

EVALUACION TECNICA DEL SISTEMA DE SEPARACION BIFASICO DE LOS  
FLUIDOS DE PRODUCCION EN LA ESTACION DE RECOLECCION ISLA IV  
DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO

CARLOS ANDRES AVILA ARANGUREN  
JORGE ARMANDO ZAMBRANO JAIMES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA

2012

EVALUACION TECNICA DEL SISTEMA DE SEPARACION BIFASICO DE LOS  
FLUIDOS DE PRODUCCION EN LA ESTACION DE RECOLECCION ISLA IV  
DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO

CARLOS ANDRES AVILA ARANGUREN  
JORGE ARMANDO ZAMBRANO JAIMES

Trabajo de grado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

Ing. JORGE ANDRES SACHICA AVILA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA

2012

## *AGRADECIMIENTOS*

*Los autores expresan sus más grandes agradecimientos a:*

*La Universidad Industrial de Santander por habernos enseñado a ser todos unos profesionales.*

*La Escuela de Ingeniería de Petróleos por ayudar a nuestra formación integral.*

*El ING. OSCAR VANEGAS ANGARITA, quien nos apoyó durante todo el tiempo para culminar con éxito el proyecto de grado.*

*El ING. JORGE ANDRES SACHICA quien nos tendió la mano en el momento que más lo necesitábamos, sin él no hubiéramos podido hacer este sueño realidad.*

*El ING. y amigo JAVIER GIL RODRIGUEZ, quien fue el que nos ayudó a recopilar toda la información y nos aportó sus conocimientos cuando lo necesitamos.*

*Siempre nos sentimos respaldados y motivados...  
Mil gracias... El compromiso es continuar.*

## **DEDICATORIA**

*Primero que todo, gracias a **DIOSTODO PODEROSO** quien fue el que me ilumino, me dio la sabiduría y me encamino por este sendero para alcanzar un logro más en mi vida. Gracias por esta bendición.*

*A mi **ABUELITO** quien está ayudándome desde el cielo, ese gran papa que siempre estuvo al lado mío, me ayudo y enseñó en todo momento a ser la persona que soy hoy en día. Me duele en el alma no haber podido terminar más rápido mis estudios, para haberle dado esa alegría que siempre estuvo esperando, mil disculpas.*

*A mi **MADRESITA** querida quien me dio la vida, quien no me dejo desfallecer en ningún momento, quien siempre estuvo a mi lado apoyándome y a quien le debo todo lo que soy, porque sin ella nada de esto lo hubiera podido realizar. Gracias mamita por creer y confiar en mí en todo momento.*

*A mi **PAPA, ABUELA, HERMANOS Y FAMILIA**, quienes siempre estuvieron pendientes de mí, y quienes en su momento me ayudaron en todo lo que necesite sin pedir nada a cambio.*

*A mi segunda familia, **RINCON OROZCO**, quienes me brindaron su gran apoyo en los últimos semestres desinteresadamente. Los llevo en el corazón.*

*A mis grandes **AMIGOS**(William, Renzo, Manuel, Julian, Jeissen, Jimmy, Eusebio, Natalie, Carolina, Javier, Oscar, Deicy, Juan Pablo, Sandra, Jhon Fredy), con los que compartí mi estadía en Bucaramanga, esos amigos y hermanos con los cuales viví experiencias muy buenas, los que estuvieron en las buenas y en las malas, a mis compañeros de juego, bebida y carrera. Gracias a todos ustedes, los quiero mucho y saben que pueden contar conmigo para lo que sea.*

**CARLOS ANDRES AVILA ARANGUREN**

## **DEDICATORIA**

*Abrir caminos es una tarea colectiva, y trasegar por ella es mi responsabilidad...para quienes creen en Dios y creen en mí*

### ***A Dios***

*Por darme vida e iluminar mi camino y llegar a este punto, por regalarme salud y sabiduría para lograr mi propósito.*

### ***A mis padres***

*Por el apoyo brindado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante, y sobre todo por su amor incondicional.*

### ***A mis familiares***

*Quienes me brindaron todo su aliento, apoyo y han acompañado mi proceso de formación.*

### ***A los docentes***

*Quienes compartieron sus conocimientos y experiencias, enriqueciéndome intelectual y profesionalmente, en especial los Ingenieros Oscar Vanegas y Jorge Andrés SÁCHICA, quienes hicieron posible culminar la meta.*

### ***A mis amigos***

*A los que siempre estuvieron acompañándome incondicionalmente y motivándome para alcanzar mi sueño.*

**JORGE ARMANDO ZAMBRANO JAIMES**

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCION .....</b>	<b>21</b>
<b>1. GENERALIDADES .....</b>	<b>22</b>
1.1. LINEAS DE FLUJO .....	27
1.1.1. Líneas individuales.....	27
1.1.2. Líneas comunes <sup>1</sup> .....	28
1.2. SISTEMA DE VALVULAS <sup>2</sup> .....	28
1.3. MULTIPLES DE PRODUCCION <sup>3</sup> .....	29
1.4. BOMBAS .....	30
1.4.1. Dinámicas.....	31
1.4.2. De desplazamiento positivo.....	32
1.4.3. Bombas de inyección química.....	33
1.5. SCRUBBER .....	34
1.6. TRATADORES TERMICOS <sup>1</sup> .....	35
1.7. TRATADOR ELECTROSTATICO <sup>7</sup> .....	40
1.8. TANQUE DESNATADOR (SKIMMER) .....	42
1.9. SEPARADOR API.....	43
1.10. PISCINA DE OXIDACION .....	44
1.11. TANQUES <sup>1</sup> .....	44
1.11.1. Gun barrel .....	44
1.11.2. Tanques de lavado.....	45
1.11.3. Tanques de almacenamiento .....	46
1.12. TEAS <sup>9</sup> .....	46
1.13. SEPARADORES <sup>6</sup> .....	47
<b>2. MARCO TEORICO.....</b>	<b>48</b>
2.1. PROCESO DE SEPARACIÓN <sup>10</sup> .....	48
2.2. PARTES DEL SEPARADOR <sup>10</sup> .....	53
2.2.1. Sección de separación primaria .....	54
2.2.2. Sección de separación secundaria.....	54
2.2.3. Sección de extracción de la neblina del aceite.....	54
2.2.4. Sección de acumulación de líquido.....	54
2.2.5. Dispositivos de control .....	55
2.3. FLUJO DE LÍQUIDOS DENTRO DEL TANQUE <sup>10</sup> .....	55
2.4. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA SEPARACIÓN <sup>10</sup> .....	56
2.5. DISEÑO DE SEPARADORES <sup>11</sup> .....	58

2.5.1.	Consideraciones básicas .....	58
2.6.	DISEÑO DESEPARADORES BIFASICOS <sup>11</sup> .....	59
2.6.1.	Asentamiento .....	59
2.6.2.	Tamaño de las gotas.....	61
2.6.3.	Tiempo de retención.....	62
2.7.	DISEÑO DE SEPARADORES HORIZONTALES DE DOS FASES <sup>11</sup> .....	62
2.8.	DISEÑO DE SEPARADORES VERTICALES DE DOS FASES <sup>11</sup> .....	65
2.9.	SEPARADORES TRIFASICOS-DISEÑO <sup>11</sup> .....	67
2.9.1.	Asentamiento de agua - aceite.....	67
2.9.2.	Tamaño de las gotitas de agua en aceite.....	68
2.9.3.	Tamaño de las gotitas de aceite en agua.....	68
2.9.4.	Tiempo de retención.....	69
2.10.	DISEÑO DE SEPARADORES HORIZONTALES DE TRES FASES <sup>11</sup> .....	69
2.11.	DISEÑO DE SEPARADORES VERTICALES DE TRES FASES <sup>11</sup> .....	74
2.12.	DISEÑO DE GUN BARREL <sup>1</sup> .....	77
<b>3.</b>	<b>CARACTERISTICAS DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO.....</b>	<b>81</b>
3.1.	LOCALIZACIÓN <sup>12</sup> .....	81
3.2.	RESEÑA HISTÓRICA <sup>12</sup> .....	82
3.3.	GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA <sup>12</sup> .....	86
3.3.1.	Estratigrafía .....	86
3.3.2.	Estructura del yacimiento.....	92
3.4.	ASPECTOS PETROFÍSICOS <sup>12</sup> .....	96
3.4.1.	Litología.....	96
3.4.2.	Porosidad .....	96
3.4.3.	Permeabilidad .....	96
3.4.4.	Fluidos de formación .....	97
3.5.	HISTORIA DE PRODUCCIÓN <sup>12</sup> .....	97
3.6.	INFRAESTRUCTURA DE RECOLECCIÓN <sup>12</sup> .....	98
3.6.1.	Estación Auxiliar.....	99
3.6.2.	Estación Isla IV.....	100
3.6.3.	Estación Isla VI.....	100
3.6.4.	Planta Deshidratadora.....	101
3.6.5.	Planta Compresora .....	101
3.6.6.	Estación de bombeo.....	102
3.7.	ESPECIFICACIONE DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCION ISLA IV <sup>13</sup> ..	102
3.7.1.	DESCRIPCION DE LA ESTACION.....	104
3.7.2.	Área de Almacenamiento .....	106
3.7.3.	Área de Bombeo .....	107

3.7.4.	Área de Piscina .....	108
3.7.5.	Área de Contraincendios.....	109
3.7.6.	Área de Caseta Principal y Vigilancia.....	110
3.7.7.	Área de Empradización .....	110
3.7.8.	Área Carreteable .....	110
3.8.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO EN LA ESTACIÓN <sup>13</sup> .....	110
3.8.1.	SISTEMA DE PROCESO PRINCIPAL.....	111
3.8.2.	SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES .....	125
3.8.3.	SISTEMA DE SERVICIOS INDUSTRIALES .....	132
<b>4.</b>	<b>ALTERNATIVAS SOLUCIÓN.....</b>	<b>136</b>
4.1.	DATOS A UTILIZAR PARA EL DISEÑO DE LOS EQUIPOS.....	140
4.1.1.	Condiciones actuales de la Isla IV.....	140
4.1.2.	Máximo pronóstico de crudo .....	140
4.1.3.	Máximo pronóstico de agua .....	141
4.1.4.	Máximo pronóstico de gas .....	141
4.1.5.	Pozo con máximo pronóstico de gas.....	141
4.1.6.	Pozo con máximo pronóstico de fluido.....	141
4.2.	ALTERNATIVA # 1.....	142
4.3.	ALTERNATIVA # 2.....	145
4.4.	ALTERNATIVA # 3.....	147
4.5.	ALTERNATIVA # 4.....	149
4.6.	ALTERNATIVA # 5.....	151
<b>5.</b>	<b>ANÁLISIS DE COSTOS.....</b>	<b>159</b>
5.1.	COSTOS DE EQUIPOS Y ACCESORIOS.....	159
5.2.	COSTOS DE INGENIERÍA .....	159
5.3.	COSTOS DE OBRA CIVIL .....	159
5.4.	COSTOS DE ARRANQUE Y PUESTA EN MARCHA .....	160
<b>6.</b>	<b>SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA.....</b>	<b>162</b>
6.1.	CRITERIOS DE EVALUACION.....	162
6.1.1.	Espacio .....	162
6.1.2.	Relación Gas-Líquido .....	163
6.1.3.	Manejo de sólidos .....	163
6.1.4.	Control de espuma.....	163
6.1.5.	Flexibilidad operacional.....	164
6.1.6.	Economía .....	164
6.2.	ELECCION DE LA MEJOR ALTERNATIVA .....	166

<b>7. CONCLUSIONES .....</b>	<b>170</b>
<b>8. RECOMENDACIONES .....</b>	<b>171</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>172</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>175</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama convencional de la estación de recolección. ....	25
Figura 2. Equipos de una estación recolectora. ....	26
Figura 3. Líneas Individuales. ....	27
Figura 4. Líneas Comunes. ....	28
Figura 5. Múltiple de producción. ....	29
Figura 6. Línea general y de prueba del múltiple de producción. ....	30
Figura 7. Clasificación de bombas. ....	31
Figura 8. Scrubber. ....	35
Figura 9. Tratador térmico vertical. ....	37
Figura 10. Tratador térmico horizontal. ....	38
Figura 11. Tratador electrostático. ....	42
Figura 12. Separador vertical. ....	52
Figura 13. Separador horizontal. ....	53
Figura 14. Gun barrels. ....	79
Figura 15. Ubicación geográfica del campo. ....	81
Figura 16. Curva de producción hasta el año 2000. ....	86
Figura 17. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. .	88
Figura 18. Mapa estructural al tope de las arenas Cantagallo. ....	95
Figura 19. Esquema general del sistema de recolección isla IV. ....	103
Figura 20. Diagrama de la Estación Isla IV. ....	104
Figura 21. Área de proceso general. ....	105
Figura 22. Tanques de Almacenamiento k 4-01 y k 4-02. ....	107

Figura 23. Área de Bombeo.....	107
Figura 24. Área de Piscina.....	108
Figura 25. Área de Contraincendios. ....	109
Figura 26. Múltiple General Estación Isla IV. ....	112
Figura 27. Separador General de Producción.....	113
Figura 28. Separador de Prueba.....	116
Figura 29. Tanques de Almacenamiento k 4-01 y k 4-02.....	119
Figura 30. Sistema de Bombeo.....	121
Figura 31. Depurador de Gas. ....	123
Figura 32. Tanque de Contraincendios K 4-03. ....	126
Figura 33. Gabinete Contra incendio. ....	127
Figura 34. Sistema Contra incendio Bomba Eléctrica. ....	127
Figura 35. Sistema Contra incendio del Motor Diesel. ....	128
Figura 36. Tanque de Almacenamiento de Químico.....	129
Figura 37. Bomba de Trasiego Sistema Contra incendio.....	129
Figura 38. BullDrum Tambor de Almacenamiento de Químico.....	130
Figura 39. Sistema de Piscina Para Aguas.....	132
Figura 40. Pronósticos de los fluidos que se recibirán en la estación de recolección ISLA IV.....	139
Figura 41. Alternativa #1.....	142
Figura 42. Alternativa # 2.....	145
Figura 43. Alternativa # 3.....	147
Figura 44. Alternativa # 4.....	149
Figura 45. Alternativa # 5.....	152

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Criterio básico de diseño para el tiempo de retención del líquido. ....	62
Tabla 2. Litología del Campo Cantagallo. ....	93
Tabla 3. Flujos esperados en la estación de recolección isla IV del campo YARIGUI CANTAGALLO. ....	139
Tabla 4. Datos de la isla IV. ....	140
Tabla 5. Resultados para el diseño del separador bifásico horizontal general. ...	143
Tabla 6. Resultados para el diseño de los separadores bifásicos verticales generales trabajando en paralelo. ....	146
Tabla 7. Resultados para el diseño del separador bifásico general vertical. ....	148
Tabla 8. Resultados para el diseño del separador bifásico horizontal general trabajando en paralelo. ....	150
Tabla 9. Resultados para el diseño del separador de prueba y general. ....	153
Tabla 10. Datos del pozo con más producción de líquido esperado. ....	154
Tabla 11. Datos del pozo con más producción de gas esperado. ....	154
Tabla 12. Resultados para construir el separador de prueba pequeño. ....	155
Tabla 13. Datos para diseñar el gun barrels. ....	156
Tabla 14. Resultados para fabricar el gun barrels. ....	157
Tabla 15. Cuadro de decisión. ....	167
Tabla 16. Tiempos de desplazamiento entre estaciones y poblaciones. ....	183

## ANEXOS

ANEXO A. Plan de contingencia ambiental para la isla IV de Cantagallo. <sup>14</sup> .....	176
ANEXO B. Esquema general de los pozos del campo Yariguí Cantagallo. ....	191
ANEXO C. Procedimiento para calcular las dimensiones de los separadores verticales y horizontales.....	192

## RESUMEN

### TITULO:

**EVALUACION TECNICA DEL SISTEMA DE SEPARACION BIFASICO DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCION EN LA ESTACION DE RECOLECCION ISLA IV DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO.**

### AUTORES:

AVILA Aranguren Carlos Andres  
ZAMBRANO Jaimes Jorge Armando\*\*

### PALABRAS CLAVES

Estación isla IV, Inyección de agua, Separación bifásica, Producción incremental, Alternativas.

### CONTENIDO

Las estaciones de recolección están diseñadas para almacenar, manejar y tratar de manera eficiente todos los fluidos que son extraídos del campo productor, además de esto para poder cumplir con las exigencias de venta y entrega.

A medida que el campo productor empieza a declinar se hace necesario aplicar métodos de recuperación secundaria como la inyección de agua para mantener tanto la presión como la producción, pero esto trae consigo consecuencias negativas en el proceso de separación, debido a que los equipos actuales son incapaces de trabajar con los caudales pronosticados haciendo necesario ampliar el sistema de separación.

La razón principal por la cual se desarrolló esta tesis es debido al incremento de la producción a causa de la inyección de agua y a la perforación de nuevos pozos que se viene adelantando en el campo Yarigui Cantagallo lo cual está ocasionando que la eficiencia de separación no sea la más adecuada.

Es por esto que se desarrollaron una serie de alternativas con diferentes configuraciones las cuales tuvieron en cuenta parámetros como: flexibilidad operacional, análisis de costos, espacio, RGL, manejo de espumas y de sólidos, y seguidamente de acuerdo a estos criterios se eligió la alternativa más adecuada para el óptimo funcionamiento de la isla IV del campo Yarigui Cantagallo.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: SACHICA AVILA, Jorge Andres.

## ABSTRACT

### TÍTULO:

**TECHNICAL EVALUATION OF SEPARATION SYSTEM BIPHASIC FLUIDS PRODUCTION STATION FIELD COLLECTION ISLAND IV YARIGUI-CANTAGALLO.**

### AUTHORS:

AVILA Aranguren Carlos Andres  
ZAMBRANO Jaimes Jorge Armando\*\*

### KEY WORDS

Island IV Station, Water flooding, Biphasic separation, Increased production, Alternatives.

### CONTENTS

The oil field production facilities are designed to store, manage and efficiently treat all fluids that are extracted from the oil wells, in addition to this to meet the requirements of sale and delivery.

As the producer field begins to decline, it is necessary to implement a method of secondary recovery such as waterflooding to maintain both pressure and production, but this brings a negative impact on the separation process, because the actual facilities are unable to work with the flows predicted, then it is necessary to extend the biphasic separation system.

The main reason for the development of this project is the increased production due to the waterflooding and the drilling of new wells that is occurring in the field Yarigui Cantagallo which is causing the separation efficiency to be not the most suitable.

This is why we developed a series of alternatives with different configurations which consider parameters such as operational flexibility, cost analysis, space, RGL, management of solids and foams, and then according to these criteria the most appropriate alternative for the optimal functioning of the Isla IV Cantagallo Yarigui field was chosen.

---

\* Degree Project

\*\* Physicochemical Engineering College, Petroleum Engineering School, Director: SACHICA AVILA, Jorge Andres.

## INTRODUCCION

En Colombia, así como en el resto del mundo, la mayoría de los campos están en avanzada etapa de declinación de producción debido a la caída de presión del yacimiento, por lo tanto se requiere la aplicación de métodos de recuperación mejorada y perforación de nuevos pozos para obtener el hidrocarburo que aún se encuentra en el yacimiento.

Basados en las características de la mayoría de los yacimientos y en las propiedades de los fluidos que se producen en el país, la inyección de agua ha sido la técnica de recobro que mejores resultados ha mostrado.

Este incremento en la tasa de producción generado por la inyección de agua a los pozos del campo productor, genera un efecto positivo en la producción del campo y además trae como consecuencias importantes en las facilidades de superficie la incapacidad de contener los nuevos flujos en los equipos existentes, tanto como el efecto de separación que se lleva a cabo dentro de estos, ya que los equipos utilizados en este proceso no son capaces de manejar los volúmenes de hidrocarburos esperados.

Por este motivo se requieren unas instalaciones en superficie, para que de acuerdo a los caudales de fluido producidos en el campo, se tengan rentabilidades más altas y procesos más eficientes.

## 1. GENERALIDADES

El crudo que emerge de la formación productora es extraído por las operadoras de campos petroleros, las cuales tienen el deber de entregar el crudo limpio en la estación de descarga, por tal motivo este crudo debe ser tratado para que cumpla con las especificaciones requeridas para la venta.

La estación de flujo y descarga que reciben la producción de los pozos la componen un grupo de instalaciones que facilitan el recibo, la separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del petróleo.

El objetivo principal de la estación de flujo en operaciones de producción es separar a las presiones óptimas los fluidos que provienen de los campos de explotación en sus tres componentes esenciales como lo son: el petróleo, gas y agua, para el posterior tratamiento con el fin de optimizar el procesamiento y comercialización de estos mismos.

El petróleo, junto con el gas y el agua asociados, son conducidos desde cada uno de los pozos por tuberías hasta baterías o estaciones colectoras. Estas baterías de recolección, reciben la producción de un número determinado de pozos del yacimiento, generalmente entre 10 y 30. Una vez recolectado en el tubo múltiple, el crudo se envía a la etapa de separación donde se retiene un nivel de líquido específico por un tiempo determinado bajo condiciones controladas de presión y temperatura, esto con el objeto de separar los hidrocarburos más livianos de los más pesados.

Luego de salir de esta etapa el crudo va a deshidratación, donde el sistema de calentadores eleva su temperatura de entrada bajo un proceso de transferencia de calor, esto con el fin de lograr una separación más efectiva entre el petróleo y el

agua. Al avanzar por el sistema el crudo llega al patio de tanques donde pasa inicialmente a un tanque de separación de petróleo y agua, conocido como tanque de lavado, y de allí pasa a los tanques de almacenamiento.

El crudo antes de su comercialización debe ser enviado a las plantas de tratamiento para eliminar o transformar los compuestos no deseados que llevan consigo, estos compuestos son principalmente derivados del azufre. En el tratamiento del crudo se utilizan medios químicos y físicos en equipamientos como desaladores, separadores de gas-petróleo, calentadores, tanques de lavado, entre otros.

Después de pasar por las distintas etapas o procesos llevados a cabo dentro de la estación de flujo, el petróleo ubicado en los tanques de almacenamiento es bombeado hacia los patios de tanques para su posterior envío a las refinerías o centros de despacho a través de bombas de transferencia para que se puedan obtener productos que cumplan con las normas y especificaciones del mercado.

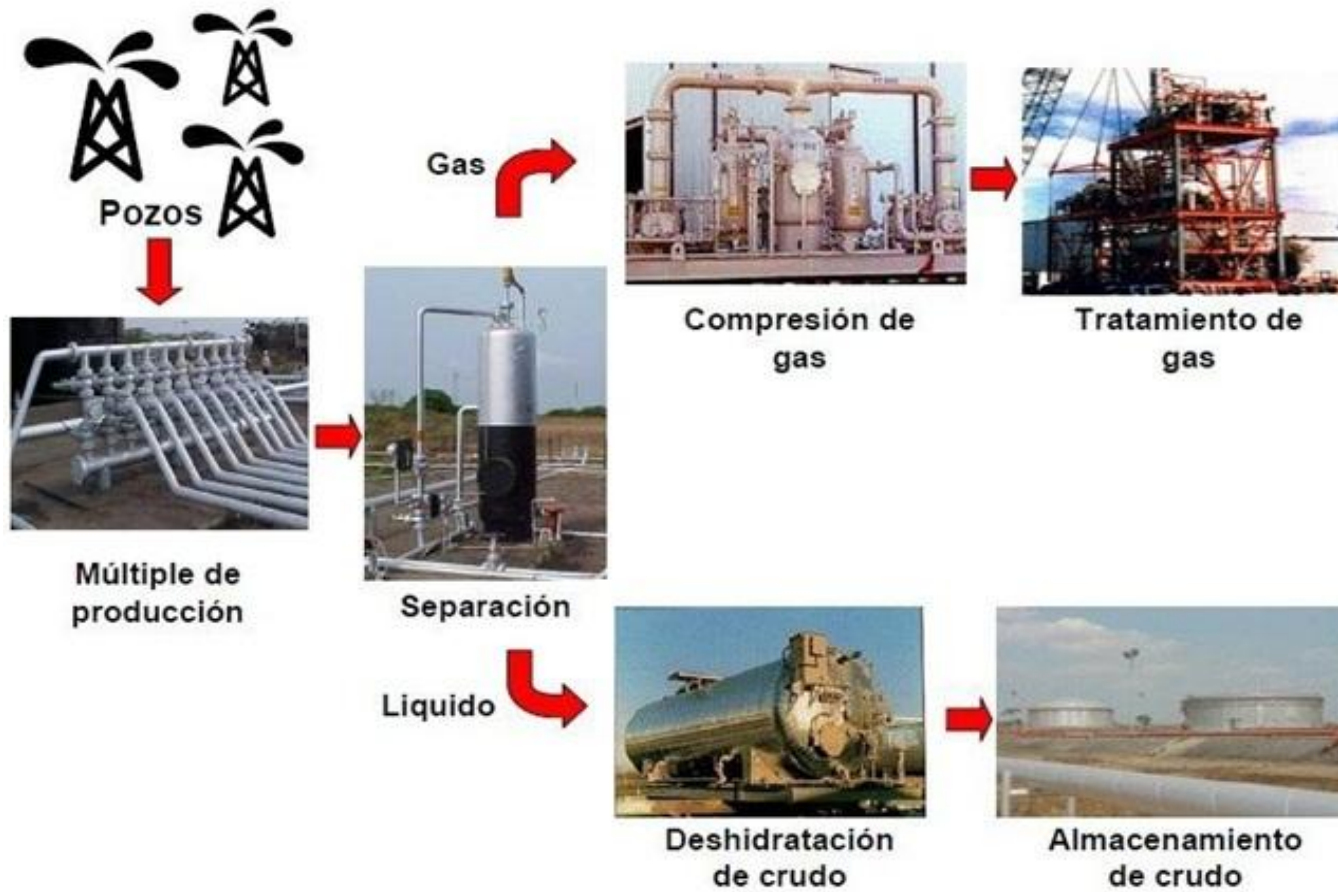
Los equipos e instalaciones principales que conforman la estación de flujo son:

- Múltiples o recolectores de entrada.
- Líneas de flujo.
- Separadores de producción general y de prueba.
- Depurador de gas.
- Calentadores y/o calderas (para crudos pesados).
- Tanques.
- Bomba de inyección química (mata espuma).
- Bomba de crudo.

La ubicación deseable de los centros de recolección y almacenamiento debe considerar prioritariamente:

- ✓ El volumen de fluidos que se producen.
- ✓ Las características de los pozos y las distancias que los separan.
- ✓ Los programas de desarrollo.

Figura 1. Diagrama convencional de la estación de recolección.



Fuente: <http://www.escueladepetroleos.blogspot.com/search/label/Facilidades%20de%20Superficie.pdf>

Figura 2. Equipos de una estación recolectora.

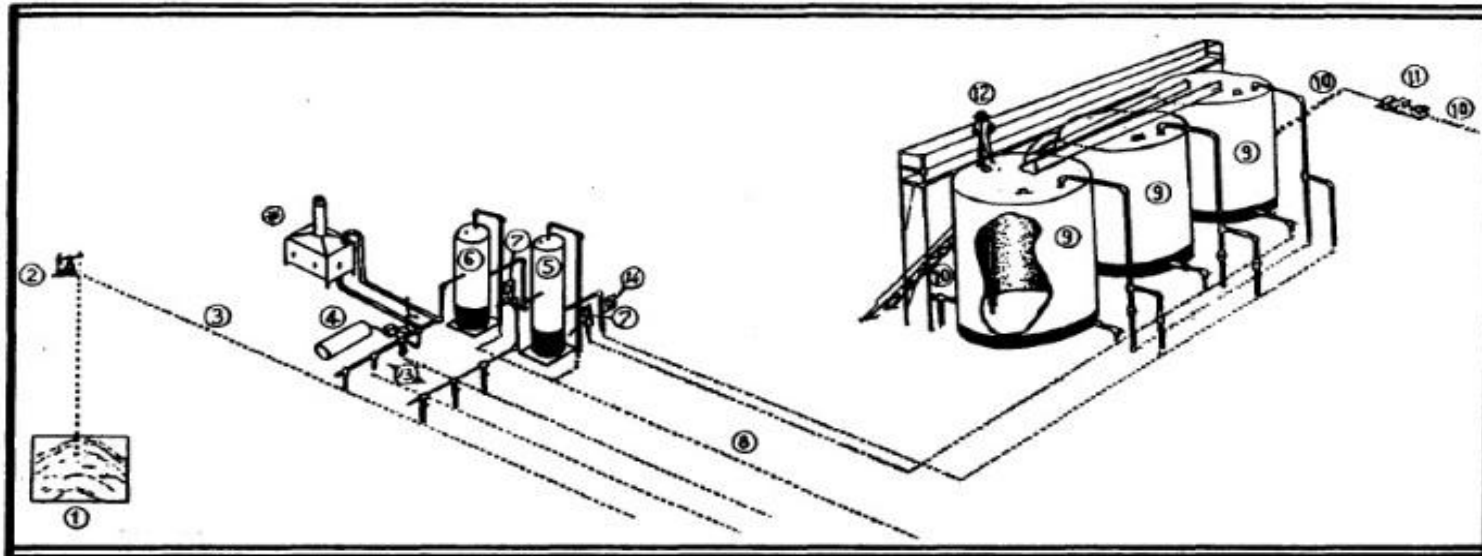


FIG. 2-2. EQUIPOS DE UNA ESTACIÓN RECOLECTORA

- |  |                                       |
|--|---------------------------------------|
| 1. Yacimiento de Petróleo                      | 8. Línea de Gas                       |
| 2. Pozo Productor (Balancín)                   | Calentador (Solo para crudos pesados) |
| 3. Línea de Flujo                              | 9. Tanques de Almacenaje de Petróleo  |
| 4. Bomba de Inyección de química (Mata Espuma) | 10. Línea de Bombeo                   |
| 5. Separador de Medida                         | 11. Bomba de la Estación              |
| 6. Separador de Producción General             | 12. Operador                          |
| 7. Medidor de Gas                              | 13. Manifold                          |
|  | 14. Medidor de Petróleo               |

Fuente: CANELONES, María. ESTACIONES RECOLECTORAS DE FLUJO". Venezuela: CEPET PDVSA 1992.

En adelante se realizara una descripción breve de los equipos comúnmente utilizados en los procesos que se llevan a cabo en una estación de recolección.

## 1.1. LINEAS DE FLUJO

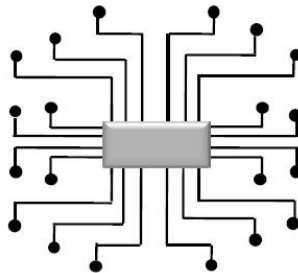
Son tuberías por las cuales se va a transportar los fluidos producidos, desde la cabeza del pozo hasta el manifold o múltiple de llegada del crudo a las estaciones de recolección y tratamiento que se hayan establecido para este fin. Las tuberías de producción o líneas de flujo se clasifican de acuerdo a parámetros básicos como espesor de pared, tamaño nominal y rangos de trabajo para aplicaciones específicas.

Las líneas de flujo se pueden clasificar en:

### 1.1.1. Líneas individuales

Encargadas de transportar el fluido de un solo pozo hasta el múltiple de producción.

**Figura 3. Líneas Individuales.**



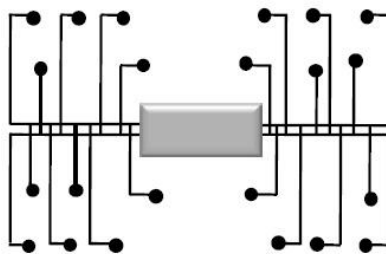
**Fuente:** Curso “Manejo, separación y tratamiento de fluidos de producción”.

### 1.1.2. Líneas comunes<sup>1</sup>

Permiten reunir y transportar la producción de varios pozos. Cada pozo debe tener comunicación con la línea común a través de pequeñas líneas.

De acuerdo a la cantidad de pozos y a la distribución de los mismos en el campo, es posible la existencia de varias líneas comunes. Cabe resaltar, que cada línea común debe tener su respectiva línea de prueba. Tanto la línea de prueba como la línea común deben ir conectadas a través de múltiples de pozo.

**Figura 4. Líneas Comunes.**



**Fuente:** Curso “Manejo, separación y tratamiento de fluidos de producción”.

### 1.2. SISTEMA DE VALVULAS<sup>2</sup>

Las válvulas son dispositivos mecánicos que permiten iniciar, detener o regular la circulación de un fluido a través de una línea o tubería. Utilizan piezas móviles que obstruyen la circulación normal del fluido, pueden obstruir la línea parcialmente o totalmente según sean los requerimientos necesarios. Existen diferentes tipos de válvulas en el mercado, dentro de las facilidades de superficie es común encontrar válvulas manuales o tipo check.

### 1.3. MÚLTIPLES DE PRODUCCIÓN<sup>3</sup>

El múltiple de producción representa un sistema de recibo al cual llega el flujoducto de cada uno de los pozos productores asignados a esa estación. Este mismo facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores como también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción (cuantificar su producción diaria).

