

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“DISEÑO DE LA INFRAESTRUCTURA DE SUPERFICIE PARA LA  
PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS BARE (ESTE) Y CARIÑA  
PERTENECIENTES AL BLOQUE AYACUCHO DE LA FAJA  
PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

**REALIZADO POR:  
NORELIS DEL VALLE GONZÁLEZ MALAVÉ**

**Trabajo especial de grado presentado ante la universidad de oriente como  
requisito parcial para optar al título de Ingeniero de Petróleo**

**Puerto La Cruz, Marzo 2011**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“DISEÑO DE LA INFRAESTRUCTURA DE SUPERFICIE PARA LA  
PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS BARE (ESTE) Y CARIÑA  
PERTENECIENTES AL BLOQUE AYACUCHO DE LA FAJA  
PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

**REALIZADO POR:  
NORELIS DEL VALLE GONZÁLEZ MALAVÉ**

**ASESOR**

---

**Ing. MSC Rayda Patiño**

**Puerto La Cruz, Marzo 2011**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“DISEÑO DE LA INFRAESTRUCTURA DE SUPERFICIE PARA LA  
PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS BARE (ESTE) Y CARIÑA  
PERTENECIENTES AL BLOQUE AYACUCHO DE LA FAJA  
PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

**El jurado hace constar que asignó a este trabajo de grado la calificación  
de:**

**APROBADO**

---

**Ing. MSC Rayda Patiño**  
**ASESOR ACADÉMICO**

---

**Ing. Daniel Suárez**  
**JURADO PRINCIPAL**

---

**Ing. José Rondón**  
**JURADO PRINCIPAL**

**Puerto La Cruz, Marzo 2011**

## **RESOLUCIÓN**

DE ACUERDO CON EL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARA AL CONSEJO UNIVERSITARIO”

## **DEDICATORIA**

A Dios Todopoderoso por darme la vida y cuidar cada uno de mis pasos.

A mi Padre Baltazar, por su amor y apoyo incondicional.

A mi Madre Catalina, por creer siempre en mí y darme fuerzas para seguir sin desvanecer.

A mis hermanos, por apoyarme, por ser su ejemplo, esperanza y orgullo.

A mis primos, Richard, Nayir y Carolina.

A mi prima Francis, por haberme brindado todo su apoyo.

A mi príncipe Arnold Prado, por ser la principal fuente de inspiración para alcanzar mis metas.

A mi esposo por sus sinceros consejos, deseos de éxito y valiosa dedicación para la culminación de esta meta trazada. Gracias Gabriel.

## AGRADECIMIENTOS

A Dios y la Virgen por darme salud, fuerza y fe durante mi vida universitaria y feliz culminación de este trabajo.

A la Universidad de Oriente, por abrirme sus puertas y brindarme la oportunidad de crecer y madurar en una de las etapas más importantes de mi vida.

A todos los profesores y en especial a los que conforman el Departamento de Petróleo por compartir sus conocimientos con mi persona.

A mi Asesora Ing. Rayda Patiño Camino por su valiosa asesoría y sabios consejos. GRACIAS.

Al grupo que conforma la Gerencia de Operaciones, PDVSA – Distrito San Tomé por la colaboración brindada.

Al personal que labora en la Superintendencia de Costo, PDVSA – Distrito San Tomé por su ayuda.

A la Sra. Irma de Acosta, por sus consejos y por haberme permitido vivir en su casa durante toda mi carrera.

A la Sra. Haide por su ayuda incondicional.

A mis primos Richard, Nayir y Carolina por su apoyo.

A mis amigos por haberme soportado. En especial a: Norma, Rosario, Dorliana, Rafael, Buriel, Angel, Rosalejandra y Adriana.

GRACIAS A

TODOS.

## ÍNDICE

RESOLUCIÓN .....	i
DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
ÍNDICE .....	iv
LISTA DE FIGURAS .....	ix
LISTA DE TABLAS .....	xi
RESUMEN.....	xii
CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. Planteamiento del problema.....	1
1.2. Objetivos .....	2
1.2.1. Objetivo general.....	2
1.2.2. Objetivo específicos.....	2
CAPITULO II .....	4
MARCO TEÓRICO.....	4
2.1. Antecedentes .....	4
2.2. Descripción general del área de estudio y del proceso .....	5
2.2.1. Ubicación geográfica del Distrito Múcura.....	5
2.2.2. Características generales de los campos que constituyen el Distrito Múcura....	6
2.2.2.1. Campo Arecuna.....	6
2.2.2.2. Campo Bare.....	6
2.2.2.3. Campo Cariña .....	6
2.2.3. Reservas oficiales.....	7
2.3. Resumen de Conocimientos Previos.....	8
2.3.1. Sistemas de producción.....	8
2.3.1.1. Cabezal de pozo .....	9

2.3.1.2. Línea de flujo .....	9
2.3.1.3. Múltiples de recolección .....	9
2.3.1.4. Válvula multipuerto .....	10
2.3.1.5. Medidores de flujo multifásico (Etapa de medición).....	12
2.3.1.6. Las bombas .....	13
2.3.2. Métodos de producción.....	14
2.3.2.1. Flujo natural .....	14
2.3.2.2. Métodos de levantamiento artificial.....	15
2.3.3. Dilución de crudo.....	19
2.3.3.1. Principales razones para el uso de diluyente en la producción .....	19
2.3.3.2. Desventajas de usar diluyente .....	20
2.3.4. Hidráulica.....	20
2.3.4.1. Fluido .....	20
2.3.4.2. Flujo de fluidos en tuberías.....	21
2.3.4.3. Número de Reynolds.....	21
2.3.4.4. Flujo laminar .....	21
2.3.4.5. Flujo en transición.....	22
2.3.4.6. Flujo turbulento.....	22
2.3.5. Flujo multifásico .....	22
2.3.5.1. Caudal volumétrico .....	24
2.3.5.2. Velocidad superficial .....	24
2.3.5.3. Fracción de líquido.....	25
2.3.5.4. Velocidad real .....	25
2.3.5.5. Viscosidad absoluta o dinámica.....	26
2.3.5.6. Viscosidad cinemática.....	26
2.3.6. Modelos generales para evaluar el flujo multifásico.....	26
2.3.6.1. Modelo de flujo separado (1949).....	26
2.3.6.2. Modelo de flujo dimensional (1961).....	26
2.3.6.3. Modelo de flujo relativo (1973).....	27



2.3.6.4. Modelo de flujo mecanístico (1976) .....	27
2.3.7. Patrones de flujo.....	28
2.3.7.1. Patrones de flujo para tuberías horizontales o ligeramente inclinadas .....	29
2.3.7.2. Patrones de flujo para flujo vertical y fuertemente inclinado .....	32
2.3.8. Mapas de patrones de flujo .....	35
2.3.8.1. Mapa de flujo de Mandhane.....	36
2.3.9. Flujo multifásico en tuberías horizontales .....	36
2.3.9.1. Factores que afectan las curvas de gradiente horizontal .....	37
2.3.10. Estaciones de flujo .....	38
2.3.10.1. Funciones de las estaciones de flujo .....	39
2.3.11. Estaciones de flujo convencional .....	39
2.3.11.1. Componentes principales de una estación de separación de flujo .....	40
2.3.12. Estaciones de flujo con tecnología multifásica .....	48
2.3.13. Bombeo multifásico .....	49
2.3.13.1. Parámetros a considerar en la selección de una bomba multifásica.....	51
2.3.13.2. Beneficios de las bombas multifásicas.....	52
2.3.13.3. Bombas adaptadas para manejo de flujo multifásico.....	52
2.3.13.4. Bombeo multifásico en Venezuela.....	56
2.3.14. Simulación .....	58
2.3.15.1. Tipos de simulación .....	58
2.3.15.2. Programas de simulación .....	59
2.3.15.3. Simulador Pipephase.....	59
2.3.15. Evaluación económica de proyectos .....	62
2.3.16.1. Inversión.....	62
2.3.16.2. Depreciación .....	63
2.3.16.3. Regalía .....	63
2.3.16.4. Inflación .....	64
2.3.16.5. Costos.....	64
2.3.16.6. Ingresos gravables.....	66

2.3.16.7. Precio de venta .....	66
2.3.16.8. Impuesto sobre la renta .....	66
2.3.16.9. Tasa de descuento .....	67
2.3.16.10. Flujo de caja .....	67
2.3.16.11. Indicadores económicos para el estudio comparativo.....	67
CAPITULO III.....	70
DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	70
3.1. Identificación de las opciones o esquemas para el manejo de los volúmenes de producción de los campos Bare (Este) y Cariña .....	70
3.1.1. Estación de flujo convencional .....	71
3.1.1.1. Área de separadores .....	72
3.1.1.2. Área de tanques .....	72
3.1.1.3. Área de bombas.....	72
3.1.1.4. Redes de producción de crudo .....	72
3.1.1.5. Redes de producción de gas .....	73
3.1.2. Estación multifásica .....	74
3.1.2.1. Redes de producción .....	74
3.1.3. Estaciones – Centro Operativo Extra – Pesado.....	79
3.1.4. Bases de diseño .....	79
3.1.4.1. Estándares PDVSA .....	79
3.1.4.2. Estándares del Instituto Americano de Petróleo .....	80
3.1.4.3. Estándares de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.....	80
3.1.5. Premisas de diseño .....	80
3.1.6. Potenciales de producción asociado a los campos Bare (Este) y Cariña. ....	81
3.2. Especificación de las líneas de flujo y válvulas multipuertos asociadas a la red de recolección .....	83
3.3. Validación de las condiciones de operación de la red de recolección de crudo de los campos Bare (Este) y Cariña mediante el uso del simulador PIPEPHASE .....	84
3.4. Análisis económico de las opciones establecidas .....	89

3.5. Selección de la opción más viable desde el punto de vista de costo y optimización del sistema .....	90
3.5.1. Matriz de evaluación .....	90
3.5.1.1. Criterios de selección técnica .....	90
3.5.1.2. Metodología de selección técnica .....	94
3.6. Herramientas utilizadas .....	97
3.6.1. AutoCAD .....	97
3.6.2. PIPEPHASE .....	98
3.6.3. Sistema de evaluación económica (SEE) .....	98
CAPITULO IV .....	100
DISCUSIÓN DE RESULTADO .....	100
4.1. Identificación de las opciones o esquemas para el manejo de los volúmenes de producción de los campo Bare (Este) y Cariña .....	100
4.1.1. Estación de flujo convencional .....	100
4.1.2. Estación multifásica .....	100
4.2. Especificación de las líneas de flujo y válvulas multipuerto asociadas a la red de recolección de crudo .....	101
4.3. Validación de las condiciones de operación de la red de recolección de crudo de los campos Bare (Este) y Cariña mediante el uso del simulador PIPEPHASE. ....	103
4.4. Realización de análisis económico de las opciones establecidas, basado en costos de inversión clase V .....	105
4.5. Selección de la opción más viable desde el punto de vista de costo y optimización del sistema .....	108
CONCLUSIONES .....	110
RECOMENDACIONES .....	111
BIBLIOGRAFÍA .....	112
Apéndice A: Tablas .....	115
Apéndice B: Resultados del SEE .....	127
Apéndice C: Reporte del Simulador PIPEPHASE .....	134

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 2.1.</b> Ubicación Geográfica del Distrito Múcura .....	7
<b>Figura 2.2.</b> Múltiples de Producción.....	10
<b>Figura 2.3.</b> Válvula Selectora Multipuerto .....	11
<b>Figura 2.4.</b> Medidor de Flujo Multifásico AGAR .....	12
<b>Figura 2.5.</b> Medidores de Flujo Multifásico ROXAR .....	13
<b>Figura 2.6.</b> Bombeo Mecánico.....	16
<b>Figura 2.7.</b> Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales o Ligeramente Inclinas	29
<b>Figura 2.8.</b> Representación gráfica del régimen de flujo estratificado suave .....	30
<b>Figura 2.9.</b> Representación gráfica del régimen de flujo estratificado ondulante.....	30
<b>Figura 2.10.</b> Representación gráfica del régimen de flujo tipo tapón.....	31
<b>Figura 2.11.</b> Representación gráfica del régimen de flujo tipo.....	32
<b>Figura 2.12.</b> Representación gráfica del régimen de flujo tipo disperso.....	32
<b>Figura 2.13.</b> Sistema de Flujo Convencional .....	40
<b>Figura 2.14.</b> Separadores.....	43
<b>Figura 2.15.</b> Depuradores.....	45
<b>Figura 2.16.</b> Tanque de Lavado .....	46
<b>Figura 2.17.</b> Bomba de transferencia de crudo .....	47
<b>Figura 2.18.</b> Sistema de Flujo Multifásico.....	48
<b>Figura 3.1.</b> Estación de Flujo Convencional.....	71
<b>Figura 3.2.</b> Estación Multifásica .....	78
<b>Figura 3.3.</b> Potencial de Crudo .....	81
<b>Figura 3.4.</b> Volumen de Agua.....	82
<b>Figura 3.5.</b> Volumen de Diluyente.....	82
<b>Figura 3.6.</b> Poligonal del Área de Desarrollo .....	84
<b>Figura 3.7.</b> Ventana principal del simulador Pipephase.....	85
<b>Figura 3.8.</b> Ventana de selección del tipo de fluido a utilizar.....	85

<b>Figura 3.9.</b> Datos PVT a introducir.....	86
<b>Figura 3.10.</b> Datos a introducir para el modelo de gas .....	86
<b>Figura 3.11.</b> Iconos del PIPEPHASE.....	87
<b>Figura 3.12.</b> Definición de la fuente .....	88
<b>Figura 3.13.</b> Definición de las líneas de flujo .....	88
<b>Figura 4.1.</b> Distribución de Líneas de Flujo .....	103
<b>Figura 4.2.</b> VPN vs Tasa de Descuento .....	106
<b>Figura 4.3.</b> VPN vs Desviación. Opción 1 .....	107
<b>Figura 4.4.</b> VPN vs Desviación. Opción 2.....	107

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 2.1.</b> POES y Reservas Oficiales de los Campos del Distrito Múcura .....	7
<b>Tabla 2.2.</b> Coordenadas UTM de la poligonal del área de desarrollo de los Campos Bare (Este) y Cariña .....	8
<b>Tabla 2.3.</b> Unidades de Bombeo Multifásicos en Campos de Venezuela.....	57
<b>Tabla 3.1.</b> Coordenadas UTM del área de desarrollo de los Campos Bare (Este) y Cariña .....	83
<b>Tabla 3.2.</b> Rango de Valores para la Complejidad.....	91
<b>Tabla 3.3.</b> Rango de Valores para Impacto Ambiental .....	91
<b>Tabla 3.4.</b> Rango de Valores para la Flexibilidad Operacional .....	92
<b>Tabla 3.5.</b> Rango de Valores de la Mantenibilidad .....	93
<b>Tabla 3.6.</b> Rango de Valores de la Seguridad .....	93
<b>Tabla 3.7.</b> Rango de Valores de la Constructibilidad.....	94
<b>Tabla 3.8.</b> Modelo de Matriz de Valoración de Criterios (M.V.C.).....	95
<b>Tabla 3.9.</b> Escala para la puntuación de las comparaciones en la (M.V.C.) .....	95
<b>Tabla 3.11.</b> Puntaje Ponderado de los diferentes Criterios para la Evaluación.....	97
<b>Tabla 4.1.</b> Indicadores económicos del proyecto .....	106
<b>Tabla 4.2.</b> Resultados de la Matriz de Evaluación Técnica .....	108

## RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad la visualización de la infraestructura de superficie necesaria para garantizar el manejo de la producción de los Campos Bare (Este) y Cariña, se plantean dos opciones con el objeto de seleccionar el esquema de producción más eficiente y rentable desde el punto de vista técnico y económico. Para su desarrollo se emplearon herramientas como el PIPEPHASE y el Sistema de Evaluaciones Económicas (SEE), la primera permitió el diseño de las redes de recolección, se realizaron sensibilizaciones de diferentes parámetros ( $\emptyset$ , distancia, etc.) con el fin de someter el diseño a diversas situaciones, y a través del SEE se realizó la evaluación económica. Los principales parámetros empleados para la selección fueron los de producción, caracterización de crudo, distancia de las estaciones al Centro Operativo, tecnologías, costos y otros. Resultando seleccionada la opción 2 la cual contemplaba el uso de tecnología multifásica, por el hecho de cumplir con las expectativas trazadas, sus indicadores económicos fueron los siguientes TIR: 17,73%, TIRM: 14,52%, VPN: 1239679,42 M\$, EI: 2 \$/\$ y TPD: 10,86 años.

# CAPITULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. Planteamiento del problema

Considerando los Planes de desarrollo de la faja petrolífera del Orinoco y debido al gran número de reservas probadas de crudos pesados y extrapesado que esta posee, nace la necesidad de ampliar su crecimiento en infraestructura, para alcanzar esta meta se procederá a diseñar un sistema de recolección de crudo que pueda tolerar la producción que se desea obtener, contemplando para esto el Portafolio de Oportunidades de la U.P Extrapesado correspondiente al periodo 2008 – 2027.

El área del Proyecto está ubicada en la zona Sur del Estado Anzoátegui, en el bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, entre los bloques Junín y Carabobo exactamente se refiere a los campos del Este de Bare y Cariña. Actualmente estos campos no cuentan con infraestructura alguna para la producción de hidrocarburos.

