se realiza la separación primaria del gas del resto de líquidos del pozo. El gas separado, se acumula en el tope del tratador y fluye a través de la conexión de salida de gas por la válvula controladora de presión la cual mantiene la presión de operación de la vasija. (20 psig aproximadamente). La emulsión, aceite y agua son dirigidos abajo a los pirotubos por una entrada desviadora. El agua libre se acumula en el fondo de la vasija, abajo de los pirotubos mientras que el aceite y la emulsión fluyen hacia arriba alrededor de los pirotubos y entran a la sección de asentamiento de la vasija. La aplicación de calor a la emulsión al pasar por encima y alrededor de los pirotubos causa una rápida coalescencia de las partículas de agua y el rompimiento de la emulsión. El calor en los pirotubos es mantenido por el quemador de gas natural y la instrumentación

y control requerido para controlar el calor y el fuego son instalados en el tratador.

El aceite pasa por rebose a través de la sección de separación donde cualquier agua remanente es separada del aceite al pasar a través de un conjunto de platos corrugados. Los platos son configurados de tal manera que el sedimento y el agua caen directamente al fondo de la vasija y no sean recolectados.

Después de la separación el aceite pasa a la sección de coalescencia eléctrica a través de una lámina horizontal ranurada que actúa como cabeza de distribución, la cual proporciona un flujo uniforme del aceite a través de la larga y ancha sección de malla eléctrica. Esta distribución uniforme del flujo asegura una mínima velocidad vertical del fluido. El aceite se separa por el campo de alto voltaje eléctrico, mantenido entre un set de dos mallas las cuales conducen una descarga eléctrica a las pequeñas gotas de agua contenidas aún en el aceite. Estas cargas hacen que las gotas se atraigan y de este modo choquen entre si para formar grandes gotas. A medida que las gotas crecen de tamaño, la gravedad ocasionará que se depositen en el fondo del tratador con el resto de agua acumulada. El aceite limpio continúa subiendo y es colectado por un cabezal (tubo perforado) el cual lo lleva fuera del tope de la vasija a la válvula de descarga y de allí al tanque de almacenamiento de crudo.

Las gotas de agua que se extraen de la emulsión en la sección del pirotubo, se depositan en el fondo de la vasija, combinadas con el agua libre, y pasan por debajo de la división de la sección, de mallas de la vasija. El agua que es separada de la emulsión por las mallas, también se asienta en el fondo de la vasija por gravedad donde se une con el agua de la sección de pirotubos. Toda el agua a lo largo del fondo de la vasija, sale a través de una válvula de descarga de agua.

Las mallas ó parrillas en la sección de coalescencia eléctrica son aisladas de tierra dentro de la vasija incorporando secciones. El alto voltaje llevado por el cable eléctrico, que pasa a través de la pared de la vasija también usa material aislante. Para asegurar que las mallas siempre queden sumergidas durante la electrificación, un interruptor (switch) de seguridad para bajo nivel es colocado dentro de las mallas para que la corriente de esta forma sea disminuida e interrumpida si el nivel de líquido disminuye.

El transformador que provee el alto voltaje a las mallas es un 100% tipo reactivo con salida de voltaje regulable automáticamente en la medida en que la conductividad de la emulsión varia. Cuando la conductividad se incrementa, el reactivo (dispositivo) automáticamente ajusta el voltaje disminuyéndolo, pero el voltaje retorna a su valor instantáneamente, a medida que la condición de conductividad disminuye.

5.4.4 Instrumentación de un Tratador Electroestático. El tratador es equipado con válvulas de control operadas neumáticamente en la línea de salida del aceite (LCV) y en la línea de salida del agua (LCV). Las válvulas son operadas por controladores de nivel los cuales sensan y mantienen el nivel de aceite y el nivel del agua.

El sensor controlador de nivel es un desplazador que está acoplado mecánicamente a una guía neumática que incrementa la salida de presión a la válvula de control cuando el nivel del líquido aumenta. La válvula de control es abierta con aire y cerrada por la acción de un resorte. Cuando los fluidos aumentan, los controladores de nivel y agua, abren sus respectivas válvulas y descargan el líquido de la vasija.

La presión de la vasija es mantenida por la válvula controladora de presión (PCV) en la línea de salida del gas.

El gas natural para la combustión en el quemador es obtenido de la red de gas combustible de la Estación. El gas combustible del quemador fluye a través de un regulador reductor de presión (PR) programado a 15 psig en la salida. Hay un regulador en paralelo para servicios de back-up (respaldo).

Después, éste gas combustible principal pasa a través de una válvula controladora de temperatura (TCV) hacia el quemador. La válvula controladora de temperatura es operada neumáticamente por un controlador de temperatura (TIC) instalado en la sección de tubos de fuego del tratador. El aumento y caída de la temperatura dentro de esta sección causa que la válvula controladora de temperatura se cierre o abra proporcionalmente, de este modo se controla la cantidad de combustible suministrado al quemador.

Cuando una llama falla en el quemador o algún otro aparato falla, el panel envía señal al solenoide para que bloquee la señal del controlador de temperatura y se despresurice el diafragma de la válvula controladora de temperatura, permitiendo que el resorte actuador abra la válvula principal de la línea de gas combustible. El gas combustible del piloto del quemador es suministrado de la línea principal a través de una desviación.

El panel de control del quemador monitorea el piloto de los quemadores en el fondo de los pirotubos con detectores ultravioletas y causa que las válvulas solenoides se cierren cuando una llama falla. El panel entonces automáticamente comienza un ciclo de reignición. El combustible permanece bloqueado por 90 segundos mientras el tiro de la chimenea desaloje el gas remanente acumulado en los tubos de fuego. Luego de esto se abre la válvula solenoide del piloto y simultáneamente comienza a producir la chispa. Si la llama no es detectada durante éste periodo, el panel se bloquea y bloquea el flujo de combustible hasta que el operador resetea nuevamente el panel.

Si la llama es detectada durante éste periodo, el panel abre la válvula solenoide

que suministra combustible al quemador y se inicia el proceso de control de temperatura. La instrumentación del tratador incluye lo siguiente:

- 1) Un contactor para detener la entrada
- 2) Un contactor para una alarma “problemas de funcionamiento de salida”
- 3) Un contactor para “una prueba de funcionamiento de llama de salida”
- 4) Un switch de desconexión local, para apagar la entrada al panel

El quemador es equipado en la entrada con un sistema de atrapallamas que opera tanto para el quemador como para el piloto.

Además la vasija posee un conjunto de 4 conexiones para tomar muestras con válvulas manuales el cual es ubicado estratégicamente de modo que las muestras puedan ser drenadas de diferentes partes de las columnas de agua y aceite. Dos boquillas para extraer arena están ubicadas cerca al fondo de la vasija.

Un ánodo de sacrificio es instalado en la sección de pirotubos para proteger las superficies de acero, de la salmuera en el fondo de la vasija.

5.4.5 Normas de Seguridad en un Tratador Electroestático. El tratador puede ser un equipo para proceso y tratamiento de aceite o gas, potencialmente peligroso cuando no se siguen las precauciones de seguridad. Algunas áreas específicas para operar con atención son listadas a continuación:

1. Dispositivos de seguridad (válvula de seguridad, quemador, controles de interrupción de gas combustible, etc.) no deben modificarse sin el diseño y la consideración seria de un ingeniero calificado..
2. Toda vasija a presión puede operarse con toda su capacidad si tiene sistemas de seguridad.
3. La presión de diseño o máxima presión de trabajo (marcada en la vasija) nunca debe excederse durante la operación.
4. La tubería y/o válvulas no pueden ser sujetadas de la unidad inadvertidamente a una presión mayor que la presión de diseño ó presión de trabajo de la vasija.
5. Las líneas, tubería o válvulas congeladas nunca deben descongelarse con llamas de fuego.
6. Los artículos que contienen presión (controladores de nivel, tapa de filtros, gorro de las válvulas, etc.) nunca deben ser removidas hasta que el operador este seguro de que la presión haya sido descargada.

7. Las conexiones nunca deben ser apretadas o aflojadas bajo presión.
8. Los sitios de ventilación nunca deben ser conectados a fuentes de ignición.
9. **IMPORTANTE:** El suministro para encender las parrillas no debe hacerse antes de la estabilización del flujo a la salida del tratador.

El tratador electrostático debe ponerse en servicio si se cumplen las siguientes condiciones:

1. Debe ser operado por personal autorizado o debidamente entrenado para realizar la operación segura del mismo.
2. Los niveles de aceite deben estar por encima de los electrodos en la zona de parrilla al igual que del diámetro externo de los tubos quemadores en la zona de tubos.
3. No debe existir presencia de oxígeno o aire dentro del recipiente, para esto se requiere de una muy buena purga de la vasija con el gas que se está utilizando.
4. Las presiones que se manejan deben ser superiores a 15 psig y las temperaturas menores a 200 °F.
5. Debe existir un nivel o exceso de nivel de agua.
6. Manejar más de 2500 Barriles de líquido por día
7. Los switches de seguridad deben funcionar a la perfección.
8. No se deben presentar problemas en los reguladores y automáticos de control de combustible a los quemadores.

5.4.6 Dimensionamiento de los Tratadores Electroestáticos.

$$d = 81.8 \left[\frac{Q_L X \mu_o}{(\Delta SG)_{w/o} (dm)^2_w} \right]^{1/2}$$

$$d^2 x h = \frac{Q_L x (T_R)_o}{0.12}$$

DONDE:

d = Diámetro del recipiente en pulgadas.

h = Longitud efectiva de la sección de coalescencia, pies.

$(\Delta SG)_{w/o}$ = Diferencia de gravedades específicas entre el agua y el aceite.

Q_L = Caudal de líquido tratado, BFPD. (BOPD+BWPD)

μ_o = Viscosidad de aceite, cp.

$(dm)_w$ = Diámetro de la gota de agua, micrones.

$(TR)_o$ = tiempo de residencia del aceite en minutos.

6. CAPITULO 5

6.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Son recipientes que se utilizan para almacenar líquidos o gases. Con el objetivo de almacenar y de proteger el producto de contaminaciones tales como materias extrañas o lluvias. Los tanques almacenan y en ellos se fiscaliza y mide la producción de crudo de una batería; además proporciona al crudo un tiempo de retención suficiente para separar por gravedad el agua que aún permanece después del tratamiento. El crudo es enviado por medio de bombas hacia la unidad LACT y de ahí al oleoducto.

Bajo condiciones normales de operación, se debe contar con un arreglo de tanques, de tal forma que uno entregue al oleoducto; un segundo reciba la producción y un tercero se encuentre disponible.

Los tanques para almacenar productos derivados son de capacidad y forma variable, dependiendo del volumen del producto manejado y de la presión de vapor o volatibilidad del mismo. Así, que un tanque para propano o butano es una esfera, uno para gasolina liviana es cilíndrico con techo Flotante, para gasolina pesada es cilíndrico de techo cónico con respiradero o válvula de respiración o vacío y para cualquier otro producto más pesado es de techo cónico con o sin membrana, también con respiradero o válvula de respiración o vacío. Para cualquier otro producto aún más pesado, será de techo cónico con respiradero de hongo abierto.

6.1.1 Facilidades donde son requeridos Debe haber tanques para almacenamiento de crudo en las siguientes partes:

- ✓ Baterías o facilidad de producción.
- ✓ Estación principal de oleoducto.
- ✓ Estaciones auxiliares del oleoducto (opcionales).
- ✓ Estación terminal del oleoducto.
- ✓ Refinerías.
- ✓ Plantas procesadoras (petroquímicas).

6.1.2 Capacidad de almacenamiento. Por razones de seguridad debe haber suficiente capacidad de almacenamiento para afrontar una eventual emergencia

por rotura del oleoducto o daños en las estaciones de bombeo, o bloqueo del mismo por acciones o problemas geográficos o sociales. Como mínimo debe tener una capacidad de 5 veces o mas la producción diaria del campo, con lo cual se dará un margen mínimo 5 días para su respectiva reparación.

En la facilidad de producción se utilizan tanques de 1.000, 2.000, 5.000, 10.000, 20.000, 50.000 Bbls, o mayores, según sea la producción diaria del campo. La distribución de tanques en la batería debe involucrar la disponibilidad de diferentes tanques: de recibo, de reposo y entrega, operaciones realizadas en el manejo de la producción diaria de crudo. Además, debe disponerse de uno o dos tanques para la prueba de pozos.

En la estación principal o inicial y la terminal del oleoducto, se utilizan tanques de gran capacidad: 50.000, 80.000, 100.000, 250.000 barriles o más, de acuerdo a la producción del campo y de la capacidad de almacenamiento que se planea.

6.2 CLASIFICACIÓN DE LOS TANQUES

Se pueden clasificar según:

6.2.1 Su Forma.

➤ TANQUES CON TECHO CÓNICO.

Se usan generalmente para almacenar crudos o productos que tengan una presión de vapor relativamente baja, es decir, aquellos que no tienen tendencia a producir vapores a la temperatura ambiente.

➤ TANQUES DE FONDO Y TAPA CÓNCAVOS.

Se emplean generalmente para el almacenamiento de productos con una presión de vapor relativamente alta, es decir, con una tendencia a producir vapores a temperatura ambiente.

➤ TANQUES CON TECHO FLOTANTE.

En su construcción se asemejan a los de techo cónico con la diferencia que su tapa superior o techo flota sobre el fluido almacenado, desplazándose

verticalmente de acuerdo al nivel. Dentro de sus ventajas es que disminuye las pérdidas por evaporación y no generan electricidad estática.

➤ **TANQUES DE TECHO CÓNICO CON MEMBRANA FLOTANTE.**

Con el objeto de minimizar las pérdidas por evaporación a los tanques de techo cónico se les coloca una membrana flotante en la parte inferior del tanque, diseñada y construida de tal forma que flote sobre el fluido almacenado.

➤ **TANQUES ESFÉRICOS.**

Se usan generalmente para almacenar productos con una presión de vapor bastante alta como el propano (LPG) y los butanos.

6.2.2 El Producto que Almacenan.

- **PARA CRUDOS:** Generalmente se utilizan tanques de techo cónico con o sin membrana, también con respiradero o válvula de respiración; debido a que estas sustancias presentan una presión de vapor relativamente baja, es decir, no tienen tendencia a producir vapores a la temperatura ambiente.
- **PARA DERIVADOS O REFINADOS:** Generalmente se utilizan tanques de fondo y tapa cóncavos para el almacenamiento de estos productos que presentan una presión de vapor relativamente alta, es decir, con una tendencia a producir vapores a temperatura ambiente. Para productos con presión de vapor mas alta como el propano (LPG) y el butano se utilizan tanques esféricos.
- **PARA RESIDUOS:** Generalmente se utilizan tanques de techo cónico con respiradero de hongo abierto.

6.2.3 Su Uso.

- **TANQUES DE ALMACENAMIENTO:** usados para almacenar crudo de calidad aceptable en la refinería.
- **TANQUES DE PRUEBA:** aquellas en los cuales se recibe la producción del pozo que esta en prueba.

- **TANQUES DE LAVADO:** aquellos en los cuales se recibe la mezcla de agua y aceite para dejarla allí en reposo y permitir la separación de las fases. Además de retirar el agua libre distribuye el flujo de la emulsión hacia varios recipientes y es muy útil cuando la cantidad a tratar no se puede manejar en un solo tratador.
- **GUN BARRELS,** más conocidos como tanques de lavado, a ellos va la mezcla cuyas fases han estado emulsionadas y han sido sometidas a algún tipo de tratamiento para separarlas, en estos tanques se deja la mezcla en reposo para obtener la separación final de las fases; algunas veces los tanques tienen dispositivos internos para ayudar a romper la emulsión.

6.2.4 Su Fabricación.

- **TANQUES DE ACERO:** Los cuales pueden ser Remachados, soldados y pernados, cabe anotar que si el tanque es de alta capacidad este debe ser unido mediante soldadura.

6.3 INSTRUMENTACIÓN EN LOS TANQUES:

- ✓ **Interruptor por bajo o alto nivel (LSL-LSH).** Estos interruptores tienen la función de parar la bomba que sirve para suministrar la carga de crudo al oleoducto. Su señal puede ser enviada al panel de control.
- ✓ **Alarmas por alto y bajo nivel. (LAL – LAH).** Son instaladas en los tanques para enviar señales de alarma, ya sea al panel de control, una señal sonora o una señal visual.
- ✓ **Transmisor indicador de nivel (LIT).** Transmite una señal de nivel de 4-20 mA al panel de control; además de dar señal de alarma por alto y bajo nivel.
- ✓ **Válvula de presión y vacío (PVV).** Esta válvula tiene la función de proteger el tanque por sobrepresiones y colapsos, manteniendo una presión constante en el tanque. El gas es descargado a la tea de baja presión, para regular la presión interna del tanque.
- ✓ **Transmisor controlador de nivel (LCT).** Su función es controlar el nivel del fluido enviando señales de 4 a 20 mA. Estas señales pueden ser enviadas a un sistema de alarmas o a un panel de control. Para el control del nivel envía la señal eléctrica de 4 a 20 mA a un convertidor I/P, para que este envíe una

señal.

- ✓ **Facilidades de aire-espuma.** Se requiere para todos los tanques de techo fijo y en techos flotantes en tanques de más de 150 ft de diámetro.

Otros accesorios

- Detenedores de llamas (*atrapallamas*).
- Líneas y cámaras de espumas.
- Escala de contenido (*alarmas por alto y bajo*).

6.4 NORMAS DE SEGURIDAD EN EL MANEJO DE LOS TANQUES

- a. Peligro por Electricidad Estática, con el objeto de eliminar los riesgos por acumulación de electricidad estática, debe mantenerse siempre un contacto directo con las escaleras al llegar al tope del tanque, y antes de abrir la escotilla de medición creando así un polo a tierra. Además, durante la medición, debe mantenerse un contacto entre la cinta de medición y la boquilla, por lo menos hasta que la plomada entre en el líquido.
- b. **NUNCA** debe medirse un tanque durante una tormenta eléctrica.
- c. Debe evitarse la *inhalación de gases* que salen del tanque mientras la boquilla de medición está abierta, manteniendo una posición adecuada en relación con la dirección del viento; si hay gases tóxicos debe emplearse máscara adecuada.
- d. Antes de las medidas tanto iniciales como finales de un tanque, las válvulas de recibo y entrega de este deben estar cerradas, para prevenir pases o desplazamiento de productos hacia otros tanques o sistemas.
- e. En tanques de techo cónico, debe evitarse la medición con más de dos personas sobre el techo.
- f. Las medidas de tanques deben tomarse tan pronto como sea posible después de una operación de recibo o entrega. Sin embargo, debe permitirse el tiempo suficiente para decantación, expulsión de aire, etc. después que el tanque haya terminado su operación.
Puede resultar un incremento considerable en el volumen de un tanque a causa de la inclusión de burbujas de aire, causadas tanto por inyección del

mismo para agitación, como para efectos de bombeo durante operaciones de recibo, especialmente en productos tales como Combustóleo

Por esta razón, en cada localización, dependiendo de la operación, el tipo de producto, los volúmenes trasegados, se establecerá un tiempo mínimo de reposo, después de operaciones que hayan podido introducir aire en el tanque.

En todos los casos el tanque no deberá medirse mientras haya evidencia de expulsión de aire, que se nota por la presencia de burbujas que se rompen en la superficie del aceite.

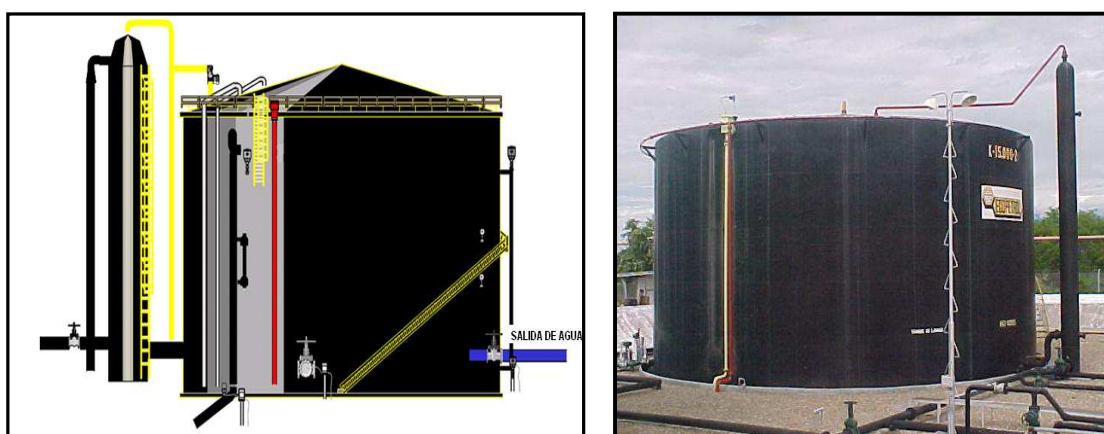
- g. Las cintas torcidas o que han sido reparadas no deben emplearse para la medición. La plomada deberá reemplazarse cuando el desgaste u otra distorsión en cualquiera de sus partes excedan de 1 mm. Mediante el uso del calibrador de cintas verifique la exactitud de la pesa para determinar el estado del ojo de la argolla.

Es importante resaltar que la plomada debe ser construida en un material que no produzca generación de chispa (*bronce*).