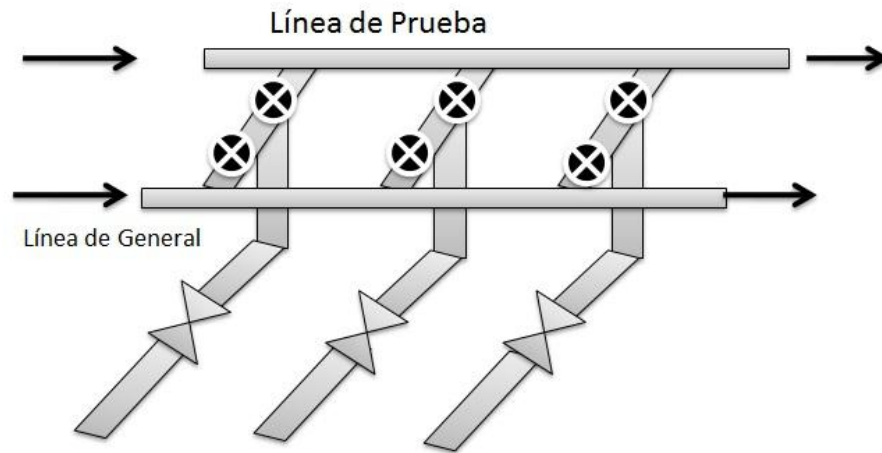
Por medio de las interconexiones del sistema y la disposición apropiada de válvulas, se facilita la distribución, el manejo y el control del flujo de los pozos.

**Figura 5. Múltiple de producción.**



**Fuente:** <http://www.http://indonesiaindonesia.com/f/90376-upstream-oil-gas-processing/>

**Figura 6. Línea general y de prueba del múltiple de producción.**



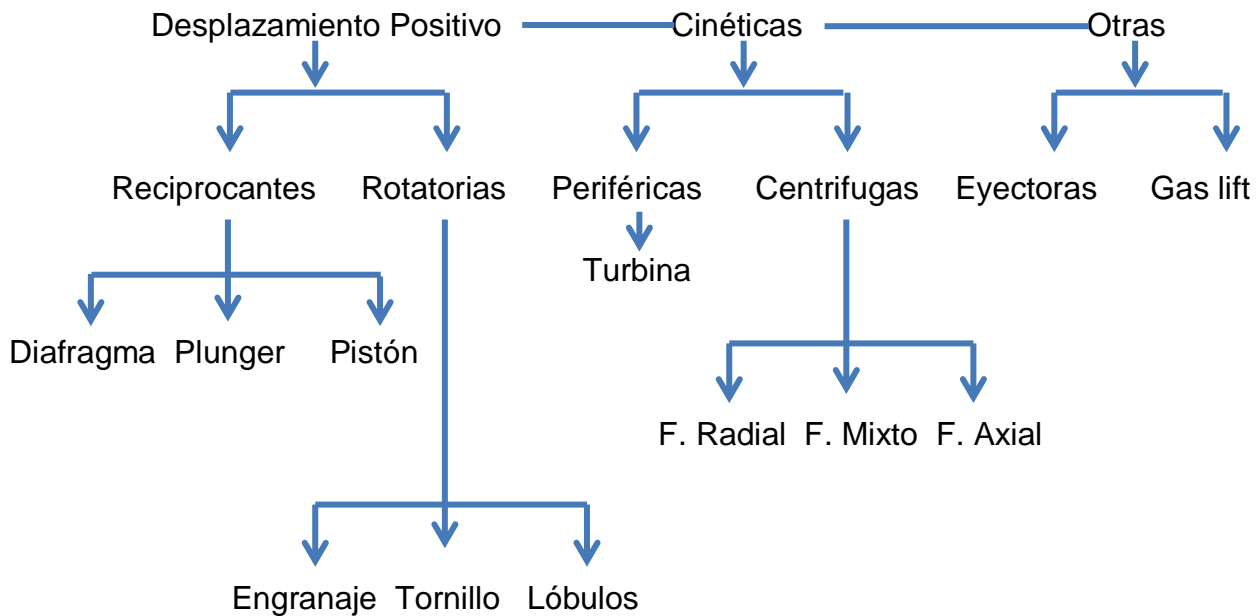
**Fuente:** Curso “Producción de hidrocarburos”.

#### **1.4. BOMBAS**

El bombeo puede definirse como la adición de energía a un fluido para moverse de un punto a otro. Una bomba es un transformador de energía. Recibe la energía mecánica, que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, etc., y la convierte en energía que un fluido adquiere en forma de presión, de posición o de velocidad.

Las bombas pueden clasificarse sobre la base de las aplicaciones a que están destinadas, los materiales con que se construyen, o los líquidos que mueven. Otra forma de clasificarlas se basa en el principio por el cual se agrega energía al fluido, el medio por el cual se implementa este principio y finalmente delinea la geometría específicas comúnmente empleadas. Esta clasificación se relaciona por lo tanto, con las bombas mismas y no se relaciona con ninguna consideración externa a la bomba o aún con los materiales con que pueden estar construidas.

**Figura 7. Clasificación de bombas.**



**Fuente:**Autor.

Tomando en cuenta esta última clasificación, todas las bombas pueden dividirse en dos grandes categorías:

#### **1.4.1. Dinámicas**

En las cuales se añade energía continuamente, para incrementar las velocidades de los fluidos dentro de la máquina a valores mayores de los que existen en la descarga, de manera que la subsecuente reducción de velocidad dentro, o más allá de la bomba produce un incremento de presión. Las bombas dinámicas pueden, a su vez, subdividirse en otras variedades de bombas centrífugas y de otros efectos especiales.

### **1.4.2. De desplazamiento positivo**

En las cuales se agrega energía periódicamente mediante la aplicación de fuerza a una o más piezas móviles para un número deseado de volúmenes, lo que resulta un incremento de presión hasta el valor requerido para desplazar el fluido a través de válvulas con aberturas en la línea de descarga<sup>4</sup>.

Clasificación de las bombas de desplazamiento positivo:

Las bombas de desplazamiento se dividen esencialmente en los tipos reciprocantes y rotativas, dependiendo de la naturaleza del movimiento de los miembros que producen la presión. Cada una de estas clasificaciones mayores pueden, a su vez, subdividirse en varios tipos específicos de importancia.

Las bombas de desplazamiento positivo (reciprocantes), por lo general, se clasifican por sus características:

- Extremo de impulsión, es decir, potencia o acción directa.
- Orientación de la línea de centros del elemento de bombeo, es decir, horizontal o vertical.
- Número de carrera de descarga por ciclos de cada biela, es decir, acción sencilla o doble acción.
- Configuración del elemento de bombeo: pistón, émbolo o diafragma.
- Número de varillas o bielas de mando, es decir, simplex, dúplex o múltiplex.

### **1.4.3. Bombas de inyección química**

Tiene la función de prevenir la formación y /o eliminar la espuma. Este equipo está constituido por un recipiente que contiene una mezcla de silicón y gasoil, una bomba con su respectivo contador acoplado al recipiente, la cual inyecta esa mezcla en un sitio previamente determinado como el más adecuado para inyectar y contrarrestar formación de espuma en los tanques de la estación. El sitio de inyección de la química varía de una instalación a otra, dependiendo de las características de los crudos. En algunos casos, la inyección se hace en el múltiple de producción, en otros, antes o después de los separadores de producción y en otros en las tuberías de entrada de los fluidos a los tanques de almacenamiento temporal.

La bomba de inyección de sustancias químicas inyecta los reactivos químicos al sistema a una razón predeterminada que debe ser proporcional a la producción del pozo. Las pruebas en frascos indican la cantidad requerida para el tratamiento adecuado de una determinada cantidad de emulsión de petróleo crudo, por ejemplo, cien barriles. Una vez que esta razón entre el compuesto y la emulsión se ha determinado, es el deber del empleado ajustar la bomba inyectora para agregar la cantidad necesaria.

La mayoría de los diseños del equipo de producción especifican la inyección de compuestos químicos en el cabezal del pozo, o corriente arriba del separador. Por supuesto, la presión a esos puntos de la tubería es más alta que la de la atmósfera.

Por lo tanto, la mayoría de las bombas de inyección de sustancias químicas se fabrican para superar las presiones que comúnmente se encuentran en las líneas de flujo de los pozos de petróleo<sup>5</sup>.

## 1.5. SCRUBBER

Luego que se genera la separación principal, la línea de gas resultantes que sale, pasa a otro tipo de separador llamado depurador de gas o scrubber, el cual tiene como función básica la de remover pequeñas cantidades de líquidos de esta mezcla predominantemente gaseosa.

El scrubber es básicamente un separador de gas-líquido, que solo manejan los volúmenes de líquido contenidos en el gas procesado en su sistema (poco líquido).

Los scrubbers están diseñados para trabajar a un volumen y presión constante de tal manera que el gas sea más seco, para evitar el envío de líquido a las plantas compresoras. Aguas abajo de los scrubbers se puede efectuar la medición del gas total manejado en la instalación<sup>6</sup>.

Por lo general, se instala después que la corriente ha pasado por la primera etapa de separación, manteniendo cierta distancia con los separadores primarios.

Al igual que los separadores, se pueden encontrar en la industria scrubbers de gas de configuración horizontal y vertical. Debido a las limitaciones de espacio que representa el depurador horizontal, es más común el uso de la configuración vertical<sup>1</sup>.

**Figura 8. Scrubber.**



**Fuente:** [http://pipeisometric.com/qu\\_nombres\\_reciben\\_los\\_separadores.html](http://pipeisometric.com/qu_nombres_reciben_los_separadores.html)

### **1.6. TRATADORES TERMICOS<sup>1</sup>**

Los tratadores térmicos son dispositivos muy utilizados en la industria del petróleo para el manejo de las emulsiones aceite-agua, asimismo son unidades a presión para tratar cualquier tipo de emulsión, luego están diseñados para separar el agua del aceite y remover el agua libre.

Por lo general se utilizan cuando el porcentaje de BSW es elevado.

Estos tratadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. En los calentadores tratadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con el calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustibles que los calentadores indirectos. Estos calentadores directos operan eficientemente en procesos operando a baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos.

El aumento de temperatura en los tratadores térmicos tiene efectos significativos como:

- Reduce la viscosidad del aceite.
- Debilita el agente emulsificante.
- Disminuye la densidad del crudo.
- Disminuye la tensión superficial del agua.

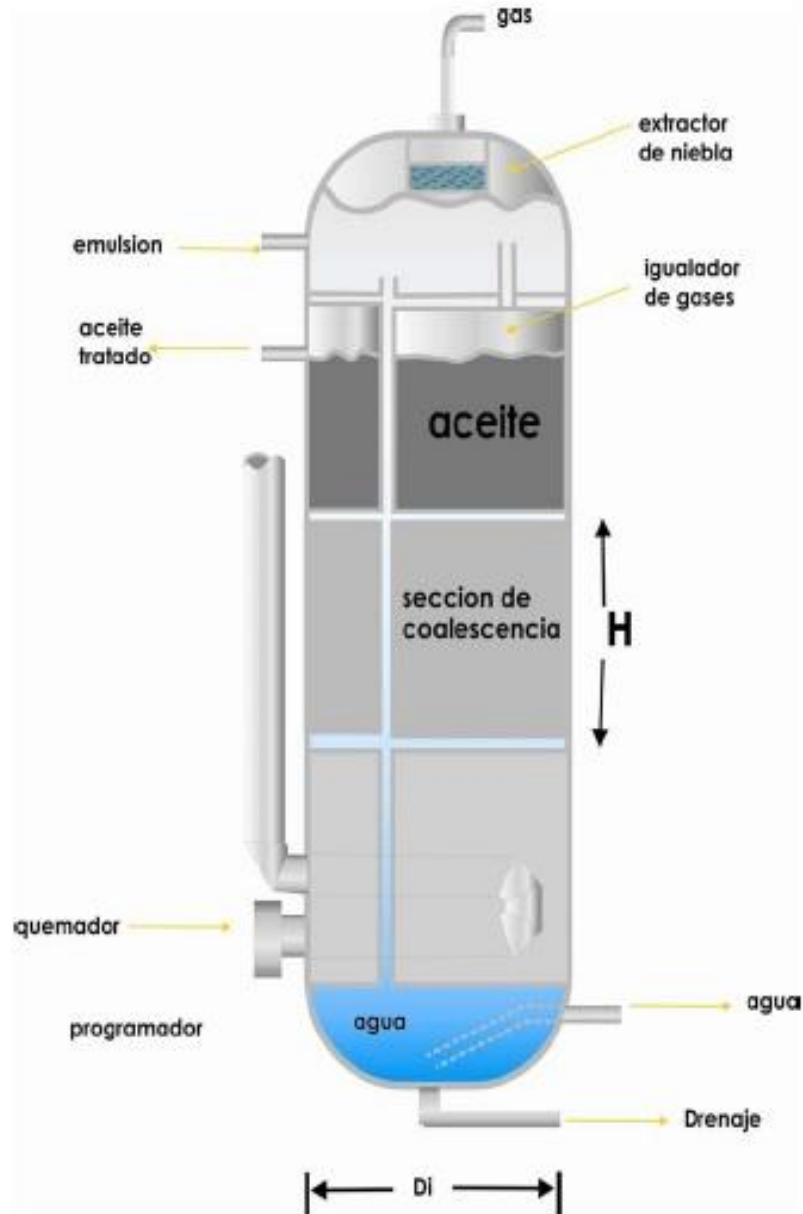
Pueden ser verticales u horizontales, usar uno u otro depende de:

- Condiciones de operación.
- Disponibilidad del equipo.
- Disponibilidad del espacio.
- Experiencia y preferencia del equipo de trabajo.

Los tratadores térmicos no son recomendables para remover grandes cantidades de agua libre y ésta limitante llega a ser más aguda en yacimientos viejos con gran producción de agua congénita. En estos casos la instalación previa de un EAL (eliminador de agua libre) es una solución ideal.

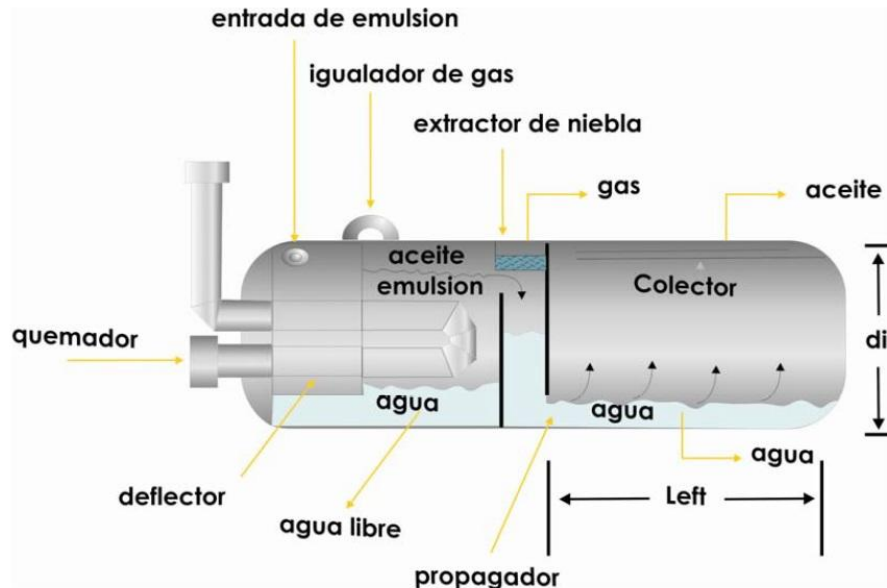
El esquematípico de calentadores-tratadores directos tipo vertical y horizontal se muestra en las figuras 9 y 10 respectivamente.

Figura 9. Tratador térmico vertical.



**Fuente:**REYES, Anderson y SERRANO, Jhon. Análisis y evaluación del comportamiento operacional de la estación auxiliar del campo Cantagallo. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2008.

**Figura 10. Tratador térmico horizontal.**



**Fuente:** REYES, Anderson y SERRANO, Jhon. Análisis y evaluación del comportamiento operacional de la estación auxiliar del campo Cantagallo. Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2008.

Las partículas sólidas, tales como arena, escama, productos de corrosión se depositarán en la parte inferior de estos equipos. Si estos sedimentos no son removidos puede causar los siguientes problemas:

- Acumularse y ocupar un volumen importante en el recipiente y eventualmente bloquear la corriente de alimentación.
- Bloquear la transferencia de calor y causar quemado del equipo de calentamiento.
- Interferir los controles de nivel, ánodos válvulas, medidores y bombas.
- Asimismo pueden incrementar el crecimiento bacteriano y la velocidad de corrosión.

Para prevenir la depositación de estos sedimentos se pueden instalar “hidrojets” que operando a 30 psi por arriba de la presión de operación del calentador pueden remover los sedimentos para su drenado por la parte inferior del recipiente.

En los calentadores de tipo indirecto primero se calienta un fluido. Posteriormente a través de un intercambiador de calor el fluido de calentamiento transfiere calor a la corriente de alimentación.

En este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como el gas caliente de salida de las turbinas.

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas:

- Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10° F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
- Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- Promueve una mejor distribución del desemulsificante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones. Esto se logra manteniendo la temperatura del crudo por arriba de su punto de nube.
- Debilita la película de emulsificante que rodea a las gotas de agua.

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

- Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fuga de gas. Esta pérdida de livianos en el crudo provoca una disminución de volumen del crudo calentado (encogimiento) y una disminución en su gravedad API.
- Incrementa los costos de combustible.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- Requieren mayor instrumentación y control.
- Causa depósitos de coke.

### **1.7. TRATADOR ELECTROSTATICO<sup>7</sup>**

Los tratadores electrostáticos son los encargados de remover impurezas del crudo, como gas y agua, aplicando los principios de la electrolisis para remover del crudo grandes cantidades de agua, que es denominada agua coalescente.

Los elementos primarios son:

- a) Fuente de poder o transformador, el cual convierte el voltaje de línea (corriente alterna de una fase, 220 a 480 voltios 50 ó 60 ciclos) al voltaje de línea requerido que alimenta los electrodos de carga.
- b) Electrodos inferiores o de carga.
- c) Electrodos a tierra, que permanecen suspendidos sobre los electrodos de carga.
- d) Se fabrican electrodos de alta y baja velocidad: los primeros se utilizan en crudos ligeros de baja viscosidad y con emulsiones de lata conductividad eléctrica.

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

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta a través de un número mínimo de recipientes.

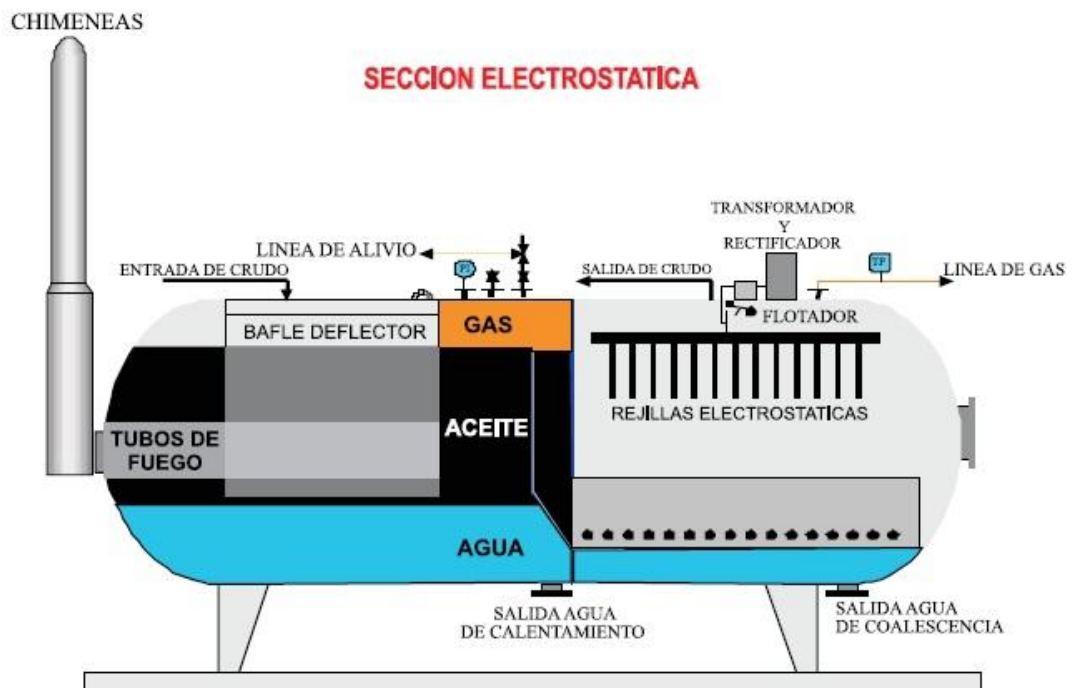
Las ventajas del tratamiento electrostático son:

- Menor tiempo de mantenimiento.
- Menor uso de desemulsificante.
- Menores pérdidas de evaporación.
- Mayores volúmenes de crudo tratado.
- Menor costo de uso por combustible.
- Los productos de salida presentan salinidades bajas.

La mayor desventaja de los tratadores electrostáticos es el gasto adicional del sistema eléctrico requerido, sistemas de control y mantenimiento.

Las fallas más comunes en los tratadores electrostáticos ocurren cuando hay intermitencias en el suministro de corriente eléctrica; al disminuir el voltaje la luz piloto se atenúa o desaparece. La acumulación de materiales sólidos en la interface agua-aceite puede originar un corto circuito. En este caso hay que disminuir la altura de la interface para normalizar la operación de la unidad. También es recomendable aumentar la temperatura o cambiar de reactivo. Si el mal funcionamiento del tratador no se corrige, habrá que revisar todo el circuito eléctrico.

**Figura 11. Tratador electrostático.**



**Fuente:** <http://www.revistamemorias.com/articulos12/03%20articulo-simulador.pdf>

### 1.8. TANQUE DESNATADOR (SKIMMER)

Los principios físicos que utilizan los tanques desnatadores son la separación gravitacional y la coalescencia. Los tiempos de residencia oscilan entre 30 minutos y 6 horas. Remueven partículas entre 50 y 300 micrones, estos equipos se utilizan en la etapa primaria del tratamiento. Algunas veces los desnatadores son referidos como tanques de sedimentación debido al proceso de deposición de sólidos contenidos en el agua que en ellos sucede, sin embargo, hablando estrictamente del término "Tanque de Sedimentación", es apropiado utilizarlo cuando su propósito primario es la separación de sólidos.

Este tanque opera a una presión ligeramente superior a la atmosférica mediante inyección de nitrógeno. Tiene como objeto separar al hidrocarburo del agua mediante un proceso continuo de skimming; el agua contaminada asciende a través de la columna central por orificios radiales entre dos platos dentados que favorecen la separación del hidrocarburo, el que queda en la parte superior del tanque, mientras el agua tiende a descender para depositarse en la zona inferior del mismo. Estará diseñado para que el agua que lo abandona no tenga más de 100 ppm de hidrocarburos.

El tanque opera completamente lleno y a caudal constante. El hidrocarburo se extrae por rebalse y se envía al tanque skim oil, mientras que el agua es enviada hacia la unidad de flotación<sup>1</sup>.

### **1.9. SEPARADOR API**

Consiste en una unidad rectangular en la cual se remueven, por diferencia de gravedades específicas, el aceite libre y los sólidos sedimentables de las aguas de desecho que se producen en estaciones de bombeo, zonas de almacenamiento de combustible y en general en todos los sitios en donde se trabaje con combustibles y lubricantes en las instalaciones de las estaciones de suministro de combustibles. Estas unidades no rompen emulsiones ni remueven sustancias solubles.

El equipo consiste en una piscina, a través de la cual el agua aceitosa fluye en forma suficientemente lenta, para darle tiempo a las gotas de aceite de ascender hasta la superficie, donde coalescen con la película de aceite formada, la cual es retenida por un baffle y removida con un desnatador. El equipo está provisto también de un sistema de remoción de los sólidos, que puedan sedimentarse en el separador. Previa al separador API, en caso de requerirse, debe localizarse una

caja receptora donde convergen diferentes tuberías que conducen afluentes de aguas aceitosas de procedencias diversas. Luego de este proceso el fluido entra a la piscina de oxidación<sup>8</sup>.

#### **1.10. PISCINA DE OXIDACION**

Hace parte del tratamiento secundario del agua residual, al igual que las piscinas de sedimentación se construyen en áreas donde exista suficiente espacio disponible.

Su función principal es la de oxidar la materia orgánica (aceite residual y otros materiales orgánicos) presente en el agua, para luego precipitarlos<sup>1</sup>. El agua que proviene de la piscina API, llega a la piscina de oxidación para ser almacenada y posteriormente bombearla hacia el tanque desnatador, la piscina de oxidación cuenta con una bomba centrífuga que envía el agua hacia el tanque desnatador para el sistema de filtración<sup>9</sup>.

#### **1.11. TANQUES<sup>1</sup>**

Los tanques son recipientes diseñados para cumplir diferentes funciones como el almacenamiento, medición, tratamiento del crudo en emulsión, normalmente son de gran tamaño debido a la necesidad de maniobrar grandes volúmenes de petróleo y se consideran como permanentes.

##### **1.11.1. Gun barrel**

Es un tanque utilizado para el tratamiento de crudo emulsionado operando a presión atmosférica, en el cual la emulsión ingresa al tanque y desciende por el centro hasta un dispersor por donde ingresa al nivel de agua buscando su camino de ascenso por medio de la diferencia de densidades hasta llegar al nivel superior

de petróleo, logrando la separación de las fases por medio del asentamiento gravitacional.

Son básicamente tanques sedimentadores, que poseen un sifón lateral, además de una cámara superior desgasificadora o bota en el tope, en los cuales vistos lateralmente, se puede diferenciar tres secciones verticales:

- Gas (superior).
- Petróleo (media, zona de decantación).
- Agua separada (zona de lavado o corte).

#### **1.11.2. Tanques de lavado**

Los tanques de lavado o lavadores como su nombre lo indica se encuentran diseñados para "lavar" la emulsión por pasaje, en su carrera ascendente, a través de un colchón acuoso de menor salinidad que la del agua emulsionada, al cual debe controlarse periódicamente la salinidad para que pueda mantener la capacidad de dilución de agua salada, para ello debe alimentarse con agua dulce. Al igual que en el gun barrel los tanques lavadores trabajan a presión atmosférica en cual el crudo a tratar ingresa mediante un dispersor, por el fondo del tanque.

Además de ser un tanque que permite acelerar la decantación favoreciendo la coalescencia de las gotas de emulsión. Un gun barrel puede operar como tanque de lavado.

### **1.11.3. Tanques de almacenamiento**

Son utilizados como recipientes para almacenar fluidos. En la batería de producción se emplean en el almacenamiento de petróleo crudo o la mezcla con agua y permiten la fiscalización del crudo que se encuentra almacenado.

Semejante a los separadores, los tanques de almacenamiento se encuentran en diferentes tipos tal como lo son esféricos, horizontales, verticales y plegables. En la actualidad los tanques de configuración verticales son los más utilizados en las facilidades de superficie.

### **1.12. TEAS<sup>9</sup>**

La función del sistema de teas consiste en quemar el gas residual de los procesos de tratamiento y manejo de la estación, de tal manera que no permita la acumulación de gas en las áreas de riesgo. En caso de emergencias operacionales, el sistema de teas permite aliviar los excesos de presión de las vasijas y equipos de proceso.

En condiciones normales de operación solamente se quema el volumen de gas sobrante en las facilidades y se requiere un mínimo usualmente de 12 KSCFD para mantener encendidos los pilotos de las teas.

El sistema de teas está diseñado para manejar dos tipos de flujo: gas de alta presión y gas de baja presión.

En caso de ocurrir una eventual sobrepresión en el equipo, las válvulas de seguridad (PSV) operan aliviando la presión, enviando el gas a la tea donde se quema. La misma situación se presenta cuando alguno de los compresores de gas lift se apaga automáticamente por su sistema propio de seguridad, aumentando

inmediatamente la presión de succión; en esta situación las válvulas PVC de los separadores se abren enviando el gas a la tea de alta presión.

Las teas disponen de un sistema de encendido por piloto que se opera desde el panel de control, y que accionan los encendedores eléctricos de chispa. Varias señales de alarma por alto nivel en las vasijas depuradoras y por ausencia de llama en las teas se reciben en el cuarto de control de la estación.

### **1.13. SEPARADORES<sup>6</sup>**

Una vez recolectado, el petróleo se somete a un proceso dentro del separador, en el cual el gas y el líquido (petróleo y agua) se separan a bajas y altas presiones que oscilan en el orden de 80 a 200 libras o dependiendo de las características de los pozos. El gas sale por la parte superior del separador mientras que el líquido va a la parte inferior del mismo. Las presiones correspondientes son mantenidas por los instrumentos de control que posee el separador.

Este tema se hablará con más detalle en el capítulo 2.

## 2. MARCO TEORICO

### 2.1. PROCESO DE SEPARACIÓN<sup>10</sup>

Los separadores de petróleo y gas son *recipientes cerrados* utilizados para separar *mecánicamente* líquido y gas de una corriente combinada de estos fluidos *a determinada presión y temperatura*. Los fluidos provenientes del pozo están compuestos por petróleo, vapor de agua, condensado, niebla, gas libre y parte de este flujo que cambia de líquido a gas debido a la continua reducción de presión y temperatura que experimentan los fluidos desde que salen del yacimiento, ascienden por el pozo y son conducidos a través de líneas en superficie.

El proceso de separación puede variar desde la remoción de gas que contiene la fase líquida hasta la deshidratación del gas ya que el líquido lleva burbujas de gas y este lleva gotas de líquido. La separación física de estas fases es una de las operaciones básicas en producción, procesamiento y tratamiento de crudo. Esta se hace más fácil entre mayor sea la diferencia de *gravedad específica o densidad* que existe entre los fluidos. *La eficiencia de la separación* se mide por la eliminación de líquido presente en el fluido que interviene en el proceso y la ineficiencia por lo tanto está indicada por el líquido arrastrado en la corriente de gas o de vapor una vez realizada la separación.

El proceso de separación es afectado por la temperatura, presión y densidad de los fluidos.

En el trabajo los separadores son conocidos como trampas, deshidratadores de gases, filtros, cámaras o torres de destilación, o cámaras de expansión. El tanque sirve para separar los gases de los líquidos provenientes de los pozos.

El rasgo más común de un separador es su inmenso tanque cilíndrico. El fluido proveniente de los pozos de petróleo entra por el medio del tanque. Por la parte superior del tanque el gas a través de un orificio de escape.

Los separadores pueden ser de dos o tres fases. Un separador de dos fases sirve para separar los gases de los líquidos; un separador de tres fases sirve para separar crudo, agua y gas.

Los separadores son verticales, horizontales, esféricos o centrífugos.

### **2.1.1. Diferencia entre los separadores horizontales y verticales**

Los separadores horizontales normalmente son más eficientes en el manejo de grandes volúmenes de gas que los tipos verticales porque las gotas líquidas caen de manera perpendicular al flujo de gas en la sección de asentamiento de gravedad, y se asientan más fácilmente de la fase de gas continua. Además, debido a que el área de interfaz es más grande en un separador horizontal, es más fácil que las burbujas de gas, que salen de la solución cuando el líquido se aproxima al equilibrio, alcancen el espacio de vapor.

En términos de un proceso de separación de gas – líquidos, los separadores horizontales serían preferidos. Sin embargo, tienen desventajas que podrían llevar a la preferencia de un separador vertical en ciertas situaciones:

- ✓ Los separadores horizontales no manejan los sólidos tan bien como los separadores verticales. La sección de disposición de líquidos en un separador vertical puede ser colocada en el centro del cabezal en el fondo para que los sólidos, que de otras formas se acumularían en el separador, puedan pasar al próximo recipiente en el proceso. Como un alternativo, se puede colocar un desagüe en esta locación para la disposición periódica de

los sólidos, mientras el líquido sale del recipiente en una elevación un poco más alta. Es necesario colocar varios desagües por el largo de un recipiente horizontal y debido a que los sólidos tienen un ángulo de repose de  $45^\circ$  a  $60^\circ$ , se debe dejar poco espacio entre los intervalos de los desagües. Es caro tratar de alargar la distancia entre los desagües, proveyendo chorros de arena para convertir los sólidos en líquidos mientras los desagües están en operación, esta táctica no ha tenido mucho éxito en el campo.

- ✓ Los recipientes horizontales requieren de más área plana que los recipientes verticales equivalentes. Aunque esto no sea muy importante en las locaciones terrestres, puede ser muy importante costa fuera.
- ✓ Los recipientes horizontales tienen menos capacidad de oleada líquida. Para un dado cambio en la elevación de la superficie del líquido, típicamente hay un incremento mayor en el volumen del líquido para un separador horizontal que para un separador vertical cuando ambos tienen el tamaño adecuado a la misma tasa de flujo. Sin embargo, la geometría del recipiente horizontal requiere que el dispositivo de cierre de alto nivel esté localizado cerca del nivel normal de operación. En un recipiente vertical, el cierre puede ser colocado más alto, permitiendo más tiempo para que el controlador de nivel y la válvula de descarga reaccionen a la oleada. Adicionalmente, las oleadas en recipientes horizontales pueden crear olas internas que activen el dispositivo de cierre.