Los campos Bare (Este) y Cariña se caracteriza por poseer crudos con gravedades API en un rango de 8,5 a 9; para el transporte de este tipo de crudo es necesario diluirlo, se crearán estaciones multifásicas capaces de enviar el crudo hasta el Centro Operativo para su tratamiento. Las estaciones multifásicas estarán compuestas de válvulas multipuerto, medidores multifásicos y bombas multifásicas. Este esquema de producción está siendo evaluado en campos de crudos pesados y extrapesados, donde su componente principal es la “bomba multifásica” capaz de manejar la mezcla de todos los fluidos producidos por los pozos. Las válvulas



selectoras multipuerto sustituyen al múltiple de recolección de fluidos de campo del esquema tradicional y al múltiple de prueba de las estaciones de descarga. La estación multifásica incluye la instalación de un medidor multifásico, el cual presenta amplias ventajas con respecto al separador gas-líquido utilizado para obtener la prueba de pozo tradicional. El esquema antes mencionado simplifica: operación, control, medición y automatización del sistema de flujo.

Este proyecto representa para Petróleos de Venezuela como propuesta; mejorar su base de recursos de hidrocarburos mediante la incorporación de reservas de crudos extrapesado. El plan en este campo contempla el inicio de la explotación de grandes volúmenes de crudos extrapesado y el esfuerzo máximo en producir las grandes acumulaciones petróleo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

Diseñar la infraestructura de superficie requerida para la recolección de la producción de los campos Bare (Este) y Cariña pertenecientes al bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco.

### **1.2.2. Objetivo específicos**

- ✱ Identificar las opciones o esquemas para el manejo de los volúmenes de producción de los campos Bare (Este) y Cariña.
- ✱ Especificar las líneas de flujo y válvulas multipuerto asociadas a la red de recolección de crudo.
- ✱ Validar las condiciones de operación de la red de recolección de crudo.

- ✱ Realizar un análisis económico de las opciones establecidas, basado en costos de inversión Clase V.
- ✱ Seleccionar la opción más viable desde el punto de vista de costo y optimización del sistema.

## CAPITULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1. Antecedentes

López, A. y Sánchez, J., (2004). Realizaron el diseño de un sistema de recolección de gas y crudo desde el campo TÁCATA a la estación de flujo Santa Bárbara; para así ejecutar un plan de explotación de dicho campo. Ejecutaron los cálculos hidráulicos mediante PIPEPHASE; el diseño del sistema desde el punto de vista mecánico incluyó: las tuberías de producción, los múltiples TA – MP – 2 y TA – MP – 4, las interconexiones de las líneas de prueba de los múltiples con las facilidades dispuestas en la líneas de prueba existente y la interconexión con la Estación de Flujo Santa Bárbara (NMEF – 5). Finalmente describieron el proceso y la filosofía de operación. Concluyeron que la mejor manera de transferir la producción era conectando todos los múltiples a ambas tuberías de 12 y 20 pulgadas respectivas siendo el sistema capaz de manejar 2 pozos adicionales de gas seco y 1 pozo adicional de fluido bifásico, sin superar las presiones y los límites de velocidad establecidos. <sup>[1]</sup>

Ortíz, K., (2004). Propuso una actualización del diseño y del plan de mantenimiento de la Estación de Flujo MELEM – 1 de la UEYPO - PDVSA, incluyó las facilidades e instalaciones de superficie necesarias para la operación de la misma. Para realizar la simulación se basó en la actualización del diseño y las facilidades de superficie, incluyó: Redes de producción, sistemas de recolección de fluidos de campo y estación de Bombeo Multifásico, necesarias para manejar y transportar los

fluidos producidos hasta las facilidades de separación, bombeo y deshidratación; en Merey Estación de Descarga 20 (MED-20).<sup>[2]</sup>

Medina, L., (2005). Determinó las facilidades de superficie, que se requerían instalar para la recolección, transporte y tratamiento de los fluidos del campo Dobokubi. El proyecto contempló el empleo de la tecnología multifásica como medio de recolección, prueba y bombeo de fluidos pesado y extrapesados en forma automatizada desde lugares distantes hasta los centro de deshidratación y tratamiento.<sup>[3]</sup>

## **2.2. Descripción general del área de estudio y del proceso**

### **2.2.1. Ubicación geográfica del Distrito Múcura**

El Distrito Múcura abarca actualmente un área de 1.168 Km<sup>2</sup>, se encuentra ubicado en la zona Sur del Estado Anzoátegui de la República Bolivariana de Venezuela. Está formado por tres (03) Campos Petroleros: Arecuna, Bare y Cariña(ver figura 2.1), éstos campos contienen un POES total de 24.102 MMBN y un GOES de 2.921 MMMPCN con unas Reservas Recuperables de Petróleo y Gas de 3.610 MMBN y 1.708 MMMPCN respectivamente. La gravedad API de los yacimientos en estos campos se encuentra en el rango de 9° y 12° API. Adicionalmente, se cuenta con los bloques 1, 2 y 4 del Área de Ayacucho que tienen una extensión aproximada de 1.846 Km<sup>2</sup>, discretizados de la siguiente manera: El bloque 1 con un área de 380 Km<sup>2</sup>, un POES de 16,9 MMMBBN, el bloque 2 con un área de 510 Km<sup>2</sup>, un POES de 32,5 MMMBN y el bloque 4 con un área de 956 Km<sup>2</sup>, un POES de 30,3 MMMBl.<sup>[4]</sup>

## **2.2.2. Características generales de los campos que constituyen el Distrito Múcura**

Los Campos activos en el área asignada son Arecuna, Bare y Cariña, aportando mayor producción de petróleo los Campos Bare y Arecuna.

### **2.2.2.1. Campo Arecuna**

El Campo Arecuna se encuentra ubicado en la región Nor – Occidental del Área Ayacucho, en la Faja del Orinoco. Cuenta con una superficie aproximada de 460 Km<sup>2</sup>. Está localizado a 60 Km al Suroeste de la población de San Tomé. Limita al Norte con el Campo Yopales Sur, al Este con el Cuadrángulo Bare, al Sur con el Cuadrángulo Guahibo y al Oeste con el Área de Zuata.<sup>[4]</sup>

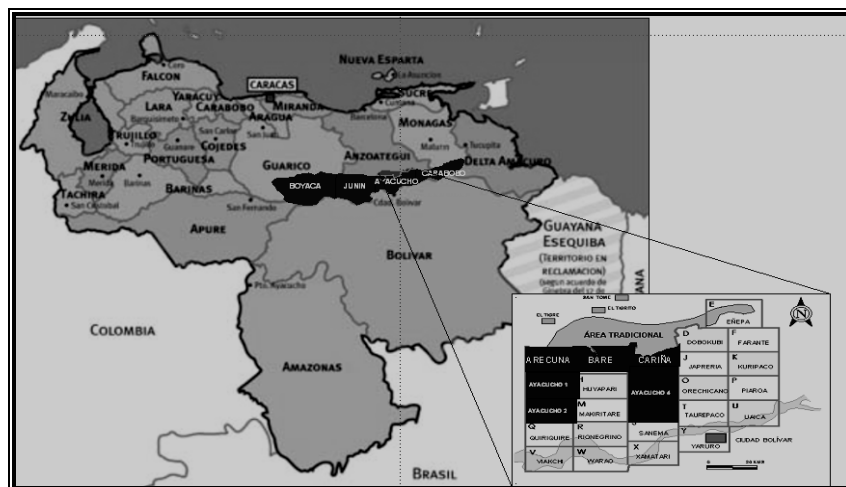
### **2.2.2.2. Campo Bare**

El Campo Bare está ubicado geográficamente en el Estado Anzoátegui, a unos 40 Km aproximadamente al Sur de la ciudad de El Tigre y a unos 70 Km al Norte del Río Orinoco. Abarca una superficie de unos 477 Km<sup>2</sup>. Se encuentra en el sector Nor – Occidental del Área Ayacucho, en la Faja Petrolífera del Orinoco, presentando un rumbo Este – Oeste. Limita al Norte con los Campos Miga y Yopales Sur, al Sur con el Cuadrángulo Huyapari, al Este por los Cuadrángulos Cariña e Irapa y al Oeste con el Cuadrángulo Arecuna.<sup>[4]</sup>

### **2.2.2.3. Campo Cariña**

El Campo Cariña está ubicado geográficamente en el Estado Anzoátegui, a unos 60 Km aproximadamente al Sureste de la ciudad de El Tigre. Abarca una superficie de unos 231 Km<sup>2</sup>. Se encuentra en el sector Nor – Occidental del Área

Ayacucho. Limita al Norte con el Campo Melones, al Sur con el Cuadrángulo Irapa, al Este por el Cuadrángulo de Dobokubi y al Oeste con el Cuadrángulo Bare.<sup>[4]</sup>



**Figura 2.1.** Ubicación Geográfica del Distrito Múcura

Fuente: PDVSA

### 2.2.3. Reservas oficiales

Las reservas oficiales según el libro de reservas de 2006 de los campos pertenecientes al Distrito Múcura (Bare, Arecuna y Cariña), se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 2.1.** POES y Reservas Oficiales de los Campos del Distrito Múcura<sup>[4]</sup>

CAMPOS	POES (MMBN)	RESERVAS RECUPERABLES (MMBN)	GOES (MMMPCN)	RESERVAS RECUPERABLES GAS (MMBN)
BARE	15.620	2.500	2.040	1.164
ARECUNA	6.924	955	787	470
CARIÑA	1.558	155	94	75
TOTAL	24.102	3.610	2.921	1.709

El Campo Bare Este – Cariña está enmarcado dentro de las coordenadas UTM mostradas en la tabla 2.2, con datum geodésico ubicado en La Canoa, específicamente está ubicada en la zona sur occidental del Estado Anzoátegui, en el bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco.

**Tabla 2.2.** Coordenadas UTM de la poligonal del área de desarrollo de los Campos Bare (Este) y Cariña

Fuente: Plano “Ubicación Área Operacional Extra – Pesado”

PUNTOS	COORDENADAS
P1	N.943.000 E.404.000
P2	N.951.833 E.404.000
P3	N.951.833 E.396.118
P4	N.958.063 E.396.118
P5	N.958.063 E.388.592
P6	N.951.000 E.385.000
P7	N.943.000 E.383.000

## 2.3. Resumen de Conocimientos Previos

### 2.3.1. Sistemas de producción

Los sistemas de producción están constituidos por un conjunto de instalaciones cuya función básica consiste en el manejo de la mezcla petróleo – agua - gas desde que se extrae del yacimiento hasta que se realizan las operaciones de comercialización del petróleo y el gas.

El manejo de la producción comprende básicamente la separación de los tres fluidos principales obtenidos del pozo (petróleo, gas y agua), para que estos cumplan con los siguientes requisitos:

- ✱ El petróleo debe satisfacer las especificaciones que rigen las normas de comercialización, refinación y almacenamiento.
- ✱ El gas debe satisfacer las normas para su comercialización, procesamiento y utilización de los procesos de producción petrolera.
- ✱ El agua debe recibir un tratamiento para que su posterior depósito se haga a la normativa ambiental. <sup>[5]</sup>

#### **2.3.1.1. Cabezal de pozo**

Un cabezal es un sistema de control en superficie. El cabezal está conformado por instrumentos que mantienen el control del pozo y a su vez, permiten la llegada y direccionamiento de los hidrocarburos. <sup>[5]</sup>

#### **2.3.1.2. Línea de flujo**

La línea de flujo se describe como la tubería que conecta el cabezal de un pozo con su respectiva estación de flujo. La longitud de las líneas de flujo es un parámetro de importancia, en algunos casos las líneas de flujo poseen varios kilómetros de longitud. <sup>[6]</sup>

#### **2.3.1.3. Múltiples de recolección**

El múltiple de producción representa un sistema de recibo, al cual llegan las líneas de flujo de cada uno de los pozos productores asignados a una estación de flujo en particular. Éste, 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. Su estructura la componen dos tubos colocados en forma horizontal paralelos entre sí, uno usado como cañón de producción general y el otro como cañón de prueba, sin embargo en casos más complejos donde se deban manejar distintas segregaciones de fluidos se pueden disponer de tres o más tuberías en la estructura del múltiple. Estos equipos poseen una serie de válvulas asociadas a cada uno de los pozos que llegan al mismo, y a la salida de estos se coloca generalmente una válvula de retención que impide que el crudo saliente se devuelva. En la Figura 2.2 se puede observar un múltiple de producción.<sup>[6]</sup>



**Figura 2.2.** Múltiples de Producción

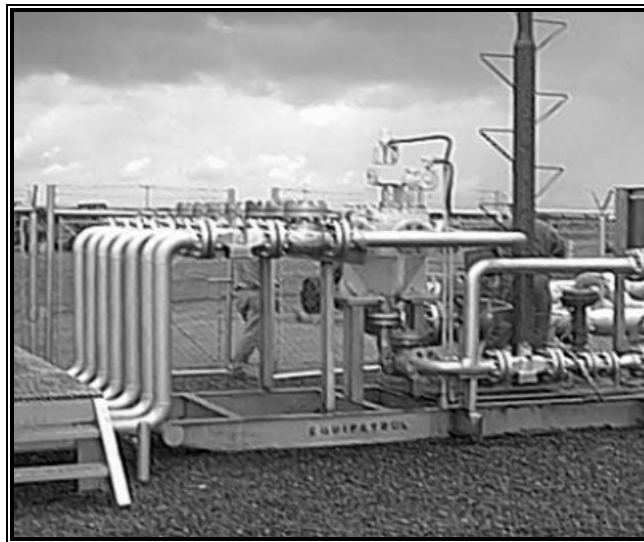
Fuente: Propia

#### **2.3.1.4. Válvula multipuerto**

La simplicidad es la clave para la confiabilidad y bajo costo de mantenimiento y la válvula selectora rotativa ofrece lo último en simplicidad en las operaciones de múltiplos. Por ejemplo en una conexión de siete pozos, ésta válvula tan versátil reemplaza por lo menos a 14 válvulas tradicionales, elimina la molesta confusión de

válvulas, tuberías y accesorios que se encuentran en los cabezales de estilo tradicional. La válvula selectora rotatoria puede manejar hasta 8 líneas de flujo aislando cualquiera de ellas de las líneas de medición, prueba o muestreo de entrada, mientras que el fluido de las otras líneas continúa fluyendo por el sistema normal de producción.

La válvula selectora multipuerto (VSM) consiste de un cuerpo sólido con ocho entradas y dos salidas, una de las salidas común para producción y la otra seleccionable para prueba, todas ellas con bridas clase 300 de cara resaltada. Con ésta configuración puede recibir el flujo de hasta siete líneas provenientes de pozos, ya que una de las entradas queda de reserva para reajuste del sello en campo, y para poder tener todos los pozos fluyendo simultáneamente por el cabezal de producción, manteniendo libre la línea de prueba. En la Figura 2.3 se muestra una válvula selectora multipuerto en operación. [7]



**Figura 2.3.** Válvula Selectora Multipuerto

Fuente: Propia

### 2.3.1.5. Medidores de flujo multifásico (Etapa de medición)

La práctica actual de campo para la medición de flujo multifásico es separar primero el flujo en sus fases individuales. Luego de la separación, se mide el flujo de agua y generalmente se bota en el sitio de separación o en sus alrededores. El crudo medido se bombea hacia una planta de procesamiento, generalmente mediante un oleoducto separado, mientras que el flujo de gas es medido y el gas se recomprime para transportarlo hacia la planta de procesamiento o darle algún otro uso. La necesidad de un separador, líneas de producción y prueba, y medidores separados de flujo, constituye un costo de inversión considerable que hace, por ejemplo, que la explotación de los campos marginales sea muy poco rentable. En el ámbito comercial se encuentra disponibles diferentes modelos, entre ellos se tiene el medidor de flujo multifásico Agar y el Roxar mostrados en la figura 2.4 y 2.5. [8]



**Figura 2.4.** Medidor de Flujo Multifásico AGAR [9]

La tecnología de medición multifásica es una tecnología emergente, la cual ofrece el potencial para una reducción importante en los costos de capital, así como para la mejoría sustancial de la gestión del yacimiento.



**Figura 2.5.** Medidores de Flujo Multifásico ROXAR <sup>[10]</sup>

La instalación de un medidor de flujo multifásico cercano al pozo, tanto en tierra como costa afuera, ocasionaría una reducción significativa de los costos de capital, y simplificaría considerablemente el transporte de los fluidos. <sup>[8]</sup>

### **2.3.1.6. Las 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 aun con los materiales con que pueden estar construidas. <sup>[11]</sup>

Todas las bombas pueden dividirse en dos grandes categorías:

✱ Dinámicas (Turbo máquinas)

El intercambio de energía es debido al cambio de momento de cinético del fluido al cual se le añade energía continuamente para incrementar las velocidades del fluido dentro de la máquina para luego transformarlo en presión. Las características principales es que pueden manejar grandes caudales y moderadas presiones.

✱ De Desplazamiento Positivo

El intercambio de energía es por variación del volumen, las características principales es que pueden manejar moderados caudales y altas presiones. Adicionalmente pueden manejar flujos intermitente o continuo. <sup>[11]</sup>

### **2.3.2. Métodos de producción**

La determinación del método de producción a emplear depende de la energía que posee el yacimiento (Presión) y de las características del crudo (viscosidad, densidad y gravedad).