6.5 DIMENSIONAMIENTO DE LOS TANQUES

6.5.1 Dimensionamiento del Gun Barrels.

Figura 6. Gun barrel



Fuente: Visitas de Campo y Diagramaciones Propias

➤ **Cálculos de dimensionamiento del Gun Barrel (GB)**

Los tanques "Gun Barrel" generalmente son verticales, por lo cual para estos, se utilizan las ecuaciones de dimensionamiento de tratadores verticales, con estas expresiones se puede calcular el tamaño del recipiente (diámetro) y la altura del colchón de aceite en el Gun Barrel para un tiempo de retención dado, el cual depende de la calidad deseada en el petróleo que sale de este tanque.

Para el cálculo del diámetro de los tanques mencionados anteriormente se pueden calcular mediante la siguiente ecuación:

$$d = 643.9 * \frac{Q_o \mu_o}{(\rho_w - \rho_o) dp^2}$$

O mediante esta otra expresión:

$$d * h = 8.58 * tro * Q_o$$

Donde:

d = Diámetro del recipiente en pulgadas.

Q_o = Caudal de aceite en BOPD.

μ_o = Viscosidad de aceite, cp.

dp = Diámetro de la gota del fluido a almacenar en micrones.

ρ_w = Densidad del agua en lb/ft³.

ρ_o = Densidad del aceite lb/ft³.

h = Altura de la zona de aceite en la sección de asentamiento del tratador (in).

tro = Tiempo de retención del aceite en minutos.

El nivel del (GB) será autocontrolado con una bota de agua que permitirá o no el paso de fluido de descarga, y se calcula así:

$$hbapba = hoil\rho_{oil} + hemul\rho_{emul} + hwpw$$

hba = Altura de la bota de agua en ft.

pba = Densidad de la bota de agua en lb/ft³.

hoil = Altura del nivel de aceite en ft.

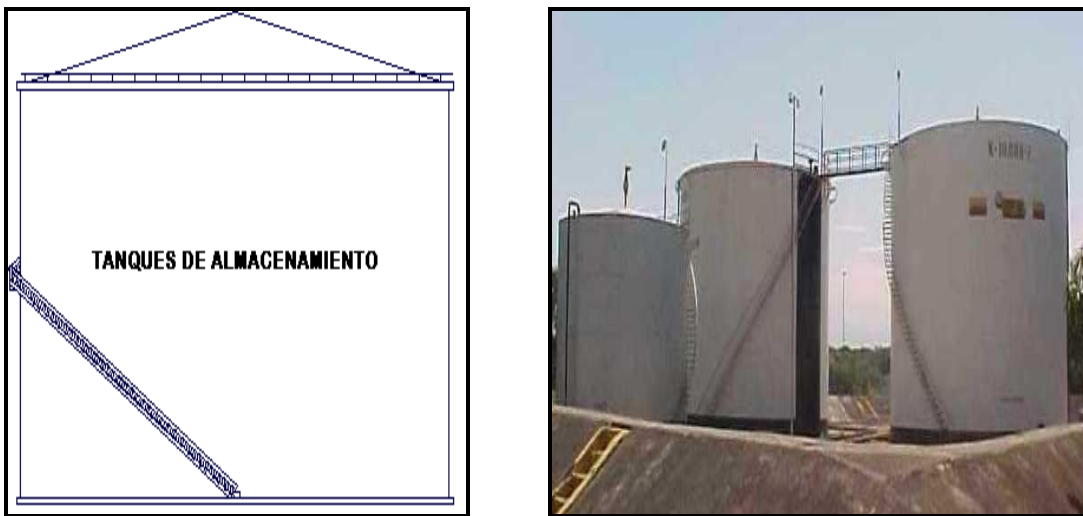
poil = Densidad del aceite lb/ft³.

hemul = Altura de la emulsion en ft.

p_{emul} = Densidad de la emulsion en lb/ft³.
 h_w = Altura del nivel de agua en ft.
 ρ_w = Densidad del agua en lb/ft³.

6.5.2 Dimensionamiento de los tanques de Almacenamiento.

Figura 7. Tanques de almacenamiento



Fuente: Visitas de Campo y Diagramaciones Propias

➤ *Almacenamiento de Crudo:*

Para conocer el número de tanques que deben ir en la estación de recolección es necesario saber el caudal de fluido a almacenar en estos, el cual es estimado de la siguiente forma:

$$Q = Q_o + Q_{WE}$$

Q = caudal de fluido a almacenar en BFPD.

Q_o = caudal de aceite en BOPD.

Q_{WE} = caudal de la emulsión en BWPD.

Para el cálculo del caudal de agua emulsionada en los casos mas críticos, se debe tener en cuenta que el petróleo va llegar con un BSW= 0.5%.

$$Q_{WE} = \frac{Q_o * BSW}{1 - BSW}$$

En condiciones normales la capacidad de almacenamiento del tanque es de tres a cinco veces el caudal de aceite.

$$V_{alm} = 4Q$$

Cabe aclarar que generalmente los tanques no deben estar totalmente llenos, por lo cual se dice que la capacidad nominal de estos es del 80% del almacenamiento del caudal total.

$$V_{TK} = \frac{V_{alm}}{0.8}$$

La altura de los tanques si no es especificada se puede calcular conociendo la siguiente relación:

$$1 \text{ cm} \rightarrow 50 \text{ bbl}$$
$$X \text{ cm} \rightarrow V_{TK}$$

La altura estimada debe ser convertida en unidades de campo (ft).

El diámetro de los tanques se puede estimar mediante la siguiente expresión:

Despejando el diámetro se obtiene que:

$$V_{TK} = \frac{\pi \phi^2 * h}{4}$$

$$\phi = \sqrt{\frac{4 * V_{TK}}{\pi h}}$$

V_{TK} = Volumen del tanque en BFPD.

ϕ = Diámetro del tanque en pulgadas.

h = altura del tanque en pies.

Se debe tener en cuenta que la altura máxima de un tanque de almacenamiento no debe exceder los 32 pies, ni mayor a la altura de los Gun Barrel.

En la ubicación es importante saber la distancia mínima requerida entre estos la cual se puede calcular así:

$$D_{\min} = \frac{\phi_{TK1} + \phi_{TK2}}{2}$$

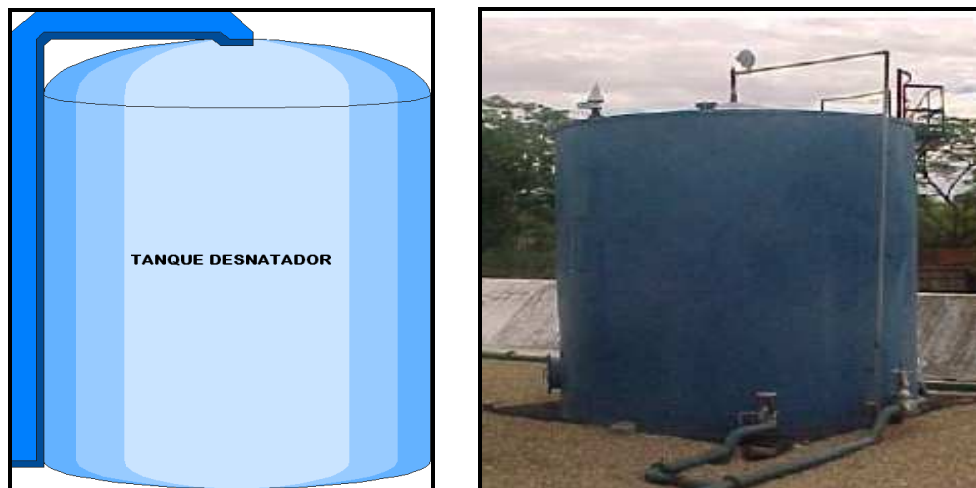
D_{\min} = Distancia mínima entre tanques en pies.

ϕ_{TK1} = Diámetro del tanque 1 en pies.

ϕ_{TK2} = Diámetro del tanque 2 en pies.

6.5.3 Skimming Tank o Desnatador

Figura 8. Tanque Desnatador o Skimming Tank.



Fuente: Visitas de Campo y Diagramaciones Propias

El tanque desnatador es el puente existente en una estación entre el sistema de inyección y los fluidos producidos, es de vital importancia ya que recolecta el agua de producción que posteriormente será tratada.

El proceso es bastante simple pues el tanque en su interior proporciona un tiempo de separación por diferencia de densidades del crudo presente en el agua, cuando el crudo se ha separado, este es recuperado por rebose y posteriormente recirculado en el sistema según su calidad. Los “skimmers” pueden ser presurizados (sistema cerrado) o a presión atmosférica (sistema abierto), pueden ser horizontales o verticales.

Se utilizan los recipientes desnatadores presurizados cuando se necesita transferir el caudal tratado a un recipiente o equipo con diferencia de nivel (más alto), para

posterior tratamiento, o cuando se presenta arrastre de gas en el líquido. También cuando se tiene planeada la reinyección de las aguas residuales.

Se utilizan los skimmers tipo vertical cuando es necesario manejar arenas o sólidos provenientes de la formación productora, y además, cuando se presentan problemas de turbulencia en la producción.

En los skimmers horizontales a presión atmosférica se pueden instalar baffles o tabiques divisorios para manejar la separación agua-aceite y además, para homogenizar el flujo horizontal y reducir el fenómeno del corto circuito. Los skimmers tipo horizontal son más eficientes que los verticales.

6.5.3.1 Parámetros Teóricos Sobre los Desnatadores

✓ **Tiempo de residencia para los desnatadores “skimmers”**

A todos los tanques desnatadores se les debe dar un tiempo de residencia entre 10 y 30 minutos como mínimo para asegurar que no hay problemas de turbulencia y alcanzar la coalescencia de las gotas de aceite y asegurar su ascenso a la superficie del líquido. Los skimmers horizontales con altos tiempos de residencia requieren la distancia de tabiques divisorios para distribuir el caudal y además, eliminar el fenómeno de corto circuito.

✓ **Tamaño de la gota de aceite para el desnatador primario en skimmers**

El tamaño de la gota de aceite es función de la caída de presión a través del sistema. Antes de entrar al tanque desnatador y de la concentración de aceite presente en el agua residual.

Para propósitos de diseño se puede asumir el tamaño de las gotas de aceite máximo entre 250 y 500 micrones, en ausencia de esta información, pero preferiblemente se debe procurar la obtención de esta información de pruebas de laboratorio.

Estos tanques se dimensionan de la siguiente forma.

6.5.3.2 Dimensionamiento del Skimming Tank o Desnatador

✓ **SKIMMERS HORIZONTALES (PRESURIZADOS)**

- Ecuación de asentamiento

$$d(L_{eff}) = \frac{1000 * Q_w * \mu_w}{\Delta SG_{w/o} (d_{mo})^2}$$

Esta ecuación incluye un factor de 1.8 por turbulencia y corto circuito.

Donde:

d = diámetro del recipiente (in).

L_{eff} = longitud efectiva donde ocurre la separación, (ft).

μ_w = viscosidad del agua (cp).

d_{mo} = diámetro de la gota de aceite (micrones).

$(\Delta SG)_{W/O}$ = Diferencia de gravedades específicas entre el agua y el aceite.

Q_w = caudal de agua en BWPD.

- Ecuaciones de tiempo de residencia

$$d^2 L_{eff} = 1.4(T_{Rw})(Q_w)$$

Donde:

d = diámetro del recipiente (in).

L_{eff} = longitud efectiva donde ocurre la separación, (ft).

T_{Rw} = Tiempo de residencia del agua (minutos).

Q_w = caudal de agua a tratar (BWPD).

✓ SKIMMERS HORIZONTALES A PRESION ATMOSFERICA (SISTEMA ABIERTO).

- Ecuación de asentamiento

$$W L_{eff} = \frac{70 * Q_w * \mu_w}{\Delta SG_{W/O} (d_{mo})^2}$$

Esta ecuación incluye un factor de 1.8 por turbulencia y corto circuito.

Donde:

W = Ancho del tanque (ft).

L_{eff} = Longitud efectiva donde ocurre la separación, (ft).

Q_w = Caudal de agua en BWPD.

μ_w = Viscosidad del agua (cp).

d_{mo} = Diámetro de la gota de aceite (micrones).

$(\Delta SG)_{W/O}$ = Diferencia de gravedades específicas entre el agua y el aceite.

Esta ecuación es independiente de la altura de la columna de agua. La altura de la columna de agua está limitada a menos de la mitad (1/2 del ancho para asegurar una buena distribución del flujo).

- Altura de la columna de agua

$$H = 0.5 * W$$

Donde:

H = Altura de la columna de agua (ft).

W= Ancho del tanque (ft).

- Ecuación de tiempo de residencia

$$W^2 L_{eff} = 0.008(T_{Rw})(Q_w)$$

Donde:

W = Ancho del tanque (ft).

L_{eff} = Longitud efectiva donde ocurre la separación, (ft).

T_R= Tiempo de residencia del agua (min).

Q_w= caudal de agua a tratar (BWPD).

✓ SKIMMERS VERTICALES (SISTEMAS CERRADOS Y ABIERTOS)

- Ecuación de asentamiento

$$d^2 = \frac{6691(F)(Q_w)(\mu_w)}{(\Delta SG)_{w/o} (dmo)^2}$$

d = diámetro del recipiente (in).

Q_w= caudal de agua en BWPD.

μ_w= viscosidad del agua (cp).

dmo = diámetro de la gota de aceite (micrones).

(ΔSG)_{w/o} = Diferencia de gravedades específicas entre el agua y el aceite.

F = factor de turbulencia y corto circuito, el cual está en función del diámetro del recipiente:

Tabla 1. Rango de Diámetro y Factor de Turbulencia

Rango del diámetro	Factor F, de turbulencia y corto circuito
d ≤ 48"	1
48" ≤ d ≤ 120"	2
d > 120"	Se descarta por efecto mayor de corto circuito.

Fuente: Facilidades de Producción en campos petroleros. Daniel Velandia.

- Altura de la columna de agua

$$H = \frac{0.7(T_R)_W(Q_W)}{d^2}$$

Donde:

H = Altura de la columna de agua (ft).

T_R = Tiempo de residencia (min).

Q_W = caudal de agua a tratar (BWPD).

d = diámetro del recipiente (in).

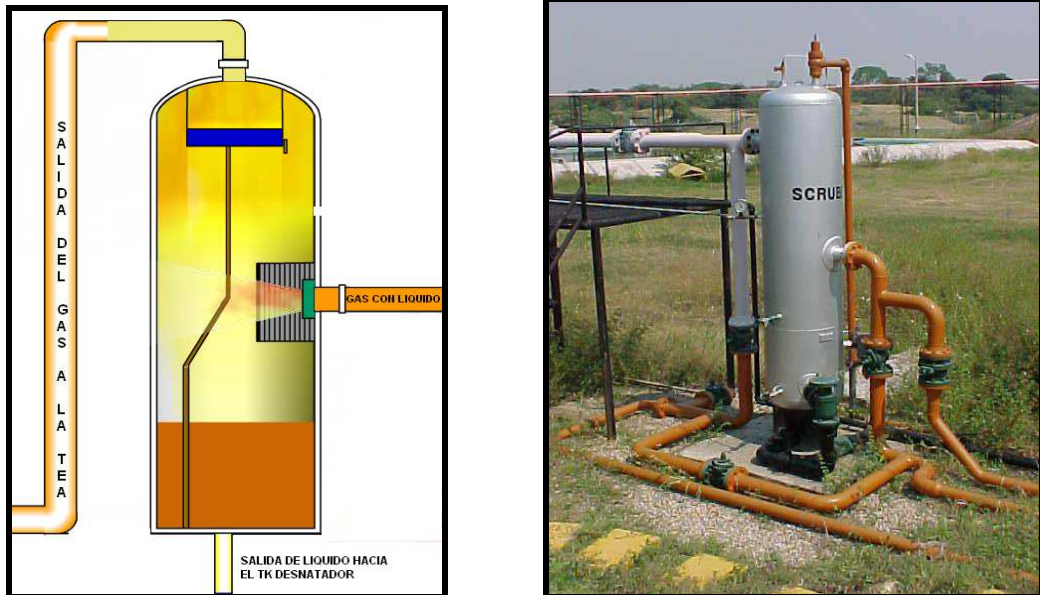
IMPORTANTE: Para todos los skimmers, la longitud efectiva del recipiente (L_{eff}) se puede asumir en 75% de la longitud costura-costura (L_{ss}) o longitud total.

Para el dimensionamiento de cualquier tipo de desnatador se debe considerar el caudal máximo de agua que se producirá en el campo durante su vida activa. Un yacimiento que produce por el mecanismo de empuje de agua puede producir casi sin declinar su caudal de fluido (aceite + agua), pero progresivamente podría ir aumentando el corte de agua hasta el límite cercano al 100% de la producción. En este momento, el caudal de agua (BWPD) se podría aproximar al caudal total de fluido (BFPD), siendo este el parámetro que se aplicara para el diseño de un skimmer o unidad de tratamiento de agua residual, ya sea en la etapa primaria o secundaria.

7. CAPITULO 6

7.1 SCRUBBER O DEPURADORES

Figura 9. Scrubbers o depuradores



Fuente: Visitas de Campo y Diagramaciones Propias

Es una vasija diseñada para el manejo de caudales de fluido cuya relación gas-líquido es alta. Generalmente el líquido entra mezclado en el gas o fluye libre a lo largo de las paredes de la tubería. Usualmente estos recipientes tienen una pequeña sección de recolección de líquidos la cual me permite recuperarlo. El gas sale por la parte superior de la vasija y el líquido por la parte inferior para su posterior recolección en el skimmer.

Los separadores verticales de gas se seleccionan usualmente cuando la relación gas-líquido es alta o cuando los volúmenes de gas total son bajos. En el separador vertical, los fluidos entran en el mismo, golpeando una platina que desvía el flujo y es allí donde comienza la separación primaria. El líquido es removido cuando entra en esta platina cayendo en el fondo del recipiente. El gas se mueve hacia arriba, mientras normalmente atraviesa un extractor de niebla para quitar las gotas de líquido que han quedado suspendidas, y entonces el gas seco fluye por la línea de salida de dicho separador.

El líquido removido por el extractor de niebla se une en gotas más grandes, las cuales caen a través del gas al depósito de líquido en el fondo. La habilidad de manejo de grandes cantidades de líquido se puede obtener aumentando la altura del separador. El control del nivel no es crítico y el nivel de líquido puede ser de varias pulgadas sin afectar la eficiencia de la operación y los extractores de neblina reducen el diámetro requerido de los separadores verticales significativamente.

Los scrubber o depuradores de gas son un ejemplo de un separador vertical. Esta clase de separador vertical posee las siguientes características:

- No requiere un volumen significativo de retención de líquido.
- El nivel de líquido es controlado, cuando el volumen esperado es excedido responde rápidamente activando una alarma de cierre o entrada de fluido.

7.2 DISEÑO DE UN SEPARADOR GAS-LÍQUIDO (SCRUBBER)

Para el diseño del scrubber es necesario conocer la presión, la temperatura, las ratas de flujo y las propiedades físicas del flujo así como el grado de separación requerido. También es importante saber la clase y cantidad de líquido, para conocer si es vapor de agua o líquido libre.

Para diseñar un scrubber es necesario considerar las condiciones mas criticas anteriormente citadas.

Para la mayoría de los separadores verticales, los cuales emplean los extractores de neblina, se emplean las siguientes ecuaciones: la ecuación de velocidad crítica y la correlación desarrollada por Souders y Brown.

$$V_t = K \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g}}$$

Donde:

V_t = velocidad del gas en ft/s

K = constante empírica para dimensionar el tamaño del separador en ft/s.

ρ_L = densidad del liquido lb/ft³.

ρ_g = densidad del gas en lb/ft³.

La constante K depende del tipo o clase de líquido que durante la operación arrastra el gas.

La correlación desarrollada por Souders y Brown se usa para relacionar el diámetro del separador con la velocidad de arrastre de los vapores que no permite

la entrada suficiente del líquido, lo cual puede causar una acumulación excesiva de dichos vapores.

$$Gm = C \sqrt{\rho_g (\rho_L - \rho_g)}$$

Donde:

Gm = velocidad de la masa de gas permitida para las partículas de tamaño Dp que se decantan o quedan fuera del gas en ft/s.

Si ambos lados de la ecuación son multiplicados por la densidad de gas, este término es similar al de la siguiente ecuación cuando:

$$C = 3600 K$$

Algunos valores típicos de los factores de dimensionamiento del separador, K y C, se encuentran en el siguiente cuadro. Se clasifican según el tamaño del Separador usando estas ecuaciones para calcular las áreas seccionales del separador por medio del cálculo de la velocidad del gas mediante las ecuaciones (6-1 y 6-2).