Se debe señalar que los recipientes verticales también tienen desventajas no relacionadas al proceso que se deben tomar en consideración cuando se hace la selección. Estas incluyen:

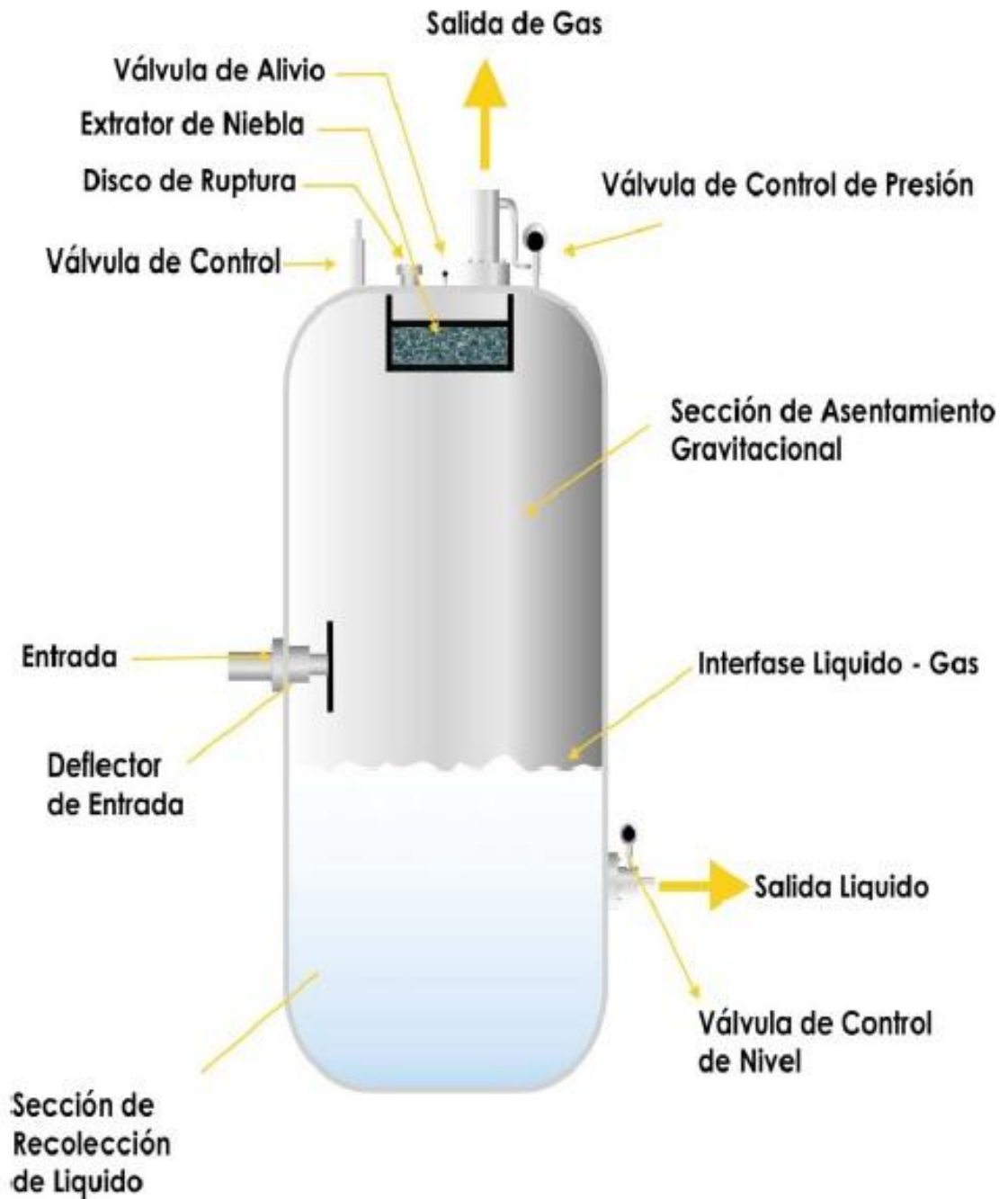
- ✓ Puede ser difícil mantener a algunas válvulas de alivio y algunos de los controles sin escaleras y plataformas especiales.
- ✓ Puede ser necesario remover el recipiente de su skid para transportarlo debido a las restricciones de altura para el transporte.

Por lo general, los recipientes horizontales son más económicos para la separación normal de petróleo y gas, particularmente cuando puede haber problemas con emulsiones, espuma, o relaciones altas de gas – petróleo.

Los recipientes verticales funcionan más efectivamente en aplicaciones GOR bajas o muy altas, como con depuradoras.

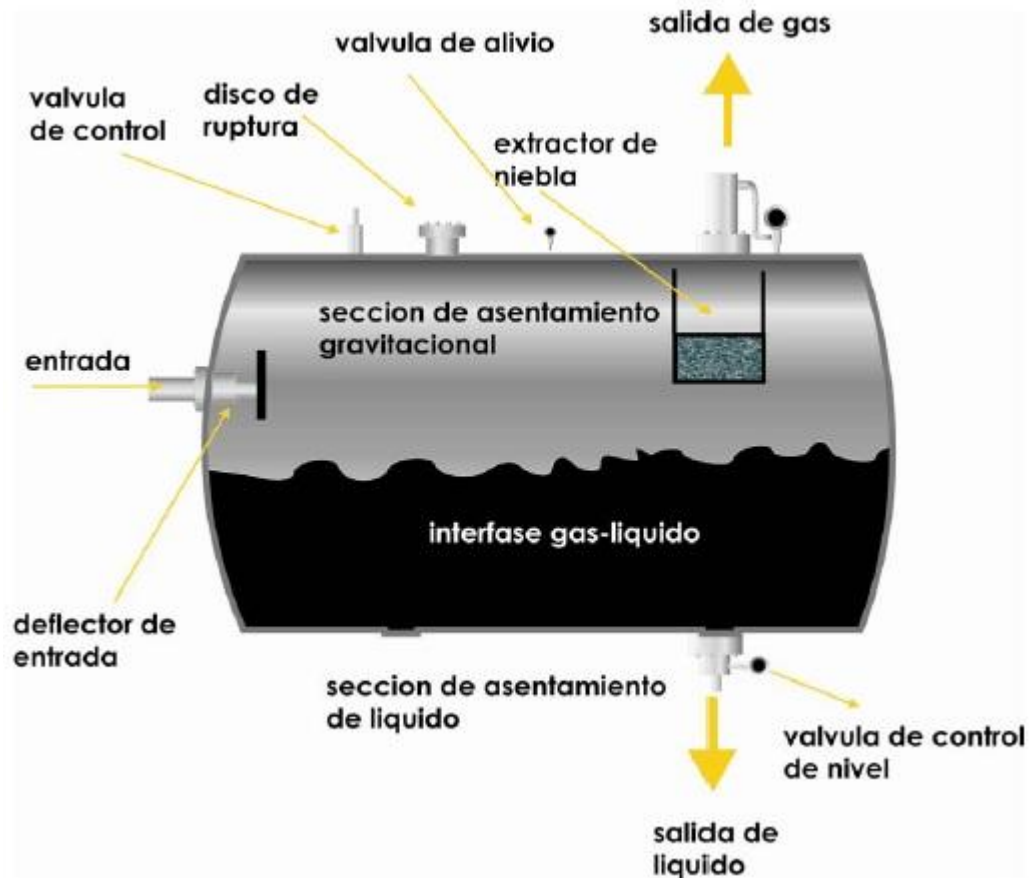
A continuación se mostraran los separadores típicos usados en una estación de flujo:

Figura 12. Separador vertical.



**Fuente:** Modificado de diplomado facilidades de producción.

Figura 13. Separador horizontal.



**Fuente:** Modificado de diplomado facilidades de producción.

## 2.2. PARTES DEL SEPARADOR<sup>10</sup>

Un separador de producción sirve para separar gases del fluido a una presión y temperatura específicas. Para el funcionamiento eficaz y estable de un separador expuesto a diferentes condiciones, el separador de dos fases incluye una sección de separación primaria, otra sección de separación secundaria, la sección de acumulación del líquido, la sección de extracción de la neblina del aceite, junto con los dispositivos de control y seguridad.

### **2.2.1. Sección de separación primaria**

En esta sección se remueve la mayor parte del líquido de la corriente que entra. Las partículas de gas más grandes se eliminan para minimizar las turbulencias de los gases y la recombinación de las partículas en el líquido. Para hacer esto, se cambia la dirección y velocidad de flujo. La fuerza centrífuga, creada tanto por el deflector de entrada como por el entubado interno, facilita el cambio de dirección de flujo y la reducción de la velocidad de la corriente del líquido.

### **2.2.2. Sección de separación secundaria**

Luego que se ha reducido la velocidad del líquido, la gravedad tiende a separar del gas las gotas más grandes de líquido en la sección de separación secundaria. La eficiencia de esta sección depende del gas las propiedades del líquido, el tamaño de las partículas y el grado de turbulencia. Algunos diseños utilizan laminadores para reducir estas turbulencias, los cuales sirven también como colectores de gotitas de crudo.

### **2.2.3. Sección de extracción de la neblina del aceite**

Antes que el gas salga del tanque, el extractor de neblina de aceite atrapa las gotas más pequeñas de líquido en la separación final. Este extractor puede consistir de una serie de vetas, malla metálica, o una cámara especial llamada cámara ciclónica. Los modelos más recientes utilizan mallas metálicas.

### **2.2.4. Sección de acumulación de líquido**

Los líquidos son acumulados en esta sección. Estos líquidos experimentan una perturbación mínima por parte de la corriente del fluido que entra. En ésta sección, dos cosas determinan la capacidad: el aumento inesperado del flujo de líquido y el

tiempo que éste debe permanecer para el eficiente desprendimiento del gas de la solución.

### **2.2.5. Dispositivos de control**

El nivel de los líquidos dentro del tanque determina cuando estos dispositivos deben funcionar. La válvula que retiene el líquido es operada por el controlador de los niveles de los líquidos.

La presión del gas también debe ser controlada. Los reguladores de contrapresión, ubicados en el orificio de escape del gas, sirven para mantener la presión del tanque.

Los separadores pueden tener medidores para observar el nivel de lo líquido. Estos aparatos permiten que el operador pueda verificar el nivel de los líquidos, el funcionamiento de la válvula de descarga, al igual que examinar el funcionamiento del sistema de control.

Dispositivos de seguridad

Los separadores están equipados con diferentes equipos de seguridad. Estos deben incluir: el orificio de escape, y la válvula de escape o disco de ruptura. Todos ellos están ubicados en la parte superior del tanque.

### **2.3. FLUJO DE LÍQUIDOS DENTRO DEL TANQUE<sup>10</sup>**

Los fluidos provenientes de los pozos entran al separador, para entrar en contacto con el deflector fijo o de entrada. Estos fluidos cambian de dirección y velocidad al ponerse en contacto con este deflector.

Los fluidos más pesados resisten al cambio de dirección y los menos pesados fluyen en dirección de la deflexión. Algunos líquidos son empujados hacia las paredes del separador donde son drenados hacia la parte inferior del mismo.

El gas sube llevando consigo partículas de aceite en forma de neblina. Esta mezcla es filtrada por el extractor. Por lo general, el extractor es una malla metálica. Este extractor captura las partículas en la neblina en forma de pequeñas gotas, las cuales al aumentar en tamaño, caen en la sección de acumulación del líquido. El gas sale del separador a través del orificio de escape localizado en la parte superior del tanque.

Los líquidos y sólidos se acumulan en la sección de acumulación. En vista de que ésta sección está aislada de la turbulencia de la corriente de líquido, la gravedad separa los sólidos más densos tales como la arena y el barro, para asentarlos en el fondo del tanque. Estos sólidos son constantemente eliminados durante las faenas de mantenimiento.

Los líquidos continúan acumulándose hasta que un nivel límite. Luego, el controlador del nivel líquido abre la válvula que controla el líquido, de manera que éste fluya del separador a las instalaciones de almacenamiento u otras instalaciones.

#### **2.4. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA SEPARACIÓN<sup>10</sup>**

La presión de la operación del separador depende de la presión de flujo y de las cantidades relativas de crudo y gas natural.

Un cambio en la presión de la separación produce un cambio en la densidad del líquido y gas, en la velocidad permisible y en el volumen real del flujo. El efecto neto de un aumento de presión es un aumento en la capacidad del gas del separador, expresada en pies cúbicos estándar (SCF).

La temperatura afecta la capacidad del separador a medida que afecta los volúmenes reales de flujo y las densidades del gas y del líquido. El efecto neto de un aumento de la temperatura de separación produce una disminución de la capacidad del separador.

*La eficiencia de separación* depende las densidades del gas y del líquido. Un separador que opera a temperatura, presión y composición de flujo constante, tiene una *capacidad de gas* proporcional a la raíz cuadrada de la diferencia de densidades de líquido y gas dividido por la densidad de gas.

Las capacidades volumétricas de los separadores suponen separación por gravedad de gotas mayores de doscientas micras en la sección de separación secundaria, gotas más pequeñas se remueven en el extractor de niebla.

La máxima velocidad del gas para la separación de las partículas líquidas de ciertos diámetros se basa en las propiedades físicas del líquido y el gas. Una partícula que cae por acción de la gravedad se acelera hasta que la fricción o roce sobre la partícula, debido a choques con el gas, iguala al peso de la partícula. Cuando estas dos fuerzas son iguales la partícula caerá a velocidad constante llamada velocidad de asentamiento. Cuando las partículas que caen son pequeñas, ellas alcanzan rápidamente su velocidad de asentamiento y estas velocidades se usan para determinar el tiempo necesario para que una partícula que cae recorra una distancia dada.

## **2.5. DISEÑO DE SEPARADORES<sup>11</sup>**

Diferentes criterios de diseño deben ser usados en la selección y tamaño del separador, basándose en la corriente de salida en la cabeza de pozo, que tiene en cuenta la composición del fluido mezcla.

En el caso de pozos de baja presión, la fase líquido será mayor en volumen que la fase gaseosa. En el caso de pozos de alta presión de gas destilado, el volumen de gas será mayor comparado con la fase líquida. El líquido producido con gas a alta presión es generalmente un hidrocarburo de alta gravedad API (liviano), usualmente referido a los condensados o destilados. Sin embargo ambas clases de pozos pueden contener agua libre.

### **2.5.1. Consideraciones básicas**

El objetivo para una ideal selección y diseño del separador es separar la corriente del pozo en líquido-gas libre y gas-líquido libre. Idealmente, el gas y el líquido alcanzan un estado de equilibrio a las condiciones existentes de presión y temperatura en el contenedor. Como generalmente no es económicamente justificable separar al estado de verdadero equilibrio, la industria acuerda estándares para el tiempo de retención del líquido para que el gas en solución se escape y el líquido llevado por el gas sea asentado. En algunos casos, el equipo de proceso y las condiciones corriente abajo del separador dictamina el grado necesario de separación y el actual diseño.

Características de la corriente del pozo

Las siguientes características influyen la selección del contenedor, en adición a la obvia condición de las cantidades de líquido y gas a ser separados:

- Composición del gas y el líquido en la corriente de entrada.
- Diferencias entre las densidades del gas y el líquido.
- Diferencias entre las viscosidades del gas y el líquido.
- Temperatura y presión a la cual la separación debe ser hecha.
- Tamaño de las moléculas de líquido en la fase gaseosa y de gas en la fase líquida.
- Identificación de impurezas y condiciones especiales tales como H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, escala de la tubería, polvo, espuma, niebla, etc.
- Ratos de flujo instantáneas

## 2.6. DISEÑO DESEPARADORES BIFASICOS<sup>11</sup>

### 2.6.1. Asentamiento

Las gotas de líquido que atraviesan la sección de asentamiento gravitatorio caen a una determinada velocidad debido a la fuerza gravitatoria sobre la gota. Esta velocidad es limitada por la fuerza de rozamiento con el gas y contraria a la dirección de caída de la gota.

La fuerza de rozamiento es determinada de la ecuación:

$$F_D = C_D A d \rho \left[ \frac{V_t^2}{2g} \right] \quad \text{Ec. (1)}$$

Dónde:

F<sub>D</sub>= Fuerza de rozamiento

C<sub>D</sub>= Coeficiente de rozamiento

A= Área transversal de la gota

δ = Densidad de la fase continua

V= Velocidad de la gota

g= Constante gravitacional

Si el flujo alrededor de la gota es laminar, entonces la ecuación está gobernada por la ley de Stokes y:

$$C_D = \frac{24}{Re} \quad \text{Ec. (2)}$$

Dónde:

Re= Numero de Reynolds

También se tiene para un gas, la velocidad de asentamiento de la gota está dada por:

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta SG) d_m^2}{\mu} \quad \text{Ec. (3)}$$

Dónde:

$\Delta SG$ = Diferencia de gravedad específica relativa al agua entre la gota y el gas

$d_m$  = Diámetro de la gota, (micrones)

$\mu$ = Viscosidad del gas, (Cp)

Desafortunadamente la ley de Stokes no es la más indicada para realizar un buen diseño y la ecuación de flujo para hallar el coeficiente de rozamiento es:

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34, \quad \text{Ec. (4)}$$

Re= Numero de Reynolds

Teniendo en cuenta las fuerzas de rozamiento y boyanza la velocidad de asentamiento esta dad por:

$$V_t = 0.0119 \left[ \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2} \quad \text{Ec. (5)}$$

Dónde:

$\bar{\rho}_l$ = Densidad del líquido, (lb/pie<sup>3</sup>)

$\bar{\rho}_g$ = Densidad del gas a la temperatura y presión del separador, (lb/pie)<sup>2</sup>.

### 2.6.2. Tamaño de las gotas

El propósito de diseño de un separador de gas es abrir la posibilidad de tener una sección de extracción de niebla. De la experiencia de campo, parece que si las gotas de más de 100 micrones son removidas en la sección de separación primaria, el eliminador de niebla puede remover las gotas entre 10-100 micrones.

---

<sup>2</sup>Arnold, Ken; Stewart, Mauricio. **Surface Production Operations**. Volumen 1, Segunda Edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company.

### 2.6.3. Tiempo de retención

El líquido puede mantenerse en el separador por un tiempo para que el gas y el líquido alcancen el equilibrio a la presión de trabajo. El tiempo de retención se define como el promedio de tiempo que una molécula de líquido es retenida en el separador bajo flujo tapón. En consecuencia el tiempo de retención es el volumen de líquido almacenado dividido por la tasa de flujo líquido.

Para la mayoría de aplicaciones un tiempo de retención entre 10 segundos y 3 minutos es suficiente. Cuando el crudo presenta espumas el tiempo de retención necesario puede ser cuatro veces más grande según la norma API 12J.

**Tabla 1. Criterio básico de diseño para el tiempo de retención del líquido.**

TIPO DE LIQUIDO	TIEMPO DE RETENCION PARA SEPARADORES BIFASICOS	TIPO DE LIQUIDO	TIEMPO DE RETENCION PARA SEPARADORES TRIFASICOS
Mayores de 35 °API	1 minuto	Mayores de 35 °API	3-5 minutos
20<API<30	1-2 minutos	Abajo de 35 °API	
10<API<20	2-4 minutos	100+ °F	5-10 minutos
Espuma pequeña	4-6 minutos	80+ °F	10-20 minutos
Espuma moderada	6-8 minutos	60+ °F	20-30 minutos

### 2.7. DISEÑO DE SEPARADORES HORIZONTALES DE DOS FASES<sup>11</sup>

Para seleccionar un separador horizontal es necesario escoger la longitud y diámetro de este. Esta sección debe satisfacer condiciones de capacidad de gas, que permitan que las gotas de líquido caigan del gas al volumen de líquido, cuando el gas atraviesa la longitud efectiva del separador. El diseño debe dar también suficiente tiempo de retención para lograr que el líquido alcance el equilibrio.

Para separación de gotas de de líquido de 100 micrones, el separador horizontal debe estar lleno hasta la mitad y se aplican las siguientes ecuaciones:

Capacidad de gas:

$$dL_{\text{eff}} = 420 \left[ \frac{TZQ_g}{P} \right] \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad \text{Ec. (6)}$$

Dónde:

$d_i$ = Diámetro interno del separador, (in)

$L_{\text{eff}}$ = Longitud efectiva donde ocurre la separación, (Ft)

$Q_g$ = Caudal de gas, (MMscf/D)

$\rho_g$ = Densidad del gas, (Lb/Ft<sup>3</sup>)

$\rho_L$ = Densidad del líquido, (Lb/Ft<sup>3</sup>)

$P$ = Presión operativa, (Psi)

$T$ = Temperatura operativa, (°R)

$Z$ = Factor de compresibilidad del gas (P,T,X)

$C_D$ = Coeficiente de asentamiento

$d_m$ = Diámetro de la partícula para asentar

Con base en los conceptos adquiridos junto con la experiencia de campo, la longitud entre costura y costura según Vessel puede ser estimada como:

$$L_{\text{ss}} = L_{\text{eff}} + \frac{d}{12} \quad \text{Ec. (7)}$$

Si la longitud efectiva ( $L_{\text{eff}}$ ) del gas es la mayor.

Dónde:

$L_{ss}$ = Longitud entre costuras, (Ft)

$L_{eff}$ = Longitud efectiva, (Ft)

$d$ = Diámetro nominal, (in)

Capacidad de líquido:

$$d^2 L_{eff} = \frac{t_r Q_l}{0.7} \quad \text{Ec. (8)}$$

Dónde:

$t_r$ = Tiempo de retención deseado para el líquido, (minutos)

$Q_l$ = Tasa de flujo de líquido, (BPD)

$L_{eff}$ = Longitud efectiva, (Ft)

$d$ = Diámetro nominal, (in)

Para Vessel el tamaño de la capacidad de un líquido, una parte de la longitud es requerida para la entrada y salida del flujo de distribución en el diverter. La longitud de costura a costura no debe superar los límites:

$$L_{ss} = (4/3)L_{eff} \quad \text{Ec. (9)}$$

Si la longitud efectiva ( $L_{eff}$ ) del líquido es la mayor.

Dónde:

$L_{SS}$ = Longitud entre costuras, (Ft)

$L_{eff}$ = Longitud efectiva, (Ft)<sup>3</sup>.

Relación de Esbeltez:

$$SR = \frac{12 L_{ss}}{d} \quad \text{Ec. (10)}$$

( $3 \leq S_R \leq 4$ ),

## 2.8. DISEÑO DE SEPARADORES VERTICALES DE DOS FASES<sup>11</sup>

Estos requieren un diámetro mínimo que permita que las gotas de líquido se separen en el movimiento vertical del gas. El tiempo necesario de retención de líquido requerido especifica una combinación de diámetro y altura del volumen del líquido. Cualquier diámetro más grande que el mínimo requerido para la capacidad de gas puede escogerse.

Capacidad de gas:

$$d^2 = 5,040 \left[ \frac{TZQ_g}{P} \right] \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad \text{Ec. (11)}$$

Dónde:

$d$ = Diámetro mínimo nominal, (Ft)

$Q_g$ = Caudal de gas, (MMscf/D)

$\rho_g$ = Densidad del gas, (Lb/Ft<sup>3</sup>)

$\rho_L$ = Densidad del líquido, (Lb/Ft<sup>3</sup>)

$P$ = Presión operativa, (Psi)

---

<sup>3</sup> Arnold, Ken; Stewart, Mauricio. **Surface Production Operations**. Volumen 1, Segunda Edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company.

T= Temperatura operativa, (°R)

Z= Factor de compresibilidad del gas (P,T,X)

C<sub>D</sub>= Coeficiente de asentamiento

d<sub>m</sub>= Diámetro de la partícula para asentar

Capacidad de líquido:

$$d^2 h = \frac{t_r Q_l}{0.12} \quad \text{Ec. (12)}$$

Dónde:

h = Altura del volumen de líquido, (in)

Q<sub>t</sub>= caudal del líquido, (BPD)

T<sub>r</sub>= Tiempo de residencia, (minutos)

d<sup>2</sup>= diámetro nominal, (in)

La longitud total del separador (longitud entre costuras) puede determinarse cuando el diámetro y altura del volumen de líquido son conocidos.

También se puede usar la siguiente aproximación:

$$L_{ss} = \frac{h + 76}{12} \quad (\text{for diameters } \leq 36 \text{ in.})$$

Ec. (13)

$$L_{ss} = \frac{h + d + 40}{12} \quad (\text{for diameters } > 36 \text{ in.})$$

Ec. (14)

Dónde:

$L_{SS}$ = Longitud entre costuras, (Ft)

$h$  = altura del volumen de líquido, (in)

$d$ = diámetro interno nominal, (in)

Relación de Esbeltez:

$$SR = \frac{12 L_{SS}}{d} \quad \text{Ec. (15)}$$

$(3 \leq S_R \leq 4)$ ,

Dónde:

$L_{SS}$ = Longitud entre costuras, (Ft)

$d$ = Diámetro interno nominal, (in)<sup>4</sup>.

## **2.9. SEPARADORES TRIFASICOS-DISEÑO<sup>11</sup>**

Separación de gas.

Los conceptos y ecuaciones usados en la separación de dos fases, son también válidos para tres fases.

### **2.9.1. Asentamiento de agua - aceite.**

El flujo del asentamiento de las gotas de aceite en agua o gotas de agua en aceite, es laminar y está gobernado por la ley de Stokes.

La velocidad terminal de la gota es:

---

<sup>4</sup>Arnold, Ken; Stewart, Mauricio. **Surface Production Operations**. Volumen 1, Segunda Edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company.

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta SG) d_m^2}{\mu} \quad \text{Ec. (16)}$$

Dónde:

$V_t$ = Velocidad (Ft/s)

$\Delta SG$ = Diferencia en gravedad específica relativa al agua entre las fases aceite y agua.

$d_m$ = Tamaño de la gota, (micrones)

$\mu$ = Viscosidad de la fase continua, (Cp)

### **2.9.2. Tamaño de las gotitas de agua en aceite**

Es difícil predecir el tamaño de las gotitas de agua que puede asentarse de la fase de aceite para que coincidan con la mejor definición de “ agua libre). A menos de que se disponga de datos de laboratorio o campo dimensionese en el colchón de aceite en forma tal que puedan depositar gotas de agua de 500 micrones o más. Si este criterio no es aceptado, la emulsión debe ser tratada con otros equipos (tratadores) para dejarles el mínimo de agua aceptada.

### **2.9.3. Tamaño de las gotitas de aceite en agua**

De la ecuación de velocidad terminal se puede ver que la separación de gotitas de aceite del agua es más fácil que la separación de gotitas de agua del aceite. La viscosidad del aceite es generalmente de cinco a veinte veces mayor que la del agua. El propósito primario en la separación de tres fases es preparar el aceite para futuros tratamientos. La experiencia en el campo indican que el aceite contenido en el agua producida de un separador de tres fases diseñado para remover agua del aceite, puede estar entre 100 y 2.000 mg/litro. Esta agua puede

requerir futuro tratamiento en el cual se discute en otra sección. El tamaño de las gotitas de aceite en agua no tiene un criterio significativo.

#### **2.9.4. Tiempo de retención**

Se requiere almacenar una cierta cantidad de aceite en el separador para asegurar que el aceite alcance el equilibrio y el gas sea liberado totalmente. Se requiere un almacenamiento adicional para asegurar que el aceite libre tenga tiempo de coalescer en gotas de tamaño suficiente como para que estas caigan, de acuerdo a la ecuación de asentamiento. Es común emplear un tiempo de retención de tres a treinta minutos dependiendo de los datos de campo o laboratorio. Si esta información no está disponible; un tiempo de retención de aceite de 10 minutos es aconsejable para el diseño.

Similarmente, algún almacenamiento de agua se hace necesario para asegurar que la mayoría de las gotas de aceite grandes que suben por el agua tengan suficiente tiempo de coalescer y se acomoden a la interface aceite- agua. Se requieren tiempos de retención para la fase de agua del rango de tres a treinta minutos, dependiendo de los datos de laboratorio o de campo. Si esta información no está disponible se recomienda un tiempo de retención de agua de 10 minutos es aconsejable para el diseño<sup>5</sup>.

#### **2.10. DISEÑO DE SEPARADORES HORIZONTALES DE TRES FASES<sup>11</sup>**

Para su diseño es necesario especificar el diámetro del separador y la longitud total del separador.

De la capacidad de gas y tiempo de retención se puede establecer ciertas consideraciones de diámetro y longitud. La necesidad de asentar las gotas de agua de 500 a más micrones de la capa de aceite establece un máximo diámetro.

---

<sup>5</sup> Arnold, Ken; Stewart, Mauricio. **Surface Production Operations**. Volumen 1, Segunda Edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company.

Capacidad de gas:

$$dL_{\text{eff}} = 420 \left[ \frac{TZQ_g}{P} \right] \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_d}{d_m} \right]^{1/2} \quad \text{Ec. (17)}$$

Dónde:

$D_i$ = Diámetro interno nominal del separador, (in)

$L_{\text{eff}}$ = Longitud efectiva, (Ft)

$T$ = Temperatura de operación, ( $^{\circ}\text{R}$ )

$P$ = Presión de operación, (Psia)

$Q_g$ = Tasa de flujo del gas, (MMscfd)

$\rho_g$ = Densidad del gas, (Lb/Ft<sup>3</sup>)

$\rho_l$ = Densidad del líquido, (Lb/Ft<sup>3</sup>)

$Z$ = Factor de compresibilidad del gas (P,T,X)

$C_d$ = Coeficiente de asentamiento

$d_m$ = Diámetro de la partícula para asentar

Capacidad del líquido:

$$d^2 L_{\text{eff}} = 1.42 [(Q_w)(t_r)_w + (Q_o)(t_r)_o] \quad \text{Ec. (18)}$$

Dónde:

$d$ = Diámetro interno nominal del separador, (in)

$L_{\text{eff}}$ = Longitud efectiva, (Ft)

$Q_w$ = Caudal de agua, (BWPD)

$Q_o$ = Caudal de aceite, (BOPD)

$t_{r_w}$ = Tiempo de residencia del agua, (minutos)

$t_{r_o}$ = Tiempo de residencia del aceite, (minutos)

Ecuación de asentamiento. Como se requieren asentar gotas de agua de 500 micrones o más de la capa de aceite, se establece un diámetro máximo del separador mediante el siguiente procedimiento:

Calcular  $(h_o)_{\max}$ :

$$(h_o)_{\max} = 320 \frac{(t_r)_o (\Delta SG)}{\mu} \quad \text{Ec. (19)}$$

Dónde:

$(h_o)_{\max}$ = Máximo espesor permitido de la capa de aceite, (in)

$\mu$ = Viscosidad del aceite, (Cp)

$\Delta SG$ = Diferencia de gravedad específica entre el aceite y agua, relativa al agua

$t_{r_o}$ = Tiempo de residencia del aceite, (minutos)

Ecuación de asentamiento (fase continua aceite) para asentar gotas de menos de 500 micrones:

$$h_o = \frac{0.00128 (t_r)_o (\Delta SG) d_m^2}{\mu} \quad \text{Ec. (20)}$$

Dónde:

$h_o$ = Espesor permitido de la capa de aceite, (in)

$\mu$ = Viscosidad del aceite, (Cp)

$\Delta SG$ = Diferencia de gravedad específica entre el aceite y agua, relativa al agua

$t_{r_o}$ = Tiempo de residencia del aceite, (minutos)

$d_m$ = Diámetro de la partícula para asentar

Cuando la fase continua es agua, según Vassel para  $d_m = 200$  micras, se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$(h_w)_{\max} = \frac{(51.2(t_r)_w(\Delta SG))}{\mu_w} \quad \text{Ec. (21)}$$

Dónde:

$h_w$ = Espesor permitido de la capa de agua, (in)

$\mu$ = Viscosidad del aceite, (Cp)

$\Delta SG$ = Diferencia de gravedad específica entre el aceite y agua, relativa al agua

$T_{r_w}$ = Tiempo de residencia del agua, (minutos)

Ecuación de asentamiento (fase continua agua) según la ley de Stokes:

$$h_w = \frac{0.00128 (t_r)_w (\Delta SG) d_m^2}{\mu_w} \quad \text{Ec. (22)}$$

Dónde:

$h_w$ = Espesor permitido de la capa de agua, (in)

$\mu$ = Viscosidad del agua, (Cp)

$\Delta SG$ = Diferencia de gravedad específica entre el aceite y agua, relativa al agua

$t_{r_w}$ = Tiempo de residencia del agua, (minutos)

$d_m$ = Diámetro de la partícula para asentar

Calcular la fracción de área transversal del separador ocupada por la fase de agua.

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{Q_w (t_r)_w}{(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w} \quad \text{Ec. (23)}$$

Dónde:

$(A_w/A)$ = Areas del fluido.

$Q_w$ = Caudal de agua, (BWPD)

$Q_o$ = Caudal de aceite, (BOPD)

$t_{r_w}$ = Tiempo de residencia del agua, (minutos)

$t_{r_o}$ = Tiempo de residencia del aceite, (minutos)

Determinar el coeficiente Z de la gráfica adelante presentada:

$$Z = \frac{h_o}{d_{\max}} \quad \text{Ec. (24)}$$

Dónde:

Z= Factor de compresibilidad del gas

$(h_o)_{\max}$ = Máximo espesor permitido de la capa de aceite, (in)

$d_{\max}$ = Máximo diámetro del separador, (in)

Calcular (d) máx:

$$d_{\max} = \frac{(h_w)_{\max}}{\beta} \quad \text{Ec. (25)}$$

Dónde:

$d_{\text{máx}}$ = Máximo diámetro del separador, (in)

$hw$ = Espesor permitido de la capa de agua, (in)

$\beta$ = Factor de reducción.

Cualquier combinación de  $D_iLeff$  que satisfaga las anteriores ecuaciones cumple con el criterio exigido<sup>6</sup>.

## 2.11. DISEÑO DE SEPARADORES VERTICALES DE TRES FASES<sup>11</sup>

Como en los separadores de dos fases un diámetro mínimo debe ser mantenido para asegurar una adecuada capacidad de gas. Los separadores de tres fases también deben mantener un diámetro mínimo que permita el asentamiento de las gotas de agua de 500 micrones. La altura del separador de tres fases se determina de las consideraciones del tiempo de retención.