Los métodos de producción pueden ser por flujo natural y flujo artificial. <sup>[2]</sup>

#### **2.3.2.1. Flujo natural**

El empuje de petróleo hacia los pozos se efectúa por la presión natural que tiene el yacimiento. En la práctica se ha constatado que este empuje se puede producir por alguno de los siguientes mecanismos: por gas disuelto, por capa de gas, por agua y por gravedad. <sup>[2]</sup>

### 2.3.2.2. Métodos de levantamiento artificial

Cuando los mecanismos de producción natural no son capaces de llevar el crudo hasta la superficie por falta de presión o por alta viscosidad del petróleo, es necesario recurrir a otros métodos de producción. Estos métodos se conocen como “Métodos de Levantamiento Artificial”.

La selección del método óptimo para producir un pozo dependerá, muchas veces, de las características de producción, propiedades de los fluidos, características del pozo, facilidades de superficie, ubicación, fuentes de potencia disponibles, problemas operacionales, tipos de completación, disponibilidad de servicios y consideraciones económicas.

A continuación se mencionan los métodos de levantamiento artificial convencional y no convencional más aplicados. <sup>[2]</sup>

#### \* Bombeo mecánico

Este método emplea una bomba recíprocante de desplazamiento positivo en el fondo del pozo para elevar la presión del fluido y enviarlo a la superficie.

La bomba del subsuelo está compuesta por los siguientes elementos básicos:

El barril, el pistón, la válvula fija y la válvula viajera.

Para que ocurra la acción de bombeo, el pistón realiza un movimiento recíprocante dentro del barril. Las válvulas fija y viajera, son válvulas de no retorno, de bola y asiento, de modo que sólo permiten el flujo en la dirección hacia el cabezal. El volumen encerrado entre estas dos válvulas constituye la cámara de bombeo. Cuando el pistón asciende, la válvula viajera se cierra y la fija se abre, permitiendo la

entrada de fluido hacia la cámara de bombeo. Cuando el pistón desciende, se cierra la válvula fija y se abre la válvula viajera lo cual permite la salida del fluido de la cámara de bombeo hacia la descarga de la bomba.

La bomba de subsuelo es accionada por una sarta de cabillas que transmite el movimiento recíprocante desde la superficie hasta la bomba. En el extremo superior de la sarta de cabillas se encuentra la barra pulida, la cual se encarga de garantizar un buen sello en el prensa-estopas colocado sobre el cabezal, de modo de minimizar la fuga de fluidos de producción. La barra pulida es accionada por el elevador colocado en el cabezote del balancín de superficie. El balancín es un conjunto de elementos mecánicos que se encargan de transformar el movimiento giratorio de un motor, generalmente eléctrico, en movimiento recíprocante. Debido a que el número de carreras por minutos requeridos a nivel del sistema de bombeo es relativamente bajo, es necesario colocar una caja reductora entre el motor y el balancín. En el esquema mostrado en la figura 2.6 representa una completación típica de un pozo con bombeo mecánico. <sup>[12]</sup>



**Figura 2.6.** Bombeo Mecánico

Fuente: Propia

### ✱ Bombeo de cavidad progresiva

En este caso existe una bomba de desplazamiento positivo en el fondo del pozo. Sin embargo, en este sistema la bomba se acciona por rotación. La BCP posee dos elementos:

- a.- El rotor metálico.
- b.- El estator, el cual es usualmente elástico, de material elastómero.

El rotor y el estator presentan una geometría helicoidal. El rotor se puede definir como un tornillo de un hilo o entrada, mientras que el estator se definiría como una rosca de dos entradas. Esta diferencia en el número de hilos o entradas y en el paso de estos dos elementos, produce cavidades sucesivas entre la succión y la descarga de la bomba, separadas por líneas de sello. Al girar el rotor dentro del estator, estas cavidades se desplazan desde la succión a la descarga, produciendo el incremento de presión requerido para realizar el levantamiento del fluido.

El accionamiento del rotor es realizado mediante una sarta de cabillas que transmite el movimiento giratorio desde la superficie, donde un cabezal especial para BCP cumple con las funciones de suministrar el torque y velocidades requeridas, así como de soportar la carga axial generada por el peso de las cabillas y por el peso del fluido sobre el rotor.

El equipo de superficie está compuesto por el motor (usualmente eléctrico), un sistema de transmisión que incluye cajas reductoras de engranajes y puede incluir además un sistema de transmisión por correas. La transmisión por correas puede ser de relación de velocidades fija o variable. En los casos que el motor se acopla directamente a la caja reductora, se puede utilizar un variador de frecuencia para accionar el motor eléctrico y controlar la velocidad de bombeo.



Este sistema ofrece la eficiencia mecánica y termodinámica más alta de todos los métodos de levantamiento existentes. <sup>[12]</sup>

#### ✱ Bombeo electrosumergible

Este método de levantamiento artificial es aplicable cuando se hace necesario desplazar altos volúmenes de fluidos con alta eficiencia y rentabilidad. En este sistema, la bomba del subsuelo es una turbomáquina centrífuga, la cual es accionada por un motor eléctrico, instalado en el fondo del pozo. El motor se alimenta con alto voltaje que se conduce desde superficie a través de un cable especialmente diseñado para soportar las rigurosas condiciones de operación impuestas dentro de un pozo petrolero. El equipo del subsuelo es bastante complejo, comparado con los sistemas de Bombeo Mecánico Convencional y Bombas de Cavidad Progresiva. Existen elementos para garantizar el enfriamiento adecuado del motor, sellos para evitar la contaminación del mismo, a la vez que permiten la expansión térmica que experimenta el aceite interno del motor. En superficie se requiere un transformador para obtener los altos voltajes que utiliza este sistema. En este caso, el uso de un variador de frecuencia es imprescindible para un arranque adecuado y para controlar la velocidad de operación de la bomba. Este sistema permite manejar caudales más altos que los obtenidos con otros sistemas de bombeo; sin embargo los consumos de potencia por barril diario son también más elevados, especialmente en crudos de alta viscosidad (más de 500 centipoises). Este método permite el empleo de diluyente el cual puede ser inyectado a través del espacio anular o tubería capilar contenida en el cable o a través de tubería flexible y la mezcla producida es bombeada por la línea de flujo hasta la estación de producción. <sup>[12]</sup>

### **2.3.3. Dilución de crudo**

En los últimos años se ha concentrado un gran interés en las reservas y producción de los crudos pesados, debido a la declinación de las reservas correspondiente a los crudos medianos y livianos, todo esto ha hecho factible la dilución de crudo pesado o extrapesado con un producto destilado o con un crudo liviano en diferentes empresas petroleras como método de transporte y/o producción.

El mayor impacto que tiene la dilución sobre los crudos pesados y extrapesados está centrado en la obtención de una mezcla de menor viscosidad en comparación con el crudo pesado. Bajo este principio es factible el transporte de una cantidad de crudo pesado bajo una tasa de flujo determinada a través de una tubería con unos requerimientos de energía preestablecidos.

La dilución ha sido utilizada en países como Venezuela y Canadá para manejar y transportar sus crudos pesados o bitúmenes a lo largo de distancias apreciables. Permite realizar una deshidratación más efectiva, así como un mejor manejo de los crudos pesados en los procesos de campo todo esto como consecuencia de acentuar la diferencia de densidad y la viscosidad entre la mezcla y el agua. <sup>[13]</sup>

#### **2.3.3.1. Principales razones para el uso de diluyente en la producción**

Una de las principales razones para usar diluyente es obtener una mezcla con una viscosidad tal que permita su bombeo desde la formación (yacimientos) hasta la superficie y que también pueda ser bombeable a través de líneas de superficie, equipos de tratamiento y oleoductos.

Generalmente, crudos muy pesados no pueden deshidratarse en tanques de lavado. Por ejemplo, se ha observado que en algunos de los tanques de lavado que se

usan en el país no es posible deshidratar de manera adecuada crudos con gravedades menores de 12° API. Sin embargo, mediante el proceso de dilución no sólo se obtiene el beneficio de una reducción en la viscosidad del fluido primario, sino también se logra una mezcla de mayor gravedad API, lo cual facilita su deshidratación. <sup>[13]</sup>

### **2.3.3.2. Desventajas de usar diluyente**

Generalmente tanto los diluyente como su transporte y almacenamiento son costosos, es por esto necesario contar con fuentes seguras de abastecimiento del diluyente y en las cantidades requeridas.

Igualmente costoso es contar con un sistema de inyección de diluyente que posea bombas, líneas, múltiples, equipos de medición y control, ya que esto genera un gasto inicial y de mantenimiento apreciable. <sup>[13]</sup>

### **2.3.4. Hidráulica**

La hidráulica es una rama de la física y la ingeniería que se relaciona con el estudio de las propiedades mecánicas de los fluidos, ésta resuelve problemas como el flujo de fluidos por conductos o canales abiertos y el diseño de presas de embalse, bombas y turbinas. Su fundamento es el Principio de Pascal, que establece que la presión aplicada en un punto de un fluido se transmite con la misma intensidad a cada punto del mismo. <sup>[14]</sup>

#### **2.3.4.1. Fluido**

Es una sustancia cuyas moléculas tienen entre sí poca o ninguna coherencia, capaz de sufrir grandes variaciones de forma bajo la acción de fuerzas, lo que le permite desplazarse bajo mínima presión. El término “fluido” normalmente es

empleado para denominar corrientes monofásicas de gas o líquido, o corrientes multifásicas constituidas por una fase gaseosa y una o más fases líquidas.<sup>[14]</sup>

#### **2.3.4.2. Flujo de fluidos en tuberías**

El flujo de fluidos por medio de un sistema de tuberías representa el método más común para trasladar un fluido de un sitio a otro. Siendo las tuberías de sección circular las más usadas para este fin, debido a que éstas por su forma ofrecen la mayor resistencia estructural y mayor sección transversal para el mismo perímetro exterior que cualquier otra forma. A la hora del diseño es muy importante dimensionar las tuberías de acuerdo al caudal que circulará por ellas; una tubería de diámetro reducido provocará elevadas velocidades de circulación y como consecuencia pérdidas elevadas por fricción, mientras que una de gran diámetro resultará costosa y difícil de instalar. Por otra parte la condición ideal del flujo en una tubería se establece cuando las capas de fluido se mueven en forma paralela una a la otra.<sup>[14]</sup>

#### **2.3.4.3. Número de Reynolds**

Es un número adimensional utilizado en mecánica de fluidos, diseño de reactores y fenómenos de transporte, para caracterizar el movimiento de un fluido el cual puede ser laminar o turbulento en ciertos casos, éste expresa la relación de la fuerza inercial y la fuerza viscosa en el flujo de fluido, y recibe su nombre en honor de Osborne Reynolds quien lo describió en 1883.<sup>[14]</sup>

#### **2.3.4.4. Flujo laminar**

Se llama flujo laminar o corriente laminar, al tipo de movimiento de un fluido cuando éste es perfectamente ordenado, estratificado, de manera que el fluido se

mueve en láminas paralelas, si la corriente tiene lugar entre dos planos paralelos, o en capas cilíndricas coaxiales. Este tipo de flujo ocurre cuando  $Re < 2000$ .<sup>[14]</sup>

#### **2.3.4.5. Flujo en transición**

Es el régimen de flujo que se encuentra entre laminar y turbulento. En este régimen las fluctuaciones de velocidad pueden o no estar presentes. Este tipo de flujo ocurre en las tuberías cuando el  $2000 < Re < 4000$ .<sup>[14]</sup>

#### **2.3.4.6. Flujo turbulento**

Se llama flujo turbulento o corriente turbulenta al movimiento de un fluido que se da en forma caótica, en donde las partículas se mueven desordenadamente y las trayectorias de las mismas se encuentran formando pequeños remolinos aperiódicos. Este tipo de flujo ocurre cuando el  $Re > 4000$ .<sup>[14]</sup>

#### **2.3.5. Flujo multifásico**

El término flujo multifásico ha sido utilizado para designar la circulación o movimiento de mezclas de fluidos y sólidos con diferentes estados, propiedades físicas y químicas.

La presencia de las interfaces (entre líquido, gas, sólido) le añade complejidad al problema y por tanto, las ecuaciones fundamentales deben plantearse tanto para las interfases como para las fases individuales. En la mayoría de los casos, las fases se mueven a velocidades promedios diferentes y las concentraciones locales no son las mismas que las iniciales o finales.

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y bifásico, es por ejemplo que las fases pueden ser distribuidas en la tubería en una variedad de configuración de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo, tales como las velocidades superficiales y los holdup.

La existencia de patrones o regímenes de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

- ✱ Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.
- ✱ Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- ✱ Propiedades físicas de las dos fases, tales como, densidades, viscosidad y tensiones superficiales del gas y líquido.
- ✱ Dirección del flujo (ascendente, descendente u horizontal).
- ✱ Posición de la tubería (horizontal, vertical o inclinada).

El flujo multifásico en tuberías es un problema difícil de modelar matemáticamente; no obstante varias correlaciones empíricas han aparecido en la literatura de los últimos años, donde el cálculo se lleva a cabo considerando el sistema de hidrocarburos compuestos por dos pseudo-componentes denotados como petróleo y gas, cada uno de los cuales tiene una composición fija.

El flujo simultáneo de líquido y gas en una tubería es muy importante, ya que representa la solución más económica para transportar hidrocarburos. Una línea de flujo bifásico reduce el costo de capital alrededor de un 20% a 25% en comparación con Líneas de flujo monofásico (al no disponer de dos líneas independientes, una de gas y otra de líquido). Las caídas de presión en el flujo multifásico horizontal pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores a las ocurridas en el flujo monofásico, esto se

debe a que la fase gaseosa se desliza sobre la fase líquida, separadas ambas por una interfaces que pueden ser lisas o irregulares dependiendo del régimen o patrón de flujo existente. La razón es que aparecen pérdidas adicionales debido a la aceleración.

A continuación se presentan algunas definiciones utilizadas en flujo multifásico.<sup>[2]</sup>

### 2.3.5.1. Caudal volumétrico

El caudal volumétrico es el volumen por unidad de tiempo que se mueve a lo largo de la tubería. Se representa con la letra  $q$  y la unidad de caudal volumétrico en el sistema internacional (SI) es el metro cúbico por segundo ( $m^3/\text{seg}$ ).<sup>[15]</sup>

### 2.3.5.2. Velocidad superficial

La velocidad superficial del líquido se define como la velocidad que se tendría si sólo estuviera fluyendo líquido en la tubería. Análogamente se cumple con la velocidad superficial del gas, esto es:

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$V_{SG} = \frac{q_G}{A} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

$$V_{SL} = m/s$$

$$V_{SG} = m/s$$

$$q_L = m^3/s$$

$$q_G = m^3/s$$

$$A = m^2$$

### 2.3.5.3. Fracción de líquido

La fracción de líquido o el Hold de líquido  $H_L$ , se define como el volumen en la mezcla bifásica ocupado por el líquido, en un segmento de la tubería; y se expresa como:

$$H_L = \frac{\text{Vol.líquido}}{\text{Vol.líquido} + \text{Vol.gas}} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

$H_L$  = adimensional

Vol. Líquido ( $\text{m}^3$ )

Vol. gas ( $\text{m}^3$ )

La fracción de líquido es un valor adimensional que varía desde cero para flujo completamente gaseoso y uno para flujo completamente líquido. <sup>[16]</sup>

### 2.3.5.4. Velocidad real

Las velocidades reales de cada fase se calculan a partir de la fracción de líquido ( $H_L$ ):

$$V_L = \frac{V_{SL}}{H_L} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

$$V_G = \frac{V_{SG}}{1 - H_L} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

$V_L$  = m/s

$V_G$  = m/s

$V_{SG}$  = m/s



$$V_{SL} = m/s$$

### **2.3.5.5. Viscosidad absoluta o dinámica**

Se define como la relación entre la fuerza y el gradiente de velocidad con que una capa de solución se desplaza con respecto a una superficie fija. La unidad de viscosidad dinámica en el sistema internacional (SI) es el Pascal Segundo (Pa\*s)

### **2.3.5.6. Viscosidad cinemática**

Es el cociente entre la viscosidad dinámica y la densidad. En el sistema internacional (SI) la unidad de viscosidad cinemática es el metro cuadrado por segundo (m<sup>2</sup>/s). La unidad CGS correspondiente es el Stoke(St), con dimensiones de centímetros cuadrado por segundo.

## **2.3.6. Modelos generales para evaluar el flujo multifásico**

### **2.3.6.1. Modelo de flujo separado (1949)**

- ✱ Las fases de gas y líquido son tratadas separadamente.
- ✱ No se considera deslizamiento entre las fases.
- ✱ Las fases pueden resolverse por métodos de una sola fase.
- ✱ No considera las pérdidas por elevación.

Correlaciones que aplican a este modelo:

Lockhart y Martinelli (1949).<sup>[17]</sup>

### **2.3.6.2. Modelo de flujo dimensional (1961)**

- ✱ Considera las fases como una mezcla en equilibrio.

- ✱ Es una técnica donde el flujo multifásico está gobernado por grupos dimensionales.
- ✱ Supone deslizamiento entre las fases.