Tabla 2. Factores para el Dimensionamiento de Tamaño de Separador

FACTORES K Y C PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE TAMAÑO DEL SEPARADOR		
TIPO DE SEPARADOR	FACTOR K (ft/sec)	FACTOR C (ft/hr)
Horizontal	0.4 - 0.5	1440 – 1800
Vertical	0.18 - 0.35	650 – 1260
Esferico	0.2 - 0.35	720 – 1260
Vapor humedo	0.25	900
Mayoría de vapores al vacio	0.2	720
Vapor caustico y sales	0.15	540
Ajuste del factor K y C por presión y valor de porcentaje de diseño		
Presion Atmosferica		100
150 psi		90
300 psi		85
600 psi		80
1150 psi		75

Fuente: Capitulo 7 De La Gpsa Separadores Y Filtros

- Para soluciones de glicol y aminas multiplicar K por 0.6 - 0.8
- Generalmente usar 1/2 por encima del valor K o C para aproximar el tamaño del separador vertical sin las placas deflectoras.
- Para la succión en el compresor de los scrubber y la expansión interna de los separadores multiplicar K por 0.7 - 0.8

La longitud requerida de la vasija puede ser calculada asumiendo que el tiempo para la entrada o salida del flujo de gas es el mismo tiempo de caída hacia la sección de recolección de líquido. La siguiente ecuación relaciona la longitud del separador asumiendo un diámetro en función de la velocidad del gas.

$$L_{scrubber} = \frac{4Qg}{\pi * Vt * d_{scrubber}}$$

O el diámetro también puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$d_{scrubber} = 13.54 \sqrt{\frac{Qg}{Vt}}$$

Donde:

$L_{scrubber}$ = longitud del scrubber en ft.

Qg = caudal de gas en PCS.

Vt = velocidad del gas en ft/s

$d_{scrubber}$ = diámetro del scrubber en pulgadas.

Los separadores pueden tener alguna longitud o altura, pero es importante decir que la relación de la longitud costura-costura con el diámetro del separador, L/Dv , normalmente está en el rango de 4 a 5.

Para un depurador vertical cuyo diámetro nominal sea menor a 30" la relación longitud-diámetro o de esbeltez será:

$$4 \leq \frac{L}{d_{scrubber}} \leq 5$$

Para un depurador vertical cuyo diámetro nominal sea mayor a 30" la relación longitud-diámetro o de esbeltez será:

$$2 \leq \frac{L}{d_{scrubber}} \leq 3$$

7.3 DISEÑO DE UN SCRUBBER CUANDO SE DESCONOCE LA DENSIDAD DEL LIQUIDO.

Generalmente la densidad del líquido que entra al scrubber o depurador no se conoce, razón por la cual a continuación se describe el proceso mediante el cual se dimensiona el scrubber teniendo en cuenta la condición anteriormente mencionada.

Se debe calcular primero la rata o velocidad del volumen actual de flujo (acfs), a presión y temperatura de operación:

$$acfs = \left(\frac{14.7}{520} \right) \left(\frac{T_o}{P_o} \right) = \langle ft^3 / s \rangle$$

Luego se calcula el área transversal del scrubber mediante la siguiente ecuación:

$$A = \frac{acfs}{3627100} \left(\frac{T_o (SGg)}{P_o} \right)^{1/2}$$

Donde:

acfs = velocidad del volumen actual de flujo en ft³/s

To= temperatura de operación en °R.

Po= presión de operación (psia).

SGg = gravedad específica del gas.

Teniendo el área transversal de la vasija se halla el diámetro:

$$D = \left(\frac{A}{0.785} \right)^{1/2}$$

Los scrubber pueden tener alguna longitud o altura, pero es importante decir que la relación de la longitud costura-costura con el diámetro del separador, L/D_v , normalmente está en el rango de 2 a 5, pero se relacionan de la siguiente forma:

- Para un depurador vertical cuyo diámetro nominal sea menor a 30" la relación longitud-diámetro o de esbeltez será:

$$4 \leq \frac{L}{d_{scrubber}} \leq 5$$

Luego la longitud del depurador

$$L = D * 5$$

Para un depurador vertical cuyo diámetro nominal sea mayor a 30" la relación longitud-diámetro o de esbeltez será:

$$2 \leq \frac{L}{d_{scrubber}} \leq 3$$

Luego la longitud del depurador

$$L = D * 3$$

Donde:

L = longitud del depurador en ft.

$d_{scrubber}$ = diámetro del scrubber en pulgadas.

8. CAPITULO 7

8.1 INFORMACIÓN GENERAL SOBRE OTROS ELEMENTOS DE UNA FACILIDAD DE PRODUCCIÓN O BATERÍA

8.1.1 Bombas de Transferencia de Crudo

Figura 10. Bombas de Transferencia.



Fuente: Visitas de Campo

Preferiblemente las bombas de transferencia deben ser accionadas con motor eléctrico, a prueba de explosión, adecuada para transferir o transportar el crudo producido, tratado y almacenado diariamente en la facilidad de producción, hasta la estación de bombeo principal o directamente al oleoducto en períodos de tiempo cortos (6, 8, 12 horas/día).

Esto quiere decir que la capacidad de la bomba debe ser dos, tres ó cuatro veces mayor que la producción diaria de aceite producido en el campo correspondiente.

$$Q_{TRANSFERENCIA} = Q_o * \frac{1}{t}$$

Donde:

Qo= caudal de aceite (BOPD).

t = tiempo de duración de bombeo (6,8, 12 horas/día).

Generalmente se utilizan bombas de tipo centrífugo y debe tener su correspondiente bomba gemela o de “stand-by”. La presión de operación es función del tamaño y longitud de la línea de transferencia, así como del caudal y viscosidad del crudo.

Debe estar ajustada a la temperatura propia del crudo y a las características de corrosión del fluido que se va a manejar.

La actividad de transferencia de crudo requiere la atención permanente del operador de la batería.

8.1.2 Muros de Contención o Contraincendio

Figura 11. Muros de contención.



Fuente: Visitas de Campo

Los tanques de almacenamiento de crudo deben estar rodeados de muros, contruidos especialmente para controlar una eventual emergencia de derrame de crudo.

Debe tener la suficiente capacidad para almacenar todo el crudo recolectado en dichos tanques. El diseño se hace asumiendo que todos los tanques de la facilidad están llenos, incluyendo un factor de 1.5, como medida de seguridad, por lo cual se puede decir que:

$$V_M = 1.5 V_{TK}$$

Donde:

V_M = volumen del muro en ft^3

V_{TK} = volumen del tanque en ft.

La altura estándar de los muros debe ser de 5 pies máximo, luego el área del muro se estima de la siguiente forma:

$$A_M = \frac{V_M}{h_M}$$

La longitud de los muros puede ser estimada mediante la siguiente expresión:

$$L_M = \sqrt{A_M}$$

Donde:

A_M = área del muro en ft^2 .

V_M = volumen del muro en ft^3 .

h_M = altura del muro en ft.

L_M = longitud del muro en ft.

Los muros de contención se pueden diseñar bajo el siguiente punto de vista:

- Que rodeen a cada tanque individualmente que es lo más deseable, además es lo exigido actualmente por las normas de seguridad y diseño.

Los muros deben estar debidamente impermeabilizados para evitar infiltraciones que puedan ser fuentes de contaminación. Las normas ambientales los consideran como de obligatoria implementación donde existan tanques de almacenamiento de crudo, como en facilidades de producción, estaciones de bombeo, y terminales de oleoductos; refinerías, plantas petroquímicas, etc.

8.1.3 Fiscalización de La Producción. Corresponde a la medición de la producción diaria de crudo o gas, debidamente tratada y limpia, según requerimientos de refinación o de venta. Se determina la cantidad de aceite o gas diario producido durante las últimas 24 horas, en presencia de un representante del Ministerio de Minas y Energía, quien certifica esta operación para propósitos

de “regalías”; (ventas y pago de impuestos). También se determinan las características de la producción en lo referente a la calidad y contaminantes.

La operación de fiscalización puede efectuarse en la facilidad de producción o en la estación principal del oleoducto.

✓ **Características de la producción fiscalizada de petróleo crudo.**

Las características que debe tener el petróleo crudo producido y tratado para su entrega al oleoducto y posterior refinación, las pacta la compañía explotadora del campo con la empresa estatal, en el momento de fijar las condiciones para el contrato de asociación, y están relacionadas con el porcentaje de agua y sedimentos (BS&W) en el crudo, la salinidad del crudo y el contenido de azufre.

En Colombia, generalmente el crudo producido debe estar en los siguientes rangos:

- Porcentaje de agua y sedimentos, menor del 0.5%
- Salinidad entre 10 y 20 libras por cada 1000 barriles de crudo (PTB)
- Contenido de azufre máximo permitido. Tiene incidencia en el precio final, según la referencia de la canasta internacional.

✓ **Fiscalización manual de petróleo en tanques.**

En la facilidad de producción y en la estación principal del oleoducto se tienen tanques disponibles que diariamente reciben la producción de petróleo crudo tratado y limpio, hasta un determinado nivel de llenado, quedando listos para su correspondiente medición y fiscalización. También hay tanques cuya producción ya ha sido fiscalizada y que se encuentran entregando su producto al oleoducto.

Diariamente, el operador de la facilidad de producción, en presencia de un representante del Ministerio de Minas y Energía, procede a la operación de fiscalización, con preferencia en las horas de la mañana (6:00 AM), siendo ésta la hora cero. El operador mide el volumen de aceite (en barriles) producido y almacenado en los tanques durante las últimas 24 horas. Simultáneamente, procede a tomar una muestra compuesta de crudo de cada uno de los tanques que fueron medidos para su fiscalización.

A esta muestra de crudo se le realizan los siguientes análisis de laboratorio:

- Gravedad °API
- Contenido de agua y sedimentos (BS&W)

- Salinidad del crudo

- El contenido de azufre se mide periódicamente y con menos frecuencia.

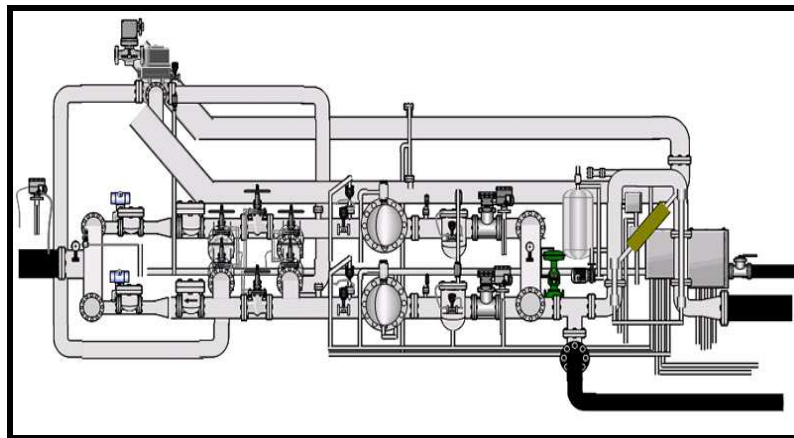
El resultado de la medición y de los análisis del crudo efectuados para cada uno de los tanques, es consignado en un formato especial que debe ser firmado por el operador y por el representante del Ministerio de Minas y Energía, como testimonio oficial de haber realizado la fiscalización correspondiente.

✓ **Fiscalización del petróleo crudo.**

Para propósitos de fiscalización, la medición de la producción de aceite diaria, puede efectuarse manualmente en los tanques de almacenamiento, o automáticamente, mediante la unidad LACT (léase Automatic Custody Transfer), ya sea en la facilidad de producción o en la estación principal del oleoducto.

8.1.3.1 Medición de Recibo Unidad Lact (LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER)

Figura 12. Diagrama de la Unidad Lact.



Fuente: Diagramaciones Propias

Las unidades LACT permiten transferir aceite crudo a un oleoducto de manera automática y de acuerdo a un plan acordado. Incluye la determinación automática de la cantidad y calidad del crudo y dispositivos de control y alarma que impiden el paso del crudo cuando no reúne los requisitos de calidad.

Las unidades LACT, son un sistema diseñado para transferir automática y continuamente el aceite crudo proveniente de la producción acumulada y que va a ser entregado al oleoducto. Manejando y transfiriendo un producto crudo con un mínimo costo, con la seguridad necesaria y con las determinaciones requeridas para su contabilidad y fiscalización.

Tiene como funciones:

1. Realizar la medición del crudo que será entregado al oleoducto.
2. Enviar el producto al sistema de reciclo de la estación si éste no cumple con las especificaciones de venta requeridas (exceso de BS&W) y sal.
3. Despachar automáticamente el producto crudo que será entregado al comprador o al sistema de tratamiento.
4. Parar la transferencia a un nivel bajo predeterminado, y despachar automáticamente el producto crudo, que será entregado al comprador.
5. Medir con consistencia y seguridad la cantidad de producto crudo entregado al comprador.
6. Muestrear de una forma segura y representativa el producto transferido y almacenado, de manera que se minimicen los cambios en la calidad.
7. Monitorear la calidad del producto crudo y así tomar acciones para evitar que la transferencia llegue a estar contaminada y sea de baja calidad.

Las unidades LACT por sus características de diseño y operación, ofrecen beneficios tales como:

1. Reducción de costos de inversión en facilidades de almacenamiento.
2. Optimización de la exactitud de la medida.
3. Reducción de las pérdidas en los tanques debido a agentes atmosféricos.
4. Reducción en las operaciones manuales tales como manejo y medidas de tanques.
5. Incremento en la eficiencia de la operación y asistencia en la simplificación de los procedimientos contables.

Todos los componentes del sistema LACT requieren inspección y calibración periódica para garantizar una continua exactitud en la operación.

Las unidades LACT comprenden el siguiente equipo, bombas centrífugas, indicadores de presión, toma – muestras, purificador – colador, contadores (provistos de impresoras), probador de contadores.

✓ **Opciones para implementar en las unidades LACT**

Según las características de la producción a transferir y de la capacidad operativa y económica de la compañía operadora, la unidad se puede implementar con los siguientes elementos complementarios:

- Tramos (trenes) de medición múltiples.
- Alimentación eléctrica solar.
- Materiales especiales para productos corrosivos.
- Comunicaciones por radio, satélite o microondas.
- Componentes separados, portátiles o para instalación permanente.

8.1.3.2 Instrumentación de la Unidad Lact

Figura 13. Representación Grafica de la Unidad Lact



Fuente: Visitas de Campo

La unidad está conformada básicamente por los siguientes elementos:

- ✓ **Bomba de carga y transferencia:** Suministra la presión y el caudal requeridos para transferir el aceite producido al oleoducto. Se utilizan bombas de tipo centrífuga.
- ✓ **Eliminador de aire o de gas y filtro:** Protege al medidor de la acción del aire o del gas y de los sedimentos sólidos que pueda traer el petróleo crudo.

- ✓ **Muestreador:** Automáticamente, toma muestras de crudo de la línea, a intervalos constantes y las lleva a un pequeño tanque para posterior análisis en el laboratorio.
- ✓ **Monitor para el contenido de agua y sedimentos:** Permanentemente analiza el contenido de agua y sedimentos con el propósito de verificar que el crudo cumple con las características de BS&W programadas.
- ✓ **Válvula desviadora del flujo de tres vías:** Esta válvula opera en línea con el monitor de BS&W y se encarga de cambiar la dirección del flujo cuando el contenido de agua y sedimentos está por encima de las especificaciones programadas. Esta producción de crudo sucio es llevada a un tanque de transferencia; de este tanque esta producción es llevada al tratador térmico para repetir el correspondiente tratamiento.
- ✓ **Medidores de volumen de aceite:** Normalmente, se utilizan medidores de desplazamiento positivo o de turbina, los cuales se encargan de medir directamente el volumen del crudo limpio en barriles, que se ha desplazado a través de la unidad LACT.
- ✓ **Calibrador del medidor:** Este elemento se encarga de calibrar la precisión de los medidores del flujo de crudo. Utiliza un sistema de calibración que puede estar integrado a la unidad.
- ✓ **Compensador automático de temperatura:** Este dispositivo se encarga de corregir los volúmenes de aceite que pasan a través del medidor por efecto expansivo de la temperatura, para llevarlos a las condiciones estándar de 60°F.
- ✓ **Válvula de contrapresión:** Se instala aguas abajo de la unidad y su propósito es el de controlar el flujo de aceite para mantener contra presión en la unidad y en el probador del medidor.
- ✓ **Válvula cheque:** También se instala aguas abajo de la unidad y controla el contra flujo que se pueda originar desde la línea del oleoducto.
- ✓ **Panel de control computarizado:** Este elemento electrónico controla la operación de la unidad y permite ejercer el control del caudal, presión, contenido de agua y sedimentos; volúmenes diarios, acumulados mensuales y anuales de aceite bombeados a través de la unidad.
- ✓ **Operación de fiscalización del crudo medido en la unidad LACT**

La fiscalización del crudo producido y transferido se efectúa manualmente con cinta metálica en los tanques de almacenamiento, en presencia de un representante del Ministerio de Minas y Energía. Mediante las lecturas directas en

el medidor, se contabiliza la producción de aceite limpio en barriles que han pasado a través de la unidad LACT durante las últimas 24 horas, partiendo de la hora cero.

Además, toma la muestra compuesta del crudo que ha tomado el muestreador durante las últimas 24 horas para realizar los correspondientes análisis. Los resultados de esta medición y del análisis de crudo, deben ser registrados en formato especial el cual debe ser firmado por los representantes de las dos partes:

- El operador de la compañía explotadora.
- El representante del Ministerio de Minas y Energía.

8.1.4 Sistemas Contraincendio. Toda facilidad donde exista almacenamiento de crudo debe estar provista de un adecuado sistema para combatir cualquier emergencia de incendio que se pueda presentar.

El sistema global está constituido por los siguientes elementos:

8.1.4.1 Sistema de agua. Su función principal es la de servir como sistema de refrigeración o enfriamiento. Cuando esté en operación, en el caso de incendio de uno de los tanques, forma una especie de muro refrigerante que aísla a los tanques aledaños de la acción radiante del fuego.

8.1.4.2 Características del sistema de agua

- ✓ Suficientes fuentes proveedoras de agua como (quebradas, ríos, etc) y suficiente capacidad de almacenamiento de agua como (tanques, lagos, etc.)
- ✓ Debe operar automáticamente: tan pronto se active un hidrante, el sistema debe operar de inmediato.
- ✓ Suficientes hidrantes debidamente localizados, preferiblemente entre tanques.
- ✓ Equipo de bombeo de agua a los hidrantes, el cual debe tener una bomba principal operada eléctricamente, y una bomba auxiliar operada con diesel para el caso de falla eléctrica. La bomba debe abastecer todos los hidrantes.
- ✓ Las líneas tanto de agua como de espuma junto con los respectivos hidrantes y aspersores que rodean los tanques, pueden estar localizados preferiblemente sobre el muro de contención. Las líneas, preferiblemente empotradas en el muro.

8.1.4.3 Sistema de espuma. Se utiliza para apagar el incendio producido por hidrocarburos.

✓ Características del sistema de espuma. El sistema de espuma debe tener las siguientes características:

✓ Automático: Debe operar inmediatamente se active un aspersor de espuma.

✓ Suficiente capacidad generadora de espuma para abastecer todos los aspersores distribuidos en el área.

✓ Presión suficiente para abastecer los aspersores.

✓ Suficientes aspersores, debidamente ubicados, preferiblemente frente a cada tanque.

✓ Los aspersores, ubicados preferiblemente sobre el muro de contención.

✓ En tanques de techo flotante, se instalan aspersores ubicados en los topes de las láminas superiores, cubriendo toda el área interna del tanque.

8.1.4.4 Extintores. Todo tipo de facilidad donde se manejen hidrocarburos debe estar provisto de suficientes extintores. En la batería de producción, estos equipos deben estar localizados en los diferentes sitios donde eventualmente se pudiera presentar un incendio y a la vez que sean sitios de fácil acceso.

Debe haber extintores de agua y de polvo químico seco, con suficiente capacidad para afrontar una emergencia. Las unidades de polvo químico seco vienen con diferentes capacidades: 100, 150, 300, 500 y 1000 Lbs, acoplados en carretes móviles y con mangueras de longitud adecuada y fácilmente manejables.

8.1.4.5 Camión contraincendios (carro de bomberos)

En todo campo petrolero o de gas, refinería o planta petroquímica, como mínimo debe disponerse de un camión contraincendios, lo mismo que de varias cuadrillas conformadas con personal directivo, técnico y operativo, debidamente entrenados para operarlo en cualquier emergencia.

8.1.5 Caseta del Operador. La caseta del operador estará distribuida en tres áreas principales:

✓ Área del laboratorio.

✓ Área de alarmas, controles y comunicaciones.

- ✓ Área del vestier, comedor y baños para el personal operativo de la facilidad de producción.

En la caseta del operador deben tenerse disponibles, entre otros, los siguientes elementos:

- Tablero de control, con sus correspondientes alarmas y dispositivos que controlen la operación de los equipos y elementos de la facilidad de producción.
- Equipos y elementos para efectuar los análisis de crudos:
 - a. Equipos para análisis de BS&W: Baño maría, centrífuga, unidad "Karl Fischer", tubos de centrífuga para análisis (100, 50, 25 y 10 cc).
 - b. Equipos para análisis de salinidad: convencionales y electrónicos, incluyendo reactivos.
 - c. Elementos para análisis de gravedad API.
 - d. Tomamuestras de crudo (ladrón).
 - e. Cintas medidoras de niveles de crudo en tanques de almacenamiento.
 - f. Suficientes diluyentes de crudo: xileno, tolueno, etc.
- Eficiente sistema de comunicación: radio para contactarse oportunamente con las diferentes secciones del campo: administrativas, técnicas y operacionales.
- Alarma general de emergencias, con sus correspondientes codificaciones.
- Oficina para llevar registros de control y análisis de las condiciones operacionales de todos los equipos.