Capacidad del gas dada por la fórmula:

$$d^2 = 5,040 \left[ \frac{TZQ_g}{P} \right] \left[ \left( \frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad \text{Ec. (26)}$$

Dónde:

$d$ = Diámetro interno nominal del separador, (in)

$T$ = Temperatura de operación, (°R)

$P$ = Presión de operación, (Psia)

$Z$ = Factor de compresibilidad del gas, (P,T,X)

$Q_g$ = Tasa de flujo del gas, (MMscfd)

---

<sup>6</sup> Arnold, Ken; Stewart, Mauricio. **Surface Production Operations**. Volumen 1, Segunda Edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company.

$\rho_g$ = Densidad del gas, (Lb/Ft<sup>3</sup>)

$\rho_L$ = Densidad del líquido, (Lb/Ft<sup>3</sup>)

$C_D$ = Coeficiente de asentamiento

$d_m$ = Diámetro de la partícula para asentar

Capacidad del líquido:

- Agua se asienta en aceite

$$d^2 = 6690 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta SG)(dm_w)^2} \text{Ec. (27)}$$

Dónde:

$Q_o$ = Caudal de aceite, (BOPD)

$\mu_o$ = Viscosidad del aceite, (Cp)

$\Delta SG$ = Diferencia de gravedad específica entre el aceite y agua, relativa al agua

$dm_w$ = Diámetro de la partícula de agua para asentar

- Aceite se asienta en agua

$$d^2 = 6690 \frac{Q_w \mu_w}{(\Delta SG)(dm_o)^2}$$

Ec. (28)

Dónde:

$Q_w$ = Caudal de agua, (BWPD)

$\mu_w$ = Viscosidad del agua, (Cp)

$\Delta SG$ = Diferencia de gravedad específica entre el aceite y agua, relativa al agua

$dm_o$ = Diámetro de la partícula de aceite para asentar

De los tres diámetros se escoge el mayor y este será el  $d_{m\text{in}}$  interno.

Altura de los fluidos:

$$h_o + h_w = \frac{[(t_r)_o Q_o + (t_r)_w Q_w]}{0.12d^2} \quad \text{Ec. (29)}$$

Dónde:

h<sub>o</sub>= Altura de la capa de aceite, (in)

h<sub>w</sub>= Altura de la salida del agua a la interface, (in)

Q<sub>w</sub>= Caudal de agua, (BWPD)

Q<sub>o</sub>= Caudal de aceite, (BOPD)

t<sub>w</sub>= Tiempo de residencia del agua, (minutos)

t<sub>o</sub>= Tiempo de residencia del aceite, (minutos)

d= Diámetro interno nominal, (in)

Como en el caso de separadores verticales de dos fases, la longitud total del separador (L<sub>ss</sub>) puede ser calculada unas ves se hayan escogido h<sub>o</sub> y h<sub>w</sub>.

$$L_{ss} = \frac{h_o + h_w + 76}{12} \quad (\text{for diameters } \leq 36 \text{ in.}) \quad \text{Ec. (30)}$$

$$L_{ss} = \frac{h_o + h_w + d + 40}{12} \quad (\text{for diameters } > 36 \text{ in.}) \quad \text{Ec. (31)}$$

Dónde:

L<sub>ss</sub>= Longitud entre costuras, (Ft)

h<sub>o</sub>= altura de la capa de aceite, (in)

h<sub>w</sub>= altura de la salida del agua a la interface, (in)

d= diámetro interno nominal, (in)

Cualquier  $D_i$  mayor que el calculado por las ecuaciones de capacidad de gas y asentamiento y que satisfaga las ecuaciones de tiempo de retención es aceptable.

Relación de Esbeltez

$$SR = \frac{12 L_{ss}}{d} \quad \text{Ec. (32)}$$

$$(1.5 \leq S_R \leq 3.0), \quad S_{R\text{máx}} = 4$$

Dónde:

$L_{ss}$ = Longitud entre costuras, (Ft)

$d$ = diámetro externo nominal, (in)<sup>7</sup>.

## 2.12. DISEÑO DE GUN BARREL<sup>1</sup>

Los gun barrel están diseñados para recibir la mezcla de los hidrocarburos cuyas fases han estado emulsionadas y estas han sufrido algún proceso para su separación. Pero los gun barrel también pueden trabajar como tratadores térmicos verticales cuando se les adapta un sistema de calentamiento interno.

Si se utiliza un Gun Barrel como tratador térmico se deben seguir ciertas recomendaciones como: en instalaciones de un pozo, los gun barrel resultan más costosos que los tratadores térmicos. Por lo general los gun barrel son utilizados en sectores grandes y de clima cálido. En zonas de clima frío resulta bastante

---

<sup>7</sup> Arnold, Ken; Stewart, Mauricio. **Surface Production Operations**. Volumen 1, Segunda Edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company.

costoso debido a que se le dificulta conservar una gran cantidad de aceite a temperaturas altas.

A continuación se muestran los cálculos necesarios para la construcción de un gun barrel:

$$d = 81,8 \left[ \frac{F * Q_o * \mu_o}{(\Delta GE)_{w/o} * d_m^2} \right]^{1/2}$$

Ec. (33)

$$d^2 h = \frac{F * (TR)_o * Q_o}{0,12}$$

Ec (34)

Dónde:

d = Diámetro del recipiente, [in]

F = Factor de cortos circuitos (1.053)

Q<sub>o</sub> = Caudal máximo de aceite, [BOPD]

μ<sub>o</sub> = Viscosidad de la fase continua, [Cp]

(ΔGE) w/o = Diferencia de gravedades específicas entre las fases agua y aceite.

$$P_1 = \rho_o h_o + \rho_w h_w$$

Ec. (35)

$$h_o + h_w = 0,9H_L$$

Ec. (36)

$$P_2 = \rho_w h_L$$

Ec. (37)

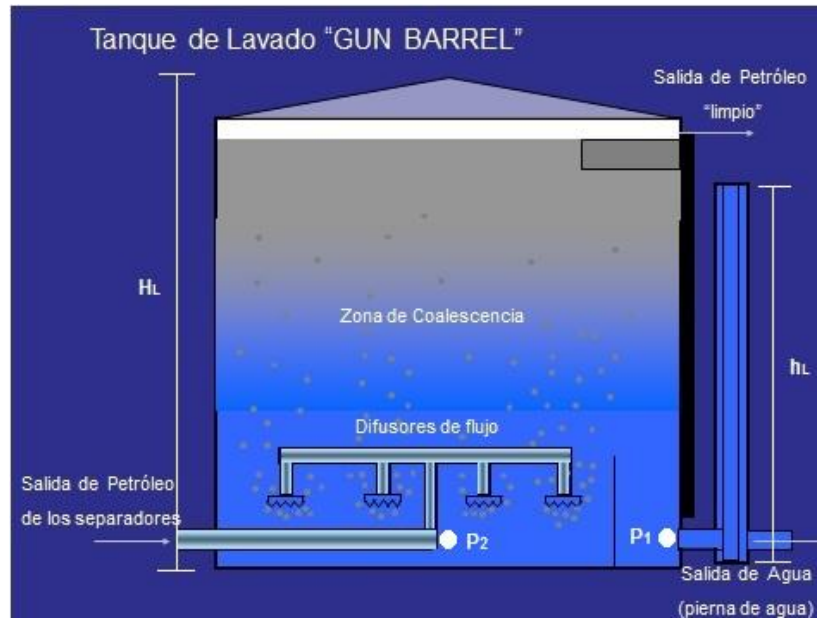
$$P_1 = P_2$$

Ec. (38)

$$\rho_o h_o + \rho_w h_w = \rho_w h_L$$

Ec. (39)

**Figura 14. Gun barrels**



**FUENTE:** Autores

Dónde:

$P_1$  = Presión en el punto 1, [Psia]

$P_2$  = Presión en el punto 2, [Psia]

$\rho_o$  = Densidad del aceite, [Lb/ft<sup>3</sup>]

$\rho_w$  = Densidad del agua, [Lb/ft<sup>3</sup>]

$h_L$  = Altura de la pata de agua, [ft]

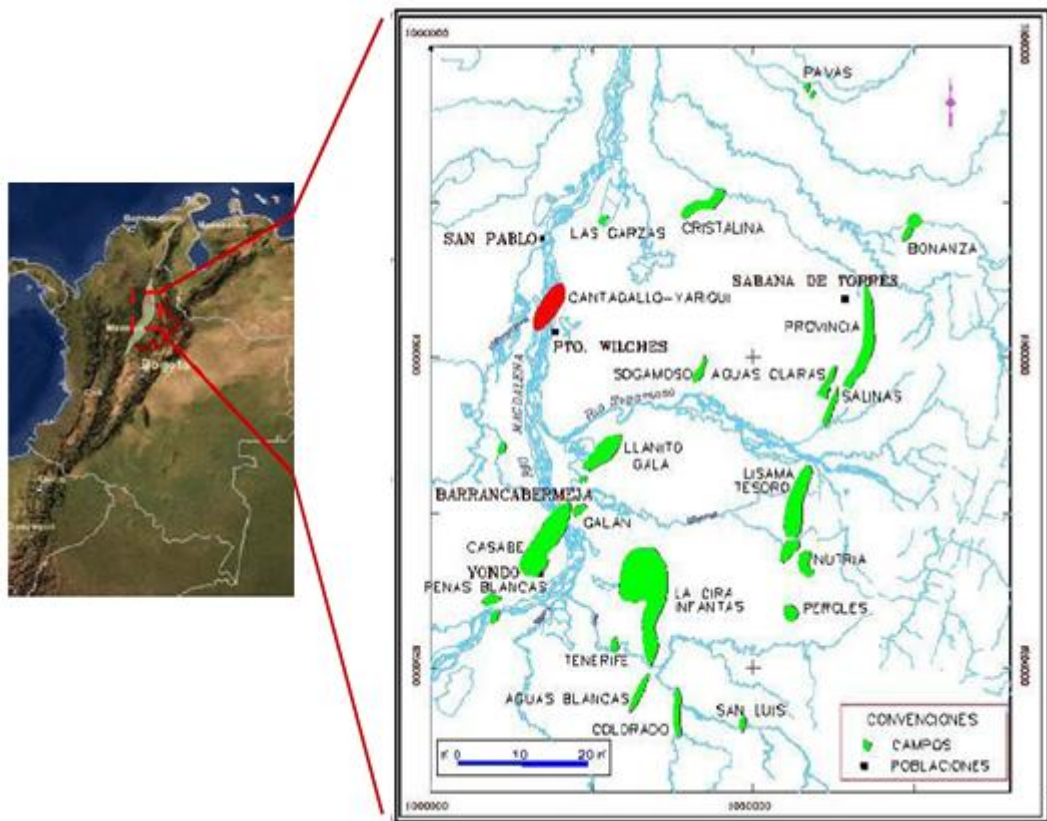
$H_L$  = Altura total del gun barrel, [ft]

### 3. CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO

#### 3.1. LOCALIZACIÓN<sup>12</sup>

El Campo Yarigüi-Cantagallo está localizado en la Cuenca Media del río Magdalena, 290 km al Noroeste de Bogotá y 20 km al Noreste de Barrancabermeja, en los límites entre los departamentos de Santander y Bolívar, a la altura de los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches (figura 15).

**Figura 15. Ubicación geográfica del campo.**



Fuente: Ecopetrol S.A.

La zona industrial del Campo está ubicada en el municipio de Cantagallo al Sur del departamento de Bolívar; el área de influencia son los municipios de Cantagallo, Puerto Wilches y San Pablo.

La principal vía de acceso al Campo es el transporte fluvial sobre el río Magdalena; también se puede acceder vía terrestre a través del municipio de Puerto Wilches al Suroeste del departamento de Santander por medio de dos carreteras, una que lleva a la ciudad de Barrancabermeja y otra que lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

### **3.2. RESEÑA HISTÓRICA<sup>12</sup>**

El Campo Yariguí-Cantagallo hace parte de las antiguas concesiones Cantagallo y San Pablo, otorgadas en 1939 a la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena Medio y en 1953 a la Shell Cóndor, respectivamente.

En la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 1942, la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía Socony Vacuum, perfora dos pozos, Cimitarra 1 (15 de noviembre de 1941) cuyo nombre se cambió posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), el cual alcanzó una profundidad de 1494 ft, encontrando rocas del grupo Girón a 1145 ft con manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria, con lo que se descubrió el yacimiento petrolífero que se denominó Cantagallo, y el Cimitarra 2 (posteriormente cambiado a CG-2) que alcanzó una profundidad de 6170 ft encontrando sedimentos del Cretáceo a 6153 ft; el pozo produjo 286 bls de aceite de 20.1° API del terciario, considerándolo como el descubridor del Campo.

Entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos, luego siguió un receso hasta 1951. De los primeros 12 pozos perforados, solo 5 fueron productores comerciales, uno de estos (CG-4) fue abandonado posteriormente por inundación del río Magdalena;

Los pozos CG-5, CG-7, CG-11 resultaron secos con manifestaciones de gas y aceite; los pozos CG-1, CG-3 y CG-9 fueron perforados en el lado levantado de la falla de Cantagallo y encontraron rocas del grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad, los pozos CG-5 y CG-11 fueron de extensión en el extremo meridional de la concesión.

A mediados del año 1951, la concesión Cantagallo fue adquirida por la Compañía Shell Cóndor, la cual reinició la perforación suspendida en agosto de 1949, y hasta diciembre del mismo año perfora 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-6) fue perforado en el lado levantado de la falla de Cantagallo.

A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado este del Campo Cantagallo. Las perforaciones se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre Cantagallo y Puerto Wilches, como resultado se descubrió el Campo Yariguí el cual resulto en la continuación lateral hacia el este del Campo Cantagallo.

En mayo de 1955 se perfora el pozo CG-20, de avanzada, en el extremo norte de la concesión, quedando en el lado levantado de la Falla Cantagallo. En 1957 se perforan los pozos CG-21 y CG-22 con el fin de reducir espaciamiento.

Entre 1953 y 1962 se perforaron 40 pozos en el Campo Yariguí y 3 en Cantagallo, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o por no ser productores comerciales, los pozos YR-1, YR-2, YR-6, YR-15, YR-32, YR-33, YR-40 y los pozos YR-7, YR-8 y YR-12 se dejaron como pozos de observación de presión del yacimiento. El pozo YR-15 fue reactivado en octubre de 1975.

En diciembre de 1965, la compañía Shell hace un ensayo de inyección de agua en las arenas Cantagallo (CG) a través del pozo YR-8, obteniendo una tasa de

inyección promedio de 7000 BWPD a 3500 psi, sin embargo la prueba no se consideró lo suficientemente concluyente debido a su corta duración.

En junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perfora el pozo YR-41.

El 14 de noviembre de 1975 las concesiones Cantagallo y San Pablo pasaron a administración directa de ECOPETROL (Explotaciones Cóndor) y en el periodo comprendido entre 1976 y 1983 se perforaron 28 pozos en Yariguí (YR-42 a YR-69) y uno en Cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamiento y remplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables.

En 1986 revierte al Estado colombiano la concesión San Pablo y el 14 de diciembre de 1987 revierte la concesión Cantagallo.

En 1995 ECOPETROL S.A. inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al río Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental. La reinyección se inicia en 1995 en las arenas Cantagallo de la formación La Paz a través del pozo YR-8.

En el Campo se perforaron 94 pozos de los cuales 7 (CG-4, CG-8, CG-14, CG-15, YR-1, YR-3, YR-66) penetraron la formación La Luna de la secuencia cretácica, siendo el CG-14 el que más espesor perforo -1500 ft- logrando una producción de 150 bls de 23° API en las pruebas iniciales en el miembro Salada.

La explotación de los yacimientos se llevó a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG" sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas, solamente en aquellos pozos que resultaron no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas "C" y en menor proporción las arenas "B". Posteriormente y debido

básicamente a la declinación de los pozos en arenas “CG”, el 70% de estos se completaron en las arenas “C” y se han producido conjuntamente las dos zonas.

La producción comercial del Campo se inició en 1952 y en 1962 después de una agresiva campaña de perforación alcanzó su pico máximo de producción de 20400 BOPD. En 1999 la producción declino a 5000 BOPD.

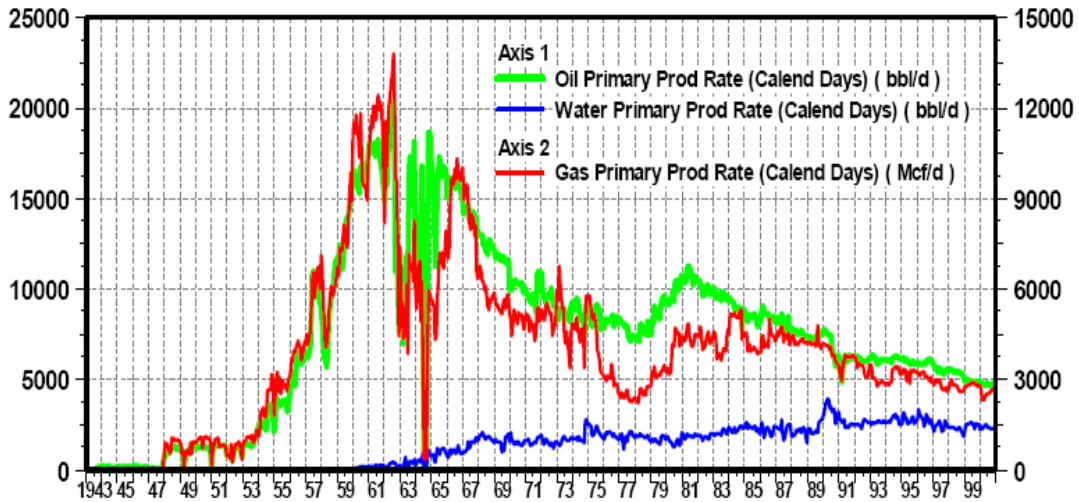
A diciembre de 2004 la producción promedio del Campo era de 9500 BOPD y 3700 KCFD de gas y se había recobrado 160 MBLS de petróleo y 84,5 GCF de gas.

Para el año 2005 se programó la perforación de varios pozos, la instalación de varios sistemas de bombeo electrosumergible y la realización de un piloto de fracturamiento hidráulico en las arenas productoras “B”, “C” y “CG”, incrementando la producción a 12000 BOPD y 4000 KCFD de gas.

Un futuro pero inmediato proyecto de inyección de agua y perforación de pozos infill permitirán incorporar 35 MMBLS de reservas.

Actualmente estos Campos pertenecen a la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM) y a la Superintendencia del Operaciones del Rio (SAR), siendo el Campo Yariguí-Cantagallo el de mayor producción de la zona.

**Figura 16. Curva de producción hasta el año 2000.**



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

### 3.3. GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA<sup>12</sup>

El Campo Yariguí-Cantagallo, presenta una longitud aproximada de 7 km y 2 km de ancho para un área total de 14 km<sup>2</sup>.

En forma general el Campo Yariguí-Cantagallo es una planicie de inundación, con una altitud que varía entre 220 y 230 ft. La región está regada por los ríos Cimitarra y Magdalena, este último formando numerosas islas, playones, ciénagas y pequeños caños. Hacia el sector occidental del Campo existe una serranía con elevaciones entre los 1000 y 3000 ft de altura. El clima predominante en esta región es el tropical húmedo con periodos de intensa lluvia.

#### 3.3.1. Estratigrafía

El Campo Yariguí-Cantagallo está ubicado en el Noroeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan

discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo (Occidente del Campo). La columna estratigráfica perforada por algunos pozos abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno. El Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan sobre el Oligoceno hacia el Occidente del Campo La Cira.

En el Campo son de interés las formaciones La Paz y Mugrosa por cuanto ellas constituyen las principales fuentes de producción de hidrocarburos. La formación La Paz contiene los principales yacimientos productores del Campo, siendo estos las arenas “CG” y “C”; en la formación Mugrosa, donde se encuentran las arenas “B”, solo es productor en algunos sectores del Campo el miembro inferior “B3”.

A continuación se hace una breve descripción de las diferentes unidades, cuya columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se aprecia en la figura 17.

**Figura 17. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.**

PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA
Terciario	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tm)		
	MIOCENO	GRUPO REAL (Trf)		
	OLIGOCENO	FM COLORADO (Toc)	La Cira Shale	
			Arenas A0	
			Arenas A1	
			Arenas A2	
			Arenas A3	
		FM MUDROSA (Tom)	Arenas B0	
			Arenas B1	
Arenas B2				
Arenas B3				
Arenas C				
EOCENO	FORMACION LA PAZ (Tep)	Arenas Cantagallo		
Cretaceo	CAMPANIANO	FORMACION UMBR (Hsu)		
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (HsL)		
	CONIACIANO			
	TURONIANO			
	APTIANO			
	ALBIANO	FORMACION SMM (HsA)		
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (HsT)		
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (HsP)		
	HAUTERIVIANO	FORMACION RODASLANCA (HsR)		
	VALANGINIANO	FORMACION YAMBOR (HsY)		
JURASASICO	FORMACION BIRCH (HsB)			

Fuente: Ecopetrol S.A.

- **Basamento:** aflora en los sectores NW y SW del Campo. Consiste en rocas ígneas Triásicas pertenecientes al Batolito de Anacué, el cual corresponde a un cuerpo de 10 km de ancho con una extensión NS desconocida. Formado por rocas plutónicas de composición variable desde tonalitas t granodioritas,

grano grueso y color gris, volviéndose localmente rocas monzoníticas hasta graníticas de color rojizo, causados por la abundancia de fenocristales de ortoclasa. Se supone que este cuerpo es un satélite de Batolito de Antioquia. Rocas del basamento se han reconocido en los pozos perforados en el lado levantado de la falla Cantagallo (Noroeste del Campo), mostrando gran cantidad de fracturas, las cuales en algunos casos, como en el pozo CG-9, presentan manifestación de aceite.

- **Jurásico:** representado en el área por las rocas sedimentarias de la Formación Girón compuestas principalmente por intercalaciones de areniscas y lodolitas rojizas. Con base en información recopilada durante la perforación de los pozos ubicados en el lado levantado de la Falla Cantagallo, se concluye que los sedimentos terciarios descansan discordantemente sobre esta unidad aproximadamente a 1145 ft de profundidad.
- **Cretácico:** en el Campo solo se han perforado las Formaciones La Luna y Umir correspondientes al Cretácico Superior.
  - **Formación La Luna:** está dividida en tres miembros, Salada (lutitas margosas negras), Pujama (casi en su totalidad compuesta de arcillolitas ligeramente calcáreas) y Galembó (calizas separadas entre sí por capas delgadas de arcillolitas y lutitas negras). Ha sido reportada en la perforación de los pozos CG-4, CG-8, CG-14, YR-1, YR-3, YR-58 y YR-66; el máximo espesor perforado es de 1500 ft en el pozo CG-14. La mayor importancia de esta unidad radica en la generación de hidrocarburos.
  - **Formación Umir:** consta principalmente de arcillolitas negras carbonáceas y laminadas superpuestas por más o menos 500 ft de arcillolitas blancas y de color gris azul oscuro. Esta formación marca el

cambio en las condiciones de sedimentación marina a continental y ha sido reconocida en la perforación de varios pozos.

- **Terciario:** es principalmente de dominio continental con procesos fluviales que dan origen a litologías variables y espesores cambiantes. Son de interés las Formaciones La Paz y Mugrosa por su potencial de almacenamiento de hidrocarburos y porque constituyen la fuente principal de aceite en el Campo.
- **Formación La Paz:** contiene las principales arenas productoras del Campo. Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados “Arenas Cantagallo” y “Arenas C”.

**Arenas “C”:** constituyen el miembro superior de la Formación La Paz. Litológicamente no se diferencian de las arenas “Cantagallo” y se consideran como el segundo objetivo de producción del Campo Yariguí-Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 ft. Estratigráficamente se ubican entre las arenas “Cantagallo” en la base y las arenas “B” de la Formación Mugrosa en el techo. Su contacto con las arenas “Cantagallo” es concordante mientras que con las arenas “B” es discordante, dado por la ausencia de sedimentos de la Formación Esmeraldas que se conoce en otros sectores del Valle Medio del Magdalena.

**Arenas “Cantagallo”:** principal horizonte productor constituido por areniscas grauváticas, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. En general denotan una gran variación en su composición y en su granulometría, tanto en sentido lateral como en sentido vertical. El máximo espesor es de aproximadamente 2000 ft. Su contacto inferior con la Formación Umir y/o La Luna se caracteriza por una discordancia

regional bien marcada, que evidencia la ausencia de sedimentos de la Formación Lisama. Su contacto con las suprayacentes arenas "C" es concordante y está dado por un incremento en los valores de las curvas de resistividad.

- **Formación Mugrosa:** litológicamente esta formación presenta hacia la parte inferior areniscas de grano fino a medio, de color gris a verde grisáceo con intercalaciones de shale gris y azul. Hacia la parte media predomina el shale varicoloreado de grano fino a grueso localmente guijarrosas de color gris. Hacia el tope la secuencia se hace predominantemente arcillosa. Con base en sus propiedades eléctricas, operacionalmente se ha subdividido en tres miembros informales denominados de base a techo arenas "B2 + B3" (miembro basal) consideradas como el tercer objetivo de producción, arenas "B1 + B0" (miembro intermedio) y la parte inferior de las arenas "A+ B" (horizonte fosilífero de Mugrosa).
- **Formación Colorado:** constituida por shale gris claro compacto y masivo con intercalaciones de arenisca de grano fino a grueso, blanca y con estratificación cruzada. Comprende la parte superior de la zona "A" + "B", y por la denominada unidad "Arenas "A" y el horizonte de la Cira Shale que es el nombre formal para el miembro superior de la Formación Colorado. Este último miembro en todo el sector del Valle Medio del Magdalena constituye un marcador eléctrico importante. Su contacto infradyacente es concordante con la Formación Mugrosa.
- **Formación Real:** litológicamente conformada por areniscas cuarzosas de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeada, con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojizo y violeta,

parcialmente limosa; existen pequeños lentes de carbón lignítico y tiene aproximadamente 2600 ft de espesor.

### **3.3.2. Estructura del yacimiento.**

El Campo Yariguí-Cantagallo está formado por una estructura monoclinal limitada al norte por la Falla Cantagallo, al sur por la Falla Caño Patico y hacia el este (parte baja de la estructura) por el contacto agua-aceite. Esta estructura se va hundiendo a medida que se avanza hacia el noreste a lo largo de la Falla Cantagallo.

Existen otras fallas transversales que dividen el monoclinal en varios bloques que se pueden considerar como unidades independientes en el análisis del yacimiento.

Los estratos o sedimentos localizados cerca a la Falla Cantagallo presentan alto grado de buzamiento del orden de 50° grados. El grado de buzamiento disminuye a medida que se aleja de la Falla Cantagallo en sentido W-E, con fuertes flexiones de los estratos hacia la parte central del monoclinal y finalmente experimentan un aplanamiento en la parte baja de la estructura, cercana al contacto agua-aceite en donde el buzamiento llega a menos de 5°.

En la parte alta de la estructura en donde los estratos presentan los mayores espesores petrolíferos, la producción de los pozos localizados en esta zona no es la mejor por la baja permeabilidad debido a la mayor compactación de los estratos, por las altas relaciones gas-aceite y por la poca extensión de las arenas.

En la parte central del monoclinal, los espesores petrolíferos disminuyen considerablemente (40%), pero es allí donde el yacimiento presenta las mejores condiciones físicas de porosidad y permeabilidad, posiblemente porque hacia esta parte se formaron los principales canales de sedimentación.

**Tabla 2. Litología del Campo Cantagallo.**

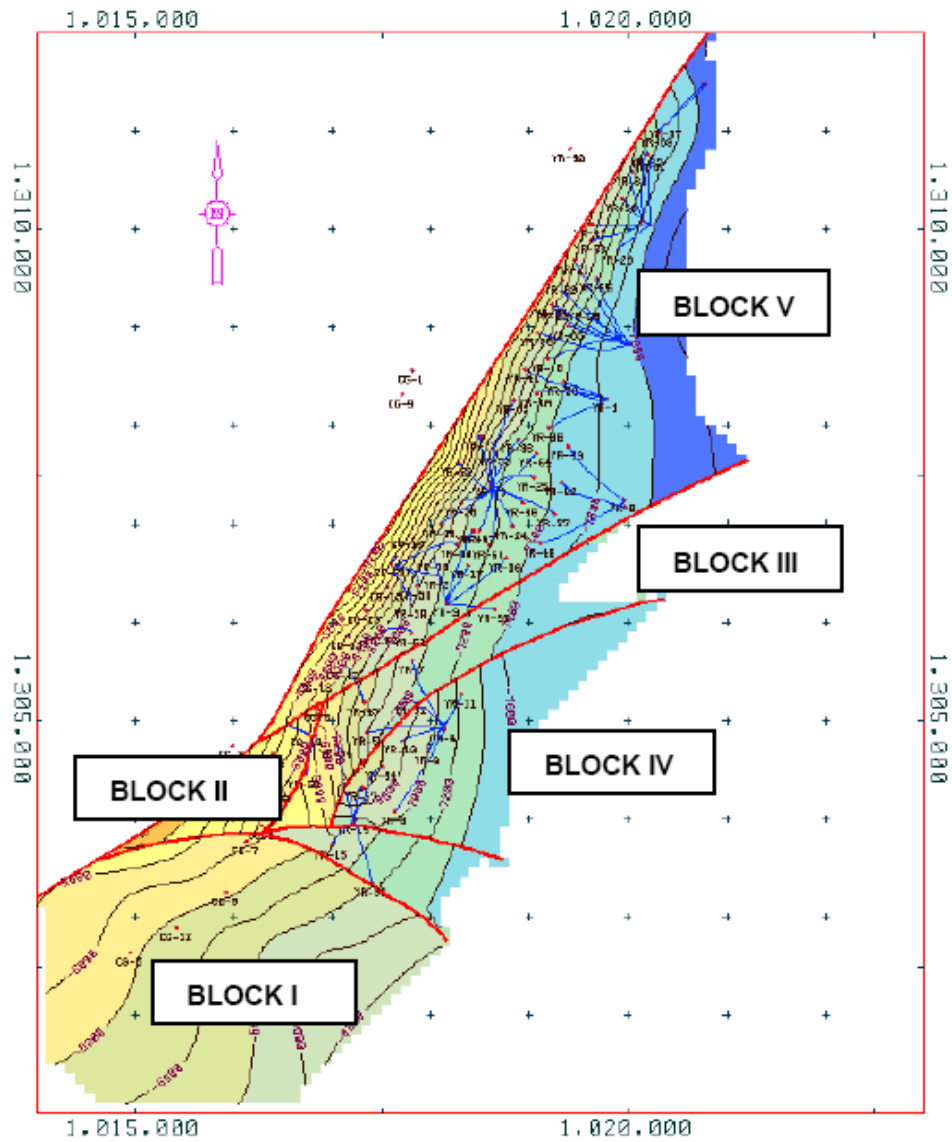
<b>zFormaciones campo Yariguí-Cantagallo</b>	<b>División</b>	<b>Tiempo geológico</b>
Basamento	Basamento Ígneo	Pre-Cretáceo
	Formación Girón	
Formación La Luna	Miembro Salada	Cretáceo
	Miembro Pujama	
	Miembro Galembo	
Formación Umir	Formación Umir	Cretáceo
Formación La Paz	Arenas Cantagallo	Eoceno
	Arenas C	
Formación Mugrosa	Arenas B2 + B3	Oligoceno
	Arenas B1 + B0	
	Zonas A + B	
Formación Colorado	Arenas A	Oligoceno
	La Cira Shale	Mioceno
Formación Real	Formación Real	Mioceno

La principal acumulación de petróleo se originó en la parte inferior del Terciario (Formación La Paz), aunque algunas secciones de arenas superiores son petrolíferas en las zonas “C” y “B” pero de ocurrencia muy irregular en el Campo.

La Falla Cantagallo es sin duda el rasgo estructural más importante del Campo y pone en contacto sedimentos del Triásico-Jurásico (Formación Girón) con sedimentos del Cretáceo y del Terciario. Esta falla tiene un rumbo aproximado de N 33° E con su bloque oriental hundido y su bloque occidental levantado, y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla, se considera de tipo normal con un buzamiento casi vertical que oscila entre 82° a 85° con respecto a la horizontal, y presenta desplazamientos variables de hasta 700 ft, que en parte son debidos a un movimiento de rumbo. En cuanto su edad, puede asignársele un lapso de tiempo entre el Jurásico y el Cretáceo, con reactivaciones en su desplazamiento vertical en el Terciario y especialmente con mayor actividad en el Eoceno superior (ausencia de la Formación Esmeraldas) y el Mioceno. Esta Falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y es la causante principal de su entrapamiento.

Otro de los sistemas de fallas más importantes del Campo es el sistema de Fallas de Caño Patico que se encuentra en la parte más meridional del Campo y además sirve de límite sur. Lleva una dirección SE-E-NE, presentando el bloque norte levantado y el bloque sur hundido. Es de tipo normal con desplazamientos verticales de aproximadamente 200 ft. Este sistema se desprende de la Falla Cantagallo y se le asigna su origen en el Mioceno Medio Superior, puesto que alcanza a afectar la parte basal de las arenas “A” de la Formación Colorado.

**Figura 18. Mapa estructural al tope de las arenas Cantagallo.**



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

### **3.4. ASPECTOS PETROFÍSICOS<sup>12</sup>**

El yacimiento de las arenas “Cantagallo” estuvo inicialmente subsaturado a una presión de 3250 psi, con una relación gas-aceite inicial de 310 scf/stb, una gravedad promedio de 20° API y una viscosidad de 30 cp a condiciones de yacimiento. La presión en el punto de burbuja se estableció aproximadamente a 2970 psi.