Correlaciones que se aplican a este modelo:

Duns y Ros (1961)

Duckler, Eaton y Flanigan. (1964).<sup>[17]</sup>

#### **2.3.6.3. Modelo de flujo relativo (1973)**

- ✱ La mezcla de fases es tratada como una mezcla homogénea.
- ✱ Considera deslizamiento entre las fases.
- ✱ Considera las pérdidas por fricción, aceleración y elevación.

Correlaciones que aplican a este modelo:

Beggs y Brill, (1973)

Oliemans (1976)

Muckherjee y Brill (1983).<sup>[17]</sup>

#### **2.3.6.4. Modelo de flujo mecanístico (1976)**

- ✱ Existe deslizamiento entre las fases
- ✱ Considera las pérdidas por fricción, aceleración y elevación.
- ✱ Predice las características del flujo para todos los patrones de flujo.
- ✱ Arroja resultados confiables cuando el patrón de flujo es intermitente.

Correlaciones que aplican a este modelo:

Taitel y Duckler(1976)

Taitel y Barnea (1987)

Xiao, (1990)<sup>[17]</sup>

### 2.3.7. Patrones de flujo

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y bifásico es que en este último la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como los perfiles de velocidad y hold up.

En flujo bifásico (líquido/vapor), las interacciones entre la fase líquida y el vapor, por estar influenciadas por sus propiedades físicas y caudales de flujo y por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, causan varios tipos de patrones de flujo. Estos patrones se llaman regímenes de flujo. En un determinado punto en una línea, solamente existe un tipo de flujo en cualquier tiempo dado. Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro.

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

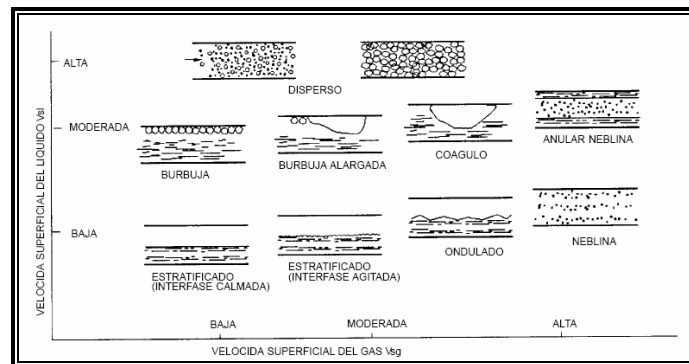
- ✱ Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.
- ✱ Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- ✱ Las propiedades físicas de las dos fases, tales como densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

En el pasado, existieron desacuerdos entre los investigadores de flujos bifásicos en la definición y clasificación de los patrones de flujo. Algunos detallaron tantos patrones de flujo como fueron posibles; mientras otros trataron de definir un grupo con un mínimo de patrones de flujo.

El desacuerdo fue principalmente debido a la complejidad del fenómeno de flujo y al hecho que los patrones de flujo fueron generalmente determinados subjetivamente por observación visual. También, los patrones de flujo son generalmente reportados para cualquier inclinación o para un estrecho rango de ángulos de inclinación. [14]

### 2.3.7.1. Patrones de flujo para tuberías horizontales o ligeramente inclinadas

Se definen siete regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. Estos regímenes se describen abajo en orden creciente de velocidad del vapor. Ver Figura 2.7.



**Figura 2.7.** Patrones de Flujo en Tuberías Horizontales o Ligeramente Inclinadas [18]

#### ✱ Flujo estratificado

Ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope. Este patrón es subdividido en Flujo Estratificado Suave y Flujo Estratificado Ondulante.

En el flujo estratificado suave el vapor fluye a lo largo del tope de la tubería y el líquido fluye a lo largo del fondo. La interfase es relativamente suave y la fracción ocupada por el gas y el líquido permanece constante (Ver figura 2.8). En flujo ascendente, flujo tipo estratificado ocurre raramente favoreciendo el flujo ondulante. En flujo descendente, el flujo estratificado es favorecido, siempre y cuando la inclinación no sea demasiado pronunciada.



**Figura 2.8.** Representación gráfica del régimen de flujo estratificado suave <sup>[16]</sup>

Por otra parte el flujo estratificado ondulante ocurre cuando el flujo de vapor aumenta con relación al flujo de líquido (Ver Figura 2.9). El vapor se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante en la interfase forma olas de líquido. La amplitud de las olas se incrementa con el aumento del flujo de vapor. El flujo ondulante puede ocurrir hacia arriba, pero en un rango de condiciones más restringido que en una tubería horizontal. Hacia abajo, las olas son más moderadas para un determinado flujo de vapor y en la transición a flujo tipo tapón, si es que ocurre, tiene lugar a caudales más altos que en la tubería horizontal. <sup>[18]</sup>



**Figura 2.9.** Representación gráfica del régimen de flujo estratificado ondulante

[18]

✱ Flujo intermitente (Flujo tapón y flujo de burbuja alargada)

Cuando el flujo de vapor alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad de estos tapones es mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de vapor, el líquido es presionado de manera que el vapor ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto. En flujo ascendente, el flujo tipo tapón comienza a caudales de vapor más bajos que en las tuberías horizontales. En flujo descendente, se necesitan caudales de vapor más altos que en tuberías horizontales para establecer el flujo tipo tapón y el comportamiento se desplaza hacia el flujo anular. Ya que el flujo tipo tapón puede producir pulsaciones y vibraciones en codos, válvulas y otras restricciones de flujo, debe ser evitado en lo posible. En la figura 2.10 se puede observar una representación gráfica de régimen de flujo tipo tapón.<sup>[18]</sup>



**Figura 2.10.** Representación gráfica del régimen de flujo tipo tapón<sup>[18]</sup>

✱ Flujo anular

El flujo anular ocurre a muy altas tasas de flujo de gas, en éste el líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de la pared, mientras que el vapor fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el vapor y llevado al centro como gotas arrastradas. La película anular en la pared es más espesa en el fondo que en el tope de la tubería y esta diferencia decrece al distanciarse de las condiciones de flujo de tipo tapón. Corriente abajo de los codos, la mayor parte del líquido se moverá hacia el lado de la pared externa. En flujo anular,

los efectos de caída de presión y momento sobrepasan los de gravedad, por lo tanto la orientación de la tubería y la dirección del flujo tienen menos influencia que en los regímenes anteriores. El flujo anular es un régimen muy estable (Ver Figura 2.11). Por esta razón y debido a que la transferencia de masa vapor – líquido es favorecida, este régimen de flujo es ventajoso para algunas reacciones químicas.<sup>[18]</sup>



**Figura 2.11.** Representación gráfica del régimen de flujo tipo anular <sup>[18]</sup>

✱ Burbujas dispersas

Cuando la velocidad del vapor en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el vapor como gotas arrastradas. Este régimen de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería o de la dirección del flujo. En la Figura 2.12 se puede observar una representación gráfica de flujo tipo disperso.<sup>[18]</sup>



**Figura 2.12.** Representación gráfica del régimen de flujo tipo disperso <sup>[18]</sup>

### 2.3.7.2. Patrones de flujo para flujo vertical y fuertemente inclinado

El comportamiento del flujo en tuberías verticales donde la gravedad juega un papel muy importante, ha sido menos investigado que el flujo en tuberías

horizontales. La mayor parte de la información disponible para flujo vertical se refiere a flujo ascendente.

Las condiciones bajo las cuales existen ciertos tipos de regímenes de flujo, dependen principalmente de la orientación de la tubería y de la dirección del flujo. En una situación donde el flujo ondulado y estratificado existiera en una tubería horizontal, inclinando la tubería en forma descendente, la velocidad relativa del líquido aumenta, quedando una mayor parte del área de flujo para el vapor. Por otro lado, inclinando la tubería en forma ascendente el líquido se drena, acumulándose hacia abajo hasta bloquear por completo la sección transversal. El vapor puede entonces no llegar a pasar a través del líquido y por lo tanto empuja tapones de líquidos a través de la sección inclinada de la tubería.

Se han definido cinco regímenes de flujo principales para describir el flujo vertical. Estos regímenes de flujo están descritos a continuación, en orden creciente de velocidad del vapor. <sup>[18]</sup>

#### \* Flujo tipo burbuja

El líquido fluyendo en forma ascendente representa la fase continua, con burbujas dispersas de vapor subiendo a través de éste. La velocidad de la burbuja excede la del líquido debido a la flotabilidad. Cuando el flujo de vapor es incrementado, el tamaño, número y velocidad de las burbujas aumenta. Cuando el flujo de vapor es mayor que en tuberías horizontales, las burbujas mantienen su individualidad, sin unirse en tapones. <sup>[18]</sup>



### ✱ Flujo tipo tapón

A medida que el flujo de vapor aumenta, las burbujas se unen y forman tapones los cuales ocupan la mayoría del área de sección transversal. Tapones alternados de vapor y líquido se mueven en la tubería con algunas burbujas de vapor cruzando los tapones de líquido. Alrededor de cada tapón de vapor hay una película laminar de líquido la cual fluye hacia el fondo del tapón. Cuando el flujo de vapor se incrementa, la longitud y la velocidad de los tapones aumentan. En el diseño para flujo bifásico es una práctica normal el tratar de evitar el flujo tipo tapón, ya que este régimen puede traer serias fluctuaciones de presión y vibración, especialmente en la entrada de recipientes y en codos, válvulas y otras restricciones de flujo. Esto pudiera traer serios deterioros al equipo y problemas de operación.<sup>[18]</sup>

### ✱ Flujo espumoso

Cuando el flujo de vapor se incrementa aún más, la película laminar de líquido se destruye por la turbulencia del vapor y los tapones de vapor se hacen más irregulares. El mezclado de burbujas de vapor con el líquido se incrementa y se forma un patrón turbulento y desordenado donde los tapones de líquido que separan los sucesivos tapones de vapor se van reduciendo. La transición a flujo anular es el punto en el cual la separación líquida, entre tapones de vapor desaparece y los tapones de vapor se unen en un núcleo central continuo de vapor. Ya que el flujo espumoso tiene mucho en común con el flujo tipo tapón los dos regímenes son frecuentemente agrupados y llamados flujo tipo tapón. En dirección descendente, el flujo espumoso se comporta igual que el flujo tipo tapón, excepto que el primero se inicia más fácilmente en esta posición, particularmente si las condiciones se acercan a las de flujo anular.<sup>[18]</sup>

#### ✱ Flujo anular

Este régimen de flujo es similar al flujo anular en tuberías horizontales excepto que la separación entre las fases es afectada por la gravedad. Hacia arriba, la película de líquido anular baja por gravedad, lo cual incrementa la diferencia de velocidad entre el vapor y el líquido. Hacia abajo, ocurre lo contrario, la gravedad acelera el líquido y reduce la diferencia de velocidades entre el vapor y el líquido. En otras palabras, el espesor de la película de líquido es más uniforme alrededor de la circunferencia de la tubería que en el flujo horizontal.<sup>[18]</sup>

#### ✱ Flujo tipo disperso

Este régimen de flujo es esencialmente el mismo que el flujo tipo rocío en tuberías horizontales. Los altos flujos de vapor requeridos para dispersar completamente el líquido, eliminan esencialmente los efectos de la orientación y dirección del flujo. En la denominación de regímenes verticales de flujo de dos fases, el flujo anular y el disperso frecuentemente se agrupan en un solo régimen y se llaman anular – disperso.<sup>[18]</sup>

### **2.3.8. Mapas de patrones de flujo**

En el estudio de flujo multifásico generalmente se utilizan los mapas de patrones de flujo.

Los mapas de regímenes de flujo en tuberías tienen gran importancia, debido a la relación existente entre el régimen y la caída de presión. Estos mapas de flujo describen gráficamente los diferentes regímenes de flujo que ocurren en un sistema de dos fases. La mayoría de los mapas publicados usan la velocidad superficial del líquido y del gas como parámetros correlativos para definir los límites de regímenes

de flujo. La velocidad superficial son los parámetros más convenientes para usar, pero ellas son dependientes del sistema. En otras palabras, la localización de los límites de régimen de flujo generalmente cambia siempre que cambien las propiedades físicas o el tamaño de la tubería, la orientación y la dirección del flujo.

Los parámetros correlativos que toman en cuenta las propiedades físicas son generalmente más seguros cuando la extrapolación se realiza en un mapa basado en un sistema gas - líquido a otro sistema requerido. Sin embargo, los mapas que utilizan parámetros correlativos más complejos no predicen las transiciones de los regímenes de flujo con exactitud. Pero, si existe mayor cantidad de datos disponibles, los nuevos mapas tienden a predecir mejor las transiciones. Se debe destacar que estos límites de transición no están bien definidos debido a las técnicas empleadas. Estos límites se deben considerar como graduales. <sup>[19]</sup>

#### **2.3.8.1. Mapa de flujo de Mandhane**

Es un mapa empírico desarrollado para determinar patrones de flujo multifásicos (gas- líquido), como función de las velocidades de superficie de las fases, el mismo se muestra en el apéndice A. El mapa reporta los patrones de flujo: Estratificado (STRATIFIED), Estratificado Ondulante (WAVY), Anular (ANULAR MIST), Burbuja (BUBBLE), Tapón (Slug) y Disperso (DISPERSED). Los parámetros de este mapa son la velocidad superficial del líquido ( $V_{sl}$ ) y la Velocidad Superficial del Gas ( $V_{sg}$ ). <sup>[17]</sup>

#### **2.3.9. Flujo multifásico en tuberías horizontales**

El flujo multifásico en líneas es un problema difícil de modelar matemáticamente; no obstante varias correlaciones empíricas han mostrado que el cálculo se lleva a cabo considerando el sistema de hidrocarburos compuestos por dos

seudo-componentes denotados como petróleo y gas, cada uno de los cuales tiene una composición fija. Las propiedades físicas de los fluidos dependen de la presión y temperatura, y se supone que el gradiente de temperatura es lineal, o se considera que el flujo es isotérmico.

Para diseñar una tubería es necesario conocer el perfil de presiones que dicho fluido tiene a lo largo de la tubería que lo contiene, es decir, determinar la curva de gradiente, la cual permite visualizar la variación de presión de fluido en todos los puntos de la tubería. La principal aplicación práctica de los perfiles de presión en tuberías horizontales en la industria petrolera, consiste en determinar la contrapresión necesaria en el cabezal del eductor, para llevar los fluidos producidos a una tasa determinada, desde el pozo hasta el separador. <sup>[20]</sup>

#### **2.3.9.1. Factores que afectan las curvas de gradiente horizontal**

En general el efecto de las variables más importantes en el flujo multifásico a través de tuberías horizontales es prácticamente el mismo que tienen en tuberías verticales. La principal diferencia está en el efecto de la relación gas-líquido, por no considerarse la gravedad en el flujo horizontal.

Diámetro de la Tubería: a menor diámetro, mayores serán las pérdidas de presión a lo largo de la tubería.

Tasa de flujo: a mayor tasa de flujo, mayor será la velocidad de los fluidos transportados. Lo que provoca un aumento en las pérdidas de presión por fricción.

Relación gas – líquido: en tuberías horizontales, contrariamente a lo que ocurre en tuberías verticales, a mayor relación gas-líquido, mayores son las pérdidas de presión. Ello se debe a que la tubería debe de transportar un fluido adicional, en otras

palabras, a mayor relación gas- líquido mayor será la velocidad de la mezcla por lo que las pérdidas de presión por fricción serán mayores.

Viscosidad líquida: a mayor viscosidad de la fase líquida mayor será la resistencia que dicha fase opone a fluir, por lo que mayores serán las pérdidas de energía en la tubería.

Relación agua-petróleo: excepto para crudos viscosos, la relación agua-petróleo no tiene un marcado efecto sobre las curvas de gradiente horizontal.

Energía cinética: salvo para altas tasas de flujo en regiones de baja presión (menor de 150 lpc) donde la densidad es baja y la velocidad se incrementa rápidamente, el término de aceleración no se toma en cuenta.<sup>[20]</sup>

### **2.3.10. Estaciones de flujo**

Las estaciones de flujo son instalaciones petroleras de superficie, formadas por un conjunto de tuberías y equipos conectados entre sí, los cuales son diseñados para recibir la producción de una determinada área, permitir la separación de las fases líquida y gaseosa, medir dicha producción, realizarle tratamiento químico, proporcionarle un sitio de almacenamiento temporal y posteriormente bombearla a los patios de tanques y/o a los terminales de embarque. Los avances tecnológicos han permitido que en la actualidad existan estaciones de flujo automatizadas, en las cuales parámetros importantes como: presiones, temperatura, crudo bombeado etc., pueden ser monitoreados a distancia por medio de un sistema de telemetría que envía señales a la sala de control, además en algunos casos se puede inclusive realizar paradas o arranques de equipos desde el centro de operaciones automatizadas, lo cual representa una gran ventaja debido a que requieren un menor porcentaje de supervisión del personal de operaciones ubicado en el campo.<sup>[21]</sup>

### **2.3.10.1. Funciones de las estaciones de flujo**

- ✱ Recolectar la producción de los diversos pozos asociados a una determinada área.
- ✱ Separar la fase líquida de la fase gaseosa, contenidas en el fluido multifásico proveniente de cada uno de los pozos.
- ✱ Distribuir el gas recolectado, a las diferentes áreas de operación que lo requieran (plantas compresoras, procesos de inyección, etc.)
- ✱ Medir la producción de petróleo, gas y agua provenientes de cada pozo productor.
- ✱ Proporcionar a los fluidos producidos, un sitio de almacenamiento temporal.
- ✱ Bombear el crudo a las diversas áreas de procesos o almacenamiento, tales como estaciones de rebombeo, patio de tanques, terminales de embarque, etc.