8.1.6 Compresores de Aire. Deben ser diseñados con suficiente capacidad y volumen de compresión para suministrar aire requerido para operar los controles neumáticos instalados en todos los equipos de la facilidad de producción. El diseño está basado en un inventario o balance que se hace de los requerimientos, de acuerdo al consumo o suministro de aire necesario en cada uno de los controles.

Este balance suministra la información requerida para el cálculo de la capacidad del compresor adicionando un factor de seguridad. Se debe disponer de una unidad "stand-by" o unidad individual, para efectos de reparación y mantenimiento.

8.1.7 Sistema de Alarma y Control en los Equipos. De acuerdo con su operación y función que desempeña, cada uno de los elementos de la facilidad de producción debe estar provisto de los adecuados dispositivos de control y de alarma. Entre los más utilizados están los siguientes:

- ✓ Sensor de alta presión (PSH).
- ✓ Sensor de baja presión (PSL).
- ✓ Válvula de seguridad operada por presión (PSV).
- ✓ Sensor de alto nivel (LSH).
- ✓ Sensor de bajo nivel (LSL).
- ✓ Válvulas cheque (FSV).
- ✓ Sensor de alta temperatura (TSH).
- ✓ Detector de gas combustible.
- ✓ Detector de gases tóxicos.
- ✓ Sistemas de control remoto.

9. CAPITULO 8

9.1 CARACTERISTICAS Y DESCRIPCION DEL SOFTWARE PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UNA BATERIA DE PRODUCCION DE PETROLEO

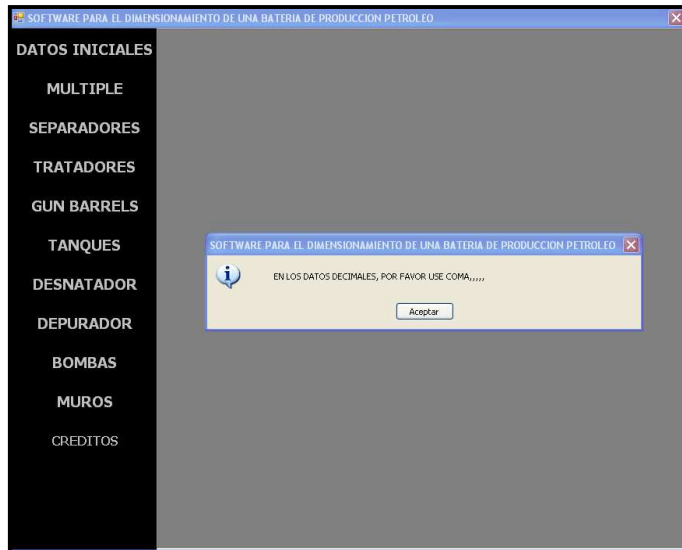
9.1.1 Características. El software es desarrollado con el objetivo de tener al alcance una herramienta que permita dimensionar una estación de recolección, tratamiento y almacenamiento de petróleo. Una de las características más importantes de este software es la interfaz grafica, debido a que es de fácil acceso y ejecución.

Esta utilidad es elaborada mediante el uso del lenguaje de programación Visual Basic (Visual Studio 2005), el cual, es un programa de aplicación que consiste en un editor de código (programa donde se escribe el código fuente), un depurador (programa que corrige errores en el código fuente para que pueda ser bien compilado), un compilador (programa que traduce el código fuente a lenguaje de máquina), y un constructor de interfaz gráfica (que es una forma de programar en la que no es necesario escribir el código para la parte gráfica del programa, sino que se puede hacer de forma visual).

Los códigos de programación utilizados para generar cada uno de los componentes de la batería son mostrados en la respectiva sección.

9.1.2 Descripción. Al abrir la aplicación el usuario encontrará el siguiente mensaje “EN LOS DATOS DECIMALES, POR FAVOR USE COMA,,,,,” el cual especifica en este caso que al ingresar los datos decimales al programa, se debe utilizar la coma y no el punto.

Figura 14. Imagen de la Página Principal del Software.



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

9.1.2.1 Descripción y código de programación del MENÚ PRINCIPAL

El MENU PRINCIPAL es el siguiente:

Figura 15. Imagen de la Sección del Menú Principal.



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

En este form se realiza la programación de cada uno de los items que se observan en el costado izquierdo de la página que muestra la entrada de los datos.

```
Public Class main
```

```
    Private Sub Form1_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles MyBase.Load
```

```
        'al cargar el form1 se muestra el form datos iniciales en el mdiparent
```

```
        My.Forms.DATOSINICIALES.MdiParent = Me
```

```
        My.Forms.DATOSINICIALES.Show()
```

```
        Me.KeyPreview = True
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Form1_KeyUp(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.Windows.Forms.KeyEventArgs) Handles MyBase.KeyUp
```

```
    If e.KeyCode = Keys.Enter Then
```

```
        SendKeys.Send("{TAB}")
```

```
    End If
```

```
End Sub
```

```
Private Sub MANIFOLDToolStripMenuItem_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles MANIFOLDToolStripMenuItem.Click
```

```
    'muestra el form
```

```
    My.Forms.MANI.MdiParent = Me
```

```
    My.Forms.DATOSINICIALES.Visible = False
```

```
    My.Forms.GUNBARRELS.Close()
```

```
    My.Forms.SEPARADORES.Close()
```

```
    My.Forms.TRATADORES.Close()
```

```
    My.Forms.TANQUES.Close()
```

```
My.Forms.BOMBAS.Close()  
My.Forms.SCRUBBER.Close()  
My.Forms.MUROS.Close()  
My.Forms.DESNATADOR.Close()  
My.Forms.CREDITOS.Close()  
My.Forms.MANI.Show()
```

End Sub

Private Sub SEPARADORESToolStripMenuItem_Click(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs) **Handles** SEPARADORESToolStripMenuItem.Click

```
My.Forms.SEPARADORES.MdiParent = Me  
My.Forms.DATOSINICIALES.Visible = False  
My.Forms.MANI.Close()  
My.Forms.GUNBARRELS.Close()  
My.Forms.TRATADORES.Close()  
My.Forms.TANQUES.Close()  
My.Forms.BOMBAS.Close()  
My.Forms.SCRUBBER.Close()  
My.Forms.MUROS.Close()  
My.Forms.DESNATADOR.Close()  
My.Forms.CREDITOS.Close()  
My.Forms.SEPARADORES.Show()
```

End Sub

Private Sub TRATADORESToolStripMenuItem_Click(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs) **Handles** TRATADORESToolStripMenuItem.Click

```
My.Forms.TRATADORES.MdiParent = Me  
My.Forms.DATOSINICIALES.Visible = False  
My.Forms.MUROS.Close()
```

```
My.Forms.MANI.Close()  
My.Forms.SEPARADORES.Close()  
My.Forms.GUNBARRELS.Close()  
My.Forms.TANQUES.Close()  
My.Forms.BOMBAS.Close()  
My.Forms.SCRUBBER.Close()  
My.Forms.DESNATADOR.Close()  
My.Forms.CREDITOS.Close()  
My.Forms.TRATADORES.Show()
```

End Sub

```
Private Sub TANQUESToolStripMenuItem_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles TANQUESToolStripMenuItem.Click
```

```
My.Forms.GUNBARRELS.MdiParent = Me  
My.Forms.DATOSINICIALES.Visible = False  
My.Forms.MUROS.Close()  
My.Forms.MANI.Close()  
My.Forms.SEPARADORES.Close()  
My.Forms.TRATADORES.Close()  
My.Forms.TANQUES.Close()  
My.Forms.BOMBAS.Close()  
My.Forms.SCRUBBER.Close()  
My.Forms.DESNATADOR.Close()  
My.Forms.CREDITOS.Close()  
My.Forms.GUNBARRELS.Show()
```

End Sub

Private Sub DATOSINICIALESToolStripMenuItem_Click_1(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs) **Handles** DATOSINICIALESToolStripMenuItem.Click

My.Forms.DATOSINICIALES.MdiParent = Me

My.Forms.MUROS.Close()

My.Forms.MANI.Close()

My.Forms.SEPARADORES.Close()

My.Forms.TRATADORES.Close()

My.Forms.GUNBARRELS.Close()

My.Forms.TANQUES.Close()

My.Forms.BOMBAS.Close()

My.Forms.SCRUBBER.Close()

My.Forms.DESNATADOR.Close()

My.Forms.CREDITOS.Close()

My.Forms.DATOSINICIALES.Show()

End Sub

Private Sub TANQUESToolStripMenuItem1_Click(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs) **Handles** TANQUESToolStripMenuItem1.Click

My.Forms.TANQUES.MdiParent = Me

My.Forms.DATOSINICIALES.Visible = False

My.Forms.MUROS.Close()

My.Forms.MANI.Close()

My.Forms.SEPARADORES.Close()

My.Forms.TRATADORES.Close()

My.Forms.GUNBARRELS.Close()

My.Forms.BOMBAS.Close()

My.Forms.SCRUBBER.Close()

My.Forms.DESNATADOR.Close()

```
My.Forms.CREDITOS.Close()
My.Forms.TANQUES.Show()
End Sub
```

Private Sub BOMBASToolStripMenuItem_Click(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs) **Handles** BOMBASToolStripMenuItem.Click

```
My.Forms.BOMBAS.MdiParent = Me
My.Forms.BOMBAS.Visible = True
My.Forms.DATOSINICIALES.Visible = False
My.Forms.MUROS.Close()
My.Forms.MANI.Close()
My.Forms.SEPARADORES.Close()
My.Forms.TRATADORES.Close()
My.Forms.GUNBARRELS.Close()
My.Forms.TANQUES.Close()
My.Forms.SCRUBBER.Close()
My.Forms.CREDITOS.Close()
My.Forms.DESNATADOR.Close()
End Sub
```

Private Sub SCRUBBERToolStripMenuItem_Click(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs) **Handles** SCRUBBERToolStripMenuItem.Click

```
My.Forms.SCRUBBER.MdiParent = Me
My.Forms.DATOSINICIALES.Visible = False
My.Forms.MANI.Close()
My.Forms.SEPARADORES.Close()
```



```
My.Forms.TRATADORES.Close()  
My.Forms.GUNBARRELS.Close()  
My.Forms.TANQUES.Close()  
My.Forms.BOMBAS.Close()  
My.Forms.MUROS.Close()  
My.Forms.DESNATADOR.Close()  
My.Forms.CREDITOS.Close()  
My.Forms.SCRUBBER.Show()
```

End Sub

Private Sub MUROSToolStripMenuItem_Click(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs) **Handles** MUROSToolStripMenuItem.Click

```
My.Forms.DATOSINICIALES.Visible = False  
My.Forms.MUROS.MdiParent = Me  
My.Forms.SCRUBBER.Close()  
My.Forms.MANI.Close()  
My.Forms.SEPARADORES.Close()  
My.Forms.TRATADORES.Close()  
My.Forms.GUNBARRELS.Close()  
My.Forms.TANQUES.Close()  
My.Forms.BOMBAS.Close()  
My.Forms.DESNATADOR.Close()  
My.Forms.CREDITOS.Close()  
My.Forms.MUROS.Show()
```

End Sub

Private Sub DESNATADORToolStripMenuItem_Click(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs) **Handles** DESNATADORToolStripMenuItem.Click

My.Forms.DATOSINICIALES.Visible = **False**

My.Forms.DESNATADOR.MdiParent = **Me**

My.Forms.SCRUBBER.Close()

My.Forms.MANI.Close()

My.Forms.SEPARADORES.Close()

My.Forms.TRATADORES.Close()

My.Forms.GUNBARRELS.Close()

My.Forms.TANQUES.Close()

My.Forms.BOMBAS.Close()

My.Forms.MUROS.Close()

My.Forms.CREDITOS.Close()

My.Forms.DESNATADOR.Show()

End Sub

Private Sub ACERCADETtoolStripMenuItem_Click(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs) **Handles** ACERCADETtoolStripMenuItem.Click

My.Forms.DATOSINICIALES.Visible = **False**

My.Forms.CREDITOS.MdiParent = **Me**

My.Forms.SCRUBBER.Close()

My.Forms.MANI.Close()

My.Forms.SEPARADORES.Close()

My.Forms.TRATADORES.Close()

My.Forms.GUNBARRELS.Close()

My.Forms.TANQUES.Close()

My.Forms.BOMBAS.Close()

My.Forms.MUROS.Close()

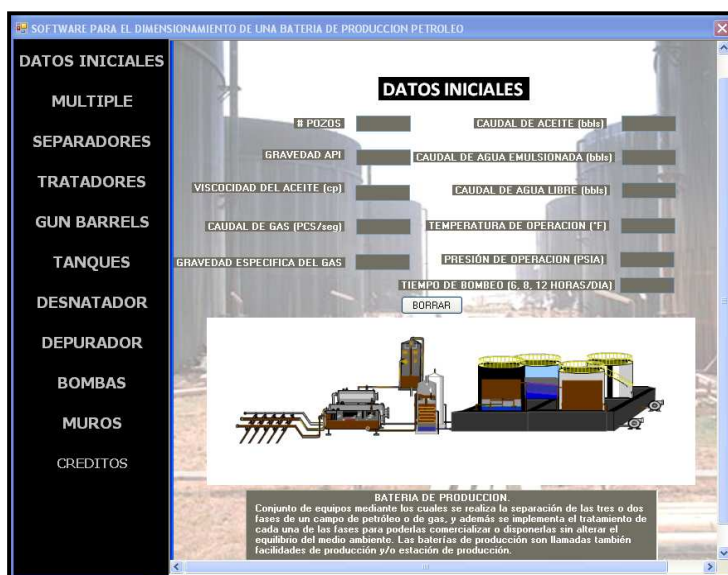
My.Forms.CREDITOS.Show()

End Sub

End Class

9.1.2.2 Descripción y código de programación de la Página Principal – Datos Iniciales. Al dar click en Aceptar en el cuadro de mensajes observado, se despliega la siguiente imagen la cual esta compuesta del Menú Principal (once vínculos) y del primer vinculo denominado **DATOS INICIALES**.

Figura 16. Imagen de la sección de la pagina principal (datos iniciales – menu)



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Bateria de Producción de Petróleo

La sección de **DATOS INICIALES** se visualiza de la siguiente forma:

Figura 17. Imagen de la seccion de los datos iniciales.

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Ingresando los datos necesarios, internamente el programa realiza el adecuado calculo y dimensionamiento de los elementos que componen una batería de producción de petróleo como lo son los Múltiples, Separadores, Tratadores, Gun Barrel, Tanques, Desnatador, Depurador, Bombas de Transferencia y Muros; en este caso al ingresar los datos requeridos en cada casilla el programa procede a generar los resultados de dimensionamiento de los componentes de la estación de recolección anteriormente mencionados.

Public Class DATOSINICIALES

Private Sub DATOSINICIALES_Load(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs) **Handles MyBase.Load**

 MsgBox(" **EN LOS DATOS DECIMALES, POR FAVOR USE COMA,,,,,**",
 MsgBoxStyle.Information)

End Sub

Private Sub Button1_Click(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs)

Me.nota.Visible = True

End Sub

Private Sub POZOS_TextChanged(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs) **Handles POZOS.TextChanged**

End Sub

```
Private Sub Button1_Click_1(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles Button1.Click
```

```
    Me.POZOS.Text = ""
```

```
    Me.presion.Text = ""
```

```
    Me.miuo.Text = ""
```

```
    Me.api.Text = ""
```

```
    Me.caudalwf.Text = ""
```

```
    Me.Qg.Text = ""
```

```
    Me.Qo.Text = ""
```

```
    Me.QWE.Text = ""
```

```
    Me.SGG.Text = ""
```

```
    Me.tempo.Text = ""
```

```
    Me.tiempb.Text = ""
```

```
End Sub
```

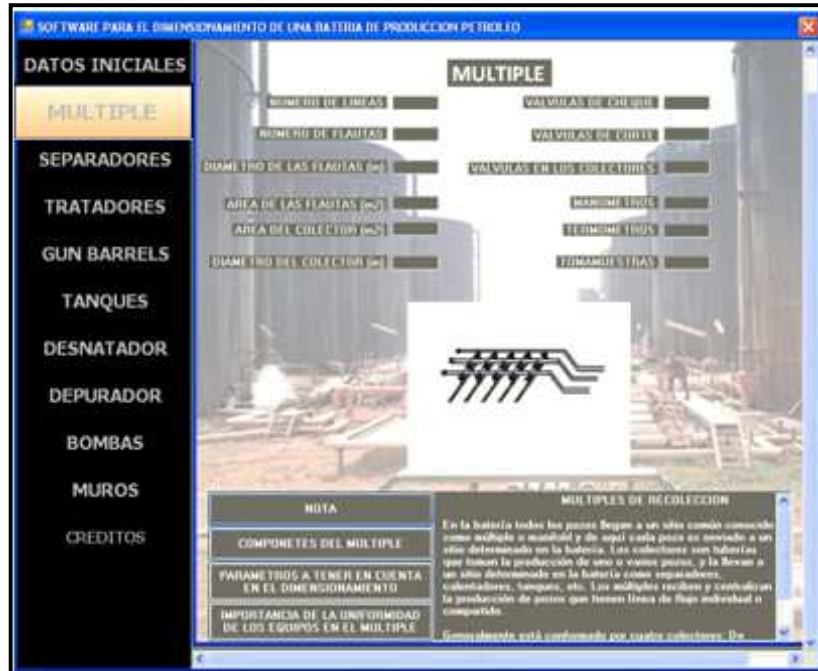
```
End Class
```

9.1.2.3 Descripción y código de programación del múltiple

En esta imagen se observa el despliegue de la sección del múltiple, una vez ingresados los datos iniciales se observarán los cálculos de dimensionamiento que el programa realiza para el **MÚLTIPLE DE RECIBO**, hallando:

- Número de líneas.
- Número de flautas.
- Diámetro de las flautas.
- Área de las flautas.
- Área del colector.
- Diámetro del colector.
- Número de válvulas cheque a instalar.
- Número de válvulas de corte a instalar.
- Número de válvulas en los colectores a instalar.
- Número de manómetros.
- Número de termómetros.
- Número de tomamuestras.

Figura 18. Imagen de la Sección del Múltiple



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

En la parte inferior de esta imagen se observa una breve descripción del múltiple de recolección, los componentes, parámetros a tener en cuenta en el dimensionamiento y la importancia de la uniformidad de los equipos del múltiple, mostrado de la siguiente forma:

Figura 19. Breve Descripción Acerca del Múltiple de Recolección

NOTA	MULTIPLES DE RECOLECCION
	<p>En la batería todos los pozos llegan a un sitio común conocido como múltiple o manifold y de aquí cada pozo es enviado a un sitio determinado en la batería. Los colectores son tuberías que toman la producción de uno o varios pozos, y la llevan a un sitio determinado en la batería como separadores, calentadores, tanques, etc. Los múltiples reciben y centralizan la producción de pozos que tienen línea de flujo individual o compartido.</p> <p>Generalmente está conformado por cuatro colectores: De producción general, de prueba, de transferencia y de seguridad, siendo los dos últimos seleccionados de manera opcional.</p>

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Figura 20. COMPONENTES del Múltiple de Recolección.

COMPONENTES DEL MULTIPLE	ü FLAUTAS
	Reciben el flujo de los pozos en forma individual, es decir, hay una flauta dependiendo del número de líneas provenientes de cada pozo.
	ü COLECTOR
	Son tuberías que reciben la producción de uno o varios pozos y la dirigen a un sitio determinado en la batería (tales como separadores, calentadores, etc).
ü VÁLVULAS	
ü ACCESORIOS	

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Figura 21. Parámetros a Tener en Cuenta en el Dimensionamiento del Manifold o Múltiple de Recolección

PARAMETROS A TENER EN CUENTA EN EL DIMENSIONAMIENTO	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Fácil manejo del operador: el hecho de que todas las válvulas sean iguales facilita el uso de trabajar con una sola llave y evitar el transporte y carga de herramientas. ◆ Disponibilidad para el reemplazo de válvulas o accesorios que se dañen. ◆ Minimizar costos de inventario en los depósitos o bodegas. ◆ Facilidad de identificación de posibles situaciones anómalas.
---	---

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Figura 22. Importancia de la uniformidad de los equipos en el múltiple de recolección.