#### **3.4.1. Litología**

Los horizontes productores de hidrocarburos en el Campo Yariguí-Cantagallo (arenas “Cantagallo”, “C” y “B2 + B3”) presentan características litológicas muy similares. En general están constituidas por areniscas poco consolidadas con un contenido variable de material arcilloso y/o limoso localmente calcáreo; su tamaño de grano varía de fino a grueso, ocasionalmente algo conglomeráticas.

#### **3.4.2. Porosidad**

A partir de corazones, el valor promedio de la porosidad de arenas “C” es de 17% y para las arenas “Cantagallo” es de 21.5%. Por registros eléctricos las arenas “C” difieren en su porosidad muy poco de las arenas “Cantagallo” con un valor promedio de 24%.

La porosidad horizontal varía considerablemente de la porosidad vertical en las arenas “C” y “Cantagallo”.

#### **3.4.3. Permeabilidad**

Los valores de permeabilidad obtenidos de corazones de algunos pozos normalmente varían de una localidad a otra, tanto en lo vertical como en lo horizontal. Dichas variaciones quizá obedezcan a factores cambiantes y de

sedimentación en los horizontes productores, los cuales influyen directamente en la forma, tamaño, redondez y distribución de las arenas. Las permeabilidades bajas se deben al tamaño pequeño de los granos, a la forma como se acomodan los granos y a la presencia de poros pequeños.

#### **3.4.4. Fluidos de formación**

- **Aceite:** la gravedad del crudo presenta pequeñas variaciones que oscilan desde 19 a 20.9° API a una temperatura de 60° F.

La viscosidad varía de 90 a 200 centistokes a temperaturas de 160° F y 130° F respectivamente.

- **Agua de Formación:** la salinidad de las aguas de formación para las arenas “Cantagallo” determinadas por la Compañía Shell Cóndor, a partir de varias muestras, oscilan de 40000 a 50000 ppm.

La resistividad promedio del agua de formación oscila de 0.1 a 0.18  $\Omega\text{m}^2/\text{m}$ .

- **Gas:** de análisis cromatográficos realizados al gas del Campo, en las diferentes estaciones resulto la composición en un 93.46% metano, 2.2% etano y el resto una mezcla de C3+.

El gas posee una viscosidad de 0.014 cp a 100° F y 1 atm, una gravedad específica de 0.6019 a 60°/60°, u peso molecular de 17.61 lb/mol, y un gpm de 0.807.

### **3.5. HISTORIA DE PRODUCCIÓN<sup>12</sup>**

El desarrollo del Campo comprende tres periodos: el primero desde cuando se inició la explotación en 1943 hasta cuando se suspendió la perforación en 1951 bajo la administración de la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, el

segundo desde 1951 cuando la concesión Cantagallo fue adquirida por la Compañía Shell Cóndor hasta 1974 y la tercera desde 1974 en adelante cuando las concesiones Cantagallo y San Pablo pasaron a administración de Ecopetrol mediante la creación de la Compañía Explotaciones Cóndor S.A. y se inició un programa de reducción de espaciamiento y reemplazo de pozos viejos con daños mecánicos irreparables.

El mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de los bloques en los que está dividido el Campo. Los estudios realizados hasta la fecha y el comportamiento de producción indican la presencia de un empuje de agua bastante activo en el Bloque IV y en la parte norte del Bloque V. La liberación de gas en solución es el mecanismo predominante en los demás Bloques.

Los pozos produjeron inicialmente por flujo natural por un periodo relativamente corto debido a la baja relación gas-aceite y en general al escaso empuje hidráulico por lo que fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como gas lift, bombeo mecánico y bombeo hidráulico. Actualmente los sistemas de producción en el Campo son bombeo mecánico y bombeo electrosumergible (BES).

Actualmente hay 87 pozos productores activos con una producción promedio de 13800 BOPD de 20° API.

### **3.6. INFRAESTRUCTURA DE RECOLECCIÓN<sup>12</sup>**

La Coordinación de Producción Cantagallo cuenta con cinco estaciones de recolección las cuales corresponden a: Estación Auxiliar, Estación Isla IV, Estación Cristalinas, Estación Garzas y Estación Sogamoso.

Con excepción del crudo del Campo Sogamoso el cual es transportado directamente a la Estación Galán en Barrancabermeja, el crudo recolectado en las

estaciones es transportado a través de oleoductos y cruces subfluviales hasta la Planta Deshidratadora localizada en el sector oriental del Campo. La Planta cuenta con cinco tanques de proceso, tres calentadores y dos tratadores térmicos.

El crudo fiscalizado es almacenado en tres tanques (dos con capacidad de 40000 bls y uno con capacidad de 20000 bls) de donde es bombeado hacia la Estación Ayacucho ubicada en el municipio de La Gloria en el departamento del Cesar, o hacia la refinería de Barrancabermeja.

Las estaciones de Cristalinas y Garzas recogen la producción de los pozos CR-04 y GZ-01 respectivamente, por medio de un separador bifásico que separa el gas en solución, el crudo va a un tanque de almacenamiento de donde es tomado por una bomba para ser enviado a la Planta de tratamiento de crudo.

### **3.6.1. Estación Auxiliar**

Ubicada en el sector Suroriental del Campo, recibe la producción de 37 pozos. Tiene una capacidad de almacenamiento de líquido de 12600 bls, distribuidos en tres tanques soldados de techo cónico de 3000 bls y un tanque de 3600 bls.

El envío de crudo desde la estación hacia la Planta Deshidratadora se realiza con una de las bombas disponibles para realizar este servicio, cada una con capacidad de bombeo de 260 bph y presión de operación de 400 psi. El bombeo se lleva a cabo en forma discontinua para evacuar la producción diaria recolectada en la Estación.

### **3.6.2. Estación Isla IV**

Recibe la producción de 25 pozos del Campo Yariguí ubicados en las Islas II, III y IV.

Tiene una capacidad de almacenamiento de 14300 bls, distribuidos en dos tanques soldados de techo cónico, uno con capacidad de 10000 bls y el otro con capacidad de 4300 bls. La producción de líquido se despacha hacia la Planta Deshidratadora de forma discontinua con una de las bombas disponibles para tal fin, cada una con capacidad de 260 bph y presión de operación de 250 psi.

El despacho de la producción de las estaciones Auxiliar e Isla IV hacia la Planta Deshidratadora se realiza de forma alternada para evitar sobrepresionar el oleoducto.

De esta estación se hablará con más detalle en el capítulo 3.

### **3.6.3. Estación Isla VI**

La estación cuenta con 31 pozos distribuidos entre las estaciones isla IA, V, VI y VIII y algunos pozos del sector de garzas y cristalina.

La estación isla VI corresponde a una de las tres baterías existentes en el campo encargadas de recolectar, separar, tratar el crudo y el gas provenientes de las estación auxiliar, isla IV y la producción de la misma isla VI.

Esta estación se zonifica en dos áreas. Un sector realiza el proceso de separación y el otro sector realiza el tratamiento a los fluidos producidos en todo el campo.

La Estación Isla VI (zona de separación) transfiere los líquidos (crudo/agua) a la planta deshidratadora mediante la presión que tienen a la salida del separador bifásico. El gas que sale del separador bifásico pasa a un depurador de gas y de este va al gasoducto de 6" entre esta estación y la estación compresora de gas.

Una parte del gas producido en esta Estación es utilizado como combustible de los calentadores de crudo y tratadores térmicos electrostático (TTE) de la planta deshidratadora y de los motores de algunas bombas de la estación de bombeo.

#### **3.6.4. Planta Deshidratadora**

En la misma área de recolección de Isla VI se encuentra ubicada la Planta de tratamiento de crudo, cuyo objetivo es procesar la mezcla de crudos de los Campo Yariguí y Cantagallo para obtener las especificaciones de calidad en cuanto al contenido de BSW y sal. Una vez tratado el crudo, se cuantifica la producción neta y se transporta hacia la Estación Ayacucho o hacia la refinería de Barrancabermeja.

La Planta de tratamiento de crudo está conformada por cinco tanques de proceso y tres tanques de fiscalización.

#### **3.6.5. Planta Compresora**

Se encarga de comprimir el gas proveniente de los Campos Yariguí-Cantagallo para enviarlo a la Planta turbo expander en la refinería de Barrancabermeja.

El gas libre que se produce a través de los anulares de los pozos con bombeo mecánico o bombeo electrosumergible, es conducido a unos colectores de donde pasa a un depurador para luego conectarse con los gasoductos troncales y ser conducido, junto con el gas disuelto, a la Planta Compresora.

El gas en solución es recolectado en las estaciones a una presión promedio de 30 psi, la cual es suficiente para que llegue hasta la Planta Compresora.

La Planta tiene una capacidad de compresión de 7.2 Mscfd. El gas comprimido en la Planta también alimenta las redes de gas domiciliario del Municipio de Puerto Wilches y los corregimientos de Puente Sogamoso, El Pedral y Kilómetro Ocho.

### **3.6.6. Estación de bombeo**

Para la operación del bombeo de crudo fiscalizado, se dispone en el Campo Yariguí-Cantagallo de una estación de bombeo la cual tiene una capacidad de despacho de 43200 bpd, por medio de cuatro bombas quintuples, las cuales manejan un volumen de 459 bph cada una, con una presión de operación de 1250 psi y una temperatura de operación de 110° F, accionadas por motores Caterpillar a diesel y gas, con 600 HP de potencia cada uno.

Por el almacenamiento de crudo fiscalizado se dispone de tres tanques soldados de techo cónico, dos de ellos con capacidad de almacenamiento de 400000 bls cada uno y uno con capacidad de 20000 bls. Dichos tanques no poseen instrumentación, su drenaje se hace manual y su fiscalización se hace por medio de cinta métrica.

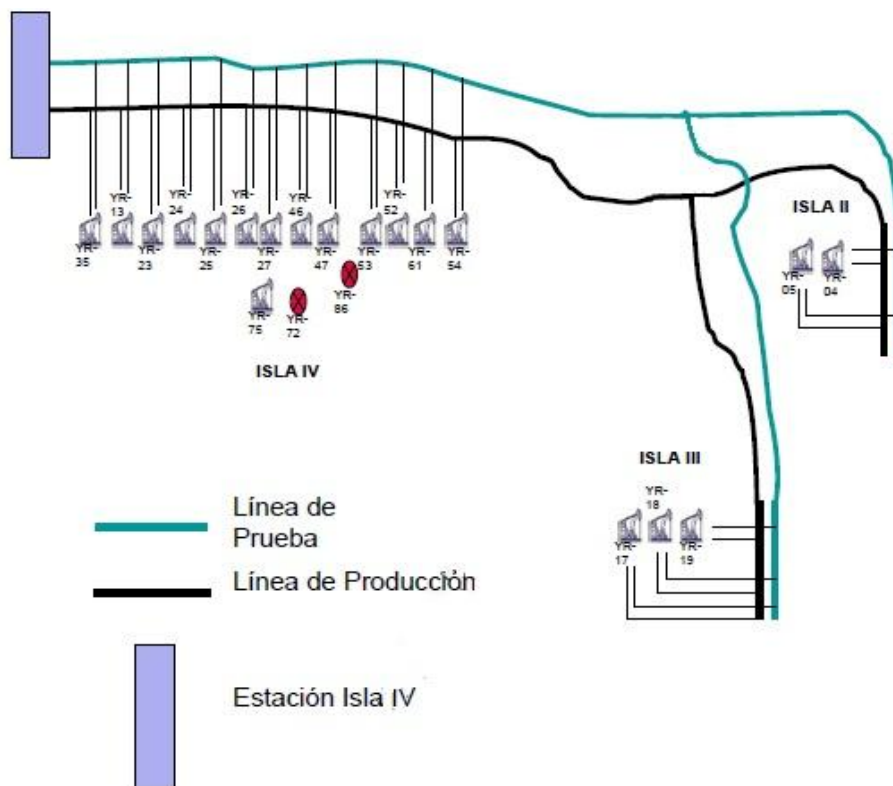
### **3.7. ESPECIFICACIONE DE LA ESTACIÓN DE RECOLECCION ISLA IV<sup>13</sup>**

El sistema de recolección de crudo para la estación está conformado por 21 pozos, los cuales están distribuidos en tres islas. En la isla II se encuentran ubicados los pozos YR-04 y YR-05 cuya producción es dirigida hacia la estación isla IV. De igual forma, en la isla III se encuentran los pozos YR-17, YR-18 y YR-19 cuya producción llega en forma directa a la estación o a través de una bomba de trasiego ubicada en ésta misma isla. En la isla IV se encuentran ubicados los pozos YR-35, YR-13, YR-23, YR-24, YR-25, YR-26, YR-27, YR-46, YR-47, YR-52, YR-53, YR-54, YR-61, YR-72, YR-75 y YR-86 .

La producción de cada uno de los pozos tiene dos formas de llegar a la estación, por una línea de prueba y una línea general.

En la isla II y en la isla III existe una serpentina que tiene como función básica la recolección de la producción de los pozos que llegan directamente a ellas, para luego enviar está a través de una línea general o una de prueba a la estación. La línea general de la isla III se une a la línea general de isla II, a ésta misma línea ingresa el crudo de los pozos de isla IV, para posteriormente llegar a la estación. Igualmente ocurre con la línea de prueba.

**Figura 19. Esquema general del sistema de recolección isla IV.**

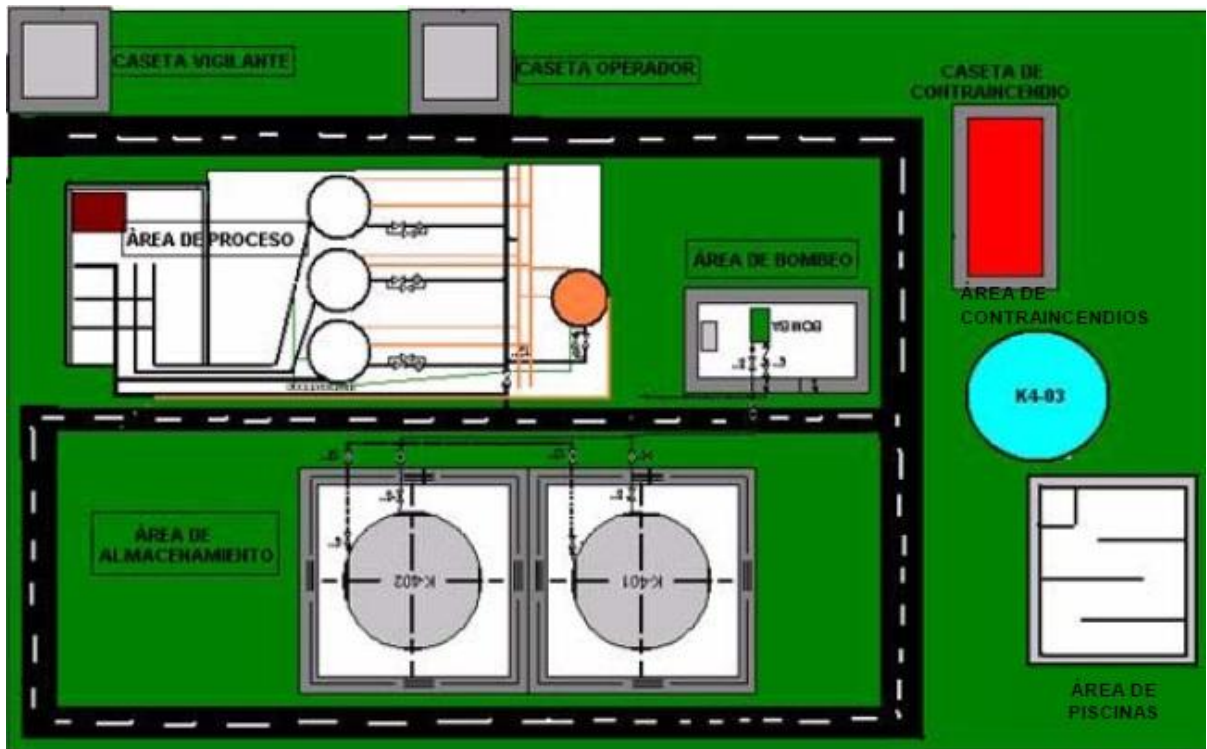


**Fuente:** Ecopetrol S.A

### 3.7.1. DESCRIPCION DE LA ESTACION

La estación de recolección de crudo Isla IV, se extiende en un área aproximada de 8.000 mts<sup>2</sup>, y en su interior se encuentran distribuidas las diferentes áreas de proceso e instalaciones físicas, tales como el área de proceso, el área de almacenamiento, área de bombeo, el área de piscina, área de contraincendios, área de caseta principal-vigilancia, el área de empradización y carreteable. Dichas áreas con su respectiva ubicación se pueden observar en la figura 20.

**Figura 20. Diagrama de la Estación Isla IV.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

### 3.7.1.1. AREA DE PROCESO GENERAL

Es el área en la cual se lleva a cabo el proceso de separación de fluido (aceite+agua) y consta de los equipos referenciados en la figura 21.

**Figura 21. Área de proceso general.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

Las áreas y componentes que integran la estación se encuentran descritas específicamente a continuación.

- Tres (3) separadores verticales bifásicos (líquido-gas) de color blanco, Dos (2) de los cuales son separadores de prueba (SE-401/SE-402), y uno (1) es

separador de general (SE-403), mediante las cuales se puede medir la cantidad de gas y crudo producido.

- Un (1) depurador de gas de color naranja (D-401), en donde se recibe el gas producido en los separadores, para ser enviado a la Planta Compresora Yariguí ubicada en el área de Puerto Wilches.
- Un (1) BullDrum para almacenamiento de químico rompedor de emulsiones.
- Una (1) bomba para químico, la cual se usada para inyectar el químico rompedor de emulsión al crudo en el área del manifold general.
- Un sumidero con una rejilla de aguas aceitosas que recibe los drenajes de la trampa del manifold general, separadores y contrapozos de la isla 4.

### **3.7.2. Área de Almacenamiento**

Área identificada por dos (2) diques, con piso en emulsión asfáltica para los tanques de almacenamiento y los equipos que integran esta área son:

- Un (1) tanque circular de techo cónico fijo (K-401), con capacidad de almacenamiento de 10.000 barriles.
- Un (1) tanque circular de techo cónico fijo (K-402), con capacidad de almacenamiento de 4.300 barriles.

**Figura 22. Tanques de Almacenamiento k 4-01 y k 4-02.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

### **3.7.3. Área de Bombeo**

La caseta de bombas consta de un sistema principal eléctrico y uno auxiliar con un motor a gas y bomba.

**Figura 23. Área de Bombeo.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

### 3.7.4. Área de Piscina

Esta área es utilizada para la recolección de las aguas lluvias y aguas aceitosas provenientes del proceso de separación y del proceso de extracción de la Isla IV.

**Figura 24. Área de Piscina.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

Los equipos e instalaciones que hacen parte de esta área son los siguientes:

- Un sumidero de aguas aceitosas que recibe los drenajes de la trampa del manifold general, caseta de bombas, separadores y contrapozos de la Isla 4, en el cual se recupera éste crudo para posteriormente bombearlo a los tanques de la estación.

- Bomba centrífuga vertical (P-402) de 60 GPM a través de la cual se bombea a los tanques de almacenamiento. Este cárcamo utiliza la Ley de Stokes para realizar la separación agua-cruo.
- Una (1) piscina de aguas lluvias con capacidad de 9.340 barriles

### 3.7.5. Área de Contraincendios

Esta zona se localiza en la parte posterior de la estación al lado del área de piscina y su función corresponde controlar situaciones de emergencia a través del bombeo de agua con hidrantes y espuma especial.

**Figura 25. Área de Contraincendios.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

### **3.7.6. Área de Caseta Principal y Vigilancia**

Para el uso del vigilante y del operador de la estación, quien es el encargado de realizar las diferentes actividades inherentes a la misma como la puesta en prueba de los pozos, medición de tanques, bombeo de crudo, toma de variables del proceso y elaboración de permisos de trabajo.

### **3.7.7. Área de Empradización**

Zona cubierta con prado, con espesor aproximado de 10 centímetros. Esta área cubre aproximadamente un 50% de la estación.

### **3.7.8. Área Carreteable**

Área distinguida por vías en asfalto dentro de la estación y recorren la misma por las diferentes áreas.

## **3.8. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO EN LA ESTACIÓN<sup>13</sup>**

La estación es básicamente una unidad de recolección, almacenamiento y bombeo de crudo. El proceso general, consiste en el recibo de crudo de 21 pozos del campo Yariguí, medición y separación de las fases líquida y gas, por medios mecánicos y químicos, almacenamiento y envío de crudo a la planta deshidratadora Isla VI, donde se procesa hasta cumplir con las mínimas condiciones de salinidad y BSW exigidas por el Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB) para ser recibido por éste. El gas se envía a la Planta Compresora Yariguí, de donde se envía al Complejo Industrial Barrancabermeja a través de una línea de 4" y se le suministra gas al Municipio de Puerto Wilches, y a los corregimientos Sogamoso y kilómetro 8 del mismo municipio.

El proceso productivo de la estación como tal está desarrollado por tres (3) sistemas, los cuales se encuentran clasificados de acuerdo a la función que cada uno de ellos lleva a cabo dentro del proceso.

Dichos sistemas son:

- Sistema de Proceso Principal
  
- Sistema de Servicios Auxiliares
  
- Sistema de Servicios Industriales

### **3.8.1. SISTEMA DE PROCESO PRINCIPAL**

Es el sistema en el que se describe todo el proceso seguido por el crudo, desde su entrada hasta la salida de la estación, este básicamente se desarrolla en las áreas de proceso, almacenamiento y bombeo.

El sistema de proceso principal, para la estación se lleva a cabo en los siguientes equipos y/o sistemas:

#### **3.8.1.1. Múltiple General**

Cabezal de recolección de crudo, que recibe tres líneas. Una es el colector general de varios en 8" y otra corresponde a la línea general de prueba de 4", por ambas ingresa el crudo proveniente de las islas II, III y IV que pertenecen a la estación. La tercera línea de 4" esta deshabilitada.

**Figura 26. Múltiple General Estación Isla IV.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

Las líneas mediante un juego de válvulas se comunican con tres colectores, uno de 8" y dos colectores de 4" cada uno. El juego de válvulas en el múltiple permite enviar todo el fluido al separador de varios (SE-402) a través de una línea de 6" o si algún pozo está en prueba, se puede direccionar a uno de los separadores de prueba (SE-401, 403) a través de una línea de 6" o 4.

La producción proveniente de las islas I,II y IV se envía al separador de varios o por "by-pass" al múltiple de prueba cuando se requiere medir la producción. El "by-pass" también le permite enviar directamente la producción a los tanques de almacenamiento a través de una línea de 6" dado el caso de que los separadores se encuentren en mantenimiento o fuera de servicio.

### 3.8.1.2. Separador General de Producción

Es un recipiente cilíndrico, vertical que cumple la función de separación bifásica, es decir, permite la separación de las fases agua-aceite y gas mediante la utilización de medios mecánicos. Internamente el separador se encuentra constituido por dos cámaras principales: la primera conforma la sección bifásica y la segunda la sección de almacenamiento de crudo.

El crudo proveniente del múltiple general entra por la parte media del separador mediante un tubo en forma de “T” produciéndose una separación inmediata de fases por pérdida de energía cinética, al chocar con las paredes del separador. El gas generado pasa a través de un eliminador de neblina localizado en la parte superior de la cámara de almacenamiento y de allí al depurador de gas a través de un colector a presión constante.

**Figura 27. Separador General de Producción.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

La fase líquida se precipita al fondo de la cámara bifásica, de allí el fluido pasa al colector de llenado de tanques. En el separador general se pueden distinguir las siguientes entradas:

- Una (1) entrada de crudo ubicada en la parte lateral superior del cilindro en tubería de 6", la cual recoge el crudo del múltiple general.

Para la salida del líquido (crudo y agua) y el gas, se tienen las siguientes líneas:

- La salida de líquido en línea de 6", y se tiene una válvula de globo (LV), la cual se opera neumáticamente, por la acción de un control automático tipo desplazador, acoplado externamente al separador en la cámara de aceite. También se utiliza un "by-pass" de 2" en caso que la válvula este por fuera de servicio. Este líquido se une al colector que recoge, tanto el proveniente de los separadores de prueba, como el crudo recuperado en el API, para ser transportado a los tanques de almacenamiento.
- Un (1) drenaje de emergencia en línea de 2-7/8", que pasa a 2" para salir finalmente a un colector de aguas aceitosas con destino al separador carcomo de aguas aceitosas en el área de la piscina. Este drenaje funciona cuando se presente un alto nivel en el separador.
- La salida de gas, se identifica por una línea de 4", en la que se encuentra instalada, antes de entrar al depurador.
- Un (1) sistema con válvula de seguridad (PSV) se utiliza para evitar sobrepresiones en el funcionamiento interno del separador; la válvula de seguridad se dispara automáticamente cuando la presión del separador supera ligeramente la presión de asentamiento de la válvula. El fluido o gas aliviado se

envía por una línea de 2 " hasta el colector de 6". La presión de asentamiento de esta válvula es de 80 psi.

- Junto a la salida de gas, se tiene una válvula de venteo de 1", utilizada cuando se necesita aliviar el equipo para sacarlo de servicio.

Los instrumentos de control, montados en el separador general de producción, son los siguientes:

- Un (1) manómetro (PI), instrumento utilizado para indicar la presión existente en el separador.
- Controlador neumático de nivel operado por desplazador (LC), usado para abrir o cerrar la válvula de control en la línea de salida de crudo.
- Tres (3) visores (LG) que permiten observar niveles tanto de crudo como de agua, e interface agua-aceite. Estos visores están acoplados al separador mediante válvulas de bola de 3/4".
- Una válvula de seguridad (PSV) para evitar sobrepresiones en el funcionamiento interno del separador.

### **3.8.1.3. Separadores de Prueba**

Separadores tipo vertical bifásico, es decir solo permiten la separación de las fases líquido y gas. Estos están dimensionados de tal forma que en condiciones críticas de operación (separadores generales fuera de servicio), la carga total de fluido en la estación, pueda ser manejada por dicho separador.

**Figura 28. Separador de Prueba.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

En el separador de prueba se encuentran las siguientes entradas:

- Una (1) línea de crudo, proveniente del múltiple de prueba, con válvula tipo compuerta de 6" a la entrada.

Se pueden identificar las siguientes salidas:

- Una (1) salida de crudo con línea general y "by-pass" de 4". Cuenta con un medidor de velocidad proporcional (FQI), con su respectivo contador, para medir la cantidad de crudo bruto que sale del separador. Y una válvula de control automático (ON-OFF), tipo mariposa, encargada de permitir la salida de crudo. Esta válvula se opera neumáticamente por la acción de un interruptor de dos (2) posiciones (ON - OFF), operado por flotador, que permite el suministro de gas al diafragma de la válvula.

- Una salida de gas en la parte superior en línea de 2". Este gas se recoge en un colector de 6" con destino al depurador. Una válvula autorreguladora de presión (PCV), instalada en el colector de 6" es la encargada de regular la presión de operación de los separadores de prueba.
- Un (1) sistema de seguridad en línea de 1-1/2" se instaló en la parte superior para proteger el equipo de sobrepresiones en el sistema. La válvula PSV se dispara automáticamente cuando la presión en el separador supera ligeramente la presión de asentamiento de la válvula. Las válvulas de seguridad (PSV), montadas en los separadores de prueba, operan con una presión de asentamiento de 80 psi. El gas producido, una vez se dispara la válvula se envía a un colector de 6" y después pasa a un colector de 12" de crudo y de este a los tanques de almacenamiento donde se libera por las válvulas de venteo localizadas en los tanques.
- Una (1) salida de venteo con válvula de compuerta de 1 " se puede observar en la parte superior del separador. Esta línea se utiliza para aliviar el equipo, cuando se saque de servicio.

En las líneas de flujo, en donde hay instaladas válvulas de control, medidores y reguladores, existe un sistema de "by-pass" que permite sacar estos instrumentos de servicio.

Directamente, instalados en su parte lateral, todos los separadores poseen instrumentos indicadores de nivel y presión, que permiten conocer tanto las condiciones de nivel de fluido como la presión dentro del recipiente. Los instrumentos instalados son:

- Un (1) visor de vidrio (LG), que indica exactamente el nivel de líquido en el separador, está adaptado al equipo con válvulas de bola de 3/4".

- Un controlador neumático (LC) de dos (2) posiciones (ON-OFF), accionado por flotador que permite el paso de un suministro de gas para abrir o cerrar una válvula de control de diafragma (LV), montada en la línea de salida de crudo.
- Un manómetro (PI), que indica la presión ejercida por el gas en el separador, está adaptado con válvulas de bola de 1/2".

#### **3.8.1.4. Sistema de Almacenamiento**

El fluido que viene del separador general de producción, separador de prueba y el depurador, pasa directamente a los tanques de almacenamiento a través de una línea de 8 pulgadas. El sistema de almacenamiento de crudo está compuesto por dos (2) tanques circulares, de techo cónico fijo, uno con capacidad de 10.000 barriles-K4-01- y otro con capacidad de 4.300 barriles -K4-02-. Cada tanque está dotado con aberturas en la parte superior con el objeto de prevenir deformaciones estructurales, debido al desequilibrio de presiones durante las operaciones de llenado o vaciado de los mismos.

Alrededor de los tanques de almacenamiento, se encuentra un sistema de diques, con piso en emulsión asfáltica, para separarlo y aislarlo de las demás áreas en caso de conflagración o falla del recipiente.

**Figura 29. Tanques de Almacenamiento k 4-01 y k 4-02.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

Cada tanque de almacenamiento posee las siguientes entradas y salidas:

- Una (1) entrada de crudo en línea de 6", que viene del colector de los separadores y del depurador. Internamente, el crudo se bifurca por una tubería perforada en forma de U, para permitir una dispersión homogénea y suave del líquido en el tanque.
- Un (1) drenaje usado para retirar el agua que se separe del crudo en el tanque. El agua drenada va al cárcamo de aguas aceitosas ubicado en el área de la piscina. El tanque K 4-01, tiene una línea de drenaje en 6", mientras que el K4-02 tiene una línea de drenaje de 4".
- Para la salida de crudo, se usa una línea de 8", convertida en una de 12 ". Cabe anotar que cuando se tienen válvulas operadas manualmente a la entrada de los tanques, por razones de seguridad se instalan válvulas en la misma línea, pero

por fuera de los diques. Las válvulas en los diques permanecen abiertas, y las ubicadas externamente, cerradas.

- En la parte externa de cada dique, se encuentra una caja con dos válvulas de 6" para drenajes de aguas lluvias de los diques, con la opción de enviar las corrientes al cárcamo de aguas aceitosas o a la piscina de aguas lluvias.

Los siguientes instrumentos y dispositivos de control y medición se pueden apreciar:

- En la parte superior está instalada una válvula de para la inyección de espuma que sirve como mecanismo de seguridad ante una posible conflagración en el tanque.
- Dos aberturas que sirven de desfogue de los gases en los tanques y evitan que estos se colapse cuando se bombea o se presurice cuando se están llenando de crudo.

#### **3.8.1.5. Sistema de Bombeo**

Para el sistema de bombeo principal se usa el eléctrico con un motor Westing House y bomba Warren Pumas LLC y un sistema auxiliar con una bomba de desplazamiento positivo Gardner Denver y motor Caterpillar. Estas bombas mantienen un flujo de crudo uniforme a través de la línea de descarga, lo que evita la formación de picos o crestas que generan cavitación y fluctuaciones en la tubería.

**Figura 30. Sistema de Bombeo.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

La bomba succiona el crudo del tanque de almacenamiento a través de una línea de 12", que lo transfiere a la carcasa de la bomba a través de una línea de 6"y allí, mediante la utilización de impulsores rotatorios, le suministra velocidad al fluido para convertirlo en cabeza de presión y descargarlo por otra línea de 4", hacia un colector de 8" y luego se envía al oleoducto de 6" con destino a la planta deshidratadora.

En la línea de succión se tiene un filtro (F), el cual limpia el crudo de posibles partículas abrasivas que pueden ocasionar deterioros en la bomba. El correcto funcionamiento del filtro se analiza mediante un indicador de presión. Después, se encuentra un indicador de presión o manómetro (PI), para medir la presión de succión en la línea.

La línea de descarga, tiene instalado una válvula de seguridad (PSV), que se dispara automáticamente cuando la presión de la línea supera ligeramente la presión de asentamiento de la válvula. El fluido aliviado se envía al colector de succión. Posteriormente se encuentra un indicador de presión (PI), que mide la presión existente en la línea de descarga.

#### **3.8.1.6. Sistema de Gas Producido**

El gas que se produce en el los separador de prueba y en el separador general de la estación, se envía a un depurador de gas (D-401) a través de un colector de 6", el cual se encarga de retirar los condensados, para finalmente enviar el gas a la planta compresora en Puerto Wilches. Internamente, el depurador posee un filtro o cámara de niebla, que se encarga de seleccionar el tamaño de las partículas de gas, reteniendo los condensados.