Para realizar todas estas funciones con éxito, las estaciones de flujo cuentan con diversos equipos y accesorios, entre los que destacan: los múltiples de producción, separadores, depuradores, tanques de almacenamiento, bombas, etc. <sup>[21]</sup>

### **2.3.11. Estaciones de flujo convencional**

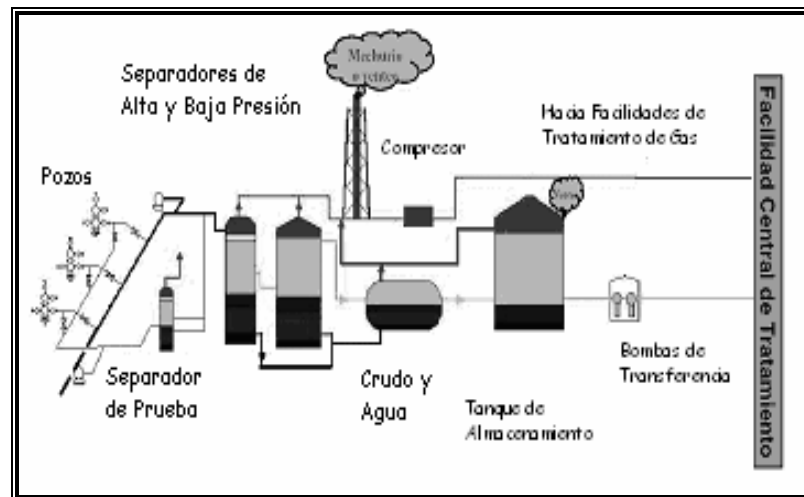
Una Estación de Flujo Convencional es un conjunto de equipos interrelacionados que se encargan de recibir, separar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos los cuales están compuestos por mezclas de crudo, gas, agua, arenas y contaminantes (Ver Figura 2.13).

El objetivo fundamental de las Estaciones de Flujo Convencional en operaciones de producción petrolera consiste en separar a las presiones óptimas los fluidos del pozo en sus tres componentes básicos: crudo, gas y agua, para el posterior

tratamiento de los hidrocarburos, con el fin de mejorar el procesamiento y comercialización de ellos (crudo y gas). Igualmente dentro de las Estaciones de Flujo Convencional hay equipos encargados de la medición individual de cada pozo.

Además de los equipos principales del proceso que componen la estación, están los llamados accesorios los cuales cumplen funciones secundarias dentro de la estación pero que son fundamentales para el proceso operacional.

A medida que un campo se desarrolla, se hace necesario construir nuevos centros de recolección, al momento de la selección y ubicación de las Estaciones de Flujo Convencional, el factor económico es de gran influencia.<sup>[3]</sup>



**Figura 2.13.** Sistema de Flujo Convencional <sup>[22]</sup>

### 2.3.11.1. Componentes principales de una estación de separación de flujo

Los componentes principales que forman parte del proceso principal de manejo del petróleo dentro de la Estación de Flujo Convencional son:

### ✱ Múltiples de producción

Los múltiples de producción consiste generalmente de varios tubos colocados en posición horizontal, paralelos uno respecto a otro y ambos conectados a cada una de las líneas de flujo. Entre ellos se tiene:

### ✱ Múltiple de producción general

Son los tubos en los cuales se recolecta la producción de los pozos que llegan a las estaciones de flujo. En algunos casos, el múltiple de producción consiste en un solo tubo. También ocurre con frecuencia que los múltiples estén formados por dos o cuatro tubos, esto se hace con el fin de poder manejar diferentes tipos de crudos y condensados. Así por ejemplo, pozos con contenido de agua menos de 1% pueden ir a un cabezal en común. Luego, estos pozos pueden pasar a la etapa de separación gas - líquido y finalmente ir a los tanques de almacenamiento, sin pasar a las plantas deshidratadoras.

### ✱ Múltiple de prueba de pozos

Se utiliza para aislar la línea de flujo de cada pozo. Esto permite medir su producción individual. En algunos casos, este cabezal es de menor diámetro que los de producción. En situaciones de emergencia, el cabezal de prueba se puede utilizar como cabezal de producción.

De acuerdo a la presión de operación a la entrada de la estación, el múltiple se clasifica en dos tipos:

- a) De baja Presión: Es la línea de producción general conectada a la entrada del separador de producción de baja presión con valores



comprendidos entre los 0 a 100 psig que recibe la producción de aquellos pozos que requieren contrapresión menor al fluir, debido a las condiciones de yacimiento.

- b) De alta presión: Es la línea de producción general que está conectada a la entrada del separador de producción de alta presión con valores mayores a los 100 psig y recibe a una presión mayor la producción de los pozos capaces de fluir, motivado a las características del yacimiento.

[3]

#### \* Separador Gas – Líquido

Generalmente, el flujo que se obtiene de un yacimiento petrolífero es de naturaleza multifásica. La separación física de estas fases es una de las operaciones esenciales en la producción, tratamiento y transporte de crudos y gases.

El propósito de un separador líquido—gas es separar corrientes mezcladas de líquido y gas de forma tal que se minimice el arrastre de pequeñas gotas de líquido en la corriente de gas. En la Figura 2.14 se puede observar los separadores comúnmente utilizados por la industria.

La separación gas—líquido se basa principalmente en las diferencias de densidad de las fases. Un separador también puede llamarse extractor o tambor. Esta terminología es empleada sin importar la forma que posea dicho equipo.

La principal función de los separadores de petróleo y gas es la de separar la mezcla en dos corrientes: una líquida y otra gaseosa; sin embargo, existen equipos que adicionalmente separan el agua del petróleo por lo que se comportan como separadores trifásicos si tales cantidades son considerables.



**Figura 2.14.** Separadores

Fuente: Propia

Quando se diseña un separador es necesario tomar en cuenta ciertos factores y propiedades asociados con los fluidos a ser procesados. Entre estos factores están los siguientes:

- ✱ Las tasas de flujo mínimo, máximo y promedio de líquido y gas.
- ✱ La temperatura y presión de operación del separador.
- ✱ Las propiedades físicas de los fluidos, tales como: densidad, viscosidad y corrosividad.
- ✱ La presión de diseño del separador.
- ✱ El número de fases que debe manejar el separador. Por ejemplo, líquido — gas (separador bifásico) o crudo-agua-gas (separador trifásico).
- ✱ Las impurezas que pueden estar presentes en los fluidos, tales como: arena, parafinas y otras.
- ✱ La tendencia de los fluidos a formar espumas y el efecto de tales espumas en el fluido corriente abajo.
- ✱ Las variaciones transitorias que pueden tenerse en la tasa de alimentación al separador. <sup>[23]</sup>

Los separadores pueden clasificarse según varios criterios, entre los cuales están:

1. Según su Función

- a) Separadores de Producción: Son separadores que reciben los fluidos provenientes de la línea general del múltiple de producción general.
- b) Separadores de prueba: son aquellos separadores que reciben la producción de un solo pozo con el objeto de medirla. Los separadores de prueba se conectan a un solo pozo, se le instala un instrumento medidor de gas en la tubería de salida del gas y un sistema de medición para crudo; estos instrumentos miden el flujo de gas, de crudo y de agua producido por el pozo.

2. Según las Fases que Separa

- a) Separadores Bifásicos. Dispositivo mecánico que se emplea en la separación de un fluido en sus fases líquida y gaseosa, en el cual no se pretende aislar el agua del petróleo y viceversa.
- b) Separadores Trifásicos. Recipiente que, por lo general se coloca horizontal y se utilizan para separar el agua libre, el petróleo y el gas.<sup>[24]</sup>

✱ Depuradores

Es un separador cuya función básica es remover pequeñas cantidades de líquido de una mezcla con predominio gaseoso, su eficiencia es afectada cuando los volúmenes de líquido contenidos en el gas son muy altos, de allí que su función principal sea la de remover el líquido y demás impurezas que hayan pasado

inadvertidos por los separadores (Ver Figura 2.15); estos equipos generalmente poseen:

- a) Capacidad para hacer una separación gas – líquido, cuando los volúmenes del líquido son apreciables.
- b) Tamaño suficiente para que el asentamiento por fuerzas gravitatorias sea óptimo.<sup>[14]</sup>



**Figura 2.15.** Depuradores

Fuente: PDVSA

✱ Tanque de lavado

Los tanques de lavado se han usado desde hace muchos años en la deshidratación de petróleos emulsionados (Ver Figura 2.16). En 1904, Allen Hazen desarrolló la teoría de un tanque de lavado ideal. Esta teoría se basa en la ley de asentamiento.

En estos equipos se separa el petróleo y el agua, se trata mecánicamente la posible emulsión agua - petróleo, mediante un simple asentamiento (proceso de decantación) se deja a la fuerza de gravedad actuar entre el petróleo y el agua en

virtud de sus diferentes densidades, por lo que, siendo el agua más pesada que el petróleo, asienta en el fondo del tanque.

- a) El tanque de lavado tiene el siguiente propósito:
- b) Eliminar el agua libre que proviene de los pozos.
- c) Tiene una función de lavado, la cual tiene lugar en la capa de agua ya que atrapa en su colchón las gotas de agua que se encuentran en suspensión con el crudo, eliminándolas conjuntamente con el agua libre.
- d) Tiene una función de asentamiento, la cual se realiza en la capa emulsionada al caer las gotas, debido al proceso mecánico aplicado, en el recorrido dentro del tanque. <sup>[25]</sup>



**Figura 2.16.** Tanque de Lavado

Fuente: Propia

✱ Tanque de almacenamiento

Son recipientes de acero, de forma cilíndrica, donde se almacenan temporalmente algunos fluidos, tales como crudo sucio (petróleo y agua), crudo limpio (petróleo con un porcentaje menor al 1% de agua) y aguas efluentes. Su función principal es la de proveer un sitio de almacenamiento provisional de crudo, a

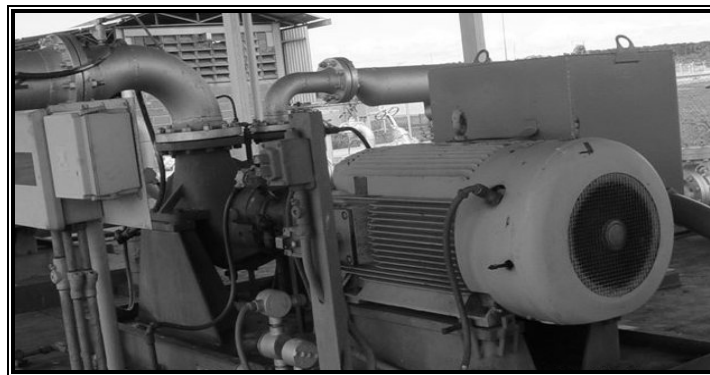
fin de disponer de suficiente volumen de éste para la alimentación de las bombas. En ellos ocurre la separación del agua contenida en el petróleo por efecto de la decantación y de láminas internas dispuestas en forma de anillo las cuales facilitan tal fin. Los hay de dos tipos: de techo fijo y de techo flotante.

Función:

Los tanques de almacenaje para petróleo son depósitos destinados al almacenamiento del fluido proveniente generalmente de los pozos. Las capacidades más utilizadas varían entre 500 y 150.000 barriles nominales. <sup>[14]</sup>

#### \* Bombas de transferencia

Las bombas de transferencia son aquellos dispositivos encargados de suministrarle al fluido la energía necesaria para hacerlo llegar por medio de oleoductos hasta su destino final, el cual puede ser un patio de tanques, un terminal de embarque o alguna otra instalación destinada a su procesamiento, en la figura 2.17 se puede observar una bomba de transferencia. <sup>[14]</sup>



**Figura 2.17.** Bomba de transferencia de crudo

Fuente: Propia

### 2.3.12. Estaciones de flujo con tecnología multifásica

En los últimos tiempos se ha incrementado el consumo energético en el ámbito mundial, demandando de la industria petrolera el desarrollo de medios alternos de producción; no sólo la explotación de campos ineficientes o en declive, sino la adopción de nuevas tecnologías de producción que brinden mayor eficiencia, Seguridad, confiabilidad y menor impacto ambiental. Hace poco más de una década, comenzó desarrollo de sistemas que fuesen capaces de bombear de manera efectiva corrientes de flujo con más de una fase. Recientemente la industria petrolera ha comenzado a adoptar progresivamente el Bombeo Multifásico como una herramienta, especialmente orientada a la explotación de campos marginales, que en el pasado no se proyectaba su uso debido a limitaciones tecnológicas y de rentabilidad.

En Venezuela, la principal aplicación de los sistemas de bombeo multifásico ha estado dirigida a la producción de crudos pesados y extra-pesados en los campos de oriente y occidente del país, como en las empresas: Petrozuata, Sincor, Ameriven, PDVSA, etc. Precisamente, un hecho que promete muchos beneficios es él poder producir estos tipos de crudo de manera más sencilla y económica. En la Figura 2.18 se puede observar un esquemático típico de una estación multifásicas. <sup>[3]</sup>

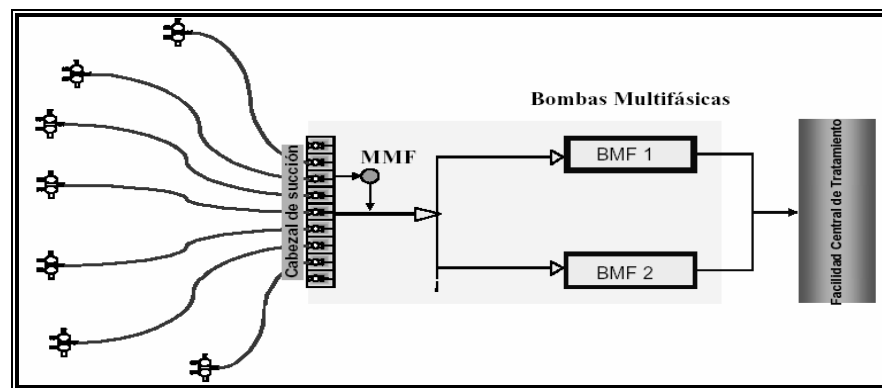


Figura 2.18. Sistema de Flujo Multifásico <sup>[3]</sup>

### 2.3.13. Bombeo multifásico

Por definición, Bombeo Multifásico es la acción de ceder energía a la corriente de un fluido de más de una fase, con el fin principal de aumentar su presión y lograr su transporte desde un punto a otro distante. A diferencia de las bombas convencionales y compresores, que son equipos especializados en el manejo de una fase y con capacidad muy limitada de manejar mezclas, las Bombas de Flujo Multifásico (MPP) deben soportar cambios de fases desde 100% gas a 100% líquido en operación continua. Esta característica demanda superar grandes retos de diseño, como son: la capacidad de operar en vacío (sin fase líquida), robustez para soportar investidas de flujo tapón (slugs), complejos sistemas de control y medición. Todo esto enmarcado bajo requerimientos mínimos de confiabilidad operacional y mantenibilidad.

Son dos los objetivos principales del uso de unidades MPP:

- ✱ Aumentar la energía de la corriente no-tratada proveniente directamente de los Pozos y transportar la producción total a una estación centralizada situada a decenas de kilómetros aguas abajo.
- ✱ Reducir la presión del cabezal de descarga del pozo (o pozos), incrementando así la producción total.

En este sentido, las unidades MPP han venido desplazando los tradicionales procesos de recolección del petróleo. En donde la producción de cada uno de los pozos se lleva por tuberías individuales o compartidas, hasta una estación colectora cercana, en donde se separa el gas del petróleo. Los pozos en un campo se agrupan por bloques, que pueden comprender hasta 36 pozos y se destina una estación para cada uno de dichos bloques o grupos. Finalmente a través de una red de tuberías de mayor diámetro, se conduce el petróleo desde las varias estaciones recolectoras (separadoras) hasta una estación principal de almacenamiento y deshidratación.



En la configuración típica y simplificada de estos sistemas de bombeo multifásico, la unidad MPP se ubica a la salida del pozo (o pozos) con el fin de transmitir la producción total a través de una sola tubería o troncal, hacia una estación de recolección principal. Generalmente las unidades MPP, requieren de presión positiva a la entrada. Es decir la mezcla debe fluir desde el pozo, bien sea de modo natural o por métodos de levantamiento artificial (Bombas de Cavidades Progresivas, por inyección de Gas, Bombeo Mecánico, Bombas Electrosumergibles).

La aplicación principal de esta tecnología ha encontrado satisfactoria aceptación en:

- a)** Campos en declive (En tierra y costa afuera): Incrementando la rentabilidad debido al aumento de la producción.
- b)** Campos marginales y plataformas satélites costa afuera: Los primeros pueden ser explotados económicamente usando las instalaciones existentes y en plataformas, reduciendo espacio y peso.
- c)** En el reemplazo de estaciones de separación. Se puede sustituir: tambores separadores, compresores de gas, bombas de líquido, controles asociados y las tuberías dedicadas (gas o líquido) por una Unidad MPP y una simple tubería para flujo multifásico.
- d)** En nuevos desarrollos. Nuevos proyectos en campos de producción, basados en su totalidad en redes de líneas Multifásicas con estaciones MPP.