IMPORTANCIA DE LA UNIFORMIDAD DE LOS EQUIPOS EN EL MULTIPLE	<ul style="list-style-type: none"> ◆ La distancia entre flautas debe estar dentro de un rango de 40 - 60 cm y su diámetro generalmente es de 3 - 4 pulgadas. ◆ La altura de las válvulas debe estar entre 60 - 90 cm aproximadamente, deben estar ubicadas de tal forma que se puedan operar desde los pasillos entre colectores y el diámetro nominal de las mismas debe ser igual. ◆ La distancia entre colectores debe estar dentro de un rango aproximado de 80 - 120 cm, para permitir el paso de los operadores y su diámetro puede variar entre 4 -20 pulgadas.
---	---

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

```
Public Class MANI
```

```
Private Sub MANI_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)  
Handles MyBase.Load
```

```
    Dim u As String
```

```
    Dim Cu As String
```

```
    Dim CUI As String
```

```
    Dim CUID As String
```

```
    Dim CUIDA As String
```

```
    Dim CUIDAD As String
```

```
    Dim CUIDADO As String
```

```
    Dim CUIDADOC As String
```

```
    Dim CUIDADOCO As String
```

```
    Dim CUIDADOCON As String
```

```
    Dim CUIDADOCONa As String
```

```
    u = BATERIA.DATOSINICIALES.POZOS.Text
```

```
    Cu = BATERIA.DATOSINICIALES.api.Text
```

```
    CUI = BATERIA.DATOSINICIALES.presion.Text
```

```
    CUID = BATERIA.DATOSINICIALES.miuo.Text
```

```
    CUIDA = BATERIA.DATOSINICIALES.caudalwf.Text
```

```
    CUIDAD = BATERIA.DATOSINICIALES.Qg.Text
```

```
    CUIDADO = BATERIA.DATOSINICIALES.Qo.Text
```

```
    CUIDADOC = BATERIA.DATOSINICIALES.QWE.Text
```

```
    CUIDADOCO = BATERIA.DATOSINICIALES.SGG.Text
```

```
    CUIDADOCON = BATERIA.DATOSINICIALES.tempo.Text
```

```
    CUIDADOCONa = BATERIA.DATOSINICIALES.tiempb.Text
```

```
    If u = "" Or Cu = "" Or CUI = "" Or CUID = "" Or CUIDA = "" Or CUIDAD = "" Or CUIDADO  
= "" Or CUIDADOC = "" Or CUIDADOCO = "" Or CUIDADOCON = "" Or CUIDADOCONa  
= "" Then
```

```
        GoTo fin
```



```

End If

    Me.dflautas.Text = CStr(3)

    Dim npozos As Integer

    Dim caudal As Integer

    Dim ncolectores As Integer

npozos = CInt(BATERIA.DATOSINICIALES.POZOS.Text)

caudal = CInt(BATERIA.DATOSINICIALES.caudalwf.Text) +
CInt(BATERIA.DATOSINICIALES.Qo.Text)

If npozos <= 50 And caudal <= 35000 Then

    ncolectores = 4

End If

If caudal <= 2000 Then

    ncolectores = 4

End If

If npozos <= 50 And caudal > 35000 Then

    ncolectores = 5

End If

If npozos <= 99 And npozos > 50 Then

    ncolectores = 6

End If

If npozos <= 150 And npozos > 99 Then

    ncolectores = 7

End If

If npozos <= 200 And npozos > 150 Then

    ncolectores = 9

```

End If

Dim d As Integer

Dim af, ac, dc As Single

Dim pi As Double = Math.PI

Dim lineas As Integer

Dim caudalwf As Int64

Dim minwf As Single

minwf = CLng(caudal * 0.25)

POZOS.Text = BATERIA.DATOSINICIALES.POZOS.Text

caudal = CInt(BATERIA.DATOSINICIALES.caudalwf.Text) +
CInt(BATERIA.DATOSINICIALES.Qo.Text)

caudalwf = CInt(BATERIA.DATOSINICIALES.caudalwf.Text)

lineas = CInt(POZOS.Text)

flautas.Text = lineas.ToString("#.##")

d = CInt(Me.dflautas.Text)

af = CSng((pi * (d ^ 2)) / 4)

aflauta.Text = af.ToString("#.##")

npozos = CInt(POZOS.Text)

ac = npozos * af

acolector.Text = ac.ToString("#.##")

dc = CSng((((ac * 4) / pi) ^ 0.5)

dcolector.Text = dc.ToString("#.##")

vcheque.Text = POZOS.Text

vcorte.Text = POZOS.Text

vcolectores.Text = (lineas * ncolectores).ToString("#.##")

manometros.Text = lineas.ToString("#.##")

termometros.Text = lineas.ToString("#.##")

```
tomamuestras.Text = lineas.ToString("#.##")
```

```
fin:
```

```
End Sub
```

```
Private Sub dflautas_TextChanged(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
```

```
    Dim d As Integer
```

```
    Dim af As Single
```

```
    Dim pi As Double = Math.PI
```

```
    d = CInt(Me.dflautas.Text)
```

```
    af = CSng((pi * (d ^ 2)) / 4)
```

```
    aflauta.Text = CStr(af)
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles Button1.Click
```

```
    Me.nota.Visible = True
```

```
    Me.NOTA2.Visible = False
```

```
    Me.NOTA3.Visible = False
```

```
    Me.NOTA4.Visible = False
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Button2_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles Button2.Click
```

```
    Me.nota2.VISIBLE = True
```

```
    Me.nota.Visible = False
```

```
    Me.NOTA4.Visible = False
```

```
    Me.NOTA3.Visible = False
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Button4_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles Button4.Click
```

```
    Me.NOTA2.Visible = False
```

```
    Me.nota4.Visible = False
```

```
    Me.NOTA3.Visible = True
```

```
    Me.nota.Visible = False
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Button3_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles Button3.Click
```

```
    Me.NOTA2.Visible = False
```

```
    Me.NOTA4.Visible = True
```

```
    Me.NOTA3.Visible = False
```

```
    Me.nota.Visible = False
```

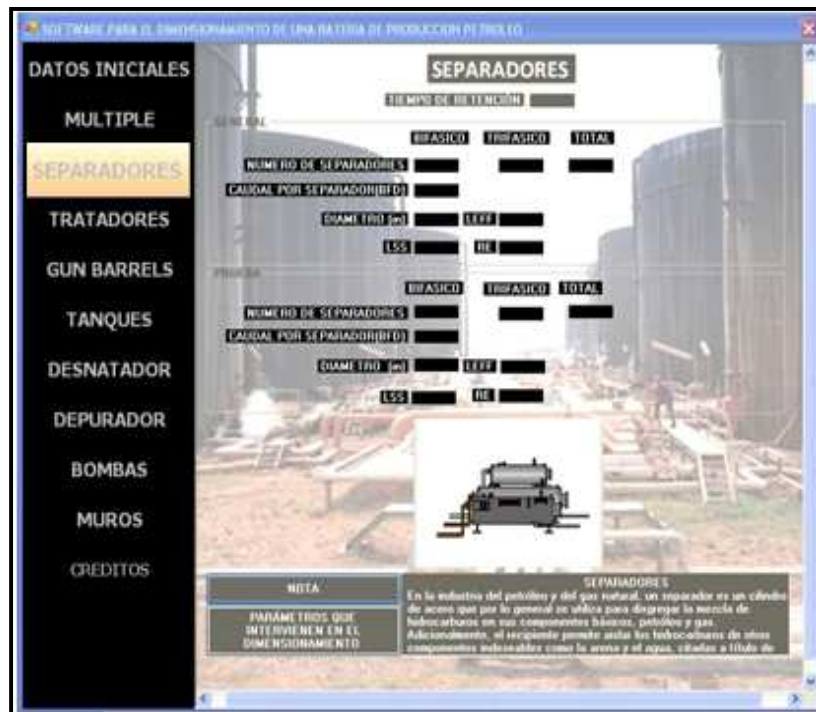
```
End Sub
```

```
End Class
```

9.1.2.4 Descripción y código de programación de los Separadores. Al dar CLICK en el vínculo de Separadores se abrirá esta página en la cual se tendrán los resultados obtenidos acerca de los separadores ya sean de general y de prueba como lo es:

- Numero de separadores (de general o de prueba).
- Caudal por separador.
- Diámetro.
- Longitud costura-costura.
- Longitud efectiva.
- Relación de Esbeltez.

Figura 23. Imagen de la Sección de los Separadores



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Bateria de Producción de Petróleo

También se puede observar breves descripciones acerca de los separadores que se encuentran en el software de la siguiente forma:

Figura 24 . Breve Descripción Acerca de los Separadores

NOTA	SEPARADORES
	<p>En la industria del petróleo y del gas natural, un separador es un cilindro de acero que por lo general se utiliza para disgregar la mezcla de hidrocarburos en sus componentes básicos, petróleo y gas. Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua, citadas a título de ejemplo</p>

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Bateria de Producción de Petróleo

Figura 25. Parámetros que intervienen en el dimensionamiento de los separadores.

PARÁMETROS QUE INTERVIENEN EN EL DIMENSIONAMIENTO	<p>Para el dimensionamiento de los separadores es necesario conocer lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> üCaracterísticas y cantidad de gas que se producirá por el tope de la unidad. üCaracterísticas y cantidad de líquido que maneja el separador. <p>Con estos parámetros se suelen calcular el diámetro del recipiente, con capacidad para manejar la cantidad de gas que habrá de producirse en las peores condiciones. Ello corresponde al fluido más liviano, a la presión más baja y a la más alta temperatura que eventualmente pueda producirse durante la vida útil de la unidad. El tiempo de retención del fluido en el separador depende de las características del mismo. Teóricamente 30 segundos deberían ser suficientes para que la espuma que se forma por agitación se reduzca al mínimo, de tal manera que ese lapso debería ser suficientes para considerar que el gas se ha separado de los líquidos. En la práctica las normativas vigentes aplican condiciones más seguras. Un parámetro de gran utilidad para seleccionar el tiempo de retención (garantizando la separación de los fluidos) es la gravedad API o la densidad del fluido.</p>
--	--

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Public Class SEPARADORES

Private Sub SEPARADORES_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles MyBase.Load

Dim u As String

Dim Cu As String

Dim CUI As String

Dim CUID As String

Dim CUIDA As String

Dim CUIDAD As String

Dim CUIDADO As String

Dim CUIDADOC As String

Dim CUIDADOCO As String

Dim CUIDADOCON As String

Dim CUIDADOCONa As String

u = BATERIA.DATOSINICIALES.POZOS.Text

```

Cu = BATERIA.DATOSINICIALES.api.Text
CUI = BATERIA.DATOSINICIALES.presion.Text
CUID = BATERIA.DATOSINICIALES.miuo.Text
CUIDA = BATERIA.DATOSINICIALES.caudalwf.Text
CUIDAD = BATERIA.DATOSINICIALES.Qg.Text
CUIDADO = BATERIA.DATOSINICIALES.Qo.Text
CUIDADOC = BATERIA.DATOSINICIALES.QWE.Text
CUIDADOCO = BATERIA.DATOSINICIALES.SGG.Text
CUIDADOCON = BATERIA.DATOSINICIALES.tempo.Text
CUIDADOCONa = BATERIA.DATOSINICIALES.tiempb.Text

If u = "" Or Cu = "" Or CUI = "" Or CUID = "" Or CUIDA = "" Or CUIDAD = "" Or
CUIDADO = "" Or CUIDADOC = "" Or CUIDADOCO = "" Or CUIDADOCON = "" Or
CUIDADOCONa = "" Then

```

```

    GoTo fin

```

```

End If

```

```

Dim api As Single

```

```

Dim tret As Single

```

```

Dim npozos As Integer

```

```

Dim caudal, caudalwf, minwf As Int64

```

```

api = CSng(BATERIA.DATOSINICIALES.api.Text)

```

```

If api >= 35 Then

```

```

    tret = 1.5

```

```

    tretencion.Text = CStr(tret) & " minutos"

```

```

End If

```

```

If api <= 25 And api > 0 Then

```

```

    tret = 5

```

```

    tretencion.Text = CStr(tret) & " minutos"

```

End If

If api > 25 And api < 35 Then

tret = 3

treteccion.Text = CStr(tret) & " minutos"

End If

If api = 0 Then

tret = 0

MsgBox("no hay valores iniciales de API", MsgBoxStyle.Information)

GoTo fin

End If

npozos = CInt(BATERIA.DATOSINICIALES.POZOS.Text)

If npozos = 0 Then

tret = 0

MsgBox("no hay datos de Numero de pozos", MsgBoxStyle.Information)

GoTo fin

End If

caudal = CInt(BATERIA.DATOSINICIALES.caudalwf.Text) +
CInt(BATERIA.DATOSINICIALES.Qo.Text) +
CInt(BATERIA.DATOSINICIALES.QWE.Text)

If caudal = 0 Then

tret = 0

MsgBox("no hay datos de caudal", MsgBoxStyle.Information)

GoTo fin

End If

caudalwf = CInt(BATERIA.DATOSINICIALES.caudalwf.Text)

minwf = CLng(caudal * 0.25)

'se evalua la cantidad de pozos y el caudal(<35000)

If npozos <= 50 And caudal <= 35000 Then

 sprueba.Text = CStr(1)

 sgeneral.Text = CStr(1)

 'se evalua el caudal agua libre

If caudal > 2000 Then

If caudalwf > minwf Then

 spruebat.Text = CStr(1)

 spruebab.Text = CStr(0)

 sgeneralt.Text = CStr(1)

 sgeneralb.Text = CStr(0)

Else

 spruebat.Text = CStr(0)

 spruebab.Text = CStr(1)

 sgeneralt.Text = CStr(0)

 sgeneralb.Text = CStr(1)

End If

End If

If caudal <= 2000 Then

 minwf = CLng(caudal * 0.6)

If caudalwf > minwf Then

 spruebat.Text = CStr(1)

 spruebab.Text = CStr(0)

 sgeneralt.Text = CStr(1)

 sgeneralb.Text = CStr(0)

Else

```
spruebat.Text = CStr(0)
spruebab.Text = CStr(1)
sgeneralt.Text = CStr(0)
sgeneralb.Text = CStr(1)
```

End If

End If

```
caudals.Text = CStr(caudal)
```

End If

'se evalua la cantidad de pozos y el caudal(>35000)

If npozos <= 50 And caudal > 35000 Then

```
sprueba.Text = CStr(1)
sgeneral.Text = CStr(2)
```

'se evalua el caudal agua libre

If caudalwf > minwf Then

```
spruebat.Text = CStr(1)
spruebab.Text = CStr(0)
sgeneralt.Text = CStr(1)
sgeneralb.Text = CStr(1)
```

Else

```
spruebat.Text = CStr(0)
spruebab.Text = CStr(1)
sgeneralt.Text = CStr(0)
sgeneralb.Text = CStr(2)
```

End If

```
caudals.Text = (caudal / 2).ToString("#.##")
```

```

End If

If npozos <= 99 And npozos > 50 Then
    sprueba.Text = CStr(2)
    sgeneral.Text = CStr(2)
    'se evalua el caudal agua libre

If caudalwf > minwf Then
    spruebat.Text = CStr(1)
    spruebab.Text = CStr(1)
    sgeneralalt.Text = CStr(1)
    sgeneralb.Text = CStr(1)

Else
    spruebat.Text = CStr(0)
    spruebab.Text = CStr(2)
    sgeneralalt.Text = CStr(0)
    sgeneralb.Text = CStr(2)

End If

caudals.Text = (caudal / 2).ToString("#.##")

End If}

If npozos <= 150 And npozos > 99 Then
    sprueba.Text = CStr(2)
    sgeneral.Text = CStr(3)
    'se evalua el caudal agua libre

If caudalwf > minwf Then
    spruebat.Text = CStr(1)
    spruebab.Text = CStr(1)
    sgeneralalt.Text = CStr(1)
    sgeneralb.Text = CStr(2)

```

Else

```
spruebat.Text = CStr(0)
spruebab.Text = CStr(2)
sgeneralb.Text = CStr(0)
sgeneralb.Text = CStr(3)
```

End If

```
caudals.Text = (caudal / 3).ToString("#.##")
```

End If

If npozos <= 200 And npozos > 150 Then

```
sprueba.Text = CStr(3)
sgeneral.Text = CStr(4)
'se evalua el caudal agua libre
```

If caudalwf > minwf Then

```
spruebat.Text = CStr(1)
spruebab.Text = CStr(2)
sgeneralb.Text = CStr(2)
sgeneralb.Text = CStr(2)
```

Else

```
spruebat.Text = CStr(1)
spruebab.Text = CStr(2)
sgeneralb.Text = CStr(2)
sgeneralb.Text = CStr(2)
```

End If

```
caudals.Text = (caudal / 4).ToString("#.##")
```

End If

PROCEDIMIENTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS SEPARADORES GENERALES

```
Dim d As Integer
Dim leff As Single
Dim lss As Single
Dim RE As Single
Dim Ql As Single
Ql = CSng(caudals.Text)
leff = 0
While RE > 5 Or RE < 3
    leff = leff + 1
    d = CInt(((tret * Ql) / (0.7 * (leff))) ^ 0.5)
    lss = CSng(leff + (d / 12))
    RE = (12 * lss) / d
End While
Me.D.Text = d.ToString("#.##") & " in"
Me.lss.Text = lss.ToString("#.##")
Me.RE.Text = RE.ToString("#.##")
Me.leff.Text = leff.ToString("#.##") & " ft"
```

PROCEDIMIENTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS SEPARADORES DE PRUEBA

```
Dim dsp As Integer
Dim leffsp As Single
Dim lssp As Single
Dim REsp As Single
Dim Qlsp As Single

Qlsp = CSng((caudal / npozos) * 1.5)
```

```
caudalsp.Text = Qlsp.ToString("#.##")
```

```
leffsp = 0
```

```
While REsp > 5 Or REsp < 3
```

```
    leffsp = leffsp + 1
```

```
    dsp = CInt(((tret * Qlsp) / (0.7 * (leffsp))) ^ 0.5)
```

```
    lssp = CSng(leffsp + (dsp / 12))
```

```
    REsp = (12 * lssp) / dsp
```

```
End While
```

```
Me.Dsp.Text = dsp.ToString("#.##") & " in"
```

```
Me.lssp.Text = lssp.ToString("#.##")
```

```
Me.REsp.Text = REsp.ToString("#.##")
```

```
Me.leffsp.Text = (leffsp.ToString("#.##") & " ft")
```

```
Fin
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles Button1.Click
```

```
    Me.nota.Visible = True
```

```
    Me.NOTA2.Visible = False
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Button2_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles Button2.Click
```

```
    Me.nota.Visible = False
```

```
    Me.NOTA2.Visible = True
```

```
End Sub
```

```
Private Sub GroupBox2_Enter(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles GroupBox2.Enter
```

```
End Sub
```

End Class

9.1.2.5 Descripción y código de programación de los Tratadores. El vinculo siguiente es el de los tratadores, elementos fundamentales en una batería de recolección de petróleo porque es allí donde el crudo es tratado para que salga libre de emulsiones y así cumplir con los parámetros exigidos para poder ser comercializado.

Figura 26. Imagen de la sección de los tratadores



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Los resultados que se obtienen se enlistan a continuación:

- Tiempo de retención.
- Diámetro
- Longitud costura-costura.
- Caudal a manejar.
- Longitud efectiva.
- Relación de esbeltez.

Y como en los anteriores componentes de una batería de recolección de petróleo, en esta sección (Tratadores), también se tiene una descripción de dicho elemento de la facilidad:

Figura 27. Breve Descripción Acerca del Tratamiento Térmico.

TRATADOR TERMICO	<p style="text-align: center;">TRATAMIENTO TÉRMICO</p> <p>El calentamiento de la emulsión se realiza en recipientes conocidos como calentadores o tratadores. El aplicar temperatura a la emulsión tiene los siguientes efectos, entre otros:</p> <ul style="list-style-type: none"> üDebilitar la película de emulsificante. üAumentar el movimiento Browniano de las partículas de la fase dispersa, lo cual implica mayor número de choques incrementando la posibilidad de unión. üDisminuye la viscosidad de la fase continua y, si ésta es aceite, la densidad lo cual implica una disminución en la capacidad para mantener en suspensión las gotas de agua. <p>En el calentador la mezcla entra fría y sale caliente hacia un recipiente donde se le permite estar en reposo para que las fases se separen; en el calentador existen rompimiento de la emulsión pero no separación de fases. Es decir, en el calentador no se realiza la coalescencia ni el asentamiento.</p>
-------------------------	---

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Figura 28. Breve Descripción Acerca del Tratador Térmico-Electroestático.

TRATADOR TERMICO-ELECTROESTATICO	<p style="text-align: center;">TRATADOR TERMICO- ELECTROESTATICO</p> <p>Un tratador térmico electrostático es una vasija horizontal con un precipitador eléctrico. El principio básico de su funcionamiento consiste en colocar la emulsión bajo la influencia primero de calor y luego de un campo eléctrico. La presencia de este campo eléctrico genera el debilitamiento de las fuerzas repulsivas, ya que actúa sobre las cargas eléctricas formadas por el agente demulsificante sobre la superficie de las gotas de agua, permitiendo que se unan, aumentando el efecto gravitacional, lo que hace que las partículas en suspensión se precipiten.</p> <p>La cantidad de calor que se debe suministrar depende de la temperatura a la cual entra el fluido, la temperatura a la cual debe salir y la cantidad de fluido que hay que calentar en la unidad de tiempo</p>
---	---

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Figura 29. Ventajas del Tratamiento Electroestático.

VENTAJAS DEL TRATAMIENTO	VENTAJAS DEL TRATAMIENTO ELECTROSTATICO
	üMenores temperaturas de tratamiento. üMenor uso de desemulsificante. üMenores pérdidas por evaporación. üMayor volumen de crudo tratado. üMayor gravedad API. üMenores costos de combustible. üEliminación del uso y mantenimiento de filtros. üReducción en la corrosión y deposición de escamas.