Como elemento primario de medición se encuentra a la entrada del depurador un sistema de medición diferencial con platina de orificio (FE) y una carta registradora de diferenciales (FR) que registra los continuos cambios de presión; con este valor de diferencial de presión, la presión estática y una constante calibrada del sistema de medición, se puede evaluar la cantidad de gas producido.

$$Q = C \{ (P_{estatica} + 14.7) P_{dif} \}^{1/2}$$

Q = Cantidad de gas producido

C = Constante de calibración del sistema de medición

*Pestatica* = Presión estática

*Pdif* = Presión diferencial

**Figura 31. Depurador de Gas.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

Las entradas, salidas, instrumentos y dispositivos de control existentes en el depurador se relacionan a continuación:

- El gas entra por la parte media del depurador en línea de 6" y utiliza un "by-pass" hacia el sistema de medida.
- Un (1) drenaje manual de 2 " en la parte inferior, con destino al colector de aguas aceitosas y de éste al separador API.
- Una línea (1) de drenaje automático con destino a los tanques de almacenamiento de crudo en línea de 2". Un interruptor automático de dos (2) posiciones (ON-OFF, LC) operado por un flotador, se encarga de suministrar o

cortar el gas requerido para operar la válvula de control de diafragma, colocada en la línea de drenaje.

- Un (1) drenaje de emergencia de 2" con destino al separador API, utilizado en caso de fallar o sacar de servicio el drenaje automático.
- Posee, además, un sistema de seguridad en la parte superior, con válvula (PSV-107) de 1" X 2". Esta válvula se dispara cuando la presión en el depurador supera la presión de asentamiento de la misma (80 psi).
- Una (1) válvula de venteo de 1 ½", para aliviar al recipiente cuando se saca de servicio.
- Un (1) visor de vidrio (LG) que permite observar el nivel de fluido en el recipiente.
- Un (1) manómetros (PI), usados para medir la presión del depurador. Adicionalmente, se utilizan manómetros cerca a las válvulas autorreguladoras de presión y en la trampa del raspador.

El gas que sale se conecta a un gasoducto que lo lleva hacia la planta compresora en Puerto Wilches. El gasoducto está dotado de un sistema -Trampa de Marraneo- para enviar un raspador (X-402) a través de él, con el fin de limpiar la línea. Para el envío del raspador se aprovecha el mismo gas producido en la estación, mediante un "by-pass" de 4" que impulsa dicho raspador en su salida.

### **3.8.2. SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES**

Comprende todos aquellos servicios o sistemas que de alguna forma, bien sea directa o indirectamente, están relacionados con el sistema del proceso principal (recibo, proceso de separación y envío), todos y cada uno de ellos hacen posible que en la estación se lleve a cabo la operación.

Los sistemas que hacen parte del sistema de servicios auxiliares son:

- Sistema de contraincendios
- Sistema de inyección de químico
- Sistema de aguas aceitosas y residuales

#### **3.8.2.1. Sistema Contraincendios**

Este sistema se diseña para extinguir o controlar cualquier incendio o explosión que se presente dentro de la estación. Los equipos que lo conforman son los siguientes:

- Un (1) tanque de almacenamiento de agua (K4-03) con una capacidad de 1000 Bls, al cual recibe agua a través de la red de distribución del campo.

**Figura 32. Tanque de Contraincendios K 4-03.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

La recepción de agua en el tanque se hace por medio de una línea de 4". En la parte externa del tanque se puede observar un indicador de nivel tipo regleta, el cual permite evaluar la cantidad de agua existente en el tanque fácilmente.

- Sistema de hidrantes, que conforman un anillo de enfriamiento y pueden ser sectorizados mediante los pares de válvulas de compuerta. Existen instalados un total de 11 hidrantes, de los cuales 2 son para el uso de espuma de color verde, y se encuentran distribuidos de la siguiente manera: Piscina 2, Tanques de almacenamiento 6, Caseta contra incendios 1 y área de procesos 2.

- Gabinetes Contra incendio: La estación cuenta con tres (3) gabinetes dotados e instalados en la caseta contra incendios, caseta del operador y en la entrada principal.

**Figura 33. Gabinete Contra incendio.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

- Bomba Eléctrica: Cuenta con un motor eléctrico EMERSON, una bomba AP AURORA y un tablero de control EATON.

**Figura 34. Sistema Contra incendios Bomba Eléctrica.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

- Bomba Contraincendio del Motor Diesel: Cuenta con un motor diesel, una bomba AP AURORA y un tablero de control EATON.

**Figura 35. Sistema Contraincendios del Motor Diesel.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

- Tanque de Químico y espuma: Cuenta con un tanque de almacenamiento de químico para ser mezclado con agua y obtener la espuma que se aplica. Cada uno de los tanques de almacenamiento cuenta con un dispositivo para la aplicación en la parte superior en caso de ser requerido.

**Figura 36. Tanque de Almacenamiento de Químico.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

- Bomba de Trasiego: El sistema contraincendio cuenta con una bomba que permite tomar agua de la piscina en caso de ser necesario.

**Figura 37. Bomba de Trasiego Sistema Contraincendios.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

### 3.8.2.2. Sistema de Inyección de Químico

Con el objeto de romper la emulsión de agua en aceite, se inyecta un químico desemulsificante (ROMPEDOR DE EMULSION) en las líneas de entrada de los separadores. La inyección se realiza mediante una unidad de dosificación, la cual cumple funciones de almacenamiento y suministro continuo de producto, a la corriente de fluidos proveniente del múltiple general de la estación.

**Figura 38. BullDrum Tambor de Almacenamiento de Químico.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

Las partes constituyentes de esta unidad son:

- Un (1) tambor de almacenamiento, equipado con indicador de nivel (visor) y regleta indicadora para la dosificación del químico con capacidad de 330 galones.

- Una (1) bombas dosificadores reciprocas marca “Pulsateeder”, acopladas a un motor eléctrico.
- Boquillas de inyección tipo flauta.
- Tuberías de interconexión de acero inoxidable.

La línea de inyección de químico se encuentra agujereada en forma de espiral, con pequeños huecos la boquilla que penetra en la línea de entrada a los separadores y se coloca en forma perpendicular al flujo, con el fin de que el químico se inyecte a lo largo del área transversal de flujo de crudo y exista una distribución homogénea del mismo. La función de este químico es la de romper la emulsión agua-aceite, para poder separar el agua del crudo en el separador.

### **3.8.2.3. Sistema de Aguas Aceitosas y Residuales**

Este sistema se encarga de recolectar el agua proveniente de los diferentes drenajes de aguas aceitosas de los equipos del área de proceso, almacenamiento y bombeo. El sistema se compone de pozos de aguas aceitosas a las cuales llegan líneas de recolección de drenajes API, las líneas de recolección de los sifones de drenajes de los diferentes equipos.

Después de transportar las aguas aceitosas desde los pozos hasta el separador API, donde se separa por medios físicos (gravedad) el agua del aceite, el agua producida pasa a una piscina de retención, mientras que el aceite recuperado es enviado por medio de una bomba centrífuga de 60 GPM (P-202) a los tanques de almacenamiento.

El separador API es un sistema diseñado para eliminar pequeños glóbulos de aceite que se encuentran en suspensión, en el agua contaminada con

hidrocarburos; esta separación se realiza por gravedad. La sección de entrada, correspondiente a la zona de reducción de la velocidad del flujo y de la turbulencia, retención de materiales sólidos de gran tamaño como palos, piedras, etc. Y distribución de la carga de las cámaras de separación. Una sección de separación conformada por los conductos de entrada a las cámaras, los dispositivos de distribución de flujo, el desnatador, el baffle de retención de aceite, el vertedero de salida y el sistema colector de aceite recuperado.

**Figura 39. Sistema de Piscina Para Aguas.**



**Fuente:**Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-Sar. Ecopetrol S.A. 2007.

### **3.8.3. SISTEMA DE SERVICIOS INDUSTRIALES**

Este sistema es el encargado de la puesta en marcha y correcto funcionamiento de todos los equipos e instrumentos existentes en la estación. A este sistema lo conforman una serie de servicios dentro de los cuales se incluyen también las necesidades y requerimientos mínimos para el correcto desempeño del personal que allí trabaja.

Estos sistemas son:

- Suministro de agua
- Sistema de aguas lluvias
- Instalaciones sanitarias
- Suministro de gas para instrumentos
- Suministro de energía eléctrica
- Suministro de combustible

#### **3.8.3.1. Suministro de Agua**

El suministro principal de agua en la estación proviene del pozo que alimenta al sector de Cantagallo. El agua se utiliza para la operación del sistema contraincendios, instalaciones sanitarias y sistemas de riego, lo constituye una conexión a la línea de alta presión que entra detrás de la estación y luego se reparte hacia los diferentes sistemas

Como fuente alternativa de suministro se tiene una tubería instalada para transportar el agua desde la piscina de oxidación hasta el tanque contraincendios, mediante la utilización de una bomba.

### **3.8.3.2. Sistema de Aguas Lluvias**

El agua lluvia, proveniente de las áreas de la estación donde el agua no está contaminada con hidrocarburos, se puede drenar mediante un sistema independiente de aguas no contaminadas. Este sistema está compuesto por cunetas, zanjas en concreto y drenajes en tubería. Las áreas que se drenan en este sistema son:

- Área carreteable
  - Área de caseta principal
  - Caseta de bombas contraincendios
  - Área de bombeo de crudo
  - Zonas verdes
  - Áreas internas a muros contrafuego de tanques de almacenamiento de crudo
- La distribución de líneas en forma estratégica, interconecta el sistema de aguas lluvias y vierten el agua al caño aledaño.

### **3.8.3.3. Instalaciones Sanitarias**

El baño en la estación contiene un lavamanos, una ducha, un inodoro y un orinal. La red de aguas negras de todos los elementos que conforman el baño, es de tubería PVC, la cual conduce este flujo una caja rectangular, para que de allí pasen a un sistema anaeróbico múltiple.

Este sistema utiliza bacterias que viven en ausencia de oxígeno y que ingieren la materia orgánica presente en las aguas sanitarias. El sistema está compuesto por un pozo digestor de grasas, un filtro anaeróbico y finalmente un filtro fitopedológico, los que se encargan de biodegradar la materia orgánica. El hecho de existir bacterias anaeróbicas en el sistema, implica el tener un especial cuidado de no adicionar al sistema materiales que pueden destruir las mismas bacterias. Debe evitarse el uso de límpidos y jabones o detergentes no biodegradables que contengan cloro y productos nocivos al sistema.

#### **3.8.3.4. Suministro de Gas Para Instrumentos**

El gas que se extrae durante el proceso, en los separadores de prueba y separador general, parte de este se utiliza para el funcionamiento de todos los instrumentos de control que requieren presión para la apertura o cierre de las válvulas de control automático. Este gas se conduce hacia los acumuladores de las válvulas neumáticas a través de líneas de 1/2" que salen de la parte superior de los separadores. También se utiliza gas saliente del depurador para alimentar y mantener encendido el motor Caterpillar de la bomba en el área de bombeo.

#### **3.8.3.5. Suministro de Energía Eléctrica**

La energía eléctrica en cada estación se toma de la red general distribuida por todo el campo. Un transformador inicialmente baja el voltaje de 7000 a 480 voltios, con el cual se entra al centro de control de motores (MCC). Allí otro transformador establece voltajes de 120-440 v de acuerdo con las necesidades de consumo de los equipos y sistemas en la estación.

El panel del centro de control de motores (MCC) posee un banco de condensadores, que actúa como acumulador de energía, el cual mantiene y regula el voltaje de los equipos ante posibles fluctuaciones en el sistema eléctrico.

#### 4. ALTERNATIVAS SOLUCIÓN

El incremento en la tasa de producción ocasionado por la inyección de agua a los pozos del campo Yariguí Cantagallo, ha generado un efecto positivo en la producción de la isla IV y además ha traído como consecuencias importantes en las facilidades de superficie, la imposibilidad de contener los nuevos flujos en los equipos existentes haciendo así, que tanto el sistema de almacenamiento como el de separación sean incapaces de manejar los volúmenes de hidrocarburos esperados.

Para solucionar este inconveniente, se realizó un análisis de los diferentes escenarios de producción del campo a futuro, junto con variables que afectan la separación de los fluidos, con el fin de obtener unnamejoríaen el diseño del sistema de separación que se encuentran actualmente, teniendo como propósito un mejor manejo de los volúmenes esperados y así mismo preservando que el proceso se efectuó de la manera más efectiva.

Realizado el estudio en cuestión, se ha generado una serie de alternativas solución, con las cuales se tuvo en cuenta características del fluido a separar como: la formación de espuma y de emulsiones, arrastre de finos, caudales esperados, espacio disponible, flexibilidad operacional y economía.

El fluido que ingresa a la estación isla IV posee un considerable porcentaje de agua emulsionada el cual se encuentra en un promedio de (18-25%) de BSW, y un bajo porcentaje de agua libre cerca del 4%, por lo cual la instalación de un separador trifásico no es conveniente, además se espera un incremento de sólidos y finos debido a la inyección de agua, por este motivo se hace más conveniente implementar un dispositivo de separación bifásica ya sea vertical u horizontal.

A continuación se presentara una serie de alternativas que podrían dar solución al proceso de separación en la isla IV debido al problema ocasionado por la incapacidad del manejo de los nuevos fluidos de producción. Cabe mencionar que las alternativas propuestas a continuación llevan consigo la utilización de los equipos actuales, con el fin de realizar un proceso más eficiente pero sin incurrir en un aumento de los costos.

- a) Diseñar un separador bifásico horizontal para que maneje toda la producción de la isla IV, y los demás separadores trabajarlos como separadores de prueba.
- b) Diseñar dos separadores bifásicos verticales para que trabajen en paralelo con el separador general de ( $d=4$  [ft] y  $L=12$  [ft]), y continuar trabajando con los dos separadores existentes (grande y pequeño) como de prueba.
- c) Diseñar un separador bifásico vertical para que maneje toda la producción de la isla IV, y los otros separadores trabajarlos como separadores de prueba.
- d) Diseñar un separador bifásico vertical para que trabaje en paralelo con el separador general existente y los otros separadores trabajarlos como separadores de prueba.
- e) Cambiar todo el sistema de separación. Diseñar un separador bifásico vertical para que maneje toda la producción de la isla IV, de igual manera diseñar un separador bifásico vertical de prueba de las mismas dimensiones del separador general. Diseñar un separador de prueba bifásico vertical que tenga la capacidad de manejar el pozo que va a tener mayor producción de líquidos como de gas.

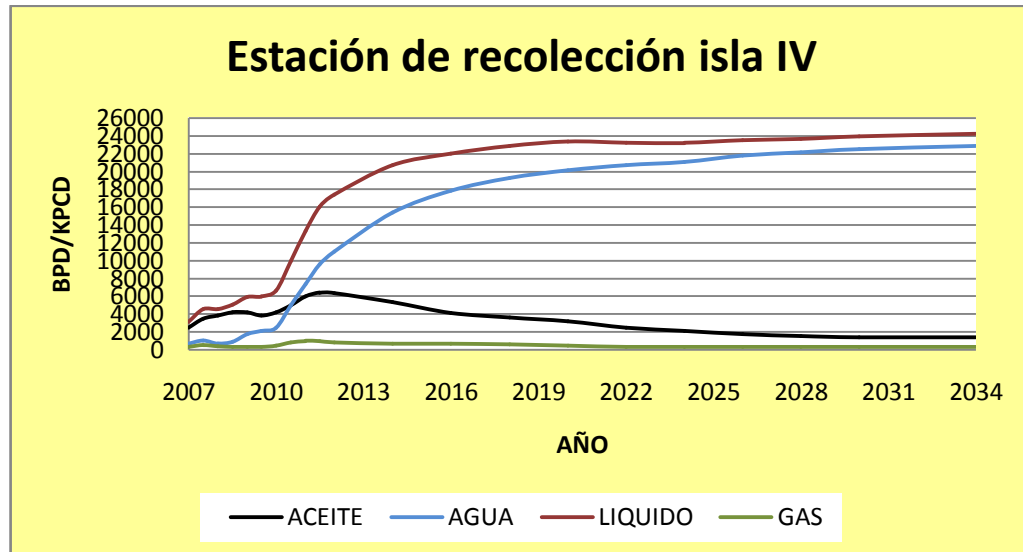
Para la elaboración del rediseño del sistema de separación, teniendo en cuenta las opciones de solución anteriormente enunciadas, se han considerado tres escenarios de producción en los cuales se aprecian los máximos caudales de producción esperados de crudo, agua y gas, originadas por el proyecto de inyección de agua en marcha actualmente.

Los tamaños de los separadores que se encuentran actualmente en la isla IV constan de: un separador general y un separador de prueba de (48 [in] de diámetro y 12 [ft] de longitud) y un separador de prueba de (24 [in] de diámetro y 7 [ft] de longitud) el cual se encontraba fuera de servicio.

Para desarrollar el proyecto en marcha de la manera más exacta, se utilizó una hoja de cálculo en excel para desarrollar los cálculos matemáticos y las distintas sensibilizaciones en base a las ecuaciones de diseño señaladas en el capítulo 2.

De acuerdo a la figura 38 de los pronósticos de fluidos de producción, se construyó la Tabla 3 de máximos flujos esperados, donde se aprecia el tope de las producciones de crudo, agua y gas, con la finalidad de evaluar las dimensiones de los separadores que se utilizaran en el momento que se presenten algunas de estas situaciones.

**Figura 40. Pronósticos de los fluidos que se recibirán en la estación de recolección ISLA IV.**



**Fuente:** ECOPETROL S.A.

**Tabla 3. Flujos esperados en la estación de recolección isla IV del campo YARIGUI CANTAGALLO.**

DESCRIPCIÓN	FLUJO DE CRUDO (BOPD)	FLUJO DE AGUA (BWPD)	FLUJO DE LIQUIDO (BFPD)	FLUJO DE GAS (KPCD)	GOR [SCF/STB]
MÁXIMO PRONÓSTICO DE CRUDO	6415.9	9623.5	16039.4	959.2	149.5
MÁXIMO PRONÓSTICO DE AGUA	1421.7	22841.3	24263.0	340.5	239.2
MÁXIMO PRONÓSTICO DE GAS	5979.4	7361.9	13341.3	1011.0	169.1

#### 4.1. DATOS A UTILIZAR PARA EL DISEÑO DE LOS EQUIPOS

Tabla 4. Datos de la isla IV.

Psep	Tsep	°API	$\mu\text{g}$ (P,T)sep	$\gamma\text{g}$	$\gamma\text{o}$	Z	dm	tr	$\rho\text{o}$	$\rho\text{g}$
[Psia]	[°R]		[Cp]				[micron]	[min]	[Lb/ft <sup>3</sup> ]	[Lb/ft <sup>3</sup> ]
74,7	550	20	0,0123	0,6058	0,9327	0,99	140	2	58,2812	0,2244

El diámetro escogido para diseñar los separadores se tomó en base a la teoría del libro de Kent Arnold, donde nos muestra que a partir de la experiencia de campo, parece que 140 micras en el tamaño de las gotas se eliminan en el extractor de niebla, luego este extractor no se inunda y será capaz de realizar su trabajo eficientemente para eliminar esas gólicas entre (10-140) micras de diámetro.

##### 4.1.1. Condiciones actuales de la Isla IV

- ❖ Flujo de crudo: 6005.4 [BOPD]
- ❖ Flujo de agua: 8192.7 [BWPD]
- ❖ Flujo de líquido: 14198.1 [BFPD]
- ❖ Flujo de gas: 985.2 [KPCD]
- ❖ GOR: 164.0 [SCF/STB]

##### 4.1.2. Máximo pronóstico de crudo

- ❖ Flujo de crudo: 6415.9 [BOPD]
- ❖ Flujo de agua: 9623.5 [BWPD]
- ❖ Flujo de líquido: 16039.4 [BFPD]
- ❖ Flujo de gas: 959.2 [KPCD]
- ❖ GOR: 149.5 [SCF/STB]

#### **4.1.3. Máximo pronóstico de agua**

- ❖ Flujo de crudo: 1421.7 [BOPD]
- ❖ Flujo de agua: 22841.3 [BWPD]
- ❖ Flujo de líquido: 24263.0 [BFPD]
- ❖ Flujo de gas: 340.5 [KPCD]
- ❖ GOR: 239.2 [SCF/STB]

#### **4.1.4. Máximo pronóstico de gas**

- ❖ flujo de crudo: 5979.4 [BOPD]
- ❖ flujo de agua: 7361.9 [BWPD]
- ❖ flujo de líquido: 13341.3 [BFPD]
- ❖ flujo de gas: 1011.0 [KPCD]
- ❖ GOR: 169.1 [SCF/STB]

#### **4.1.5. Pozo con máximo pronóstico de gas**

- ❖ flujo de gas: 176.3 [KPCD]
- ❖ flujo de líquido: 2610.1 [BFPD]

#### **4.1.6. Pozo con máximo pronóstico de fluido**

- ❖ Flujo de fluido: 4747.5 [BFPD]
- ❖ Flujo de gas: 59.3 [KPCD]



Para llevar a cabo esta alternativa, se consideraron los tres escenarios de máxima producción propuestos en la Tabla 3, con el fin de conocer el mayor flujo tanto de líquido como de gas producido para realizar la separación.

Se analizó al momento de elaborar los cálculos en las hojas de Excel, que el diseño de los separadores propuestos en este numeral estuvo gobernado por la capacidad del líquido, ya que las cantidades de gas que se manejan en la estación isla IV son relativamente bajas en comparación con el aceite.

Basado en los datos mencionados en el numeral 4.1, se diseñó un separador de varios bifásico horizontal para cada uno de los escenarios de máxima producción planteados, teniendo en cuenta tiempos de residencia de 1, 1.5 y 2 minutos de retención (según la norma API 12J, el tiempo de retención en los separadores bifásicos para crudos de 20 a 30 °API debe ser entre 1 y 2 minutos).

Los resultados para cada uno de los escenarios son mostrados en la tabla 5.

**Tabla 5. Resultados para el diseño del separador bifásico horizontal general.**

Descripción	tr [min]	d [in]	Leef Gas [Ft]	Leef Liq [Ft]	Lss [Ft]	SR
<b>PRODUCCION ACTUAL</b>	1	42	0,575582156	11,49829932	13,9982993	3,99951409
	1,5	48	0,503634386	13,20507813	15,7050781	3,92626953
	2	54	0,44767501	13,91152263	16,4115226	3,64700503
<b>MAXIMA PRODUCCION DE CRUDO</b>	1	48	0,490340484	9,945064484	12,4450645	3,11126612
	1,5	54	0,435858208	11,78674309	14,2867431	3,1748318
	2	60	0,392272387	12,72968254	15,2296825	3,04593651
<b>MAXIMA PRODUCCION DE AGUA</b>	1	54	0,154527415	11,88663531	14,3866353	3,19703007
	1,5	60	0,139074673	14,4422619	16,9422619	3,38845238
	2	--	-----	-----	-----	-----
<b>MAXIMA PRODUCCION DE GAS</b>	1	42	0,590775187	10,80442177	13,3044218	3,80126336
	1,5	48	0,516928289	12,40820313	14,9082031	3,72705078
	2	54	0,459491812	13,07201646	15,5720165	3,4604481

Al realizar el análisis de sensibilidad con cada una de las variables, se observó que al variar la presión, no afectaba las dimensiones del separador, ya que la presión solo se veía influenciada en la capacidad del gas como en el diámetro mínimo nominal.

Al sensibilizar el diámetro mínimo de la partícula, se presenció que este afectaba la capacidad del gas más no las dimensiones del separador.

La selección de las dimensiones del separador bifásico se vio influenciada por el pronóstico de mayor producción de fluido (como se puede observar en la Tabla 5 la longitud efectiva del líquido es más grande que la del gas) que para este caso fue la producción de agua.

Según los resultados obtenidos, las dimensiones del separador bifásico funcionando como general deben ser de: (60 [in] de diámetro por 16,9 [Ft] de longitud), ya que este posee una buena relación de esbeltez y tiene la capacidad de trabajar con un tiempo de residencia de 2 minutos, el cual está dentro del rango considerado por la norma API 12J.

Realizando una comparación entre el tamaño del equipo de separación existente con el previsto en la estación, tenemos que: (48 [in] de diámetro por 12 [Ft] de longitud) en el separador general y de prueba grandes, y (24 [in] de diámetro por 7 [Ft] de longitud) en el separador de prueba pequeño. Lo cual nos lleva a la conclusión que estos separadores tendrán la capacidad necesaria para poder realizar una separación (gas-liquido) en el momento de presentarse alguno de los escenarios de máxima producción propuestos, pero con la limitante de que ninguno de estos dos separadores podrán sacarse de funcionamiento por mantenimiento o reparaciones del separador horizontal.

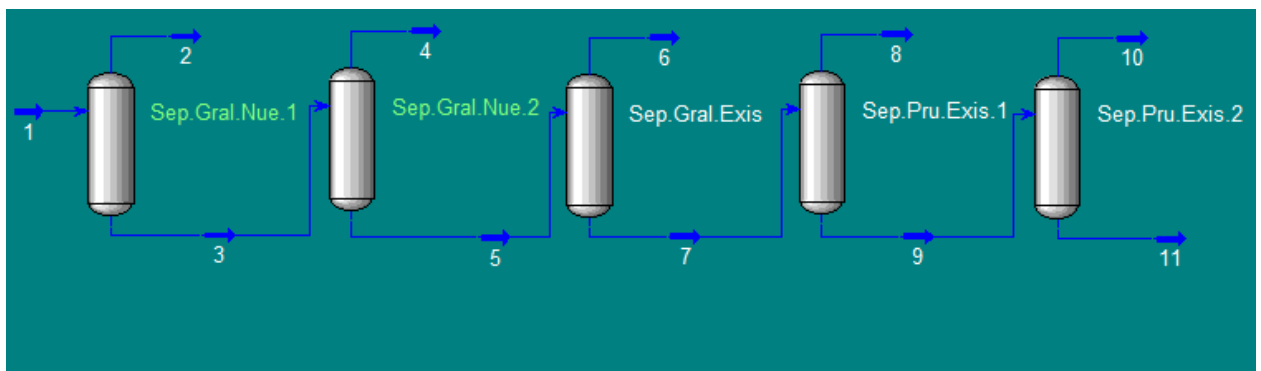
Finalmente es posible implementar los tres separadores funcionando como separadores de prueba y el nuevo separador funcionando como general para suplir la producción esperada.

#### 4.3. ALTERNATIVA # 2

Diseñar dos separadores bifásicos verticales para que trabajen en paralelo con el separador general de ( $d=48$  [in] y  $L=12$  [ft]), y continuar trabajando con los dos separadores existentes (grande y pequeño) como de prueba.

- **Sep.Gral.Nue 1:** Separador General Nuevo 1
- **Sep.Gral.Nue 2:** Separador General Nuevo 2
- **Sep.Gral.Exis:** Separador General Existente ( $d=48$ [in] y  $L=12$ [Ft])
- **Sep.Pru.Exis.1:** Separador de Prueba Existente 1 ( $d=48$ [in] y  $L=12$ [Ft])
- **Sep.Pru.Exis.2:** Separador de Prueba Existente 2 ( $d=24$ [in] y  $L=7$ [Ft])

**Figura 42. Alternativa # 2.**



**FUENTE:** Autores

Considerando los escenarios de máxima producción de crudo, gas y agua, se evaluó la capacidad de que el separador general existente funcionara en paralelo

con los dos separadores generales propuestos, luego los caudales esperados se dividieron en 3 ya que la estación quedaría adecuada para que cada separador general pudiera manejar la tercera parte del volumen total que ingresa a la estación, debido a la configuración propuesta.

**Tabla 6. Resultados para el diseño de los separadores bifásicos verticales generales trabajando en paralelo.**

Descripción	tr [min]	d [in]	h [in]	Lss [Ft]	SR
PRODUCCION ACTUAL	1	30	43,8212963	9,98510802	3,99404321
	1,5	36	45,6471836	10,1372653	3,37908843
	2	36	60,8629115	11,4052426	3,80174754
	2	42	44,7156085	10,559634	3,0170383
MAXIMA PRODUCCION DE CRUDO	1	36	34,3780007	9,19816672	3,06605557
	1,5	36	51,567001	10,6305834	3,54352781
	2	42	50,5146133	11,0428844	3,15510984
MAXIMA PRODUCCION DE AGUA	1	36	52,0040295	10,6670025	3,55566749
	1,5	42	57,3105631	11,6092136	3,31691817
	2	42	76,4140842	13,2011737	3,77176391
	2	48	58,5045332	12,2087111	3,05217777
MAXIMA PRODUCCION DE GAS	1	30	41,1768519	9,76473765	3,90589506
	1,5	36	42,892554	9,90771283	3,30257094
	2	36	57,190072	11,0991727	3,69972422

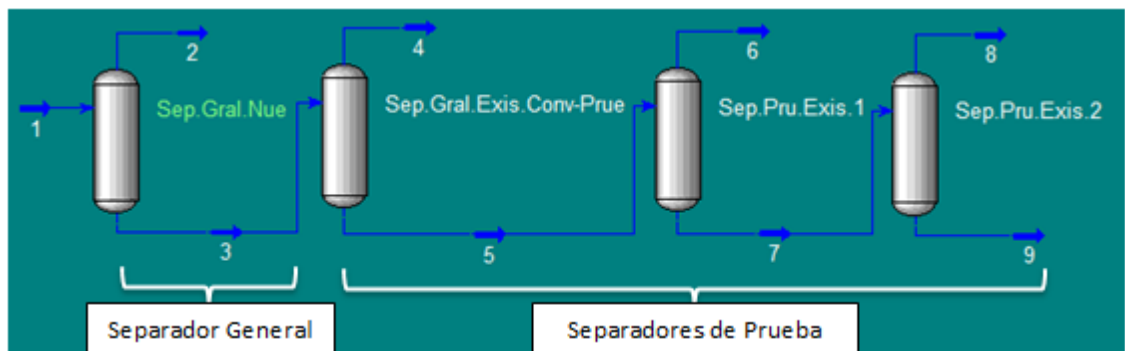
Los resultados obtenidos indican que bajo esta configuración, el separador existente general de (48 [in] de diámetro por 12 [Ft] de longitud) estaría en condiciones de manejar los fluidos con los separadores bifásicos generales propuestos de dimensiones: (48 [in] de diámetro por 12,2 [Ft] de longitud), y, además el separador de prueba 1 puede reemplazar en cualquier momento cualquiera de los separadores generales. De acuerdo a la Tabla 6, para cada uno de los escenarios propuestos.

#### 4.4. ALTERNATIVA # 3.

Diseñar un separador bifásico vertical para que maneje toda la producción de la isla IV, y los otros separadores trabajarlos como separadores de prueba.

- **Sep.Gral.Nue:** Separador General Nuevo
- **Sep.Gral.Exis.Conv-Pru:** Separador General Existente Convertido a Prueba (d=48[in] y L=12[Ft])
- **Sep.Pru.Exis.1:** Separador de Prueba Existente 1 (d=48[in] y L=12[Ft])
- **Sep.Pru.Exis.2:** Separador de Prueba Existente 2 (d=24[in] y L=7[Ft])

Figura 43. Alternativa # 3.



**FUENTE:** Autores

La alternativa de diseñar un solo separador que tenga la capacidad suficiente para poder realizar la separación gas-liquido del fluido que ingresa a la estación, se presenta como una buena opción solución, debido a que este tipo de configuración es buena para el manejo de solidos disueltos, además de que permite la utilización de los separadores existentes como separadores de prueba, lo que permite una considerable reducción en los costos de inversión.

Teniendo en cuenta los escenarios propuestos en la Tabla 3, se evaluó la capacidad para que el nuevo separador general maneje toda la producción que llega a la estación de recolección.

A continuación se mostraran en la Tabla 7, los resultados obtenidos para el diseño del separador general bifásico requerido en la estación isla IV.

**Tabla 7. Resultados para el diseño del separador bifásico general vertical.**

Descripción	tr [min]	d [in]	h [in]	Lss [Ft]	SR
<b>PRODUCCION ACTUAL</b>	1	42	67,0734127	12,4227844	3,54936697
	1,5	48	77,0296224	13,7524685	3,43811713
	2	48	102,706163	15,8921803	3,97304507
	2	54	81,1505487	14,5958791	3,24352868
<b>MAXIMA PRODUCCION DE CRUDO</b>	1	42	75,7719199	13,14766	3,75647428
	1	48	58,0128762	12,1677397	3,04193492
	1,5	48	87,0193142	14,5849429	3,64623571
	1,5	54	68,7560014	13,5630001	3,01400003
	2	54	91,6746685	15,472889	3,43841979
<b>MAXIMA PRODUCCION DE AGUA</b>	1	48	87,7567998	14,6464	3,6616
	1	54	69,338706	13,6115588	3,02479085
	1,5	54	104,008059	16,5006716	3,66681591
	1,5	60	84,2465278	15,3538773	3,07077546
	2	60	112,328704	17,6940586	3,53881173
<b>MAXIMA PRODUCCION DE GAS</b>	1	42	63,0257937	12,0854828	3,45299509
	1,5	48	72,3811849	13,3650987	3,34127469
	2	48	96,5082465	15,3756872	3,8439218
	2	54	76,2534294	14,1877858	3,15284128

Dados los resultados de la Tabla 7, se realizó la elección de las medidas necesarias para construir el nuevo separador general, basándose en la máxima producción de agua debido a que en este escenario el flujo en un futuro se va a ver afectado directamente por la inyección de agua.

Las dimensiones obtenidas fueron: (60 [in] de diámetro por 17,7 [Ft] de longitud, con un tiempo de retención de 2 minutos respectivamente.