Basados en lo anterior, los beneficios más notables de la adopción de esta tecnología son los siguientes:

- ✳ Reduce costos. Menor inversión inicial y reducción de costos operativos debido a menos complejidad en los sistemas.

- ✱ Aumenta la rentabilidad de campos marginales y en declive, aumentando y extendiendo la producción.
- ✱ Reduce requerimientos de espacio y peso (en especial en plataformas).
- ✱ Disminuye el impacto ambiental

A pesar de que las Unidades MPP han tenido gran aceptación en la Industria Petrolera, es importante destacar que es un nuevo concepto que aún está en evolución y constante mejoramiento. Cada nuevo proyecto posee características particulares y representa un nuevo reto en cuanto condiciones y exigencias se refieren, en donde los fabricantes deben cumplir de manera efectiva y económica con las nuevas demandas.<sup>[26]</sup>

#### **2.3.13.1. Parámetros a considerar en la selección de una bomba multifásica**

- ✱ Tasas de flujo volumétrico total en la succión.
- ✱ Presión diferencial en la bomba.
- ✱ Fracción del volumen de gas.
- ✱ Corte de agua.
- ✱ Eficiencia.
- ✱ Consumos de energía.

Para fomentar esa selección es necesario definir criterios de operación relacionados con:

- ✱ Ubicación de la bomba en los sistemas de producción.
- ✱ Interacciones de los sistemas de producción.
- ✱ Requerimientos de flexibilidad y operación.
- ✱ Requerimientos de mantenimiento.<sup>[26]</sup>

### 2.3.13.2. Beneficios de las bombas multifásicas

- ✱ Simplificación y centralización de facilidades de producción en superficie y costa afuera.
- ✱ Ahorros en costos de inversión, operación y mantenimiento.
- ✱ Aumento de la producción.
- ✱ Aprovechamiento y utilización del gas en campos aislados.
- ✱ Menor producción diferida por paros de equipos.
- ✱ Racionalización de la fuerza-hombre. <sup>[26]</sup>

### 2.3.13.3. Bombas adaptadas para manejo de flujo multifásico

Las denominadas Bombas de Flujo Multifásico son en su esencia el producto de modificaciones y adaptaciones efectuadas sobre bombas de líquido comunes. La mayoría de las bombas de líquido poseen una capacidad muy limitada de manejar gas; el fenómeno de la cavitación en sí, se puede considerar como un estado no deseado, en donde las bombas de líquido manejan una mezcla temporal de líquido y burbujas de vapor. En este sentido, algunas fábricas de bombas han desarrollado diseños capaces de soportar mayor cantidad de gas (y/o vapor) en la mezcla y por periodos de tiempo más prolongados, sin afectar la integridad mecánica del equipo.

Actualmente las bombas que mejor se han adaptado al manejo de flujo multifásico son las siguientes:

- ✱ Bombas de simple tornillo (Cavidades progresivas)

Estas son bombas del tipo rotatorias y están compuestas por un rotor en forma de tornillo, que gira con ligera excentricidad en un estator resiliente de configuración interna helicoidal (hélice de doble entrada), construido con caucho duro o blando.

Otras particularidades del diseño varían de acuerdo con las ideas de los distintos fabricantes. En el diseño más común, la sección del rotor es circular en todos los puntos del mismo y sus centros están situados en una hélice cuyo eje forma el eje del rotor.

El rotor y el estator encajan de tal manera que cada sección del mismo se desplaza hacia atrás y hacia delante en el espacio libre del estator, mientras que al mismo tiempo se mantiene un cierre constante que viaja a lo largo de toda la longitud del eje de la bomba. Este cierre móvil proporciona un desplazamiento positivo uniforme a lo largo de la bomba, siendo el desplazamiento de cada vuelta igual al desplazamiento superficial de cada sección transversal (determinado por la excentricidad) multiplicado por el paso del estator. Si es preciso, se puede aumentar la longitud de la bomba para que incluya dos o más pasos completos, produciendo el mismo efecto que una unidad de dos o más etapas. El diámetro, el paso y la excentricidad son los factores que determinan el rendimiento real por etapa, los cuales se pueden modificar, si es necesario, para cumplir con los requisitos exigidos por el material manipulado.

La bomba de tornillo simple del tipo descrito es muy versátil, puesto que se puede proyectar para la manipulación de una gran variedad de líquidos, incluso los más viscosos, pastas, lechadas, sólidos en suspensión y aún fluidos delicados, estos últimos aprovechando principalmente las bajas velocidades a que se mueven por la bomba. Actualmente es muy común el uso de bombas de este tipo de varias etapas en pozos profundos, en especial en pozos petroleros como método de levantamiento artificial.<sup>[26]</sup>

### \* Bombas de doble tornillo

Las bombas de flujo multifásico de doble tornillo se originaron en la década de los 80 pudo demostrarse durante los años 70 (en el área de la energía nuclear) que las convencionales eran capaces de bombear simultáneamente gas y líquido. Aparentemente la compañía inglesa Shorthert&Pitt fue la primera en industrializar la bomba; sin embargo, las compañías Bornemann y Leistritz son las que tienen más experiencia.

Entre 1985 y 1986, la Shorthert&Pitt creó y probó su primera bomba multifásica de doble tornillo, con la colaboración de las compañías British Petroleum (BP), Shell y Mobil; Mientras Bomemann y Leistritz lo hicieron entre 1989 y 1982, con el apoyo del Instituto de investigación alemán (GKSS). Estas bombas también del tipo rotatorio, emplean dos o más rotores en forma de tornillo que están montados en ejes paralelos, engranando entre sí y rotan dentro de un agujero o estator rígido. Uno de los tornillos puede estar accionado mecánicamente y mover a los demás; también pueden engranar entre sí con un juego positivo y estar movidos por engranajes sincronizados instalados en el exterior.

La bomba transfiere la energía al fluido atrapándolo en bolsillos y transfiriéndolo desde la cámara de succión a la de descarga. Mientras los bolsillos de fluido atraviesan longitudinalmente el estator, la presión aumenta linealmente hasta que la presión a la salida del estator iguala la presión de descarga. Debido a tolerancias internas entre el rotor y estator, parte del flujo se devuelve de los bolsillos de alta presión a los de baja. Este contra flujo es función de las tolerancias, del número de hilos o espiras del tornillo y de la viscosidad del fluido. La capacidad de generar presión es una función de la eficiencia volumétrica, la cual no debe ser menor a 50%, y de la resistencia estructural de la bomba.

Las bombas de doble tomillo son particularmente apropiadas para ser construidas en una amplia gama de tamaños y, si es necesario, pueden funcionar a altas velocidades.

Estos tipos de bombas pueden funcionar a poca velocidad y, sin embargo, dar un buen rendimiento, lo cual, junto con la baja velocidad de flujo, las hace apropiadas para el trasvase de fluidos viscosos y sensibles al esfuerzo cortante, con la modificación apropiada de la bomba, si es necesario. Los modelos que funcionan con juego positivo pueden trasegar fluidos contaminados, en el bien entendido que se ha de proteger las piezas mediante un revestimiento duro o capa protectora.

Las bombas de tomillo, cuando están llenas de líquido, son generalmente autocebantes, pero la aspiración desarrollada dependerá de las tolerancias mecánicas de los internos así como de la viscosidad del fluido.

Las bombas de flujo multifásico de doble tomillo constan básicamente de los siguientes elementos:

- a) Tornillos: Son cuatro, ubicados en dos ejes paralelos (uno conductor y el otro conducido) encargados de bombear el fluido dentro de la camisa, desde los extremos al centro de la bomba o viceversa. Ambos ejes están engranados en uno de sus extremos.
- b) Eje de conductor: Recibe el movimiento del motor.
- c) Eje conducido: Recibe el movimiento contrario del eje conductor.
- d) Engranajes sincronizados (ES.): Son los que transmiten el movimiento del eje conductor al eje conducido y evitan el roce entre tornillos.
- e) Rodamientos: Soportan los ejes de la bomba. Suelen ser de doble hilera de bolas del lado del motor y de rodillos del lado de los engranajes.

- f) Caja de engranajes: Reservorio de aceite donde van semisumergidos los engranajes sincronizados y los rodamientos de rodillos.
- g) Carcasa: Armazón donde se inserta la camisa y se acoplan otros elementos de la bomba.
- h) Camisa: Cilindro reemplazable donde rotan internamente los tornillos.
- i) Válvula de alivio: Válvula ajustable que evita altas presiones de descarga por medio de la recirculación de fluido.
- j) Sellos Mecánicos: Evitan el escape de fluido a través de los ejes de la bomba. Pueden ser simples, dobles o tandem. <sup>[26]</sup>

#### **2.3.13.4. Bombeo multifásico en Venezuela**

En Venezuela la principal aplicación de esta tecnología ha sido orientada a la explotación de crudos pesados y extrapesados. La primera unidad de bombeo multifásico adquirida en Venezuela fue en el año 1995, por la antigua CORPOVEN (actualmente PDVSA) para ser operada en la unidad de Crudo – Extra Pesado DTO. San Tomé en el área de Arecuna Edo. Anzoátegui. Esta unidad del tipo de doble tornillo fue suministrada por la compañía Alemana Bornemann Pumps.

Venezuela posee una de las reservas más grandes del mundo de crudo extrapesado y bitumen natural, ubicada en el orden de 286 billones de barriles. La explotación de este inmenso reservorio, denominada Faja Del Orinoco (al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas), ha comenzado a ser económicamente rentable debido al desarrollo de nuevas tecnologías. Tecnologías como son: perforación y completación direccional de pozos, bombas de pozo profundo electrosumergibles y de cavidad progresiva, medición y bombeo multifásico, han sido exitosamente desplegadas a lo largo de la faja.

Petrozuata una de las primeras asociaciones estratégicas formadas luego de la apertura petrolera de 1997, estableció en el área de Zuata (Sur Oeste de Anzoátegui) el primer proyecto mundial para la explotación de crudo Extra – Pesado, basado en una red de tuberías de producción completamente multifásica. Bajo el esquema de estaciones de flujo (una o más bombas alineadas a un conjunto de pozos), 13 unidades de MPP dispersas en el área asignada, se encuentran en operación facilitando la extracción desde el yacimiento y transmitiendo la producción de más de 180.000 bpd a una estación de recolección principal.

Posteriormente SINCOR y AMERIVEN, también asociaciones estratégicas, comenzaron sus operaciones de explotación de crudo de la faja también basándose en redes totalmente multifásicas. La red de SINCOR opera con 30 unidades MPP bajo el esquema de una (1) macolla/una (1) MPP” (Siendo macolla un conjunto de pozos direccionales agrupados en un área delimitada).

A continuación, en la tabla 2.3 se presenta un resumen de las unidades MPP, operativas en los campos de producción en Venezuela, así como sus usuarios y fabricantes. <sup>[26]</sup>

**Tabla 2.3.** Unidades de Bombeo Multifásicos en Campos de Venezuela <sup>[26]</sup>

	CANT	TIPO/MARCA
PDVSA	13	Doble Tornillo Bornemann Pumps Modelo MW 8.5 zk – 50
Petrozuata	14	Doble Tornillo Bornemenn Pumps Modelo MW 9.5 zk – 90
Sincor	6	Doble Tornillo Bornemann Pumps Modelo MW 8.5 zk – 67
Sincor	24	Doble tornillo IDP Ingersoll Dresser Pumps.
Ameriven	12	Doble Tornillo Bornemann Pumps Modelo MW 9.3 ZK – 90



### 2.3.14. Simulación

Una de las más importantes herramientas para analizar el diseño y operación de sistemas o procesos complejos es la simulación.

Aunque la construcción de modelos se inició desde el Renacimiento, el uso actual de la palabra simulación data de 1940, cuando los científicos Von Neuman y Ulam que trabajaban en el proyecto Monte Carlo, durante la segunda Guerra Mundial, resolvieron problemas de reacciones nucleares cuya solución experimental sería muy costoso y el análisis matemático demasiado complejo. Con la utilización de la computadora en los experimentos de simulación, surgieron numerosas aplicaciones y con ello, una mayor cantidad de problemas teóricos y prácticos.

La simulación consiste en diseñar un modelo de un sistema real, realizar experimentos con este modelo con el propósito de entender el comportamiento del sistema. El modelado de la simulación es, una metodología aplicada y experimental que intenta:

- ✱ Postular teorías o hipótesis que explique el comportamiento observado.
- ✱ Describir el comportamiento del sistema.
- ✱ Usar las teorías para predecir comportamientos futuros. <sup>[27]</sup>

#### 2.3.15.1. Tipos de simulación

De acuerdo a la funcionalidad del modelo se clasifican en:

- ✱ Estáticos. Es una de las primeras formas de utilización de los modelos, originados por la arquitectura. Sirven principalmente para prevenir problemas y mantener una imagen completa del proyecto durante su realización.

- ✱ **Dinámicos.** En este, la palabra simulación toma sentido. Se puede analizar, entender y controlar los procesos en movimiento. Tienen el objetivo de facilitar el estudio y minimizar costos que se tendrían en los sistemas reales.<sup>[27]</sup>

### **2.3.15.2. Programas de simulación**

Los programas de simulación son herramientas que permiten el desarrollo de nuevas ideas para el estudio y la investigación de esquemas de procesos. Éstos son basados en modelos matemáticos y combinan una extensa fuente de datos de componentes químicos y métodos de predicción de propiedades termodinámicas, para dar respuesta mediante avanzadas técnicas de cálculo, a diversos procesos y determinadas condiciones de operación específicas. Por tal motivo se convierten en un instrumento indispensable para Ingenieros de Procesos y de Diseño, de las industrias petroleras, químicas y/o petroquímicas.

La simulación de procesos mediante el uso de programas, le permite al Ingeniero estudiar procesos existentes de forma más rápida, económica y completa que en la planta real, además permite comparar con rapidez distintos procesos, modificaciones o diseños que se deseen poner en práctica. Esto da como resultado que se puedan tomar en consideración un mayor número de alternativas y obtener así soluciones de mayor calidad y menor costo.<sup>[27]</sup>

### **2.3.15.3. Simulador Pipephase**

Esta es una herramienta de cálculo poderosa para el diseño, análisis y optimización de gran variedad de sistemas de flujo, razón por la cual será utilizado para la evaluación de las redes de producción y de diluyente del Campo Bare Este - Cariña.

Los métodos de análisis utilizados por el PIPEPHASE se basan en modelos matemáticos tradicionales que describen el flujo de fluidos y la transferencia de calor.

Para el cálculo de las redes el simulador utiliza el método de Balance de Presiones. Para el cálculo del coeficiente de fricción de Moody el PIPEPHASE usa las correlaciones de Poiseuille y de Colebrook.

Este método de resolución de redes se basa en la estimación de las presiones en los puntos nodales de la red y en el cálculo iterativo de los caudales que pasan a través de las mallas hasta que las presiones estimadas y calculadas sean las mismas.<sup>[27]</sup>

a) Características generales

- ✱ Entre las características más importantes de PIPEPHASE se pueden resaltar las siguientes:
- ✱ Simula el flujo de fluidos, en el estado estable, a través de tuberías, redes y sistemas de producción.
- ✱ Analiza el flujo monofásico o multifásico, de un componente puro o mezcla multicomponentes.
- ✱ Ha sido estructurado en lenguaje basado en la terminología utilizada en la industria petrolera.
- ✱ Posee amplia librería con las propiedades físicas y termodinámicas de más de 950 componentes.
- ✱ Puede analizar sistemas constituidos hasta por:
  - a) 500 Nodos.
  - b) 999 Elementos de Flujo.
  - c) 50 Componentes.
- ✱ Realiza el cálculo de flujo isotérmico y no isotérmico.<sup>[27]</sup>

## b) Aplicaciones

Entre las aplicaciones prácticas más importantes del PIPEPHASE cabe mencionar:

- \* Simulación de sistemas de recolección y transmisión.
- \* Dimensionamiento de líneas de flujo y tuberías de producción en nuevos diseños.
- \* Determinación de los requerimientos de bombeo, compresión, calentamiento/enfriamiento, a través de la predicción de los perfiles de temperatura, presión, velocidad y tasas de distribución de los flujos en sistemas de expansión.
- \* Simulación de reductores, separadores, válvulas de levantamiento por gas, y equipos utilizados en la industria petrolera.
- \* Determinación de la capacidad máxima de las tuberías.
- \* Análisis de mecanismos de producción como levantamiento por gas y recuperación secundaria como inyección de gas.
- \* Análisis del comportamiento de sistemas de flujo en función de la variación de sus parámetros más influyentes (Análisis de Sensibilidad).<sup>[27]</sup>

## c) Módulos de análisis para la determinación de las propiedades del fluido

El simulador PIPEPHASE dispone de dos métodos de análisis completamente diferentes para la determinación de las propiedades del fluido, estos son los de Análisis Composicional y el de Análisis no Composicional.

### \* Composicional

El módulo de análisis composicional permite definir las propiedades de los fluidos cuya composición se conoce. El número máximo de componentes permitidos

para definir la composición del fluido es de cincuenta. El PIPEPHASE posee una librería que incluye datos de las propiedades físicas y termodinámicas de más de 950 componentes. Los pseudo-componentes del petróleo pueden ser definidos por un conjunto de datos obtenidos de ensayos de laboratorio, y en su defecto, pueden ser definidos con solo su peso molecular, peso específico o punto normal de ebullición.