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Public Class TRATADORES

Private Sub TRATADORES_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles MyBase.Load

Dim u As String

Dim Cu As String

Dim CUI As String

Dim CUID As String

Dim CUIDA As String

Dim CUIDAD As String

Dim CUIDADO As String

Dim CUIDADOC As String

Dim CUIDADOCO As String

Dim CUIDADOCON As String

Dim CUIDADOCONa As String

u = BATERIA.DATOSINICIALES.POZOS.Text

Cu = BATERIA.DATOSINICIALES.api.Text

CUI = BATERIA.DATOSINICIALES.presion.Text

CUID = BATERIA.DATOSINICIALES.miuo.Text

CUIDA = BATERIA.DATOSINICIALES.caudalwf.Text

```

CUIDAD = BATERIA.DATOSINICIALES.Qg.Text
CUIDADO = BATERIA.DATOSINICIALES.Qo.Text
CUIDADOC = BATERIA.DATOSINICIALES.QWE.Text
CUIDADOCO = BATERIA.DATOSINICIALES.SGG.Text
CUIDADOCON = BATERIA.DATOSINICIALES.tempo.Text
CUIDADOCONa = BATERIA.DATOSINICIALES.tiempb.Text

If u = "" Or Cu = "" Or CUI = "" Or CUID = "" Or CUIDA = "" Or CUIDAD = "" Or CUIDADO
= "" Or CUIDADOC = "" Or CUIDADOCO = "" Or CUIDADOCON = "" Or CUIDADOCONa
= "" Then

GoTo fin

End If

    Dim api As Integer

    Dim trett As Integer

    api = CInt(DATOSINICIALES.api.Text)

If api = 0 Then

    trett = 0

    MsgBox("no hay valores iniciales de API", MsgBoxStyle.Information)

GoTo fin

End If

If api <= 25 Then

    trett = 30

Else

    trett = 20

End If

Me.trett.Text = CStr(trett) & " minutos"

'dimensionamiento()

Dim d As Integer

```

```
Dim leff As Single
```

```
Dim lss As Single
```

```
Dim RE As Single
```

```
Dim Qo As Int64
```

```
Me.Qo.Text = CStr(CInt(DATOSINICIALES.Qo.Text) +  
CInt(DATOSINICIALES.QWE.Text))
```

```
Qo = CLng(Me.Qo.Text)
```

```
If Qo = 0 Then
```

```
    trett = 0
```

```
    MsgBox("no hay valores iniciales de API", MsgBoxStyle.Information)
```

```
    GoTo fin
```

```
End If
```

```
    leff = 0
```

```
While RE > 5 Or RE < 3
```

```
    leff = leff + 1
```

```
    d = CInt((((trett * Qo) / (1.05 * (leff))) ^ 0.5)
```

```
    lss = CSng(leff + (d / 12))
```

```
    RE = (12 * lss) / d
```

```
End While
```

```
Me.D.Text = d.ToString("#.##") & " in"
```

```
Me.LSS.Text = lss.ToString("#.##")
```

```
Me.RE.Text = RE.ToString("#.##")
```

```
Me.leff.Text = leff.ToString("#.##") & " ft"
```

```
fin:
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Label4_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
Handles Label4.Click
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button1.Click
```

```
    Me.tt.Visible = True
```

```
    Me.tte.Visible = False
```

```
    Me.ventajas.Visible = False
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Button2_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button2.Click
```

```
    Me.tt.Visible = False
```

```
    Me.tte.Visible = True
```

```
    Me.ventajas.Visible = False
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Button3_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button3.Click
```

```
    Me.tt.Visible = False
```

```
    Me.tte.Visible = False
```

```
    Me.ventajas.Visible = True
```

```
End Sub
```

```
End Class
```

9.1.2.6 Descripción y código de programación del GUN BARRELS. Al dar CLICK en el vínculo de Gun Barrels se abrirá esta página en la cual se observarán las dos características principales en el dimensionamiento de este como son:

- Diámetro.
- Longitud efectiva (LEFF).

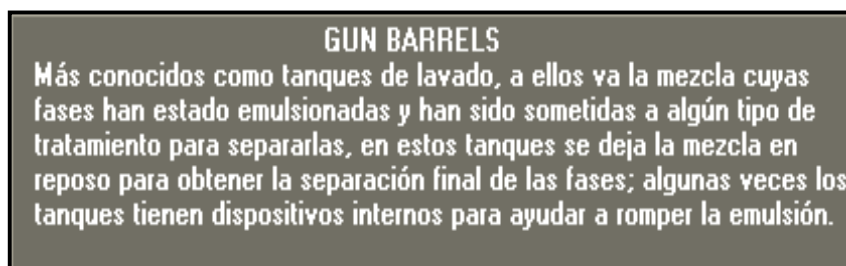
Figura 30. Imagen de la sección del Gun Barrel.



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Bateria de Producción de Petróleo

Como en los anteriores componentes de la batería de recolección de petróleo, se puede observar una breve descripción de dicho elemento de la facilidad:

Figura 31. Breve descripción acerca del Gun Barrel



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Bateria de Producción de Petróleo

```
Public Class GUNBARRELS
```

```
Private Sub GUNBARRELS_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles MyBase.Load
```

```
    Dim u As String
```

```
    Dim Cu As String
```

```
    Dim CUI As String
```

```
    Dim CUID As String
```

```
    Dim CUIDA As String
```

```
    Dim CUIDAD As String
```

```
    Dim CUIDADO As String
```

```
    Dim CUIDADOC As String
```

```
    Dim CUIDADOCO As String
```

```
    Dim CUIDADOCON As String
```

```
    Dim CUIDADOCONa As String
```

```
    u = BATERIA.DATOSINICIALES.POZOS.Text
```

```
    Cu = BATERIA.DATOSINICIALES.api.Text
```

```
    CUI = BATERIA.DATOSINICIALES.presion.Text
```

```
    CUID = BATERIA.DATOSINICIALES.miuo.Text
```

```
    CUIDA = BATERIA.DATOSINICIALES.caudalwf.Text
```

```
    CUIDAD = BATERIA.DATOSINICIALES.Qg.Text
```

```
    CUIDADO = BATERIA.DATOSINICIALES.Qo.Text
```

```
    CUIDADOC = BATERIA.DATOSINICIALES.QWE.Text
```

```
    CUIDADOCO = BATERIA.DATOSINICIALES.SGG.Text
```

```
    CUIDADOCON = BATERIA.DATOSINICIALES.tempo.Text
```

```
    CUIDADOCONa = BATERIA.DATOSINICIALES.tiempb.Text
```

```
If u = "" Or Cu = "" Or CUI = "" Or CUID = "" Or CUIDA = "" Or CUIDAD = "" Or CUIDADO = "" Or CUIDADOC = "" Or CUIDADOCO = "" Or CUIDADOCON = "" Or CUIDADOCONa = "" Then
```

```
GoTo fin
```

```

End If

    Dim d As Integer
    Dim qo As Long
    Dim miuo As Single
    'Dim miuw As Single
    Dim row As Single
    Dim roo As Single
    Dim dp As Single
    Dim tempo As Single
    Dim SG As Single
    Dim API As Single

API = CSng(DATOSINICIALES.api.Text)
qo = CLng(DATOSINICIALES.Qo.Text)
miuo = CSng(DATOSINICIALES.miuo.Text)
If miuo = 0 Then
    MsgBox("DEBE DAR VALORES DE VISCOSIDAD", MsgBoxStyle.Information)
GoTo fin
End If

    tempo = CLng(DATOSINICIALES.tempo.Text)
If tempo = 0 Then
    row = 62.3
End If

If tempo >= 30 And tempo <= 100 Then
    row = 62.3
End If

If tempo > 100 And tempo <= 150 Then

```

```

        row = 61.5
End If
If tempo > 150 And tempo <= 200 Then
    row = 60.5
End If
If tempo > 200 And tempo <= 250 Then
    row = 59.5
End If
If tempo > 250 And tempo <= 300 Then
    row = 58.5
End If
    SG = CSng(141.5 / (131.5 + API))
    roo = row * SG
If API < 5 Then
    MsgBox("EL VALOR API ES MUY BAJO", MsgBoxStyle.Information)
GoTo fin
End If
If API >= 5 And API < 15 Then
    dp = 500
End If
If API >= 15 And API <= 20 Then
    dp = 450
End If
If API > 20 And API <= 25 Then
    dp = 400
End If
If API >= 26 And API <= 31 Then

```



```

        dp = 350
End If
If API > 31 And API <= 35 Then
    dp = 300
End If
If API >= 36 Then
    dp = 250
End If
d = CInt(643.9 * qo * miuo / ((row - roo) * dp ^ 2))
Dim leff As Integer
Dim ql As Single
ql = CSng(DATOSINICIALES.Qo.Text) + CSng(DATOSINICIALES.caudalwf.Text) +
CSng(DATOSINICIALES.QWE.Text)
Dim temp As Single
temp = CSng(DATOSINICIALES.tempo.Text)
Dim miuw As Single
If temp = 0 Then
    miuw = 1.5
End If
If temp = 0 Then
    miuw = 1.5
End If
If temp = 32 Then
    miuw = 1.79
End If
If temp = 33 Then
    miuw = 1.75
End If

```

```
If temp = 34 Then
    miuw = 1.72
End If
If temp = 35 Then
    miuw = 1.68
End If
If temp = 36 Then
    miuw = 1.66
End If
If temp = 37 Then
    miuw = 1.63
End If
If temp > 37 And temp <= 40 Then
    miuw = 1.55
End If
If temp > 40 And temp <= 45 Then
    miuw = 1.45
End If
If temp >= 46 And temp <= 48 Then
    miuw = 1.37
End If
If temp >= 49 And temp <= 52 Then
    miuw = 1.3
End If
If temp >= 53 And temp <= 56 Then
    miuw = 1.21
End If
```

```

If temp >= 57 And temp <= 60 Then
    miuw = 1.15
End If
If temp >= 61 And temp <= 70 Then
    miuw = 1.01
End If
If temp >= 70 And temp <= 75 Then
    miuw = 0.94
End If
If temp >= 76 And temp <= 95 Then
    miuw = 0.8
End If
If temp >= 96 And temp <= 140 Then
    miuw = 0.5
End If
If temp >= 141 And temp <= 170 Then
    miuw = 0.4
End If
If temp > 170 Then
    miuw = 0.2
End If
leff = CInt(2.72 * 10 ^ 4 * ((ql * miuw) / ((row - roo) * (dp ^ 2) * d)))
If leff > 40 Then
    leff = 40
End If
Me.leff.Text = leff.ToString("#.##")
Me.D.Text = d.ToString("#.##")

```

fin:

End Sub

End Class

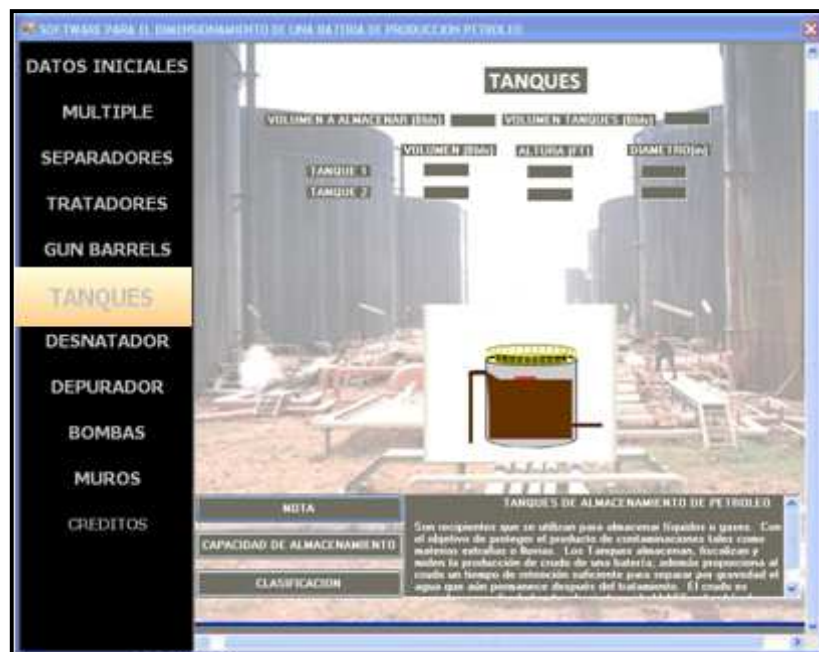
9.1.2.7 Descripción y Código de Programación de los Tanques. El vínculo que se encuentra a continuación es el de los tanques, al dar CLICK sobre este se abrirá una página en la cual se tendrán los resultados obtenidos acerca de los tanques como son:

- Volumen a almacenar.
- Volumen Tanques.

Además específica de forma individual características para cada uno de los tanques como:

- Volumen
- Altura
- Diámetro

Figura 32. Imagen de la Sección de los Tanques.



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Bateria de Producción de Petróleo

En esta página se tienen también algunas características de los tanques, se menciona un fragmento acerca de la capacidad de almacenamiento de estos y la clasificación que tienen dichas vasijas.

Figura 33. Breve descripción acerca de los tanques de almacenamiento de petróleo

NOTA	TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO
	<p>Son recipientes que se utilizan para almacenar líquidos o gases. Con el objetivo de proteger el producto de contaminaciones tales como materias extrañas o lluvias. Los Tanques almacenan, fiscalizan y miden la producción de crudo de una batería; además proporciona al crudo un tiempo de retención suficiente para separar por gravedad el agua que aún permanece después del tratamiento. El crudo es enviado por medio de bombas hacia la unidad LACT y de ahí a las bombas principales del oleoducto.</p>

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Figura 34. Capacidad de Almacenamiento de los Tanques

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO
	<p>Por razones de seguridad los tanques deben tener suficiente capacidad de almacenamiento para afrontar una eventual emergencia por rotura del oleoducto o daños en las estaciones de bombeo, o bloqueo del mismo por acciones de la insurgencia. Como mínimo debe tener una capacidad de 3 a 5 veces la producción diaria del campo, con lo cual se dará un margen de 3 a 5 días para su respectiva reparación.</p> <p>En la facilidad de producción se utilizan tanques de 1.000, 2.000, 5.000, 10.000, 20.000, 50.000 Bbls, o mayores, según sea la producción diaria del campo. La distribución de tanques en la batería debe involucrar la disponibilidad de diferentes tanques: de recibo, de reposo y entrega, operaciones realizadas en el manejo de la producción diaria de crudo. Además, debe disponerse de uno o dos tanques para la prueba de pozos.</p>

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Figura 35. Clasificación de los Tanques de Almacenamiento de Petróleo

CLASIFICACION	<p>Según su uso los tanques se pueden clasificar así:</p> <p>TANQUES DE ALMACENAMIENTO (stock tanks): usados para almacenar crudo de calidad aceptable en la refinería.</p> <p>TANQUES DE PRUEBA (test tanks): aquellas en los cuales se recibe la producción del pozo que esta en prueba.</p> <p>TANQUES DE LAVADO (Wash-tank): aquellos en los cuales se recibe la mezcla y aceite para dejarla allí en reposo y permitir la separación de las fases. Pueden ser:</p> <p>FWKO (Free Water Knock Out) cuando las fases de la mezcla no han estado ni están emulsionadas, las fases se separan por gravedad. Existe un tipo de FWKO conocido como "FLOW SPLITTING FWKO" que además de retirar el agua libre distribuye el flujo de la emulsión hacia varios recipientes y es muy útil cuando la cantidad a tratar no se puede manejar en un solo tratador.</p> <p>GUN BARRELS, más conocidos como tanques de lavado, a estos tanques llega la mezcla cuyas fases han estado emulsionadas y han sido sometidas a algún tipo de tratamiento para separarlas, en estos tanques se deja la mezcla en reposo para obtener la separación final de las fases; algunas veces los tanques tienen dispositivos internos para ayudar a romper la emulsión.</p>
---------------	--

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Public Class TANQUES

Private Sub TANQUES_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles MyBase.Load

Dim u As String

Dim Cu As String

Dim CUI As String

Dim CUID As String

Dim CUIDA As String

Dim CUIDAD As String

Dim CUIDADO As String

Dim CUIDADOC As String

Dim CUIDADOCO As String

Dim CUIDADOCON As String

Dim CUIDADOCONa As String

u = BATERIA.DATOSINICIALES.POZOS.Text

Cu = BATERIA.DATOSINICIALES.api.Text

CUI = BATERIA.DATOSINICIALES.presion.Text

CUID = BATERIA.DATOSINICIALES.miuo.Text

CUIDA = BATERIA.DATOSINICIALES.caudalwf.Text

CUIDAD = BATERIA.DATOSINICIALES.Qg.Text

CUIDADO = BATERIA.DATOSINICIALES.Qo.Text

CUIDADOC = BATERIA.DATOSINICIALES.QWE.Text

CUIDADOCO = BATERIA.DATOSINICIALES.SGG.Text

CUIDADOCON = BATERIA.DATOSINICIALES.tempo.Text

CUIDADOCONa = BATERIA.DATOSINICIALES.tiempb.Text

If u = "" Or Cu = "" Or CUI = "" Or CUID = "" Or CUIDA = "" Or CUIDAD = "" Or
CUIDADO = "" Or CUIDADOC = "" Or CUIDADOCO = "" Or CUIDADOCON = "" Or
CUIDADOCONa = "" Then

GoTo fin

End If

Dim Q As Single

Dim Qo As Single

Dim qwf As Single

Dim Qwe As Single

Dim qw As Single

Dim dmin As Single

Qo = CSng(DATOSINICIALES.Qo.Text)

qw = CSng(DATOSINICIALES.caudalwf.Text)

Qwe = CSng((Qo * 0.005) / (1 - 0.005))

qw = qwf + Qwe

Q = Qo + qw

Dim valm As Single

valm = 4 * Q

Me.valm.Text = CStr(valm)

Dim vtank As Single

Dim tank1 As Integer

Dim tank2 As Integer

Dim tank3 As Integer

Dim tank4 As Integer

Dim ntank As Integer

vtank = CSng(valm / 0.8)

If vtank <= 7000 Then

 ntank = 2

 tank1 = CInt(vtank / 2)

 tank2 = CInt(vtank / 2)

 TANQUE1.Text = CStr(tank1)

 TANQUE2.Text = CStr(tank2)

End If

If vtank > 7000 And vtank <= 10000 Then

 ntank = 2

 tank1 = 5000

 tank2 = 5000

 TANQUE1.Text = CStr(tank1)

 TANQUE2.Text = CStr(tank2)

End If

If vtank > 10000 And vtank <= 15000 Then

ntank = 2

tank1 = 5000

tank2 = 10000

TANQUE1.Text = CStr(tank1)

TANQUE2.Text = CStr(tank2)

End If

If vtank > 15000 And vtank <= 20000 Then

ntank = 2

tank1 = 10000

tank2 = 10000

TANQUE1.Text = CStr(tank1)

TANQUE2.Text = CStr(tank2)

End If

If vtank > 15000 And vtank <= 20000 Then

ntank = 2

tank1 = 10000

tank2 = 10000

TANQUE1.Text = CStr(tank1)

TANQUE2.Text = CStr(tank2)

End If

If vtank > 20000 And vtank <= 25000 Then

ntank = 2

tank1 = 10000

tank2 = 15000

TANQUE1.Text = CStr(tank1)

TANQUE2.Text = CStr(tank2)

End If

If vtank > 25000 And vtank <= 30000 Then

ntank = 2

tank1 = 10000

tank2 = 20000

TANQUE1.Text = CStr(tank1)

TANQUE2.Text = CStr(tank2)

End If

If vtank > 30000 And vtank <= 35000 Then

ntank = 3

tank1 = 10000

tank2 = 10000

tank3 = 15000

Me.TANK3.Visible = True

Me.htank3.Visible = True

Me.dtank3.Visible = True

Me.TANQUE3.Visible = True

TANQUE1.Text = CStr(tank1)

TANQUE2.Text = CStr(tank2)

TANQUE3.Text = CStr(tank3)

End If

If vtank > 35000 And vtank <= 40000 Then

ntank = 3

tank1 = 15000

tank2 = 15000

tank3 = 10000

```
Me.TANK3.Visible = True
Me.htank3.Visible = True
Me.dtank3.Visible = True
Me.TANQUE3.Visible = True
TANQUE1.Text = CStr(tank1)
TANQUE2.Text = CStr(tank2)
TANQUE3.Text = CStr(tank3)
```

End If

```
If vtank > 40000 And vtank <= 45000 Then
```

```
    ntank = 3
    tank1 = 15000
    tank2 = 15000
    tank3 = 15000
    Me.TANK3.Visible = True
    Me.htank3.Visible = True
    Me.dtank3.Visible = True
    Me.TANQUE3.Visible = True
    TANQUE1.Text = CStr(tank1)
    TANQUE2.Text = CStr(tank2)
    TANQUE3.Text = CStr(tank3)
```

End If

```
If vtank > 45000 And vtank <= 50000 Then
```

```
    ntank = 3
    tank1 = 20000
    tank2 = 20000
    tank3 = 10000
    Me.TANK3.Visible = True
```

```
Me.htank3.Visible = True
Me.dtank3.Visible = True
Me.TANQUE3.Visible = True
TANQUE1.Text = CStr(tank1)
TANQUE2.Text = CStr(tank2)
TANQUE3.Text = CStr(tank3)
```