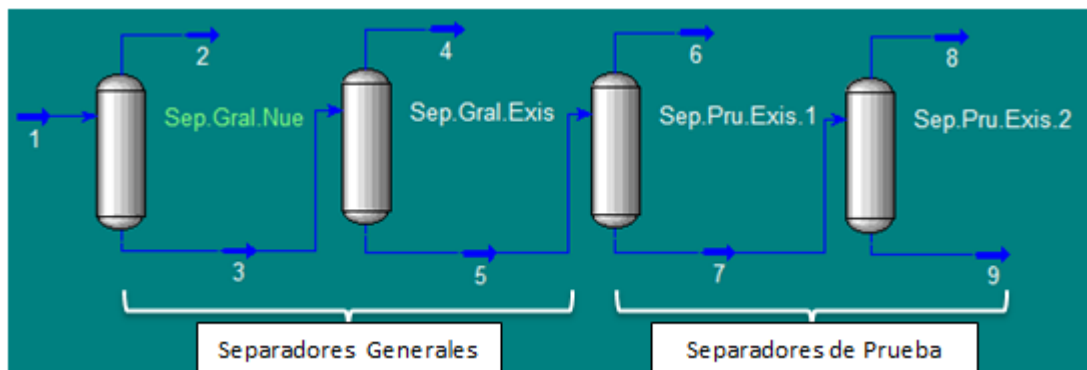
Al igual que en la alternativa # 1, al momento que el separador vertical general propuesto este en mantenimiento o fuera de servicio, ninguno de los separadores que están trabajando como separadores de prueba podrán salir de funcionamiento.

#### 4.5. ALTERNATIVA # 4.

Diseñar un separador bifásico vertical para que trabaje en paralelo con el separador general existente y los otros separadores trabajarlos como separadores de prueba.

- **Sep.Gral.Nue:** Separador General Nuevo
- **Sep.Gral.Exis:** Separador General Existente Convertido a Prueba (d=48[in] y L=12[Ft])
- **Sep.Pru.Exis.1:** Separador de Prueba Existente 1 (d=48[in] y L=12[Ft])
- **Sep.Pru.Exis.2:** Separador de Prueba Existente 2 (d=24[in] y L=7[Ft])

Figura 44. Alternativa # 4.



FUENTE: Autores

Para desarrollar esta opción, se tomó cada escenario de máxima producción y se ha dividido el flujo en dos, ya que según la propuesta, la estación quedaría configurada para que cada separador general pudiera manejar la mitad del volumen total que entrara a la estación de recolección isla IV.

La implementación de que dos separadores verticales bifásicos trabajen en paralelo, se presenta como una buena opción, gracias al buen manejo y retiro de sólidos con el que cuenta este tipo de configuración.

En la Tabla 8 se podrá observar con mayor detenimiento, los resultados obtenidos para realizar el diseño del separador general.

**Tabla 8. Resultados para el diseño del separador bifásico horizontal general trabajando en paralelo.**

Descripción	tr [min]	d [in]	h [in]	Lss [Ft]	SR
PRODUCCION ACTUAL	1	36	45,6471836	10,1372653	3,37908843
	1,5	42	50,3050595	11,0254216	3,15012046
	2	48	77,0296224	13,7524685	3,43811713
MAXIMA PRODUCCION DE CRUDO	1	36	51,567001	10,6305834	3,54352781
	1,5	42	56,8289399	11,5690783	3,30545095
	2	42	75,7719199	13,14766	3,75647428
	2	48	58,0128762	12,1677397	3,04193492
MAXIMA PRODUCCION DE AGUA	1	42	57,3105631	11,6092136	3,31691817
	1,5	42	85,9658447	13,9971537	3,99918678
	1,5	48	65,8175998	12,8181333	3,20453333
	2	48	87,7567998	14,6464	3,6616
	2	54	69,338706	13,6115588	3,02479085
MAXIMA PRODUCCION DE GAS	1	36	42,892554	9,90771283	3,30257094
	1,5	36	64,338831	11,6949026	3,89830086
	1,5	42	47,2693452	10,7724454	3,07784155
	2	42	63,0257937	12,0854828	3,45299509

Según los resultados mostrados en la Tabla 8, se realizó la elección de las medidas apropiadas para el nuevo separador vertical general, las cuales deben ser de (54 [in] de diámetro por 13,6 [Ft] de longitud), bajo un tiempo de retención de 2 minutos, teniendo en cuenta el máximo pronóstico de agua el cual gobierna el diseño de este dispositivo.

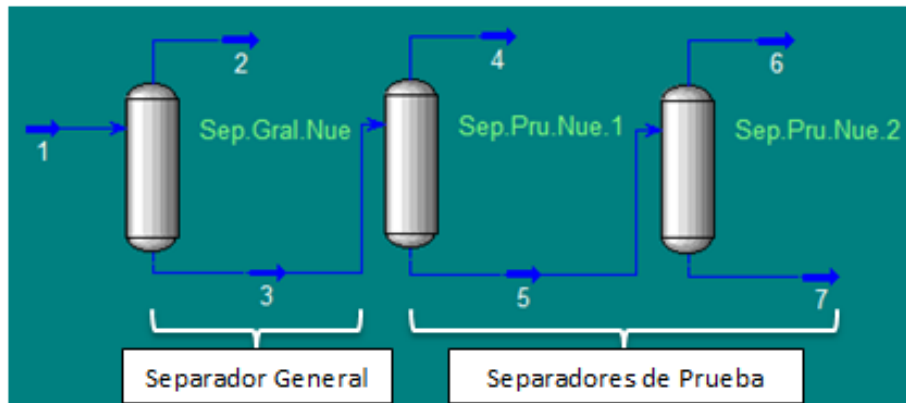
Esta alternativa nos asegura una buena separación gas-liquido bajo esta distribución del caudal que llega a la estación. El inconveniente que presenta esta opción, es que al momento de sacar de funcionamiento el separador nuevo a la hora de algún percance, la producción la tendremos que albergar en los tres separadores restantes, afectando así el trabajo que realiza el separador de prueba 2 existente.

#### **4.6. ALTERNATIVA # 5.**

Cambiar todo el sistema de separación. Diseñar un separador bifásico vertical para que maneje toda la producción de la isla IV, de igual manera diseñar un separador bifásico vertical de prueba de las mismas dimensiones del separador general. Diseñar un separador de prueba bifásico vertical que tenga la capacidad de manejar el pozo que va a tener mayor producción de líquidos como de gas.

- **Sep.Gral.Nue:** Separador General Nuevo
- **Sep.Pru.Nue.1:** Separador de Prueba Nuevo
- **Sep.Pru.Nue.2:** Separador de Prueba Nuevo

**Figura 45. Alternativa # 5.**



**FUENTE:** Autores

Esta opción es la más viable dentro de las opciones planteadas en este proyecto, ya que las facilidades que se encuentran actualmente en la estación de recolección tienen aproximadamente 65 años de empleo, lo que conlleva a pensar que el sistema de separación ya cumplió su vida útil, por lo tanto es necesario cambiar todo el equipo y reemplazarlo por material más moderno.

La alternativa de colocar un solo separador para que reciba la producción total de la isla IV y un separador de prueba que tenga las mismas dimensiones del general es muy favorable, ya que en el momento que el separador general esté fuera de funcionamiento, el separador de prueba lo va a poder reemplazar sin la necesidad de detener la producción.

En la Tabla 9 se muestran los resultados obtenidos para el diseño de los dos separadores bifásicos más grandes de la estación.

**Tabla 9. Resultados para el diseño del separador de prueba y general.**

Descripción	tr [min]	d [in]	h [in]	Lss [Ft]	SR
<b>PRODUCCION ACTUAL</b>	1	42	67,0734127	12,4227844	3,54936697
	1,5	48	77,0296224	13,7524685	3,43811713
	2	48	102,706163	15,8921803	3,97304507
	2	54	81,1505487	14,5958791	3,24352868
<b>MAXIMA PRODUCCION DE CRUDO</b>	1	42	75,7719199	13,14766	3,75647428
	1	48	58,0128762	12,1677397	3,04193492
	1,5	48	87,0193142	14,5849429	3,64623571
	1,5	54	68,7560014	13,5630001	3,01400003
<b>MAXIMA PRODUCCION DE AGUA</b>	2	54	91,6746685	15,472889	3,43841979
	1	48	87,7567998	14,6464	3,6616
	1	54	69,338706	13,6115588	3,02479085
	1,5	54	104,008059	16,5006716	3,66681591
	1,5	60	84,2465278	15,3538773	3,07077546
<b>MAXIMA PRODUCCION DE GAS</b>	2	60	112,328704	17,6940586	3,53881173
	1	42	63,0257937	12,0854828	3,45299509
	1,5	48	72,3811849	13,3650987	3,34127469
	2	48	96,5082465	15,3756872	3,8439218
	2	54	76,2534294	14,1877858	3,15284128

Según los resultados arrojados presentados por la Tabla 9, las medidas necesarias para construir tanto el separador general como el separador de varios son de: (60 [in] de diámetro por 17,7 [Ft] de longitud).

En el caso del separador de prueba pequeño, se realizó un diseño que tuviera la capacidad de manejar el pozo que va a tener la mayor producción de líquidos como de gas producido, ya que debido a la cantidad de pozos y a la exigencia del ministerio de minas de probar una vez al mes cada pozo, este separador debe cumplir las condiciones necesarias para realizar su función.

Observando el pronóstico de producción de los pozos, tenemos que el pozo YR-53 es el que tendrá mayor producción de fluido como de gas, lo cual se puede notar en las Tablas 10 y 11.

**Tabla 10. Datos del pozo con más producción de líquido esperado.**

POZO	YR-53
FLUJO DE LIQUIDO [BFPD]	4747
FLUJO DE GAS [KPCD]	59

**Tabla 11. Datos del pozo con más producción de gas esperado.**

POZO	YR-53
FLUJO DE LIQUIDO [BFPD]	2610
FLUJO DE GAS [KPCD]	176

Los datos para construir es separador de prueba requerido en la estación son presentados en la tabla 12.

**Tabla 12. Resultados para construir el separador de prueba pequeño.**

Descripción	tr [min]	d [in]	h [in]	Lss [Ft]	SR
MAXIMA PRODUCCION DE FLUIDO	1	30	43,9537037	9,99614198	3,99845679
	1,5	36	45,785108	10,148759	3,38291967
	2	36	61,0468107	11,4205676	3,80685585
	2	42	44,8507181	10,5708932	3,02025519
MAXIMA PRODUCCION DE GAS	1	30	24,1666667	8,34722222	3,33888889
	1,5	30	36,25	9,35416667	3,74166667
	2	36	33,5648148	9,13040123	3,04346708

Analizando los datos obtenidos, se puede observar que para trabajar con un tiempo de residencia de dos minutos, las dimensiones para el separador de prueba con el escenario de máxima producción de fluidos son mayores que para el escenario de máxima producción de gas, con lo cual se concluyó que las medidas necesarias para construir el separador de prueba son: (42 [in] de diámetro por 10,6 [Ft] de longitud)

Recopilando los resultados obtenidos, se puede deducir, que los separadores que actualmente están en funcionamiento además de que ya tienen un recorrido muy amplio de uso, no van a tener la capacidad en el futuro de realizar el proceso de separación eficientemente ya que las dimensiones actuales son menores que las que se requerirán en un futuro.

Paratodas las opciones se sugirió instalar un gun barrels, ya que el fluido que sale del separador tiene un 4% de agua libre y un promedio de 18 a 25% en BSW.

Además de esto se espera un aumento de finos y solidos debido a la inyección de agua, como se había mencionado anteriormente, por lo cual era viable la

construcción de este tanque, ya que este equipo es muy eficaz a la hora de separar sólidos y finos como para romper las emulsiones.

Otra de las ventajas es que el gun barrels no necesita ninguna transferencia de calor para romper las emulsiones, lo que genera que no se liberen los compuestos livianos y a su vez que el volumen de hidrocarburo no se reduzca.

**Tabla 13. Datos para diseñar el gun barrels.**

P [Psia]	T [°F]	%BSW	Qo [Bopd]	Qw [Bwpd]	API	$\mu_o$ [Cp]	F	GEw	GEo	dm [mic]	tr [min]
14,7	90,000	20	6415,9	22841,3	20,2	141,35	1,053	1,07	0,932762	500	480

De acuerdo a la Tabla 13 mencionada anteriormente se obtuvieron los siguientes resultados:

**Tabla 14. Resultados para fabricar el gun barrels.**

<b>Diámetro</b>	<b>d [in]</b>	<b>431,5559</b>
<b>Altura de petróleo</b>	ho [in]	145,1015
	ho [ft]	12,0918
<b>Altura de agua</b>	hw [in]	516,5770
	hw [ft]	43,0481
<b>Altura del liquido</b>	hLiq [ft]	55,1399
<b>Altura total del gun Barrel</b>	<b>h gun barrels [ft]</b>	<b>61,2665</b>
<b>Densidad del petróleo</b>	$\rho_o$ [Lb/ft <sup>3</sup> ]	58,2044
<b>Densidad del agua</b>	$\rho_w$ [Lb/ft <sup>3</sup> ]	66,7680
<b>Altura pata de agua</b>	<b>HL [ft]</b>	57,3402
		<b>57</b>

Debido a que el espacio que requiere este tanque es muy grande (431,5 [in] de diámetro por 61,2 [Ft] de longitud) según los cálculos realizados, este ocuparía un espacio considerable dentro de la estación, la cual no estaría en la capacidad de

admitir un tanque más, ya que el área que esta provista para estos equipos la cual es de Ecopetrol S.A, está totalmente ocupada.

El aumento de fluidos en la estación a futuro también contemplaría la posibilidad de cambiar los tanques de recolección, ya que el caudal que se almacena en el tanque general es de 10000 [BPD] y en el tanque de prueba es de 4300 [BPD], pero como no hay espacio suficiente para ampliar estos equipos, se están realizando dos descargas diarias de fluido actualmente para lidiar con este problema.

## 5. ANALISIS DE COSTOS

Las inversiones incluyen los costos de ingeniería, costos de equipos y accesorios, costos de obra civil y costos de arranque y puesta en marcha.

### 5.1. Costos de equipos y accesorios

Para definir los costos de los separadores bifásicos se tuvieron en cuenta los valores proporcionados por los fabricantes de separadores bifásicos (horizontales y verticales) **Petroingeniería “Sivalls”** distribuidores en todo el país, los cuales son entregados como unidad completa, con tuberías de interconexión, soportes, válvulas, manuales de control, instrumentación y tablero de control.

### 5.2. Costos de ingeniería

Este tipo de costos se refiere al tiempo que el departamento de ingeniería de producción se demora en realizar los estudios pertinentes para la instalación de los equipos propuestos.

Este valor es obtenido de acuerdo al valor total del equipo y se calcula multiplicando el costo del equipo y sus accesorios por el 10% que equivale a los costos de ingeniería.

### 5.3. Costos de obra civil

Este costo representa todos los trabajos necesarios que se deben realizar para acoplar los equipos anteriormente planteados, y las modificaciones necesarias en la estación de recolección.

El costo estimado es de \$10.000.000 millones de pesos.

#### **5.4. Costos de arranque y puesta en marcha**

Representan los costos desde que los equipos son instalados, las pruebas preliminares hasta la puesta en marcha; así como también imprevistos que se puedan presentar durante estos trabajos.

Estos costos ascienden al valor de \$7.000.000 millones de pesos.

En la Tabla 15 se especificaran con más detenimiento los diferentes para cada una de las alternativas propuestas.

**Tabla 15. Costo total de las alternativas propuestas.**

ALTERNATIVA	DETALLE	CANTIDAD	SEPARADOR C/U \$	INSTRUMENTACION C/U \$	INGENIERIA \$	OBRA CIVIL \$	ARRANQUE Y PUESTA EN MARCHA \$	TOTAL \$	TOTAL US\$
1	Separador horizontal d=60 [in] - L=16,9 [Ft]	1	310.000.000	300.000.000	61.000.000	10.000.000	7.000.000	688.000.000	382.222
2	Separador vertical d=48 [in] - L=12,2 [Ft]	2	190.000.000	260.000.000	45.000.000	10.000.000	7.000.000	702.000.000	390.000
3	Separador vertical d=60 [in] - L=17,7 [Ft]	1	320.000.000	280.000.000	60.000.000	10.000.000	7.000.000	677.000.000	376.111
4	Separador vertical d=54 [in] - L=13,6 [Ft]	1	240.000.000	260.000.000	50.000.000	10.000.000	7.000.000	567.000.000	315.000
5	Separador vertical d=60 [in] - L=17,7 [Ft]	2	320.000.000	280.000.000	60.000.000	10.000.000	7.000.000	997.000.000	553.888
	Separador vertical d=42 [in] - L=10,6 [Ft]	1	160.000.000	240.000.000	40.000.000	10.000.000	7.000.000	457.000.000	253.888
	Gun Barrels d=431,5 [in] - L=61,2 [Ft]	1	1392.363.726	550.000.000	164.236.372	200.000.000	7.000.000	2313.600.098	1.285.333

## **6. SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA**

Luego de obtener las diferentes alternativas solución planteadas y desarrolladas en el capítulo anterior, el paso a seguir es: desarrollar una metodología con el propósito de elegir la mejor opción, realizando un análisis de las variables que presentan mayor relevancia al momento de hacer una selección como lo son: espacio, relación gas-liquido, manejo de sólidos, control de espuma, flexibilidad operacional y costos.

Tomando en cuenta los criterios anteriores y realizando una evaluación de cada uno de estos, se obtendrá un resultado cuantitativo el cual nos permitirá evaluar la mejor propuesta.

### **6.1. CRITERIOS DE EVALUACION**

A continuación se realizara una breve descripción de los criterios de selección, teniendo en cuenta las condiciones actuales que presenta la estación.

#### **6.1.1. Espacio**

De acuerdo a todos los escenarios expuestos en el capítulo anterior, y haciendo una comparación entre los separadores verticales y horizontales se puede decir que el separador que más espacio ocuparía en la isla es el horizontal. De acuerdo a la información obtenida por parte de Ecopetrol S.A., el espacio para el sistema de separación en la isla IV no tendría ningún inconveniente en adoptar cualquier tipo de separador, aunque actualmente los equipos que se encuentran en funcionamiento son verticales, luego se debería tener en cuenta la configuración horizontal.

### **6.1.2. Relación Gas-Líquido**

Actualmente la producción de gas es notablemente menor en relación con la producción de crudo y se espera que con el tiempo esta variable disminuya aún más debido a la inyección de agua que se está realizando. Esta relación es considerada como un indicativo de gran importancia en la selección de la configuración ya que si es menor que 500, se debe utilizar un separador vertical y si es mayor que 2000, es recomendable utilizar un separador horizontal.

### **6.1.3. Manejo de sólidos**

En la actualidad la producción de hidrocarburos viene acompañada de pequeñas cantidades de sedimentos, pero podrá aumentar esta cifra considerablemente debido a la inyección de agua. Tomando en cuenta las ventajas y desventajas de los separadores horizontales y verticales como se mencionó en el capítulo 2, se puede inferir que el separador vertical es el más apropiado al momento de manejar sólidos, proporcionándole una ventaja al momento de hacer la selección.

### **6.1.4. Control de espuma**

La formación de espuma siempre ha tenido influencia en los fluidos producidos, ocasionando que los equipos tengan una disminución en la eficiencia de separación. La isla IV no presenta un problema de gran magnitud en relación a esta variable, pero por defecto la mejor alternativa a utilizar sería la instalación de un separador horizontal el cual brinda resultados muy exitosos con el control de espuma.

### **6.1.5. Flexibilidad operacional**

Este ítem hace referencia a la disponibilidad de equipos para respaldar el trabajo realizado en la estación ante la presencia de algún evento ya sea por causa de un mantenimiento o reparación de algún tipo sin previa planificación. La flexibilidad operacional es de suma importancia, ya que de ella depende que la producción se mantenga en caso de algún contratiempo.

### **6.1.6. Economía**

Debido al incremento de fluidos a separar, los separadores actuales no tienen las dimensiones necesarias para cumplir con su función al momento de alcanzar los caudales máximos, es allí donde se consideró el aumento de tamaño de cada equipo el cual no vario mucho uno con respecto al otro en las diferentes propuestas expuestas en el capítulo anterior, lo cual trae consigo que los costos de estos sean similares.

Para realizar un estudio minucioso de los costos, se deben tener en cuenta cada una de las variables que influyen en el mismo, las cuales varían en función del uso o de producción. Costos es el sacrificio, o esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo. Por ende se debe escoger la alternativa que devengue menos gastos al momento de su puesta en marcha para que pueda ser utilizada en la toma de decisiones de la inversión del capital.

Con el objetivo de realizar la evaluación de las diferentes alternativas, se le otorgó una ponderación a cada uno de los criterios anteriormente mencionados, este porcentaje fue otorgado, teniendo en cuenta la influencia de las variables en el proceso de separación, las características del fluido que ingresa a la estación y las condiciones actuales que presenta la estación.

A continuación se presenta en la Tabla 16, la distribución porcentual elaborada para cada criterio.

**Tabla 16. Distribución porcentual para cada criterio.**

<b>VARIABLE</b>	<b>PORCENTAJE</b>
<b>Espacio</b>	10
<b>GOR</b>	10
<b>Manejo de solidos</b>	15
<b>Control de espuma</b>	10
<b>Flexibilidad operacional</b>	25
<b>Costos</b>	30

Para realizar la evaluación y determinación de la mejor alternativa, a cada una de las opciones se le otorgó una calificación cuantitativa correspondiente a su comportamiento cualitativo, de acuerdo al desempeño y a la eficiencia que podría presentar la estación.

La valoración que se utilizó para calificar las diferentes alternativas es presentada a continuación en la Tabla 17.

**Tabla 17. Valoración de las alternativas.**

<b>VALORACION CUALITATIVA</b>	<b>VALORACION CUANTITATIVA</b>
<b>Deficiente</b>	1
<b>Regular</b>	2
<b>Bueno</b>	3
<b>Muy bueno</b>	4
<b>Excelente</b>	5

## **6.2. ELECCION DE LA MEJOR ALTERNATIVA**

Para seleccionar la mejor opción procederemos a asignar una calificación a cada alternativa y luego se multiplicara por el porcentaje de cada uno de los criterios de selección obteniendo así una calificación acumulada en puntos. La alternativa que tenga la mayor cantidad de puntos acumulados será la más conveniente para optar como solución.

En la Tabla 18 son presentados los diferentes valores utilizados en la calificación de las alternativas.

**Tabla 15. Cuadro de decisión.**

OPCIÓN		ALTERNATIVA 1		ALTERNATIVA 2		ALTERNATIVA 3		ALTERNATIVA 4		ALTERNATIVA 5	
CRITERIO	PORCENTAJE	CALIFICACIÓN	ACUMULADO	CALIFICACIÓN	ACUMULADO	CALIFICACIÓN	ACUMULADO	CALIFICACIÓN	ACUMULADO	CALIFICACIÓN	ACUMULADO
Espacio	10%	1	0,1	2	0,2	3	0,3	4	0,4	5	0,5
GOR	10%	5	0,5	2	0,2	3	0,3	3	0,3	3	0,3
Manejo de solidos	15%	1	0,15	5	0,75	5	0,75	5	0,75	5	0,75
Control de espuma	10%	5	0,5	3	0,3	3	0,3	3	0,3	3	0,3
Flexibilidad operacional	25%	5	1,25	5	1,25	5	1,25	4	1	5	1,25
Costos	30%	4	1,2	3	0,9	4	1,2	5	1,5	2	0,6
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>		<b>3,7</b>		<b>3,6</b>		<b>4,1</b>		<b>4,25</b>		<b>3,7</b>

De acuerdo a los datos obtenidos por el cuadro de decisión, podemos observar que de todas las alternativas planteadas la numero 4 es la que mayor calificación recibió en todos los ítems, lo que quiere decir que es la más opcionada para dar solución al problema generado en la estación de recolección isla IV a causa del proyecto de inyección de agua.

Esto quiere decir que la configuración que se debe implementar es: un separador nuevo bifásico cuyas dimensiones deben ser 54 [in] de diámetro por 13,6 [Ft] de longitud, este trabajando en paralelo con el separador general existente y los otros dos separadores actuales trabajando como de prueba, todos estos diseñados para trabajar a un tiempo de retención de 2 minutos.

Mediante la instalación de este nuevo separador y con el apoyo de los actuales es posible que esta opción maneje de manera efectiva el aumento de finos y sólidos y la relación gas-liquido, en cuanto al espacio este se incrementa un poco con respeto a los equipos instalados. Con relación a la economía es muy importante resaltar que esta opción es la que más beneficia el proyecto ya, que se requiere un solo separador nuevo y de menor tamaño en relación a los otros propuestos.

Los inconvenientes que presenta esta alternativa son:

- Presenta una baja eficiencia al momento de manejar la espuma que produce el crudo dentro del separador, esto no es un problema nuevo en la vida productiva del campo pero lo recomendable seria agregar un antiespumante para solucionar el problema, aunque el crudo que ingresa a la estación de recolección no presenta problemas considerables en la separación de los fluidos.

- La flexibilidad operacional no sería la más adecuada, porque en el momento que se necesite sacar de operación el separador nuevo ya sea por mantenimiento o por reparación, el separador general restante y el de prueba quedarían totalmente copados con el fluido, lo que quiere decir que entraría también en funcionamiento el separador de prueba de los pozos, como son 21 los pozos que se prueban, quedaría un margen de 9 días para resolver el problema del separador fuera de servicio, lo cual sería una limitante de tiempo.

Por último, con el objetivo de realizar un proceso de separación eficiente en la estación, se dio la opción de agregar un gun barrels a cualquiera de los diseños propuestos ya que en la estación se maneja un porcentaje considerable de agua emulsionada y con el diseño de este tanque ayudaríamos a acelerar los otros procesos que se llevan a cabo en el campo Yarigui Cantagallo.

## 7. CONCLUSIONES

- La alternativa de implementar un separador nuevo bifásico vertical trabajando en paralelo con el separador general existente y los otros dos separadores actuales trabajando como separadores de prueba (todos estos verticales) fue la opción más aceptada de acuerdo a la puntuación obtenida en la tabla de decisiones. Mediante la instalación de este nuevo separador y con el apoyo de los actuales es posible que esta opción maneje de manera efectiva el aumento de finos y sólidos y la relación gas-liquido, económicamente esta opción es la que más beneficia el proyecto ya que requiere un solo separador nuevo y de menor tamaño con relación a los otros propuestos, en cuanto al espacio este se incrementa un poco con respecto a los equipos instalados.
- El gun barrel propuesto se hace necesario implementarlo en cualquiera de las alternativas propuestas, ya que el crudo que está ingresando a la isla IV presenta una cantidad considerable de crudo emulsionado y para romper esta emulsión es necesario tener un tiempo de retención considerable el cual lo puede proporcionar este equipo, además de romper la emulsión también se puede utilizar como tanque de almacenamiento evitando que se realicen dos descargas de crudo por día como se viene presentando hoy en día en estación isla IV.
- El diseño de un separador trifásico fue descartado desde el principio del proyecto, debido a que el porcentaje de agua libre que genera la isla IV es muy bajo (4%) y el %BSW es considerable (25%), asimismo el implementar este equipo no sería rentable económicamente ya que los costos de inversión, operación y mantenimiento del equipo son muy altos comparados con los costos de los separadores bifásicos.

## 8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda que todo el sistema de separación bifásico sea modificado como se aconseja en la alternativa número 5, ya que los equipos existentes llevan un tiempo de vida útil de aproximadamente 68 años, por lo cual se hace necesario cambiar los separadores para evitar problemas de corrosión y además para actualizar los equipos con lo último en tecnología.
- Este proyecto se desarrolló manejando el incremento de fluido directamente en la estación de recolección de la isla IV del campo Yariguí Cantagallo, se recomienda implementar otras alternativas como enviar el incremental de fluido a las estaciones de recolección cercanas, y hacer un comparativo económico para determinar cuál de las opciones presenta mejor viabilidad económica.
- Se recomienda desarrollar un estudio ambiental que pueda determinar el impacto que podría generar si se implementarán las alternativas propuestas anteriormente para ampliar o no la isla IV del campo Yariguí Cantagallo.
- El aumento de fluidos en la estación a futuro también contemplaría la posibilidad de cambiar los tanques de recolección, ya que el caudal que se almacena en el tanque general es de 10000 [BPD] y en el tanque de prueba es de 4300 [BPD], pero como no hay espacio suficiente para ampliar estos equipos, se están realizando dos descargas diarias de fluido actualmente para lidiar con este problema.

## BIBLIOGRAFIA

1. REYES, Anderson Hernando y SERRANO Jhon Edison. Análisis y evaluación del comportamiento operacional de la estación auxiliar del campo Cantagallo. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.
2. GREENE, Richard W. Válvulas, selección, uso y mantenimiento. Editorial Mc Graw-Hill Interamericana de México S.A. 1ª Edición, 1989.
3. MANEJO DE LA PRODUCCION EN SUPERFICIE, es.scribd.com/doc/43065686/MANEJO-DE-LA-PRODUCCION-EN-SUPERFICIE <<http://es.scrib.com/doc/43065686/MANEJO-DE-LA-PRODUCCION-EN-SUPERFICIE>>
4. KENNETH J. Mc Naughton. Bombas selección uso y mantenimiento. Editorial Mc Graw-Hill-Mexico, 1988. P.373.
5. FACILIDADES DE SUPERFICIE EN LA INDUSTRIA PETROLERA, [www.monografias.com/trabajos72/facilidades-superficie-industria-petrolera3.shtml](http://www.monografias.com/trabajos72/facilidades-superficie-industria-petrolera3.shtml)<[www.monografias.com/trabajos72/facilidades-superficie-industria-petrolera3.shtml](http://www.monografias.com/trabajos72/facilidades-superficie-industria-petrolera3.shtml)>
6. ARENAS, Eliamar y CARACHE, Yasear. Estación de flujo. Ciudad Ojeda: Instituto Universitario Politécnico "SANTIAGO NARIÑO", 2011.

7. SIMULADOR PARA LA MONITORIZACION Y CONTROL DE UNA ESTACION DE RECOLECCION Y TRATAMIENTO DE PETROLEO CRUDO, [www.revistamemorias.com/articulos12/03%20articulo-simulador.pdf](http://www.revistamemorias.com/articulos12/03%20articulo-simulador.pdf) <[www.revistamemorias.com/articulos12/03%20articulo-simulador.pdf](http://www.revistamemorias.com/articulos12/03%20articulo-simulador.pdf)>
8. MANEJO AMBIENTAL FASE DE OPERACIÓN, [www.upme.gov.co/guia\\_ambiental/carbon/gestion/guias/plantas/contenid/medidad2.htm](http://www.upme.gov.co/guia_ambiental/carbon/gestion/guias/plantas/contenid/medidad2.htm)<[www.upme.gov.co/guia\\_ambiental/carbon/gestion/guias/plantas/contenid/medidad2htm](http://www.upme.gov.co/guia_ambiental/carbon/gestion/guias/plantas/contenid/medidad2.htm)>
9. ESCOBAR, Juan Camilo. Implementación de actividades para el desarrollo de un plan de mantenimiento basado en condición con técnicas predictivas para una estación de producción de petróleo. Sevilla, España: Universidad de Sevilla. Facultad de Ingeniería, 2009.
10. ARENAS, Oscar A y HERRERA, Fredy A. Separación: Primera y crucial etapa en las facilidades de superficie o baterías de producción pruebas con fluidos. Trabajo de facilidades de superficie. Bucaramanga, Santander. 2001.
11. ARNOLD, Ken y STEWART, Mauricio. Surface Production Operations. Volumen 1, Segunda Edición. Houston, Texas; Gulf Publishing Company, 2008.
12. CELIS R, Manuel y MENDOZA B, Rodrigo. Evaluación del sistema de recolección de líquido de la estación isla 6 del campo Cantagallo por medio de la aplicación en software especializado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de

Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

13.LOZANO, Julián. Manual de Operaciones Estación de Recolección Isla IV Cantagallo-SAR. Gerencia regional magdalena medio. Ecopetrol S.A, 2007.

14.MANOSALVA C, Mayerly. Plan de manejo ambiental para el campo petrolero de Cantagallo y campos aledaños. Gerencia regional magdalena medio. Ecopetrol S.A.

## **ANEXOS**

## **ANEXO A. Plan de contingencia ambiental para la isla IV de Cantagallo.<sup>14</sup>**

### **1. PLAN ESTRATEGICO**

Define la organización para la atención de emergencias, las funciones y responsabilidades de las personas encargadas de ejecutar el plan, los recursos necesarios y las estrategias de respuesta para aplicar en cada uno de los escenarios probables, definidos a partir de la evaluación de los riesgos asociados a la operación del campo Cantagallo y sus campos aledaños.

La puesta en marcha y ejecución de las medidas expuestas en este Plan de Contingencia es responsabilidad de ECOPETROL, como operador de las estaciones. Sin embargo dentro de la respuesta a una emergencia deben existir canales de comunicación y mecanismos de cooperación con las autoridades e instituciones locales, regionales y nacionales involucradas. Incluyendo el Plan Nacional de Contingencias (PNC), los comités locales de emergencias y los planes de ayuda mutua dentro de la Superintendencia de Operaciones del Río de ECOPETROL.

Después de un siniestro es responsabilidad de ECOPETROL encargarse de actividades como la remoción de los materiales, equipos y elementos que han resultado deteriorados total o parcialmente, evaluar pérdidas directas e indirectas y los daños a terceros.

La investigación del siniestro se realiza a través del Director del Plan (Director de Operaciones de Cantagallo) y del Director en Escena (Coordinador Ambiental y de Obras Civiles), y cuando se requiera apoyo adicional se contará con el Grupo de Soporte de Operaciones de Campo.