✱ No composicional

El módulo de análisis no composicional permite la determinación de las propiedades de los fluidos en función de la gravedad específica en cada una de sus fases presentes en el sistema de flujo.

El PIPEPHASE está dotado de correlaciones empíricas para desarrollar el análisis de fluidos cuya composición química se desconoce, de acuerdo a modelos tales como:

- a) BLACK OIL: gas, petróleo (dominante) y agua.
- b) GAS CONDENSADO: gas (dominante), condensado y agua.
- c) FASE LIQUIDA SIMPLE: hidrocarburos o agua.
- d) FASE GASEOSA SIMPLE: hidrocarburos livianos. <sup>[27]</sup>

### **2.3.15. Evaluación económica de proyectos**

A continuación se describen los parámetros y variables más importantes que intervienen en la evaluación económica y la forma de utilización de los mismos. <sup>[28]</sup>

#### **2.3.16.1. Inversión**

Es el recurso financiero que existe para obtener los bienes y equipos que representarían el valor capital del proyecto. Para PDVSA también se incluye el

capital inicial de trabajo y los montos necesarios para los estudio de ingeniería. La inversión puede realizarse durante uno o varios años; al mismo tiempo, parte de ella puede obtenerse de los beneficios que resulten del proyecto que se ejecuta.

Los equipos en esta evaluación son considerados como inversión tangible ya que físicamente podemos palpar y que al final de la vida útil del proyecto, podemos recuperar para utilizarla en otro proyecto o simplemente para venderla a un precio denominado valor de salvamento. Este tipo de inversión se deprecia sobre la base de los años de vida útil. Tal depreciación puede ser lineal o no lineal dependiendo de los factores de comportamiento económico. <sup>[28]</sup>

#### **2.3.16.2. Depreciación**

La depreciación está relacionada con la inversión tangible. El método utilizado en el estudio de las alternativas es el de línea recta que se basa en dividir la inversión entre el número de años de vida útil que tiene la instalación conexas con dicha inversión. En el estudio de las alternativas se ha fijado ésta igual al horizonte económico, escogiéndose como horizonte económico un periodo de 18 años, debido a los cambios en el mercado y estimando que todos los equipos al final del periodo se han depreciado completamente. Esto es:

$$D = \frac{I}{V_U} \quad \text{Ec. (2.6)}$$

#### **2.3.16.3. Regalía**

Se refiere a los impuestos de explotación que se debe pagar al estado como un derecho al explotarse los yacimientos. Está contenido en la ley de hidrocarburos y se debe pagar al estado el 30% de los ingresos brutos. <sup>[28]</sup>

#### **2.3.16.4. Inflación**

Representa el costo sobre los desembolsos que deberán agregarse, de acuerdo al incremento internaba que sufren los bienes y servicios. Todos los costos y las inversiones se afectan con la inflación de una u otra forma. La tasa de inflación internaba afecta por igual a las tres alternativas razón por la cual no se considera la inflación como una variable económica en el estudio comparativo.<sup>[28]</sup>

#### **2.3.16.5. Costos**

Adicionalmente a la depreciación ay a la amortización se tienen otros flujos de dinero que se utilizan para operar el proyecto. Estos incluyen, tanto ciertos pagos fiscales como los costos de operación, mantenimiento y administración necesarios dentro del contexto de la evaluación. Entre los costos normales de un proyecto se tienen los siguientes:

- ✱ Costos operacionales totales que se basan en la sumatoria de todos los costos directos relacionados con la explotación de hidrocarburos, entre ellos están:
- ✱ Costos de levantamiento del crudo a la superficie, mediante flujo natural y levantamiento artificial.
- ✱ Costos de reparación y reacondicionamiento de los pozos que regularmente se dañan y requieren trabajos mayores para restaurarlos.
- ✱ Costo de estimulación y servicios de los pozos que requieren esfuerzos para incrementar su productividad o cambio en los equipos de subsuelo para mejorar la producción.
- ✱ Costo de mantenimiento ordinario y extraordinario, requerido para evitar interrupciones costosas al tener las instalaciones y equipos bajo una condición de operación optima.

- ✱ Costos de tratamiento, manejo, transporte y almacenaje de los hidrocarburos, lo cual incluye todas las actividades de rutina que garantizan una disponibilidad del producto en la refinería o terminal de embarque, bajo un plan de producción pre – establecido.
- ✱ Costos de labor para algunas actividades en las cuales se separa la operación entre sí de la labor, esto regularmente se define como costo fijo y no varía con la producción del momento.
- ✱ Costo de recuperación adicional o mejorada, los cuales incluyen ciertos costos que se originan al incrementar el potencial con actividades adicionales, tales como: inyección de vapor, gas, agua, etc.
- ✱ Costos de administración, que se refiere al costo por gerenciar y administrar la operación. Incluye ciertos costos indirectos relacionados con los distritos, tales como: beneficios a empleados, costos de la oficina principal, costo de planificación, etc.
- ✱ Otros costos relacionados con impuestos municipales, donaciones, etc.

Hay que señalar que todos estos costos se encuentran expresados en unidades de costo por barril (\$/barril ó Bs/Barril). En la evaluación económica se han considerado los siguientes costos:

- ✱ Costo de labor y administración: se incluyen los costos de mano de obra directa, supervisión, administración (local y de Caracas) y beneficios de empleados y trabajadores, exceptuando los costos asociados de mantenimiento.
- ✱ Costos de mantenimiento: se ha considerado de acuerdo a cada una de las alternativas los costos de mantenimiento con objeto de garantizar la operatividad de los equipos en condiciones óptimas
- ✱ Costos de operaciones: a todos aquellos costos relacionados con servicios a pozos, recuperación, reacondicionamiento de pozos, etc., el cual se mantiene



igual y constante en las tres alternativas, tan solo para estimar el flujo efectivo de caja y por consiguiente determinar la rentabilidad de las alternativas. <sup>[28]</sup>

De acuerdo a todo lo mencionado anteriormente, el costo total se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$CT = (CAL + COP + CM) \times P_{(BPD)} \times 365 \quad (\text{Ec. 2.7})$$

#### **2.3.16.6. Ingresos gravables**

Se determina el ingreso gravable mediante:

$$IG = P_v \times P_{(BPD)} \times 365 = IB \quad (\text{Ec. 2.8})$$

#### **2.3.16.7. Precio de venta**

Es el valor real del hidrocarburo en el mercado y el cual resulta de la ponderación de las diferentes ventas: la producción en un período multiplicada por este precio, resulta el ingreso bruto.

En el estudio de las alternativas se ha considerado como única fuente de ingreso la venta de petróleo. <sup>[28]</sup>

$$El \_ ingreso \_ bruto = 365 \times P_{(BPD)} \times P_v \quad (\text{Ec. 2.9})$$

#### **2.3.16.8. Impuesto sobre la renta**

Se calcula multiplicando el ingreso fiscal bruto menos los costos (incluyendo la regalía, depreciación, costos totales) por el factor 0.34, dicho impuesto (ISLR) puede calcularse mediante:

$$ISLR = 0.34 \times (IG - D - R - CT) \quad (\text{Ec. 2.10})$$

#### **2.3.16.9. Tasa de descuento**

La tasa de descuento es el porcentaje de benéfico mínimo esperado para la inversión a realizar. La tasa considerada para la evaluación es igual a la fijada por PDVSA para evaluar proyecto y su valor corresponde al 12%.<sup>[28]</sup>

#### **2.3.16.10. Flujo de caja**

Representa el balance de dinero en caja para un período determinado, y puede ser determinado a partir de la siguiente ecuación:

$$FC = IB - (I + CT + ISLR) \quad (\text{Ec. 2.11})$$

#### **2.3.16.11. Indicadores económicos para el estudio comparativo**

Como indicadores económicos para el estudio comparativo se han considerado el valor presente, el valor presente neto, el tiempo de pago y la tasa interna de retorno.<sup>[28]</sup>

✱ Valor presente

Es el valor actual equivalente de una cantidad futura de dinero a una tasa de descuento dada y matemáticamente se puede calcular:

$$VP = \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

✱ Valor presente neto

Es la sumatoria del valor presente de los flujos de caja del proyecto correspondiente a cada año del horizonte económico. Esto es:

$$VPN = FC_0 + \frac{FC_1}{1+i} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

✱ Tiempo de pago de la inversión

Puede ser calculado a partir del flujo de caja acumulado y no descontado, y representa el momento en que el flujo de caja pasa de ser negativo a positivo y es en ese instante el proyecto teóricamente se ha pagado. El flujo de caja acumulado puede ser calculado a partir de los flujos de caja de cada año y representa la suma de los flujos de caja hasta el periodo considerado. <sup>[28]</sup>

✱ Tasa interna de retorno

Se define como aquella tasa de descuento (interés) que hace el valor presente neto igual a cero, es decir que iguala el valor presente de los ingresos al valor presente de los egresos. Desde el punto de vista de la evaluación económica de

proyectos corresponde a la tasa que a través del descuento de los flujos de efectivo (actualización de los flujos) permite recuperar la inversión.

Como se puede apreciar, en este caso se trata de calcular la tasa que permite recuperar la inversión en el período definido como horizonte económico. En el cálculo del valor presente neto, los flujos se descuentan a una tasa mínima dada. La evaluación económica de una propuesta resulta:

- a)  $TIR > 15\%$ . La decisión económica es realizar el proyecto o programa
- b)  $12\% \leq TIR \leq 15\%$ . Se analizará la propuesta para determinar su inclusión en el presupuesto de inversiones.
- c)  $TIR < 12\%$ . La decisión económica es no realizar el proyecto o programa.

[28]

## **CAPITULO III**

### **DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **3.1. Identificación de las opciones o esquemas para el manejo de los volúmenes de producción de los campos Bare (Este) y Cariña**

Para la identificación de las opciones o esquemas indicados en este ítem, se determinaron y establecieron las facilidades de superficie y alternativas necesarias para satisfacer las exigencias de los volúmenes de producción y presión asociados al sistema de recolección del crudo proveniente de los Campos Bare (Este) y Cariña. Para la visualización de las opciones se realizaron las siguientes actividades:

Se recopiló información referente al funcionamiento y características de los sistemas de producción, estaciones y sistemas de bombeo multifásico.

Se realizaron entrevistas informales con el personal involucrado en el proyecto para obtener mayor información del área en estudio.

Se realizaron reuniones con ingenieros y técnicos de las áreas involucradas, con el objeto de establecer las opciones más viables para el manejo de los volúmenes de producción en armonía con el medio ambiente y de acuerdo con las políticas de desarrollo de la empresa.

Se realizaron visitas a campo para conocer y determinar la filosofía de operación para el adecuado transporte de crudo de las diversas opciones estudiadas.

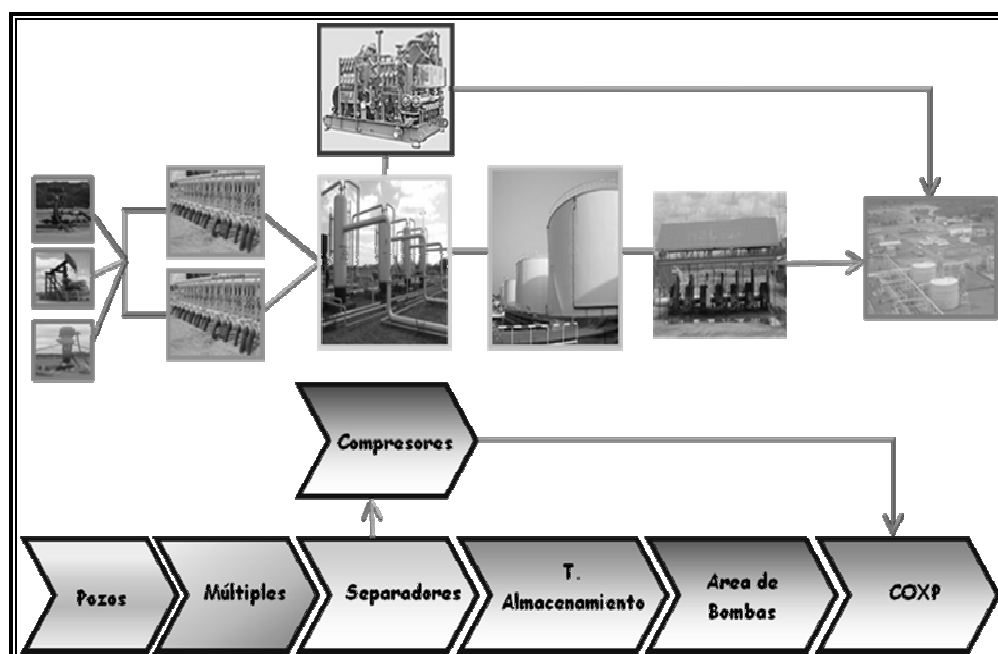
Mediante las actividades expuestas anteriormente se identificaron opciones para manejar los volúmenes de producción del campo en estudio, a fin de seleccionar la opción más conveniente técnica y económicamente para PDVSA. Las opciones se presentan a continuación:

Opción 1: Uso de tecnología convencional.

Opción 2: Uso de tecnología multifásica.

### 3.1.1. Estación de flujo convencional

La estación de flujo contempla la instalación de las facilidades de tratamiento según se muestra en la Figura 3.1.



**Figura 3.1.** Estación de Flujo Convencional

Fuente: Propia

### **3.1.1.1. Área de separadores**

Se pretende instalar un tren de separación constituido de cuatro (4) separadores, con capacidad para manejar 20 MBD y 20 MMPCND cada uno.

### **3.1.1.2. Área de tanques**

Provista de cuatro (4) tanques de almacenamiento, con una capacidad de 20 MBD cada uno.

### **3.1.1.3. Área de bombas**

Esta área estará dotada de 4 bombas de tornillo de 25 MBD de crudo.

### **3.1.1.4. Redes de producción de crudo**

Las redes de producción están conformadas por líneas de flujo de 4" desde el cabezal de los pozos hasta las válvulas selectoras multipuerto. Las longitudes consideradas para estas líneas de 4" de diámetro varían desde un mínimo de 0.05 kms hasta un máximo 0.15 kms, lo cual permite obtener presiones de cabezal de pozos entre 150 y 200 Psig de acuerdo a las tasas de producción esperadas, tasas de diluyente a inyectar y propiedades de los fluidos a producir.

Las válvulas selectoras multipuerto se encuentran ubicadas equidistantes de la agrupación de pozos (máximo 7) que fluirán a ellas con las longitudes ya mencionadas anteriormente. Se instalarán tantas válvulas selectoras multipuerto como agrupación máxima de 7 pozos así lo requieran. De cada válvula selectora multipuerto partirán dos líneas, una de producción general y una de prueba cuyos diámetros dependerán de los volúmenes de fluidos a manejar y las características de

los fluidos, conservando mínimas caídas de presión a través de ellas, lo cual redundará en bajas presiones en el cabezal de los pozos. Las longitudes de estas líneas dependerán de la ubicación de las estaciones, la cual estará en una posición equidistante de todas las válvulas selectoras multipuerto requeridas.

### **3.1.1.5. Redes de producción de gas**

El gas asociado a la producción del campo será incorporado al sistema de compresión y tratamiento de Bare.

Para el sistema de transporte de gas se realizaron los respectivos cálculos previos de: presión de diseño, temperatura de diseño, espesor de pared mínimo de la tubería, velocidad límite de diseño.

Material de la tubería: API 5L-B

Y=35000 psi

#### **\* Premisas de Simulación:**

El análisis del sistema de transporte de gas se realizó a través del simulador PIPEPHASE, para ello se consideraron las siguientes premisas y condiciones:

- a)** Se consideró el máximo flujo de gas a ser transportado.
- b)** La caída máxima de presión recomendada es de 0,2 psi/100fts (Base de diseño establecido en la norma PDVSA L – TP 1.5).
- c)** Temperatura Ambiente de 110 °F.
- d)** La simulación se realizó siguiendo un recorrido horizontal de la tubería debido a la falta de información respecto a los planos altimétricos.
- e)** Correlación de flujo: flujo monofásico: Panhandle.



### **3.1.2. Estación multifásica**

La estación multifásica estará ubicada en una localización equidistante, de todas las válvulas selectoras multipuerto consideradas. Esta estará conformada por un múltiple de producción general que recolectará la producción de fluidos de las líneas de producción de cada válvula selectora multipuerto de campo, mientras que las válvulas selectoras multipuerto instaladas en la estación multifásica recibirán las líneas de prueba de todas las válvulas selectoras multipuerto del campo. Desde el múltiple general de producción los fluidos son conducidos hacia los cabezales de succión de las bombas multifásicas las cuales serán alineadas en pares por cabezal de succión independiente. De allí los fluidos serán descargados a través de cabezales de descarga hacia las líneas de flujo multifásico. Desde la (s) válvula (s) selectora (s) multipuerto que manejan las líneas de prueba conducirán los fluidos a un medidor multifásico el cual medirá los volúmenes de cada corriente (crudo, agua y gas) para cada uno de los pozos. De la salida del medidor multifásico los fluidos medidos serán descargados en la succión de las bombas multifásicas. Estas operarán a presión de succión de 60 LPC, mientras que las presiones de descarga serán de un máximo de 550 LPC. Las bombas multifásicas son de capacidad de MBEPD a una presión de succión de 60 LPC y máxima presión de descarga de 550 LPC.