End If

```
If vtank > 50000 And vtank <= 55000 Then
```

```
    ntank = 3
    tank1 = 20000
    tank2 = 20000
    tank3 = 15000

    Me.TANK3.Visible = True
    Me.htank3.Visible = True
    Me.dtank3.Visible = True
    Me.TANQUE3.Visible = True
    TANQUE1.Text = CStr(tank1)
    TANQUE2.Text = CStr(tank2)
    TANQUE3.Text = CStr(tank3)
```

End If

```
If vtank > 55000 And vtank <= 60000 Then
```

```
    ntank = 3
    tank1 = 20000
    tank2 = 20000
    tank3 = 20000

    Me.TANK3.Visible = True
    Me.htank3.Visible = True
```

```
Me.dtank3.Visible = True
Me.TANQUE3.Visible = True
TANQUE1.Text = CStr(tank1)
TANQUE2.Text = CStr(tank2)
TANQUE3.Text = CStr(tank3)
```

End If

```
If vtank > 60000 And vtank <= 65000 Then
```

```
    ntank = 3
    tank1 = 20000
    tank2 = 20000
    tank3 = 25000
    Me.TANK3.Visible = True
    Me.htank3.Visible = True
    Me.dtank3.Visible = True
    Me.TANQUE3.Visible = True
    TANQUE1.Text = CStr(tank1)
    TANQUE2.Text = CStr(tank2)
    TANQUE3.Text = CStr(tank3)
```

End If

```
If vtank > 65000 And vtank <= 70000 Then
```

```
    ntank = 3
    tank1 = 25000
    tank2 = 25000
    tank3 = 20000
    Me.TANK3.Visible = True
    Me.htank3.Visible = True
    Me.dtank3.Visible = True
```

```
Me.TANQUE3.Visible = True
TANQUE1.Text = CStr(tank1)
TANQUE2.Text = CStr(tank2)
TANQUE3.Text = CStr(tank3)
```

End If

```
If vtank > 70000 And vtank <= 75000 Then
```

```
    ntank = 3
    tank1 = 25000
    tank2 = 25000
    tank3 = 25000

    Me.htank3.Visible = True
    Me.dtank3.Visible = True
    Me.TANK3.Visible = True
    Me.TANQUE3.Visible = True
    TANQUE1.Text = CStr(tank1)
    TANQUE2.Text = CStr(tank2)
    TANQUE3.Text = CStr(tank3)
```

End If

```
If vtank > 75000 And vtank <= 80000 Then
```

```
    ntank = 3
    tank1 = 30000
    tank2 = 30000
    tank3 = 20000

    Me.TANK3.Visible = True
    Me.dtank3.Visible = True
    Me.htank3.Visible = True
    Me.TANQUE3.Visible = True
```

```
TANQUE1.Text = CStr(tank1)
TANQUE2.Text = CStr(tank2)
TANQUE3.Text = CStr(tank3)
```

End If

```
If vtank > 80000 And vtank <= 90000 Then
```

```
    ntank = 3
    tank1 = 30000
    tank2 = 30000
    tank3 = 30000
    Me.TANK3.Visible = True
    Me.htank3.Visible = True
    Me.dtank3.Visible = True
    Me.TANQUE3.Visible = True
    TANQUE1.Text = CStr(tank1)
    TANQUE2.Text = CStr(tank2)
    TANQUE3.Text = CStr(tank3)
```

End If

```
If vtank > 90000 And vtank <= 100000 Then
```

```
    ntank = 3
    tank1 = 30000
    tank2 = 30000
    tank3 = 40000
    Me.TANK3.Visible = True
    Me.htank3.Visible = True
    Me.dtank3.Visible = True
    Me.TANQUE3.Visible = True
    TANQUE1.Text = CStr(tank1)
```

TANQUE2.Text = CStr(tank2)

TANQUE3.Text = CStr(tank3)

End If

If vtank > 100000 And vtank <= 120000 Then

ntank = 3

tank1 = 40000

tank2 = 40000

tank3 = 40000

Me.TANK3.Visible = True

Me.htank3.Visible = True

Me.dtank3.Visible = True

Me.TANQUE3.Visible = True

TANQUE1.Text = CStr(tank1)

TANQUE2.Text = CStr(tank2)

TANQUE3.Text = CStr(tank3)

End If

If vtank > 120000 And vtank <= 150000 Then

ntank = 3

tank1 = 50000

tank2 = 50000

tank3 = 50000

Me.TANK3.Visible = True

Me.htank3.Visible = True

Me.dtank3.Visible = True

Me.TANQUE3.Visible = True

TANQUE1.Text = CStr(tank1)

TANQUE2.Text = CStr(tank2)

TANQUE3.Text = CStr(tank3)

End If

If vtank > 150000 Then

ntank = 4

tank1 = CInt(vtank / 4)

tank2 = CInt(vtank / 4)

tank3 = CInt(vtank / 4)

tank4 = CInt(vtank / 4)

tank1 = CInt(tank1 / 10000)

tank1 = CInt((((tank1 * 2) + 1) / 2) * 10000)

tank2 = CInt(tank2 / 10000)

tank2 = CInt((((tank2 * 2) + 1) / 2) * 10000)

tank3 = CInt(tank3 / 10000)

tank3 = CInt((((tank3 * 2) + 1) / 2) * 10000)

tank4 = CInt(tank4 / 10000)

tank4 = CInt((((tank4 * 2) + 1) / 2) * 10000)

Me.TANK3.Visible = True

Me.htank3.Visible = True

Me.dtank3.Visible = True

Me.htank4.Visible = True

Me.dtank4.Visible = True

Me.TANQUE3.Visible = True

```
Me.TANK4.Visible = True
Me.TANQUE4.Visible = True
TANQUE1.Text = CStr(tank1)
TANQUE2.Text = CStr(tank2)
TANQUE3.Text = CStr(tank3)
TANQUE4.Text = CStr(tank4)
```

```
End If
```

```
Me.vtank.Text = CStr(vtank)
```

```
Dim htank1 As Integer
```

```
Dim htank2 As Integer
```

```
Dim htank3 As Integer
```

```
Dim htank4 As Integer
```

```
htank1 = CInt((tank1 / 50) * 0.032808)
```

```
htank2 = CInt((tank2 / 50) * 0.032808)
```

```
htank3 = CInt((tank3 / 50) * 0.032808)
```

```
htank4 = CInt((tank4 / 50) * 0.032808)
```

```
If htank1 * 0.032808 > 32 Then
```

```
    htank1 = 32
```

```
End If
```

```
If htank2 * 0.032808 > 32 Then
```

```
    htank2 = 32
```

```
End If
```

```
If htank3 * 0.032808 > 32 Then
```

```
    htank3 = 32
```

```

End If

    If htank4 * 0.032808 > 32 Then
        htank4 = 32
    End If

    Me.htank1.Text = CStr(htank1)
    Me.htank2.Text = CStr(htank2)
    Me.htank3.Text = CStr(htank3)
    Me.htank4.Text = CStr(htank4)

    Dim dtank1 As Single
    Dim dtank2 As Single
    Dim dtank3 As Single
    Dim dtank4 As Single
    Dim pi As Double
    pi = Math.PI
    dtank1 = CSng(((4 * (tank1 / 5.615)) / (pi * htank1)) ^ 0.5)
    dtank2 = CSng(((4 * (tank2 / 5.615)) / (pi * htank2)) ^ 0.5)
    dtank3 = CSng(((4 * (tank3 / 5.615)) / (pi * htank3)) ^ 0.5)
    dtank4 = CSng(((4 * (tank4 / 5.615)) / (pi * htank4)) ^ 0.5)

    Me.dtank1.Text = (dtank1).ToString("#.##")
    Me.dtank2.Text = (dtank2).ToString("#.##")

    Me.dtank3.Text = (dtank3).ToString("#.##")
    Me.dtank4.Text = (dtank4).ToString("#.##")
    dmin = (dtank1 + dtank2 + dtank3 + dtank4) / ntank
    Me.dmin.Text = CStr(dmin)

fin:

```

End Sub

```
Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles Button1.Click
```

```
    Me.nota.Visible = True
```

```
    Me.clasi.Visible = False
```

```
    Me.CAPA.Visible = False
```

End Sub

```
Private Sub Button2_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles Button2.Click
```

```
    Me.nota.Visible = False
```

```
    Me.clasi.Visible = False
```

```
    Me.CAPA.Visible = True
```

End Sub

```
Private Sub clase_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles clase.Click
```

```
    Me.nota.Visible = False
```

```
    Me.clasi.Visible = True
```

```
    Me.CAPA.Visible = False
```

End Sub

End Class

9.1.2.8 Descripción y Código de Programación de el Desnatador. El vínculo siguiente dentro del menú principal es el DESNATADOR, lo que se observa en la siguiente ilustración son las casillas de resultados que genera el programa cuando realiza el dimensionamiento del skimming tank o tanque desnatador. Esta página de cálculos se ejecuta de inmediato al dar CLICK en el mencionado vínculo (**DESNATADOR**).

Figura 36. Imagen de la sección del Desnatador o Skimming tank.



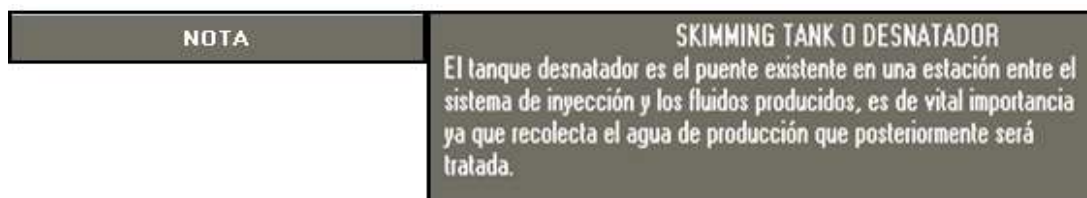
Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Los parámetros que determina el programa para los tanques desnatadores son:

- Diámetro
- Altura.
- Longitud efectiva.
- Longitud total.

En esta sección de los desnatadores se puede encontrar la siguiente descripción en la parte inferior de la imagen:

Figura 37. Breve Descripción Acerca del Skimming Tank



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Figura 38. Breve Descripción Acerca de los Parámetros Teóricos del Skimming Tank

PARAMETROS TEORICOS SOBRE LOS DESNATADORES	PARAMETROS TEORICOS SOBRE LOS DESNATADORES Tiempo de residencia para los desnatadores "skimmers" A todos los tanques desnatadores se les debe dar un tiempo de residencia entre 10 y 30 minutos para asegurar que no hay problemas de turbulencia y alcanzar la coalescencia de las gotas de aceite y asegurar su ascenso a la superficie del liquido.
---	---

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Public Class DESNATADOR

Private Sub DESNATADOR_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles MyBase.Load

Dim u As String

Dim Cu As String

Dim CUI As String

Dim CUID As String

Dim CUIDA As String

Dim CUIDAD As String

Dim CUIDADO As String

Dim CUIDADOC As String

Dim CUIDADOCO As String

Dim CUIDADOCON As String

Dim CUIDADOCONa As String

u = BATERIA.DATOSINICIALES.POZOS.Text

Cu = BATERIA.DATOSINICIALES.api.Text

CUI = BATERIA.DATOSINICIALES.presion.Text

CUID = BATERIA.DATOSINICIALES.miuo.Text

CUIDA = BATERIA.DATOSINICIALES.caudalwf.Text

```

CUIDAD = BATERIA.DATOSINICIALES.Qg.Text
CUIDADO = BATERIA.DATOSINICIALES.Qo.Text
CUIDADOC = BATERIA.DATOSINICIALES.QWE.Text
CUIDADOCO = BATERIA.DATOSINICIALES.SGG.Text
CUIDADOCON = bateria.DATOSINICIALES.tempo.Text
CUIDADOCONa = bateria.DATOSINICIALES.tiempb.Text

If u = "" Or Cu = "" Or CUI = "" Or CUID = "" Or CUIDA = "" Or CUIDAD = "" Or
CUIDADO = "" Or CUIDADOC = "" Or CUIDADOCO = "" Or CUIDADOCON = "" Or
CUIDADOCONa = "" Then

    GoTo fin

End If

Dim leff As Single
Dim d As Single
Dim miuw As Single
Dim dp As Single
Dim sgo As Single
Dim sgg As Single
Dim tempo As Long
Dim row As Single
Dim roo As Single
Dim api As Integer

api = CInt(DATOSINICIALES.api.Text)

sgg = CSng(DATOSINICIALES.SGG.Text)
tempo = CLng(DATOSINICIALES.tempo.Text)

If tempo = 0 Then
    row = 62.3
End If

```

```

If tempo >= 30 And tempo <= 100 Then
    row = 62.3
End If
If tempo > 100 And tempo <= 150 Then
    row = 61.5
End If
If tempo > 150 And tempo <= 200 Then
    row = 60.5
End If
If tempo > 200 And tempo <= 250 Then
    row = 59.5
End If
    If tempo > 250 And tempo <= 300 Then
        row = 58.5
    End If
    sgo = CSng(141.5 / (131.5 + api))
    roo = row * sgo
If API < 5 Then
    MsgBox("EL VALOR API ES MUY BAJO", MsgBoxStyle.Information)
    GoTo fin
End If
    If API >= 5 And API < 15 Then
        dp = 500
    End If
If API >= 15 And API <= 20 Then
    dp = 450
End If

```



```
If API > 20 And API <= 25 Then
```

```
    dp = 400
```

```
End If
```

```
If API >= 26 And API <= 31 Then
```

```
    dp = 350
```

```
End If
```

```
If API > 31 And API <= 35 Then
```

```
    dp = 300
```

```
End If
```

```
If API >= 36 Then
```

```
    dp = 250
```

```
End If
```

```
    Dim ql As Long
```

```
    ql = CLng(DATOSINICIALES.Qo.Text) + CLng(DATOSINICIALES.QWE.Text) +  
    CLng(DATOSINICIALES.caudalwf.Text)
```

```
    Dim temp As Single
```

```
    temp = CSng(DATOSINICIALES.tempo.Text)
```

```
If temp = 0 Then
```

```
    miuw = 1.5
```

```
End If
```

```
If temp = 0 Then
```

```
    miuw = 1.5
```

```
End If
```

```
    If temp = 32 Then
```

```
        miuw = 1.79
```

```
End If
```

```
    If temp = 33 Then
```

```
        miuw = 1.75
```

```
End If
If temp = 34 Then
    miuw = 1.72
End If
If temp = 35 Then
    miuw = 1.68
End If
If temp = 36 Then
    miuw = 1.66
End If
If temp = 37 Then
    miuw = 1.63
End If
If temp > 37 And temp <= 40 Then
    miuw = 1.55
End If
If temp > 40 And temp <= 45 Then
    miuw = 1.45
End If
If temp >= 46 And temp <= 48 Then
    miuw = 1.37
End If
If temp >= 49 And temp <= 52 Then
    miuw = 1.3
End If
If temp >= 53 And temp <= 56 Then
    miuw = 1.21
```

```

End If
If temp >= 57 And temp <= 60 Then
    miuw = 1.15
End If
If temp >= 61 And temp <= 70 Then
    miuw = 1.01
End If
If temp >= 70 And temp <= 75 Then
    miuw = 0.94
End If
If temp >= 76 And temp <= 95 Then
    miuw = 0.8
End If
If temp >= 96 And temp <= 140 Then
    miuw = 0.5
End If
If temp >= 141 And temp <= 170 Then
    miuw = 0.4
End If
If temp > 170 Then
    miuw = 0.2
End If
    Dim dsg As Single
    dsg = CSng(Math.Abs(sgo - 1.07))
    d = CSng(((6691 * ql * miuw) / (dsg * (dp ^ 2))) ^ 0.5)
If d > 48 Then
    d = CSng(((6691 * 2 * ql * miuw) / (dsg * (dp ^ 2))) ^ 0.5)

```

```

End If
If d <= 24 Then
    Me.D.Text = CStr(24)
End If
    If d > 24 And d <= 30 Then
        Me.D.Text = CStr(30)
    End If
        If d > 30 And d <= 36 Then
            Me.D.Text = CStr(36)
        End If
            If d > 36 And d <= 42 Then
                Me.D.Text = CStr(42)
            End If
                If d > 42 And d <= 48 Then
                    Me.D.Text = CStr(48)
                End If
                    If d > 42 And d <= 48 Then
                        Me.D.Text = CStr(48)
                    End If
                        If d < 48 Then
                            d = CSng((((6691 * 2 * ql * miuw) / (dsg * (dp ^ 2))) ^ 0.5)
                        End If
                            If d > 48 And d <= 54 Then
                                Me.D.Text = CStr(54)
                            End If
                                If d > 54 And d <= 60 Then
                                    Me.D.Text = CStr(60)
                                End If

```

```
End If
If d > 60 And d <= 66 Then
    Me.D.Text = CStr(66)
End If
If d > 66 And d <= 72 Then
    Me.D.Text = CStr(72)
End If
If d > 72 And d <= 78 Then
    Me.D.Text = CStr(78)
End If
If d > 78 And d <= 84 Then
    Me.D.Text = CStr(84)
End If
If d > 84 And d <= 90 Then
    Me.D.Text = CStr(90)
End If
If d > 90 And d <= 96 Then
    Me.D.Text = CStr(96)
End If
If d > 96 And d <= 102 Then
    Me.D.Text = CStr(102)
End If
If d > 102 And d <= 108 Then
    Me.D.Text = CStr(108)
End If
If d > 108 And d <= 114 Then
    Me.D.Text = CStr(114)
```

```

End If
If d > 114 Then
    Me.D.Text = CStr(120)
End If

d = CSng(Me.D.Text)
Dim H As Single

H = CSng(0.7 * 20 * ql / (d ^ 2))
Me.H.Text = H.ToString("#.##")
leff = CSng((1000 * ql * miuw) / (dsg * (dp ^ 2) * d))
Me.leff.Text = leff.ToString("#.##")
Dim It As Single

It = CSng(leff / 0.75)
Me.It.Text = It.ToString("#.##")
fin:
End Sub

Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button1.Click

    Me.nota.Visible = True

    Me.para.Visible = False

End Sub

Private Sub Button2_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button2.Click

    Me.nota.Visible = False

    Me.para.Visible = True

End Sub

End Class

```

9.1.2.9 Descripción y Código de Programación del Depurador

Figura 39. Imagen de la Sección del Scrubber o Depurador



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Bateria de Producción de Petróleo

Esta imagen ilustra la aplicación del vínculo de los Depuradores, al dar CLICK en mencionado vínculo se abrirá esta página en la cual se observarán los siguientes resultados de dimensionamiento:

- Área transversal.
- Diámetro.
- Longitud.

Al igual que las demás facilidades en esta sección también se encuentra un párrafo que describe de manera abreviada detalles acerca de los scrubbers o depuradores.

Figura 40. Descripción Teórica del Scrubber

SCRUBBER O KNOCKOUT

Es una vasija diseñada para el manejo de caudales de fluido cuya relación gas-líquido es alta. Generalmente el líquido entra mezclado en el gas o fluye libre a lo largo de las paredes de la tubería. Usualmente estos recipientes tienen una pequeña sección de recolección de líquidos. El uso de estos recipientes depende de las condiciones las cuales son variables. Los separadores de gas normalmente son llamados Scrubber, knockouts, líneas de goteo y decantadores. Los scrubbers o depuradores de gas son un ejemplo de un separador vertical. Este clase de separador vertical posee las siguientes características:

- No requiere un volumen significativo de retención de líquido.
- El nivel líquido responde rápidamente cuando es superado de lo normal activando una alarma de cierre o entrada.
- El separador ocupa un volumen pequeño de espacio dentro de la batería o sitio de instalación.

Para el diseño del scrubber es necesario conocer la presión, temperatura, las ratas de flujo y las propiedades físicas del flujo así como el grado de separación requerido. También es importante saber la clase y cantidad de líquido, para conocer si es vapor de agua o líquido o líquido libre.

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

9.1.2.10 Descripción y Código de Programación de las Bombas. El vínculo que se encuentra después del scrubber o depurador es el de las bombas, al dar CLICK sobre el, se abrirá esta página en la cual se observan los resultados obtenidos acerca de las bombas como son:

Figura 41. Imagen Representativa de la Sección de las Bombas



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

- Caudal.
- Producción en (Bbl/hora) y en (Bbl/día).
- Volumen a bombear de cada bomba.
- Numero de bombas activas.
- Numero de bombas en stand-by.

FIGURA 42. Breve Descripción Teórica de las Bombas de Transferencia

BOMBAS DE TRANSFERENCIA
 Preferiblemente las bombas de transferencia deben ser accionadas con motor eléctrico, a prueba de explosión, adecuada para transferir o transportar el crudo producido, tratado y almacenado diariamente en la facilidad de producción, hasta la estación de bombeo principal, en períodos de tiempo cortos (6, 8, 12 horas/día). Esto quiere decir que la capacidad de la bomba debe ser dos, tres ó cuatro veces mayor que la producción diaria de aceite producido en el campo correspondiente.

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Además de los resultados de dimensionamiento de las bombas, en esta página se pueden encontrar también aspectos a tener en cuenta acerca de las bombas de transferencia.