## **1.1. Niveles de emergencias**

La acción de respuesta a una emergencia está condicionada por la fase en la cual se esté desarrollando, cada una de ellas con sus propias características y prioridades.

Las emergencias de Nivel 1 Comprende las situaciones de emergencia que afecten directamente los campos de Cantagallo – Yariguíes y alrededores, y que pueden ser controladas con los recursos de ECOPETROL en sus instalaciones.

Las emergencias Nivel 2, Corresponde a las situaciones de emergencia de magnitud tal que para su control se requieren, además de los recursos con que cuenta la zona industrial de Cantagallo, los disponibles en otras estaciones y bases de ECOPETROL más cercanas o de los cuerpos de socorro del área.

Las emergencias Nivel 3 se aplican en situaciones que puedan provocar daños de gran magnitud o que tengan una cobertura mayor en comparación con los niveles anteriores, para lo cual la atención de una emergencia se requiere la participación inmediata del Comité Local y Regional de Emergencias.

## **1.2. Funciones y Responsabilidades en Caso de Emergencia.**

Las funciones y responsabilidades asignadas a cada una de las personas que se desempeñan dentro del organigrama operativo, se mantendrán en el nivel en que se esté atendiendo la emergencia, así se haya activado el nivel superior de respuesta, hasta que llegue el personal comprometido en el siguiente nivel y se efectúe la entrega oficial del cargo mediante la realización de un informe detallado sobre el estado de la emergencia y las labores ejecutadas.

Los cargos y funciones durante una eventual emergencia se presentan a continuación:

### **Director del plan**

Responsable: Director Departamento Operaciones Cantagallo  
Reporta a: Superintendente de Operaciones del Río  
Función: Mantener operativo el Plan de Contingencia.

### **Director en Escena**

Responsable: Coordinador Ambiental y de Obras Civiles - Ing. Álvaro Niño  
Reporta a: Director del Plan  
Función: Controlar la óptima ejecución del Plan de Contingencia.

### **Coordinador de la Emergencia**

Responsable: Coordinador de Producción  
Reporta a: Director en Escena  
Función: Ejecutor operativo del Plan de Contingencia.

### **Coordinador Grupos de Respuesta**

Responsable: Coordinador de Mantenimiento Reporta a: Coordinador de la Emergencia.  
Función: Responsable de las actividades de control de la emergencia.

## **Grupos de Respuesta**

Responsable: Personal operativo y administrativo de ECOPETROL en la zona industrial Cantagallo, personal de mantenimiento de la línea, y personal de apoyo de otras instalaciones de ECOPETROL.

Reporta a: Director en Escena y Coordinador de la Emergencia.

Función: Ejecutar las actividades de control de derrames, extinción de incendios, primeros auxilios, y evacuación.

## **Brigada para Control de Derrames**

Esta brigada será coordinada por el Personal y la coordinación de producción

## **Brigada de Primeros Auxilios**

Esta brigada puede ser coordinada por el médico rural y las enfermeras disponibles en el Centro de Salud de Cantagallo.

## **Brigada de Evacuación**

Esta brigada es importante cuando por cuestiones de seguridad sea necesario evacuar las instalaciones de la estación. El responsable de estas actividades será el personal de Seguridad Industrial dentro del campo.

## **Grupo de Apoyo Logístico**

Responsable: Asistente Administrativo y Contable

Reporta a: Coordinador de la emergencia.

Función: Manejar gastos, cuadrillas, dotación y transporte.

## **Seguros**

Responsable: Asesor Legal, para los dos niveles de respuesta.

Reporta a: Director del Plan.

Función: Soporte en manejo de pólizas de garantía.

## **Oficina de Prensa**

Responsable: Oficina de Prensa de ECOPETROL.

Reporta a: Director del Plan.

Función: Generar y controlar los comunicados de prensa relacionados con la emergencia, si es el caso.

## **Relaciones con la Comunidad**

Responsable: Representante de la Oficina de Asuntos con la Comunidad de ECOPETROL.

Reporta a: Director del Plan.

Función: Realizar los contactos necesarios con las comunidades afectadas por la emergencia, en caso de ser necesario.

## **Grupo de Comunicaciones Internas**

Responsable: Asistente Administrativo - Seguridad.

Reporta a: Coordinador de la Emergencia.

Función: Asegurar comunicaciones eficaces y eficientes.

### **Asesoría Legal**

Responsable: Asesor Legal de ECOPETROL.  
Reporta a: Director del Plan.  
Función: Atender los aspectos legales de la emergencia cuando sea necesario.

### **Asesor Ambiental**

Responsable: Coordinador Ambiental de ECOPETROL Bogotá  
Reporta a: Director en Escena.  
Función: Soporte técnico durante el control de la emergencia.

### **Seguridad Industrial**

Responsable: Coordinador Departamento de Seguridad Industrial.  
Función: Responder por la seguridad del personal dentro de las instalaciones de los campos y en las áreas afectadas por la emergencia.

### **Seguridad Física**

Responsable: Supervisor de Seguridad Física de ECOPETROL.  
Reporta a: Coordinador de la emergencia.  
Función: Seguridad del personal, las instalaciones y los equipos.

## **Servicios Médicos**

Responsable: Centro Médico de Cantagallo en coordinación Médicos Adscritos a ECOPETROL.  
Reporta a: Coordinador de la Emergencia.  
Función: Mantener la salud del personal, examinar y tratar accidentes.

## **Mantenimiento**

Responsable: Coordinador de Mantenimiento  
Reporta a: Coordinador de la Emergencia.  
Función: Mantener operativos los equipos e instalaciones.

## **Jefe de Bodega**

Responsable: Jefes de Bodega  
Reporta a: Coordinador de la Emergencia.

### **1.3. Tiempos de Desplazamiento entre instalaciones y poblaciones**

Las instalaciones del campo Cantagallo son altamente dependientes del desplazamiento continuo entre estaciones y pozos, factor que puede ser limitante en el momento en que ocurra una emergencia.

En la **Tabla 19** se presentan los tiempos de desplazamiento vía terrestre o fluvial entre estaciones y entre poblaciones.

**Tabla 16. Tiempos de desplazamiento entre estaciones y poblaciones.**

De		A	Vía	Tiempo (min.)
Zona Industrial Cantagallo		Isla I	Terrestre	8
		Isla II	Fluvial	- 8
		Isla III	Terrestre	8
		Isla IV	Fluvial	- 5
		Isla V	Terrestre	15
		Isla VI	Fluvial	13
			Fluvial	-
		Terrestre		
		Fluvial		
B/bermeja	Pto.	Terrestre	90	
	Wilches	Fluvial	30	
Pto. Wilches		Fluvial	10	
Pto. Wilches	Cantagallo	Terrestre	60	
Pto. Wilches	P.	Terrestre	180	
Pto. Wilches	Sogamoso	Terrestre	120	
Pto. Wilches	P.Cristalina	Terrestre	180	
Pto. Wilches	P. Pavas	Terrestre	150	
Pto. Wilches	P.Barranca	Fluvial	- 180	
	.L	Terrestre		
	P. Totumal			
	P. Garzas			

### 1.3.1. Estrategias de Prevención

Las acciones de prevención hacen parte importante del plan de contingencia porque reducen la probabilidad de ocurrencia de una emergencia, y durante el desarrollo de esta evitan que se extienda hacia otras áreas. El manejo preventivo incluye:

- Mantenimiento periódico de los equipos y sistemas relacionados con la ocurrencia o control de una emergencia.
- Instalación de detectores de humo y sensores de gases y llama en los sitios considerados de alto riesgo.
- Implementación y estandarización de códigos de alarma en las estaciones.
- Definición de los puntos de encuentro, y sitio para la atención de lesionados en caso de emergencia.
- Mantenimiento de los equipos para el control de derrames y extinción de incendio.
- Señalización de los lugares que representen peligro, de los lugares restringidos, y de los sitios de almacenamiento de equipos para control de emergencias.
- Inducción de seguridad del personal ajeno a ECOPEPETROL o contratistas, que ingresen a las instalaciones.

## 2. PLAN OPERATIVO

La persona que detecte la emergencia debe reportar el hecho inmediatamente a las oficinas centrales del campo Cantagallo. La información que se reciba sobre la emergencia debe cubrir en lo posible los datos solicitados en el **Formato 1** presentado en el Manual Operativo del Plan de Contingencia. La recepción y transmisión de información debe ser objetiva y exacta, evitando las opiniones o impresiones personales.

De acuerdo con los resultados de la evaluación preliminar de la emergencia, se determinará la necesidad o no de activar el Plan de Contingencia. En caso afirmativo, se procederá de inmediato a activarlo en su Nivel 1 de respuesta.

Las primeras acciones de activación del Plan de Contingencia consistirán en poner en práctica los procesos de notificación y administración de la emergencia.

En caso de derrames de hidrocarburos, se debe realizar una primera aproximación sobre la ruta que pueda tomar la mancha con el fin de establecer los posibles escenarios secundarios y el punto o los puntos de control en los que se pueden realizar labores de contención y recolección.

En caso de incendio, se debe identificar el escenario expuesto a radiación con el fin de iniciar la evacuación del personal que allí se encuentre. Igualmente se debe realizar la refrigeración de los equipos localizados dentro del radio de acción del calor producido por las llamas, principalmente de aquellos que presenten riesgo de incendio o explosión.

## **2.1. Dimensionamiento y Proyección de la Emergencia**

El dimensionamiento de la emergencia permitirá determinar el nivel de respuesta requerido, de acuerdo con los recursos que demande la contingencia para su manejo, control y para la recuperación de las zonas afectadas.

La gravedad de la emergencia estará determinada por su magnitud (volumen derramado y fuente del incendio), las características del área afectada, y las condiciones físicas existentes que faciliten o dificulten la realización de actividades de manejo y control.

Inmediatamente se logre precisar la fuente del derrame, se debe hacer un estimativo del volumen de crudo derramado según lo que indiquen los sistemas de

medición y las características de operación de la tubería o el equipo averiado. Se debe estimar además la extensión de la mancha y el grado de sensibilidad que presente el área afectada. Adicionalmente se deben observar las condiciones climáticas y ambientales prevalecientes en la zona con el fin de evaluar la posibilidad de realizar acciones efectivas de manejo y control.

Una vez ubicado el sitio de ocurrencia del derrame y el área cubierta por el mismo, se debe realizar una proyección sobre el comportamiento de la mancha con el fin de identificar los riesgos de afectación de áreas adicionales y a la vez planificar en el tiempo las acciones de manejo y control a adelantar.

En el evento de un derrame, es necesario conocer completamente los siguientes aspectos:

- Origen del derrame.
- Características del hidrocarburo derramado.
- Riesgos para la seguridad de la vida humana e instalaciones.
- Estimación aproximada del volumen máximo potencial del derrame.
- Evaluación de las condiciones ambientales y climatológicas predominantes.
- Trayectoria esperada del derrame.
- Identificación de los recursos amenazados.
- Equipos disponibles.
- Personal disponible.
- Tiempos máximos de desplazamiento al sitio de ocurrencia.
- Entidades de ayuda mutua en el área de influencia.
- Establecimiento de las prioridades de protección y formulación de la estrategia de respuesta.

El dimensionamiento del incendio y su proyección debe incluir un análisis de los siguientes aspectos:

- Posibilidades de propagación a otras áreas o instalaciones.
- Recursos requeridos para su control
- Planificación en el tiempo de las acciones de manejo y control.

Esta información permitirá estimar los volúmenes de agua contraincendio requeridos para extinción y refrigeración, con los cuales se determinará si es suficiente el agua contraincendio disponible.

En caso que ocurra una explosión, se deben analizar los siguientes aspectos para determinar su posible comportamiento:

- Causa de la explosión y acciones para el control y prevención de emergencias asociadas al evento inicial.
- Probabilidad de ocurrencia de nuevas explosiones en escenarios relacionados con el sitio de la emergencia.
- Heridos, lesionados y daños a terceros.

## **2.2. Planes Operativos y Procedimientos De Movilización**

En el momento de ser activado el Plan de Contingencia, el Coordinación de los Grupos de Respuesta debe convocar y reunir a todas las personas que conforman dichos grupos.

El Coordinador puede realizar la convocatoria de manera directa o delegar esta labor. Para ello debe contar con un directorio actualizado del personal de los campos Cantagallo, Yariguíes y sus campos aledaños, de tal manera que pueda ubicar cada uno de los integrantes de los Grupos de Respuesta, inclusive cuando éstos se encuentren fuera de las instalaciones.

El personal involucrado en la coordinación del Plan de Contingencia en su Nivel 1 de respuesta serán los mismos encargados de la operación de los campos petroleros, lo que facilita la convocatoria y ensamblaje del Grupo Coordinador del Plan.

Una vez alertadas las autoridades y el Comité Local de Prevención y Atención de Desastres del municipio en cuya jurisdicción se localicen las áreas afectadas o en peligro de afectación, se procederá de inmediato a evaluar y a solicitar el apoyo requerido de parte de los mismos. En caso de ser activado el Plan de Contingencia, las personas integrantes de los Grupos de Respuesta que no se encuentren dentro de las instalaciones de los diferentes campos petroleros, se deben dirigir al sitio acordado previamente con el Coordinador de los Grupos de Respuesta.

Luego de evaluada la emergencia y realizada la proyección de su comportamiento, el Coordinador de la Emergencia se debe desplazar de inmediato al sitio de los acontecimientos para ponerse al frente de las labores de control y coordinar la disponibilidad de equipos para el control.

La tarea de informar a la comunidad será realizada únicamente por el Director en Escena o el Director del Plan, únicos autorizados para contactar a los medios de comunicación y autoridades, como se especifica en los flujogramas de comunicaciones. En caso de una emergencia por derrame cuya magnitud llegue al Nivel 3 de respuesta, los responsables del manejo de la información serán el Coordinador del Comité Operativo Local / Regional / Nacional del Plan Nacional de Contingencia y el Director en Escena.

### **2.3. Procedimiento de Actualización de Información General**

Durante el desarrollo de la emergencia se debe precisar en todo momento la localización exacta del evento que la ocasiona y las características ambientales y sociales del área cubierta por el mismo. Se deben tomar además datos permanentes acerca de las condiciones meteorológicas prevalecientes en el área. Con base en esta información, se deben realizar los ajustes correspondientes a los estimativos iniciales efectuados sobre el comportamiento de la emergencia.

De acuerdo con los ajustes realizados a la proyección del comportamiento de la emergencia, se debe establecer si persiste el riesgo de afectación sobre las áreas indicadas por la proyección inicial. En caso contrario, se deben determinar las nuevas áreas de posible afectación y alertar a las autoridades y al Comité Local de Emergencias del municipio afectado.

El Director en Escena y el Coordinador de la Emergencia deben realizar evaluaciones continuas sobre la efectividad de las acciones de manejo y control adelantadas. Con base en dichas evaluaciones se irán ajustando las actividades en ejecución a las condiciones y características que presenten las áreas afectadas, con el propósito de lograr una mayor eficacia y eficiencia en las operaciones.

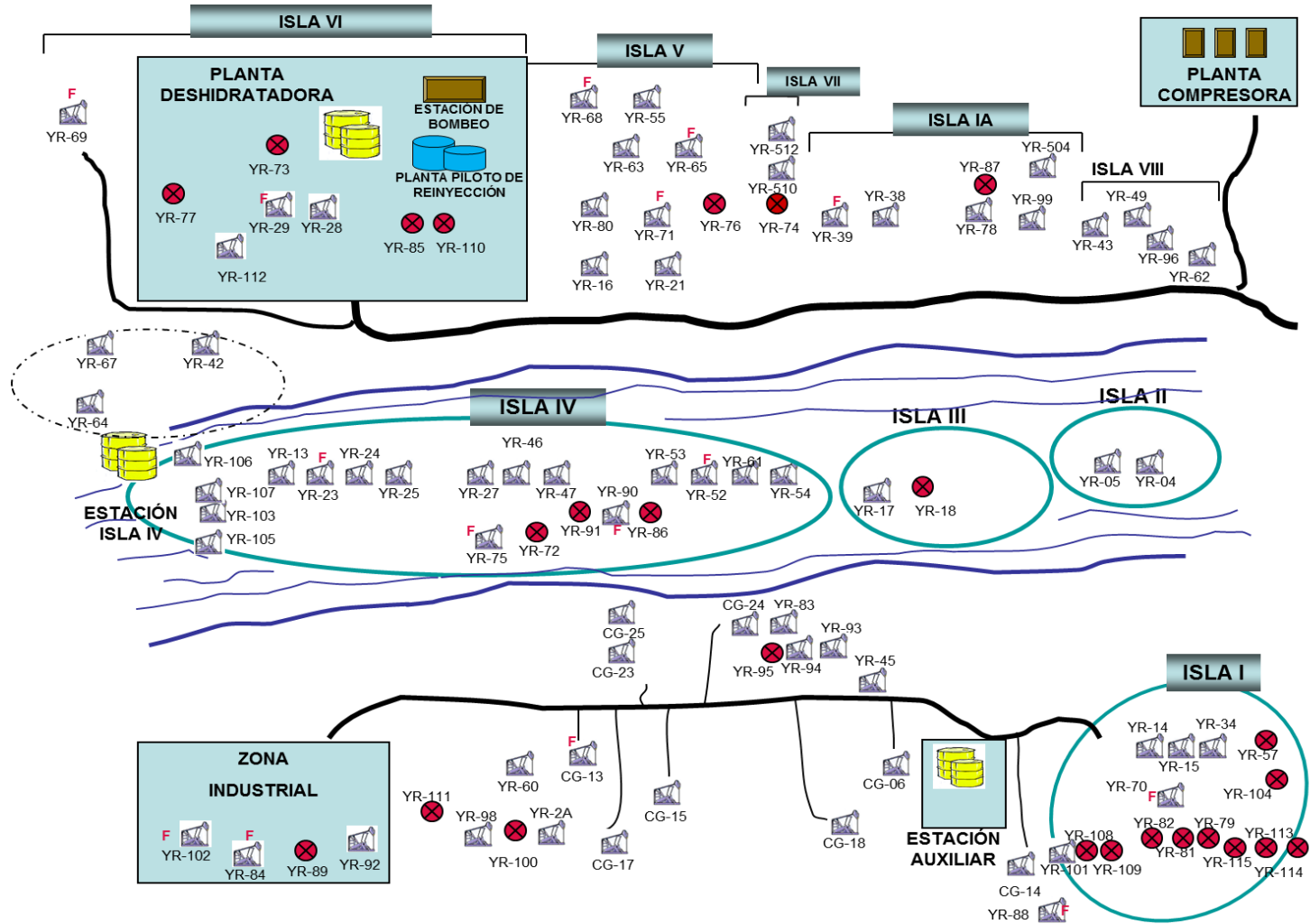
El Coordinador de los Grupos de Respuesta debe reportar diariamente por escrito al Coordinador de la Emergencia sobre las operaciones realizadas, mano de obra y equipos utilizados, ocurrencia de accidentes, dificultades presentadas y demás datos que estime conveniente.

El Director en Escena recepcionará los reportes diarios adelantados por el Coordinador de la Emergencia y los anexará a la bitácora de manejo y control de la emergencia.

El informe final será preparado como registró interno de ECOPETROL, con el fin de tener un conocimiento detallado de las circunstancias de la emergencia, su atención y control. El informe escrito final del evento deberá contener como mínimo la siguiente información:

- Fecha y hora de la emergencia.
- Localización.
- Origen de la emergencia y causas.
- Magnitud del evento.
- Áreas afectadas (Terrenos, Recursos Naturales, Instalaciones).
- Reportes y notificaciones efectuadas.
- Comunidades afectadas.
- Plan de acción desarrollado (Acciones, tiempos de respuesta y resultados).
- Apoyo Logístico (solicitado/obtenido/empleado).
- Estimación de Costos (Acciones de control y manejo posterior de la emergencia).
- Fecha y hora de finalización de la emergencia.
- Lecciones Aprendidas.
- Efectividad del Plan de Contingencia

**ANEXO B. Esquema general de los pozos del campo Yariguí Cantagallo.**



Fuente: Ecopetrol S.A.

## **ANEXO C. Procedimiento para calcular las dimensiones de los separadores verticales y horizontales.**

### **Procedimiento para diseñar un separador vertical**

1) El primer paso para diseñar un separador es especificar:

- Los caudales máximos de fluido y de gas ( $Q_f$ ,  $Q_g$ ).
- La temperatura y presión de diseño ( $T_{sep}$ ,  $P_{sep}$ ).
- Las gravedades específicas de aceite y de gas ( $\gamma_o$ ,  $\gamma_g$ ).
- El tiempo de retención ( $t_r$ ).
- El diámetro de la partícula ( $d_m$ ).

2) Determinar la data de diseño.

- Calcular el factor de compresibilidad  $Z$  a la presión y temperatura de diseño.
- Calcular las propiedades del aceite y del gas

$$\rho_L = 62,4 \left[ \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \right] \left[ \frac{Lb}{Ft^3} \right]$$

Se debe tener en cuenta que la temperatura para calcular la densidad del gas debe estar en °R

$$\rho_g = 2,7 \left[ \frac{\gamma_g P}{TZ} \right] \left[ \frac{Lb}{Ft^3} \right]$$

- Calcular la viscosidad del gas a presión y temperatura de diseño ( $P$ [Psia],  $T$ [°F])

3) Calcular el coeficiente de caída ( $C_D$ ) del asentamiento de las partículas de gas.

➤ Asumiendo un  $C_D = 0.34$  se halla la velocidad de asentamiento  $V_t$ .

$$V_t = 0,0119 \left( \left[ \frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right] \left[ \frac{d_m}{C_D} \right] \right)^{1/2} \left[ \frac{Ft}{S} \right]$$

➤ Con la velocidad de asentamiento calculamos el número de Reynolds ( $Re$ ).

$$Re = 0,0049 \left[ \frac{(\rho_g)(d_m)(V_t)}{\mu_g} \right]$$

➤ Con el número de Reynolds recalculamos el  $C_D$ .

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0,34$$

➤ Con el nuevo  $C_D$  recalculamos la velocidad de asentamiento  $V_t$ , con el nuevo  $V_t$  recalculamos el número de Reynolds y así sucesivamente hasta que el coeficiente de caída  $C_D$  converja por lo menos en tres cifras decimales.

4) Calcular el diámetro mínimo nominal ( $d$ ) del separador con la ecuación 11 (capacidad del gas) vista en el capítulo 2.

- 5) Calcular combinaciones de diámetros ( $d$ ) y alturas ( $h$ ) con tiempos de retención especificados dependiendo de los grados  $^{\circ}$ API del aceite (tabla 1) por medio de la ecuación 12 del capítulo 2.
- 6) Calcular las longitudes entre costuras ( $L_{ss}$ ) en base a las alturas halladas en el ítem anterior por medio de las ecuaciones 13 y 14 del capítulo 2.
- 7) Calcular las relaciones de Esbeltez ( $SR$ ) de acuerdo a las longitudes entre costuras ( $L_{ss}$ ) y a los diámetros ( $d$ ) hallados en los ítems 5 y 6 por medio de la ecuación 15 del capítulo 2.
- 8) Por último se realiza una tabla con todos los datos hallados, para escoger el separador que se quiere diseñar.

### **Procedimiento para diseñar un separador horizontal**

- 1) Al igual que en el procedimiento del separador vertical, los ítems 1,2 y 3 se calculan de la misma manera.
- 2) Calcular las longitudes efectivas ( $L_{eff}$ ) para el gas, asumiendo diferentes diámetros nominales empleando la ecuación 6 (capacidad del gas) vista en el capítulo 2.
- 3) Calcular las longitudes efectivas ( $L_{eff}$ ) para el líquido, asumiendo diferentes diámetros nominales empleando la ecuación 8 (capacidad del líquido) vista en el capítulo 2.
- 4) Calcular la longitud entre costuras ( $L_{ss}$ ). Para hallar esta longitud se tiene que observar cuál de las dos longitudes efectivas (gas o líquido) calculadas en el ítem anterior es la mayor, y dependiendo de esto, se utiliza la ecuación 7 o 9 vista en el capítulo 2.

- 5) Calcular las relaciones de Esbeltez (SR) de acuerdo a las longitudes entre costuras (Lss) y a los diámetros (d) hallados en los ítems 2,3 y 4 por medio de la ecuación 10 del capítulo 2.
- 6) Por último se realiza una tabla con todos los datos hallados, para escoger el separador que se quiere diseñar.

A continuación se realizara como ejemplo, el cálculo del separador horizontal y vertical de las alternativas 1 y 2 propuestas en el capítulo 4, para la producción actual y para un tiempo de retención de 1 minuto.

### **Separador horizontal**

- 1) Data:

$$Q_o = 14198,1 \text{ [BPD]}$$

$$Q_g = 0,985 \text{ [MM]}$$

$$\text{Presión de diseño} = 74,7 \text{ [Psia]}$$

$$\text{Temperatura de diseño} = 90 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$\gamma_o = 20 \text{ }^\circ\text{API}$$

$$\gamma_g = 0,6058$$

$$t_r = 1 \text{ minuto}$$

$$d_m = 140 \text{ micrones de acuerdo a la teoría del libro de Kent Arnold.}$$

- 2) Propiedades del aceite y gas.

$$Z = 0,99 \text{ a presión y temperatura de diseño.}$$

$$\mu_g = 0.0123 \text{ [Cp] a presión y temperatura de diseño.}$$

$$\rho_L = 62,4 \left[ \frac{141,5}{131,5 + 20} \right] = 58,2811 \left[ \frac{Lb}{Ft^3} \right]$$

$$\rho_g = 2,7 \left[ \frac{0,6058 * 74,7}{550 * 0,99} \right] = 0,2243 \left[ \frac{Lb}{Ft^3} \right]$$

3) Coeficiente de caída.

### Iteración 1:

Asumiendo un  $C_D = 0,34$  tenemos que:

$$V_t = 0,0119 \left( \left[ \frac{58,2811 - 0,2244}{0,2244} \right] \left[ \frac{140}{0,34} \right] \right)^{1/2} = 3,8840 \left[ \frac{Ft}{S} \right]$$

$$R_e = 0,0049 \left[ \frac{(0,2243)(140)(3,8840)}{0,0123} \right] = 48,6099$$

Luego,

$$C_D = \frac{24}{48,6099} + \frac{3}{(48,6099)^{1/2}} + 0,34 = 1,2640$$

### Iteración 2:

Ahora con el nuevo  $C_D = 0,1,2640$  tenemos que:

$$V_t = 0,0119 \left( \left[ \frac{58,2811 - 0,2244}{0,2244} \right] \left[ \frac{140}{1,2640} \right] \right)^{1/2} = 2,0144 \left[ \frac{Ft}{S} \right]$$

$$R_e = 0,0049 \left[ \frac{(0,2243)(140)(2,0144)}{0,0123} \right] = 25,2109$$

Luego,

$$C_D = \frac{24}{25,2109} + \frac{3}{(25,2109)^{1/2}} + 0,34 = 1,8894$$

Así sucesivamente hasta que el  $C_D$  converja por lo menos en tres cifras:

Vt	Re	CD
3,88409785	48,6099212	1,26401394
2,014437	25,2109055	1,88945402
1,6476367	20,6203585	2,16455089
1,53937958	19,2655084	2,26923782
1,50345216	18,8158728	2,30712533
1,49105625	18,6607365	2,32059826
1,48672156	18,6064874	2,32535976
1,48519865	18,587428	2,32703887
1,48466271	18,5807208	2,32763054
<b>1,48447401</b>	<b>18,5783591</b>	<b>2,32783897</b>
1,48440754	18,5775273	2,32791239

Como podemos observar en la tabla anterior, en la iteración número 10 el  $C_D$  ya se estabilizo, luego este número era el que se estaba buscando, luego de aquí en adelante utilizaremos los valores de Vt, Re y  $C_D$  de la iteración 10 para nuestros cálculos.

4) Longitudes efectivas del líquido y del gas.

Capacidad del gas:

$$d * Leff = 420 \left[ \frac{550 * 0,99 * 0,985}{74,7} \right] \left[ \left( \frac{0,2243}{58,2811 - 0,2243} \right) \frac{2,3278}{140} \right]^{1/2}$$

$$d * Leff = 24,1693$$

$$d * Leff = 24,1693$$

Asumimos un diámetro nominal de 16 y 20 [in] como ejemplo,

$$Leff = \frac{24,1693}{16} = 1,5109 \quad , \quad Leff = \frac{24,1693}{20} = 1,2087$$

Capacidad del líquido:

$$d^2 * Leff = \frac{1 * 14198,1}{0,7}$$

$$d^2 * Leff = 20283$$

Asumimos un diámetro nominal de 16 y 20 [in] como ejemplo,

$$Leff = \frac{20283}{16^2} = 79,2304 \quad , \quad Leff = \frac{20283}{20^2} = 50,7075$$

5) Longitud entre costuras

Como las capacidades del líquido (Leff) calculadas anteriormente fueron más grades que las capacidades del gas, para hallar la longitud entre costuras (Lss), solo vamos a tener en cuenta los valores de las longitudes efectivas del líquido (Leff).

$$L_{ss} = \frac{4}{3} * 79,2304 = 105,6406 \quad , \quad L_{ss} = \frac{4}{3} * 50,7075 = 67,61$$

6) Relación de Esbeltez

Para calcular la relación de Esbeltez, se tuvo en cuenta como ejemplo los diámetros nominales de 16 y 20 [in] y las longitudes entre costuras halladas en el ítem anterior.

$$SR = \frac{12 * 105,6406}{16} = 79,2304 \quad , \quad SR = \frac{12 * 67,61}{20} = 40,566$$

7) Tabla de datos

Descripción	tr [min]	d [in]	Leef Gas [Ft]	Leef Liq [Ft]	Lss [Ft]	SR
PRODUCCION ACTUAL		16	1,510903158	79,23046875	105,640625	79,2304688
		20	1,208722527	50,7075	67,61	40,566
		24	1,007268772	35,21354167	46,9513889	23,4756944
	1	30	0,805815018	22,53666667	30,0488889	12,0195556
		36	0,671512515	15,65046296	18,150463	6,05015432
		42	0,575582156	11,49829932	13,9982993	3,99951409
		48	0,503634386	8,803385417	11,3033854	2,82584635
		54	0,44767501	6,955761317	9,45576132	2,10128029
		60	0,402907509	5,634166667	8,13416667	1,62683333

Como podemos observar en la tabla, el diámetro (d) y la longitud (Lss) a escoger es la que cumple con la condición de la relación de Esbeltez donde nos dice que la relación debe estar entre  $3 \leq SR \leq 4$ , luego el valor que cumple esta condición es el de 3,9995.

Para los tiempos de retención y los caudales propuestos en cada alternativa se realiza el mismo procedimiento para cada uno de ellos.

### **Separador vertical**

Al igual que en el procedimiento del separador horizontal, los ítems 1,2 y 3 se calculan de la misma manera.

#### 4) Diámetro nominal

Para calcular el diámetro nominal vamos a tomar como ejemplo los mismos valores del ejercicio anterior.

$$d^2 = 5040 \left[ \frac{550 * 0,99 * 0,985}{74,7} \right] \left[ \left( \frac{0,2243}{58,2811 - 0,2243} \right) \frac{2,3278}{140} \right]^{1/2}$$

$$d = 9,8335$$

Luego el diámetro nominal es 12 [in], ya que es el diámetro nominal mas cercano al diámetro calculado.

#### 5) Combinaciones de diámetro (d) y alturas (h)

$$d^2 * h = \frac{1 * 14198,1}{0,12}$$

Luego para los diámetros de 12 y 16 [in] de ejemplo tenemos que:

$$h = \frac{1 * 14198,1}{0,12 * 12^2} = 273,8831 [in] \quad , \quad h = \frac{1 * 14198,1}{0,12 * 16^2} = 154,0592 [in]$$

6) Calcular las longitudes entre costuras

Con las alturas calculadas en el ítem anterior procedemos a a calcular las longitudes entre costuras.

$$L_{ss} = \frac{273,8831 + 76}{12} = 29,1569 [Ft] \quad ,$$

$$L_{ss} = \frac{273,8831 + 76}{16} = 19,1716 [Ft]$$

Para calcular las longitudes entre costuras con diámetros mayores de 36 [in] se utiliza la ecuación 14 del capítulo 2.

7) Relación de Esbeltez

Para calcular la relación de Esbeltez, se tuvo en cuenta como ejemplo los diámetros nominales de 12 y 16 [in] y las longitudes entre costuras halladas en el ítem anterior.

$$SR = \frac{12 * 105,6406}{12} = 29,1569 \quad , \quad SR = \frac{12 * 67,61}{16} = 14,3787$$

8) Tabla de datos

PRODUCCION ACTUAL				
tr [min]	d [in]	h [in]	Lss [Ft]	SR
1				
	12	273,883102	29,1569252	29,1569252
	16	154,059245	19,1716037	14,3787028
	20	98,5979167	14,5498264	8,72989583
	24	68,4707755	12,0392313	6,01961564
	30	43,8212963	9,98510802	3,99404321
	36	30,4314558	8,86928798	2,95642933
	42	22,3578042	8,69648369	2,48470962
	48	17,1176939	8,75980782	2,18995196
	54	13,5250914	8,96042429	1,9912054
60	10,9553241	9,24627701	1,8492554	

Como podemos observar en la tabla, el diámetro (d) y la longitud (Lss) a escoger es la que cumple con la condición de la relación de Esbeltez donde nos dice que la relación debe estar entre  $3 \leq SR \leq 4$ , luego el valor que cumple esta condición es el de 3,9940.

Para los tiempos de retención y los caudales propuestos en cada alternativa se realiza el mismo procedimiento para cada uno de ellos.