Public Class BOMBAS

Private Sub BOMBAS_Load(**ByVal** sender **As** System.Object, **ByVal** e **As** System.EventArgs) **Handles** MyBase.Load

Dim u **As** String

Dim Cu **As** String

Dim CUI **As** String

Dim CUID **As** String

Dim CUIDA **As** String

Dim CUIDAD **As** String

Dim CUIDADO **As** String

Dim CUIDADOC As String

Dim CUIDADOCO As String

Dim CUIDADOCON As String

Dim CUIDADOCONa As String

u = BATERIA.DATOSINICIALES.POZOS.Text

Cu = bateria.DATOSINICIALES.api.Text

CUI = bateria.DATOSINICIALES.presion.Text

CUID = bateria.DATOSINICIALES.miuo.Text

CUIDA = bateria.DATOSINICIALES.caudalwf.Text

CUIDAD = bateria.DATOSINICIALES.Qg.Text

CUIDADO = bateria.DATOSINICIALES.Qo.Text

CUIDADOC = bateria.DATOSINICIALES.QWE.Text

CUIDADOCO = bateria.DATOSINICIALES.SGG.Text

CUIDADOCON = bateria.DATOSINICIALES.tempo.Text

CUIDADOCONa = bateria.DATOSINICIALES.tiempb.Text

If u = "" Or Cu = "" Or CUI = "" Or CUID = "" Or CUIDA = "" Or CUIDAD = "" Or CUIDADO = "" Or CUIDADOC = "" Or CUIDADOCO = "" Or CUIDADOCON = "" Or CUIDADOCONa = "" Then

GoTo fin

End If

Me.Label7.Text = CStr(2)

Me.Label9.Text = CStr(1)

Dim CAUDAL As Single

Dim qo As Single

Dim tiempb As Integer

Dim vacebh As Single

Dim vacebd As Single

Dim volcb As Single

qo = CSng(DATOSINICIALES.Qo.Text)

CAUDAL = (2 * qo)

Me.CAUDAL.Text = CStr(CAUDAL)

tiempb = CInt(DATOSINICIALES.tiempb.Text)

If tiempb = 6 Or tiempb = 8 Or tiempb = 12 Then

vacebh = qo / tiempb

Me.vacebh.Text = CStr(vacebh)

vacebd = CSng(vacebh * (24 / tiempb))

Me.vacebd.Text = CStr(vacebd)

volcb = vacebd / 2

Me.volcb.Text = CStr(volcb)

Else

vacebh = qo / 12

Me.vacebh.Text = CStr(vacebh)

vacebd = CSng(vacebh * (24 / 12))

Me.vacebd.Text = CStr(vacebd)

volcb = vacebd / 2

Me.volcb.Text = CStr(volcb)

End If

fin:

End Sub

End Class

9.1.2.11 Descripción y Código de Programación de los Muros. A continuación se encuentra el vínculo de los muros, al dar CLICK sobre el, se abrirá esta página en la cual se observan los resultados obtenidos acerca de los muros como:

FIGURA 43. Imagen Correspondiente a la Sección de los Muros



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

- Volumen.
- Altura.
- Área.
- Longitud.

Como se hizo con los anteriores elementos de una batería de producción de petróleo se tiene una descripción de dicho elemento de la facilidad en la parte inferior de la imagen.

Figura 44. Descripción Teórica Acerca de los Muros

MUROS

- Los tanques de almacenamiento de crudo deben estar rodeados de muros, contruidos especialmente para controlar una eventual emergencia de derrame de crudo.
- Debe tener la suficiente capacidad para almacenar todo el crudo recolectado en dichos tanques. El diseño se hace asumiendo que todos los tanques de la facilidad están llenos, incluyendo un factor de 1.5, como medida de seguridad. La altura estándar de los muros debe ser 5 pies.

Los muros de contención se pueden diseñar bajo dos puntos de vista:

- Que rodeen a cada tanque individualmente que es lo más deseable, además es lo exigido actualmente por las normas de seguridad y diseño.
- Que rodeen a todo el conjunto de tanques instalados en la batería.

Fuente: Software: Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo

Public Class MUROS

Private Sub MUROS_Load(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs) Handles MyBase.Load

Dim u As String

Dim Cu As String

Dim CUI As String

Dim CUID As String

Dim CUIDA As String

Dim CUIDAD As String

Dim CUIDADO As String

Dim CUIDADOC As String

Dim CUIDADOCO As String

Dim CUIDADOCON As String

Dim CUIDADOCONa As String

u = BATERIA.DATOSINICIALES.POZOS.Text

Cu = BATERIA.DATOSINICIALES.api.Text

CUI = BATERIA.DATOSINICIALES.presion.Text

CUID = BATERIA.DATOSINICIALES.miuo.Text

CUIDA = BATERIA.DATOSINICIALES.caudalwf.Text

CUIDAD = BATERIA.DATOSINICIALES.Qg.Text

CUIDADO = BATERIA.DATOSINICIALES.Qo.Text

CUIDADOC = BATERIA.DATOSINICIALES.QWE.Text

CUIDADOCO = BATERIA.DATOSINICIALES.SGG.Text

```

CUIDADOCON = BATERIA.DATOSINICIALES.tempo.Text
CUIDADOCONa = BATERIA.DATOSINICIALES.tiempb.Text
If u = "" Or Cu = "" Or CUI = "" Or CUID = "" Or CUIDA = "" Or CUIDAD = "" Or CUIDADO
= "" Or CUIDADOC = "" Or CUIDADOCO = "" Or CUIDADOCON = "" Or CUIDADOCONa
= "" Then
    GoTo fin
End If
Me.HM.Text = CStr(5)
Dim VM As Single
Dim VTK As Single
Dim Q As Single
Dim Qo As Single
Dim qwf As Single
Dim Qwe As Single
Dim qw As Single

Qo = CSng(DATOSINICIALES.Qo.Text)
qwf = CSng(DATOSINICIALES.caudalwf.Text)
Qwe = CSng((Qo * 0.005) / (1 - 0.005))
qw = qwf + Qwe
Q = Qo + qw
Dim valm As Single
valm = 4 * Q
VTK = valm
If VTK = 0 Then
    GoTo fin
End If
VM = CSng(5.615 * 1.5 * VTK)
Me.VM.Text = CStr(VM)
Dim AM As Single
Dim HM As Integer
Dim LM As Single
HM = CInt(Me.HM.Text)
AM = VM / HM

```

Me.AM.Text = CStr(AM)

LM = CSng((AM) ^ 0.5)

Me.LM.Text = CStr(LM)

fin:

End Sub

End Class

9.1.2.12 Descripción y Código de Programación de los Créditos. Al hacer click en este vínculo se obtiene información sobre el título que lleva el presente trabajo y de las personas que desarrollaron el software tal como lo ilustra la siguiente imagen.

FIGURA 45. Imagen Correspondiente a la Última Sección del Software: Créditos.



Fuente: Software: Dimensionamiento de una Bateria de Producción de Petróleo

10. CONCLUSIONES

- Se logró desarrollar el software que permite dimensionar de forma sencilla, ágil y correcta los elementos de una batería de producción de petróleo.
- Se aplicaron de forma adecuada las normas y ecuaciones existentes para el correcto dimensionamiento de los equipos de una batería de recolección y tratamiento de petróleo, las cuales fueron utilizadas en la programación del software con el fin de obtener resultados confiables.
- El software es un instrumento práctico que permite al estudiante de ingeniería de petróleos visualizar los procesos que se llevan a cabo en una batería de producción de petróleo y facilitarle el correcto dimensionamiento de la misma.
- Se logró identificar los principales componentes de una batería de producción de petróleo y los requerimientos básicos a tener en cuenta a la hora de dimensionarlos.

11. RECOMENDACIONES

- Hacer un seguimiento y evaluación durante dos o tres semestres y realizar los ajustes correspondientes al Software Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo, para ser incorporado a la asignatura de Métodos de Producción.

- Una vez ajustado y perfeccionado el Software para el Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo, se podría instalar en la página web de la Universidad Surcolombiana y/o del programa Ingeniería de Petróleos para uso libre de estudiantes, profesores, egresados, y comunidad académica en general.

- Este software y método de diseño, no es único, por lo cual es susceptible a ser mejorado y actualizado respecto a normas de diseño y de seguridad.

- El software puede ser validado con datos de diferentes baterías que se conozcan.

BIBLIOGRAFÍA

- ACOSTA A. Lida Maryuri, TRUJILLO E. Fabio Andrés. Manual de procedimientos para las operaciones de recolección, tratamiento, almacenamiento y despacho de fluido en las estaciones de la G.A.M. (Trabajo de grado) Universidad Surcolombiana. Neiva – 2000.

- ARANDA, Ervin. Curso sobre facilidades de superficie parte I. Neiva. 1996

- ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Volumen 1 Design of Oil-Handling, Systems and Facilities, Gulf publishing company, Houston, 1986.

- BETANCURT, Wilson. Facilidades de producción de Hidrocarburos. Ingeniería de petróleos. Universidad Surcolombiana.

- GPSA, Separadores y filtros, capítulo 7.

- JACOME, Víctor y LOZANO L. Luis Alfredo. Actualización de los manuales de operación y procedimientos de las baterías de la superintendencia de operaciones Huila - Tolima, área Huila. (Trabajo de grado) Universidad Surcolombiana. Neiva – 2004.

- JIMENEZ VALENCIANO, Andry Gisseth. FIGUEROA BONILLA, Carlos Andrés. Manual interactivo de operaciones facilidades de producción campo Yaguara. (Trabajo de grado) Universidad Surcolombiana. Neiva, 2007.

- LARSEN, Arturo y BUSTOS Edna. Lineamientos básicos para el diseño de la estación de producción – campo Gigante. (Trabajo de grado) Universidad Surcolombiana.2001.

- NARANJO AGUDELO, Abel. Manejo de producción en campos de petróleo. Universidad Nacional Seccional de Medellín, 1989.

- OSORIO ORDÓÑEZ, Natalia. Modelo físico y software didáctico e ilustrativo de la estación de producción del campo dina cretáceos (g.r.s.) ecopetrol s.a. (Trabajo de grado) Universidad Surcolombiana. Neiva – 2006.

- SARMA HIREN, Hidrocarbon processing, How to size gas scrubber Septiembre de 1981.

- SIGALES B, Chemical engineering. How to desing settling drums. Junio de 1973.

- TOVAR A. Carlos, TRUJILLO Hernando. Consideraciones básicas sobre baterías de recolección de crudos. (Trabajo de grado) Universidad Surcolombiana. Neiva – 1991.

- VELANDIA G. Daniel. Facilidades de Producción en campos petroleros. Bogotá, 2002.

Anexos

Anexo A. Ejercicio de Aplicación para la Validación del Software para el Dimensionamiento de una Batería de Producción de Petróleo.

Para realizar la validación del software para el dimensionamiento de una batería de producción de petróleo, se tiene en cuenta la referencia bibliográfica Surface Production Operation (Design of Oil-Handling Systems and Facilities), que corresponde al texto cuyos autores son Ken Arnold y Maurice Stewart; se toman varios ejemplos que allí se encuentran y así se comparan los valores que dan como resultado en el ejemplo del texto y los valores de dimensionamiento que arroja el software.

El ejemplo que se escoge para la validación del software es el ejemplo 4-1 (pagina 129 del texto en referencia).

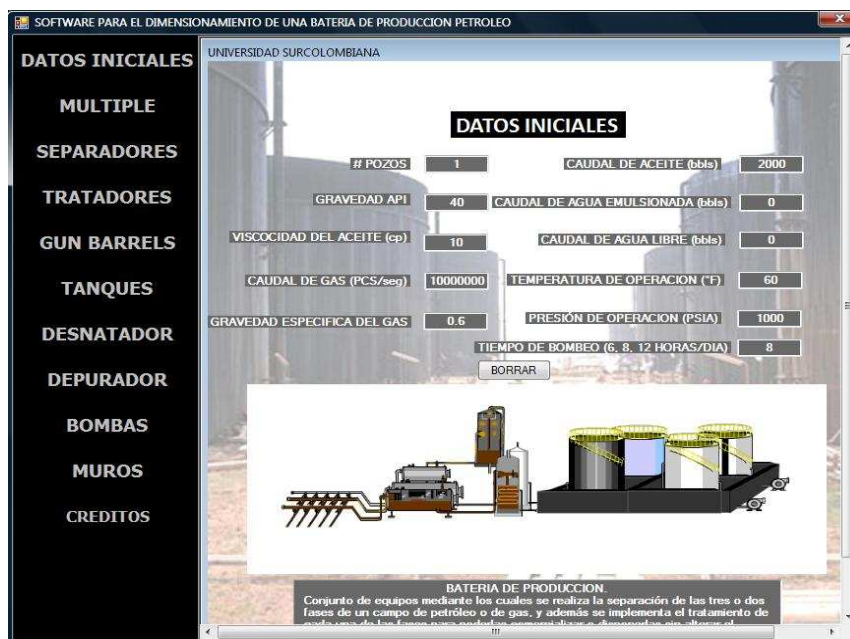
Ejemplo 4.1

Tamaño de un Separador Vertical

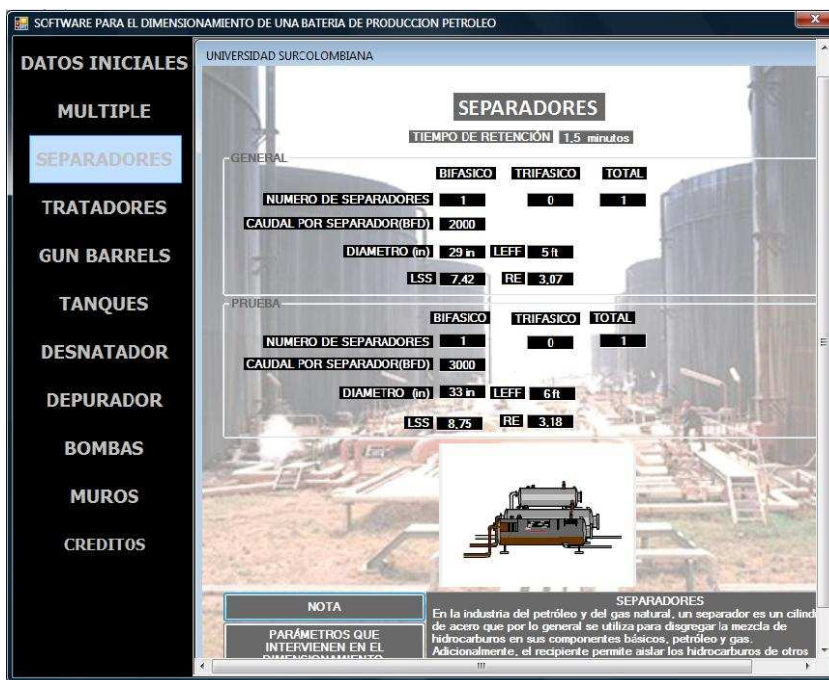
DATOS

- $Q_{gas} = 10 \text{MMscfd}$
- $SG = 0.6$
- $Q_o = 2000 \text{bopd}$
- $\%API = 40$
- Presión de Operación = 1000 psi.
- Temperatura de Operación = 60°F.

Los datos anteriores son ingresados al programa en la sección de Datos Iniciales:



Luego de haber ingresado los datos se obtienen los siguientes resultados en la sección de los separadores:



tr	d (in)	Lss (ft)	(12)Lss/d
1.5 min	29	7.42	3.07

Teóricamente en la siguiente tabla, tomada del texto Surface Production Operations, se observan los valores de diámetro, altura y longitud costura-costura de los separadores teniendo en cuenta el tiempo de retención y la relación de esbeltez.

EJEMPLO DE SEPARADOR VERTICAL Diámetro Vs Longitud para capacidad del liquido				
tr	d (in)	h (in)	Lss (ft)	(12)Lss/d
3	24	86.8	13.6	6.8
	30	55.6	11	4.4
	36	38.6	9.6	3.2
	42	28.3	8.7	2.5
	48	21.7	8.1	2.0
2	24	57.9	11.2	5.6
	30	37	9.4	3.8
	36	25.7	8.5	2.8
	42	18.9	7.9	2.3
1	24	28.9	8.7	4.4
	30	18.5	7.9	3.2
	36	12.9	7.4	2.5

Los valores que dan como resultado en el software son cercanos a los valores mencionados en la tabla anterior, teniendo en cuenta que el valor de relación de esbeltez igual a 3.07 (tomado del software) esta cercano al valor de RE igual a 3.2 (dato tomado del texto en referencia).

Los otros componentes de la batería de producción de petróleo son dimensionados a continuación:

- **MULTIPLE**



RESULTADOS

- Numero de líneas: 1
- Numero de flautas: 1
- Diámetro de las flutas: 3
- Área de las flautas: 7.07
- Área del colector: 7.07
- Diámetro del colector: 3
- Válvulas de cheque: 1
- Válvulas de corte: 1
- Válvulas en los colectores: 4
- Manómetros: 1
- Termómetros: 1
- Tomamuestras: 1

- **TRATADORES**



RESULTADOS

- Tiempo de retención: 20 minutos
- Diámetro: 59 in
- Longitud Costura-Costura: 15.92
- Caudal a manejar: 2000 Bfd
- Longitud efectiva: 11 ft
- Relación de Esbeltez: 3.24

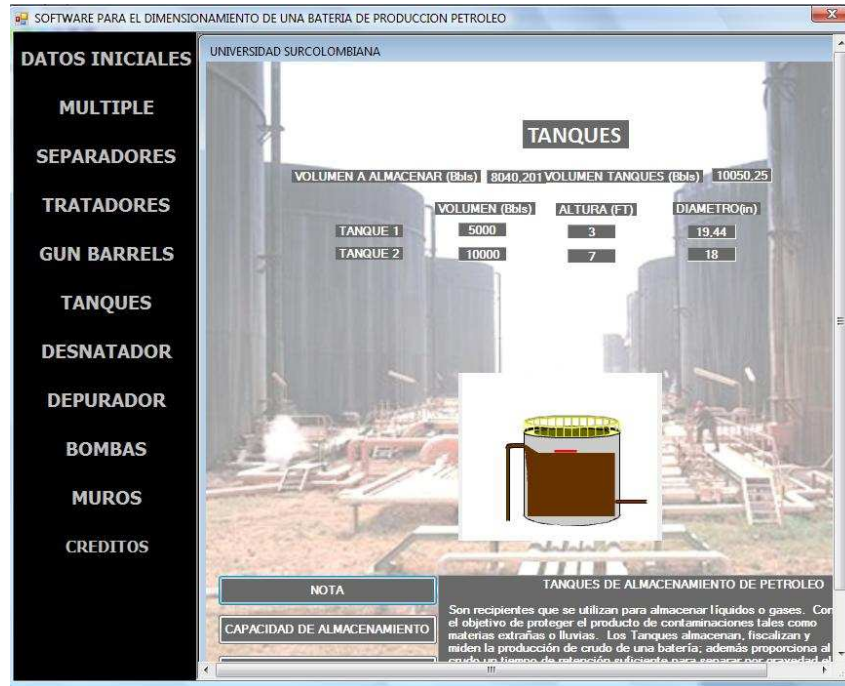
- **GUN BARRELS**



RESULTADOS

- Diámetro: 19 in
- LEFF: 5 ft

- TANQUES



RESULTADOS

- Volumen a almacenar: 8040.2 Bbls
- Volumen de los tanques: 10050.25 Bbls

TANQUE	VOLUMEN (Bbls)	ALTURA (ft)	DIAMETRO (in)
Tanque 1	5000	3	19.44
Tanque 2	10000	7	18

- DESNATADOR



RESULTADOS

- Diámetro: 36 in.
- Altura H: 21.6 ft.
- Leff (ft): 4.17 ft.
- Longitud Total: 5.56

- DEPURADOR

SOFTWARE PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UNA BATERIA DE PRODUCCION PETROLEO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

DATOS INICIALES

- MULTIPLE
- SEPARADORES
- TRATADORES
- GUN BARRELS
- TANQUES
- DESNATADOR
- DEPURADOR**
- BOMBAS
- MUROS
- CREDITOS

DEPURADOR

AREA TRANSVERSAL 48.7

DIAMETRO 7.88

LONGITUD 39.38

SCRUBBER O KNOCKOUT

Es una vasija diseñada para el manejo de caudales de fluido cuya relación gas-líquido es alta. Generalmente el líquido entra mezclado en el gas o fluye libre a lo largo de las paredes de la tubería. Usualmente estos recipientes tienen una pequeña sección de recolección de líquidos. El uso de estos recipientes depende de las condiciones las cuales son variables. Los separadores de gas normalmente son llamados Scrubber, knockouts, líneas de goteo y decantadores. Los scrubbers o depuradores de gas son un ejemplo de un separador vertical. Este clase de separador vertical posee las siguientes características:

RESULTADOS

- Area transversal: 48.7
- Diametro:7.88
- Longitud: 39.38

- BOMBAS



RESULTADOS

- Caudal: 4000 BOPD.
- Producción : 250 bbl/hr – 750 bbl/hr.
- Volumen a bombear por cada bomba: 375 BOPD.
- Número de Bombas: 2 Activas.
1 Stand by.

- MUROS



RESULTADOS

- Volumen: 67718.59 ft³
- Altura: 5 ft.
- Area: 13543.72 ft²
- Longitud: 116.3775ft

Con el ejercicio anterior se logra observar el funcionamiento del software y lo práctico que es usarlo para así obtener resultados de dimensionamiento de baterías de forma más sencilla e ilustrada.