#### **3.1.2.1. Redes de producción**

En cada agrupación de un máximo de 7 pozos se consideró la instalación de una válvula selectora multipuerto en una ubicación tal que la suma de las longitudes total de las líneas de flujo de todos los pozos fuera la menor entre varias ubicaciones seleccionadas para la válvula selectora multipuerto.

Una vez definidas las longitudes de las líneas de flujo de 4" desde cada pozo hasta la válvula selectora multipuerto correspondiente a la agrupación de pozos, se

procedió con el mismo principio pero esta vez considerando la posición en el plano de las válvulas selectoras multipuerto, para seleccionar la ubicación de la estación multifásica la cual permitirá manejar toda la producción de fluidos correspondiente a los pozos previstos perforar durante la vida útil del proyecto. En el mismo trazado de las líneas de producción de cada válvula selectora multipuerto, se instalarán líneas de prueba para realizar la “prueba de pozo”, a cada uno de ellos que fluyen a la respectiva válvula selectora multipuerto.

El diseño de los diámetros de las líneas de producción y de prueba correspondiente cada válvula selectora multipuerto, se realizó a través del simulador PIPEPHASE, considerando para ello la correlación de flujo multifásico horizontal que mejor se adaptó a las condiciones de flujo esperadas, en este caso fue la correlación de Beggs, Brillis y Moody la cual se muestra a continuación.

$$H_L = \left[ \frac{a \lambda_L^b}{N_{Fr}^c} \right]$$

$$\text{Para: } \phi=0, \quad \Psi=0$$

$$\phi \neq 0, \quad \psi = 1 + C [\sin(1.8 \times \phi) - 0.33 \times \sin(1.8 \times \phi)]$$

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(d^1 \times e \times N_{LV}^f \times N_{Fr}^g)$$

Donde: a, b, c, d, e, f, g = Constantes, f (patrón de flujo)

Transición

$$H_L = A_4 (H_L)_{seg} + B_4 (H_L)_{LNT}$$

$$A_4 = f(\text{número adimensional}), 0 \leq A_4 \leq 1; \quad B_4 = 1 - A_4$$

Factor de fricción:

Flujo distribuido, segregado e intermitente

$$\left[ \frac{dp}{dL} \right]_f = \frac{f_{tp} \times \rho_s \times V_m^2}{2 \times g_c \times d \times 144} \quad \frac{f_{tp}}{f_n} = e^s$$

$$N_{Re} = \frac{1488 \times \rho_n \times V_n \times d}{\mu_n}$$

$f_n$  = Factor de fricción (Diagrama de Moody para tubería rugosas)

$$S = \frac{y}{-0.0523 + 3.182 \times y - 0.8726 \times y^2 + 0.01863 \times y^4} \quad \text{Ec. 1}$$

$$S = \ln(2.2 \times e^y - 1.2) \quad \text{Si } 1 < ey < 1.2$$

$$Y = \ln\left(\frac{\lambda_L}{H_L^2}\right)$$

Flujo Transición

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_f = A_4 \times \left(\frac{dp}{dl}\right)_{f,seg} + B_4 \left(\frac{dp}{dl}\right)_{f,int}$$

Factor de elevación

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_e = \frac{\rho_s \times g \times \sin\phi}{g_c \times 144}$$

$$\rho_s = \rho_l \times H_L + \rho_g \times H_g$$

Factor aceleración

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{ac} = \frac{V_m \times V_{sg} \times \rho_s}{g_c \times P \times 144} \left(\frac{dp}{dl}\right)_T$$

Donde:

$H_L$ : Houldup líquido.

$\lambda_L$ : Houldup líquido sin deslizamiento.

$N_{FR}$ : Número de Froude.

$\phi$ : Ángulo de inclinación.

$N_{LV}$ : Número de velocidad de líquido.

$(dp/dl)_f$ : Gradiente de presión por fricción.

$f_{tp}$ : Factor de fricción dos fases.

$\rho_s$ : Densidad de deslizamiento.

$V_m$ : Velocidad de mezcla.  
 $g_c$ : Aceleración de la gravedad de la tierra.  
 $\rho_n$ : Densidad de dos fases sin deslizamiento.  
 $\mu_n$ : Velocidad de mezcla sin deslizamiento.  
 $(dp/dl)_{f,seg}$ : Gradiente de presión por fricción segregado.  
 $(dp/dl)_{f,int}$ : Gradiente de presión por fricción intermitente.  
 $g$ : Aceleración de la gravedad.  
 $\rho_g$ : Densidad del gas.  
 $\rho_L$ : Densidad del líquido.  
 $H_g$ : Houldup gas.  
 $(dp/dl)_{ac}$ : Gradiente de presión por aceleración.  
 $V_{sg}$ : Velocidad del gas superficial.  
 $P$ : Presión.  
 $(dp/dl)_t$ : Gradiente de presión total.

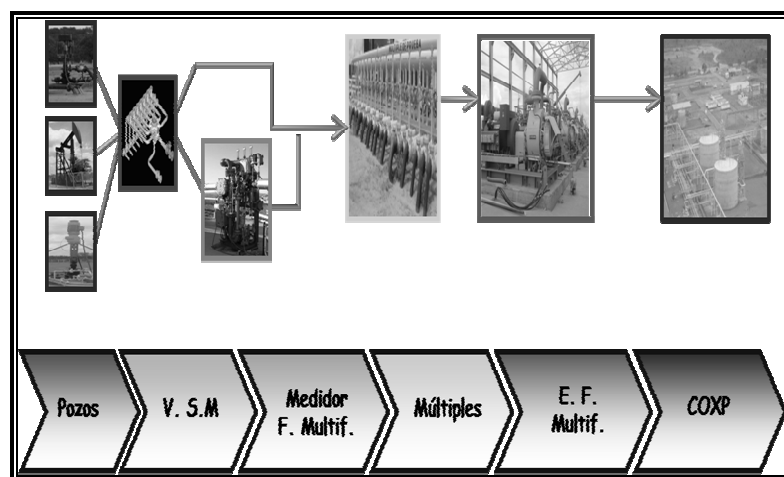
Para el caso del diseño de la línea multifásica se utilizó la correlación anterior, con la acotación que para el cálculo del factor de fricción utiliza en lugar de Moody su propio factor.

El uso de estas correlaciones requiere de los siguientes datos:

- ✱ Tasas de crudo de formación, diluyente y mezcla.
- ✱ Gravedad API de formación, diluyente y mezcla.
- ✱ Viscosidades de los crudos a dos (2) temperaturas diferentes.
- ✱ Presiones.
- ✱ Se estableció como límite de presión en el cabezal de los pozos productores un rango variable entre 150 - 200 LPC.
- ✱ El resto de las instalaciones de la estación multifásica se describen a continuación:

- ✱ Un múltiple de producción, con sus respectivas válvulas de bloqueo manual.
- ✱ Un (1) medidor de flujo multifásico para realizar las pruebas de pozos por cada estación multifásica
- ✱ VSM de siete (7) puestos cada una para recibir las líneas de prueba de las VSM de campo.
- ✱ Construcción de una fosa en concreto para el envío eventual de crudo de la misma en caso de falla de cualquier VSM de prueba y/o sistema de bombas multifásicas.
- ✱ Facilidades eléctricas para bombas, VSM e iluminación de la estación.
- ✱ Construcción de bancadas y tanquillas, instalación de conductores, transformadores y arrancadores.
- ✱ Construcción de casa de control, caseta de arrancadores y casa de bombas.
- ✱ Automatización de la estación e instalación del sistema de detección de incendios uv.

En la Figura 3.2 se presenta un esquema de instalación típica de una estación multifásica.



**Figura 3.2.** Estación Multifásica

Fuente: Propia

Para la construcción de la estación multifásica se requerirá de movimientos de tierra en un área aproximada de 80 m x 80 m x 0.3 m. Se incluye la construcción de terraplén, nivelación y compactación del terreno, instalación de cerca perimetral tipo alfajol, facilidades de acceso y movimiento de tierra para bancadas y tanquillas.

### **3.1.3. Estaciones – Centro Operativo Extra – Pesado**

Este sistema comprende la interconexión entre la estaciones multifásicas y el Centro Operativo Extra – Pesado, utilizando para ello líneas de producción de 24”.

Las longitudes consideradas en las opciones propuestas se determinaron del plano del campo, siguiendo un trazado soportado por la trayectoria real de campo.

Es conveniente mencionar que para determinar el diámetro óptimo de línea para interconectar la estación multifásica de las líneas de producción hasta el COXP se realizó un análisis de sensibilidades utilizando el simulador PIPEPHASE.

### **3.1.4. Bases de diseño**

Se aplicaron las prácticas y procedimientos contemplados en el Manual de Ingeniería de Diseño de PDVSA, prácticas de diseño de PDVSA, Manual de Proceso de INTEVEP, todas las normas y códigos referidos por las especificaciones de PDVSA.

#### **3.1.4.1. Estándares PDVSA**

PDVSA L-TP-1.5.- Calculo hidráulico de tuberías

PDVSA H-251.- Procesos y Utilidades en el Diseño de Tuberías.

PDVSA HA-211-POT:- TUBERÍAS Y Válvulas.

PDVSA QA-201-POT.- Prueba Hidrostática de Tuberías.

### **3.1.4.2. Estándares del Instituto Americano de Petróleo**

API 6D.- Tuberías y Válvulas

API RP 14 E.- Sistema de Producción en Tuberías

### **3.1.4.3. Estándares de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos**

Standard B31.3.- Procesos en Tuberías.

### **3.1.5. Premisas de diseño**

Las premisas de diseño consideradas en el desarrollo de este estudio, son las siguientes:

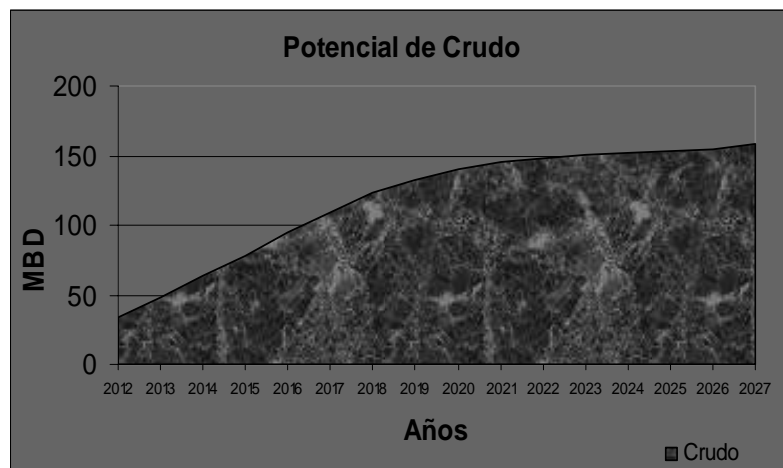
- ✱ Los perfiles de producción de petróleo y gas del Campo, están basados en el desarrollo de 159,05 MBLS de petróleo, 124,72 MBLS de agua y 47,715 MMPCND de gas.
- ✱ El dimensionamiento de las facilidades de superficie se realiza utilizando una gravedad API de 16 ° y un RGP de 300 PC/BLS de acuerdo a lo previsto por yacimientos.
- ✱ Presiones en cabezales de pozos de 150 a 200 psig.
- ✱ La ubicación y dimensionamiento de las facilidades se basaron en (ubicación de los pozos, topografía reinante, Menor impacto ambiental)
- ✱ Incorporación de Válvulas Multipuertos y Medidores Multifásicos.
- ✱ La presión de entrega en estaciones multifásicas es de 120 psig y la de descarga será hasta 550 psig.

### 3.1.6. Potenciales de producción asociado a los campos Bare (Este) y Cariña.

Las expectativas en el área, obtenida directamente del Sistema Integrado de Planificación para Exploración y Producción, establecen las diferentes oportunidades de generación de potencial de petróleo y gas que conforman el Portafolio de Oportunidades, para el desarrollo de un período de 20 años (2008-20027). En la Figura 3.3, 3.4 y 3.5 se puede observar los potenciales de producción de crudo, diluyente y agua asociados al sistema de recolección según el PDO 2008-2027.

#### \* Volumen de crudo

Las cifras globales del potencial de crudo, para el proyecto Bare Este Cariña, de acuerdo a la versión preliminar del plan de oportunidades del periodo 2008 – 2027, se muestran en la siguiente Figura.



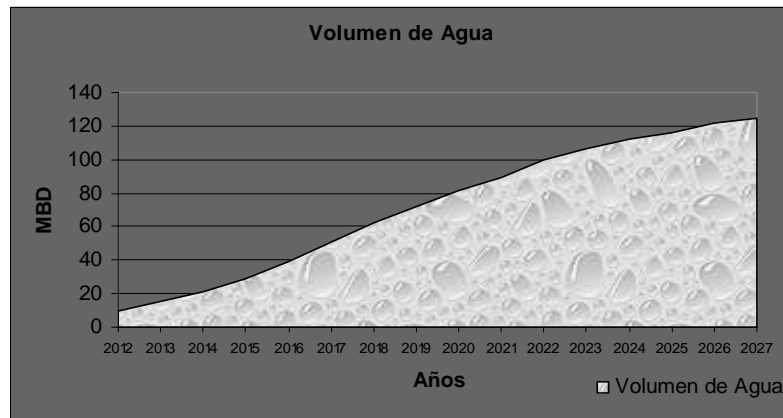
**Figura 3.3.** Potencial de Crudo

Fuente: PDVSA

#### \* Volumen de agua

De igual forma, se muestra la producción total de agua para el área.





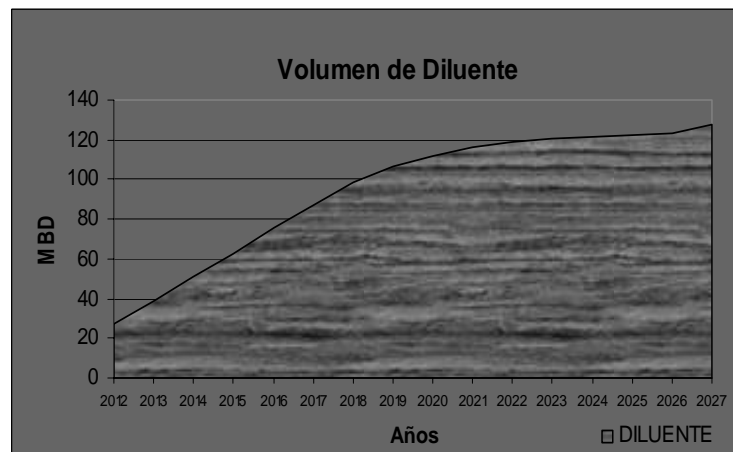
**Figura 3.4.** Volumen de Agua

Fuente: PDVSA

\* Volumen de diluyente

A efectos de realizar la mezcla de crudo de formación más diluyente, se tiene como premisa lo siguiente:

- a) La gravedad API promedio del crudo de formación es de 10°.
- b) La relación crudo/ diluyente es 1: 0,8



**Figura 3.5.** Volumen de Diluyente

Fuente: PDVSA

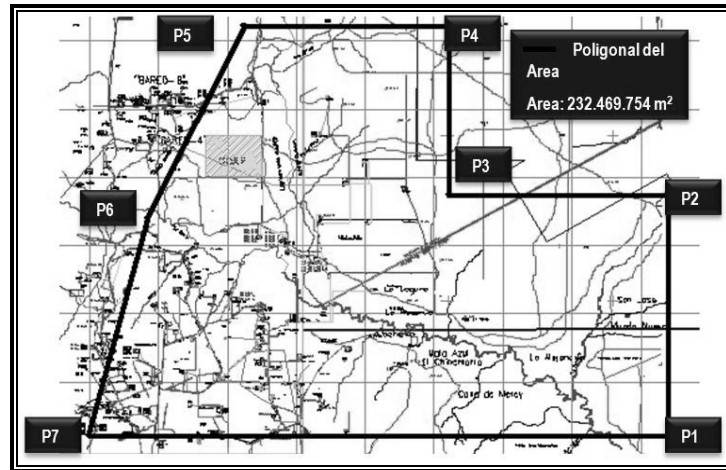
### 3.2. Especificación de las líneas de flujo y válvulas multipuertos asociadas a la red de recolección

Se procedió a identificar el área de desarrollo del campo para lo cual se solicitó al personal de Yacimientos y Estudios Integrados las coordenadas de la poligonal del área de desarrollo (ver tabla 3.1).

**Tabla 3.1.** Coordenadas UTM del área de desarrollo de los Campos Bare (Este) y Cariña  
Fuente: PDVSA

PUNTOS	COORDENADAS
P1	Norte. 943.000 Este. 404.000
P2	Norte. 951.833 Este. 404.000
P3	Norte. 951.833 Este. 396.118
P4	Norte. 958.063 Este. 396.118
P5	Norte. 958.063 Este. 388.592
P6	Norte. 951.000 Este. 385.000
P7	Norte. 943.000 Este. 383.000

En la Figura 3.6 se muestra dicha poligonal. Toda la producción del campo será transportado hasta el Centro Operativo Extra- Pesado.



**Figura 3.6.** Poligonal del Área de Desarrollo

Fuente: PDVSA

Con el plano del área se realizó el trazado de las posibles rutas de las líneas de flujo, se pudo conocer cuánto metrajes tiene la red de tuberías; en el caso de las válvulas multipuertos se ubicaron alrededor de las estaciones multifásicas tomando en cuenta el radio de alcance que tiene cada estación.

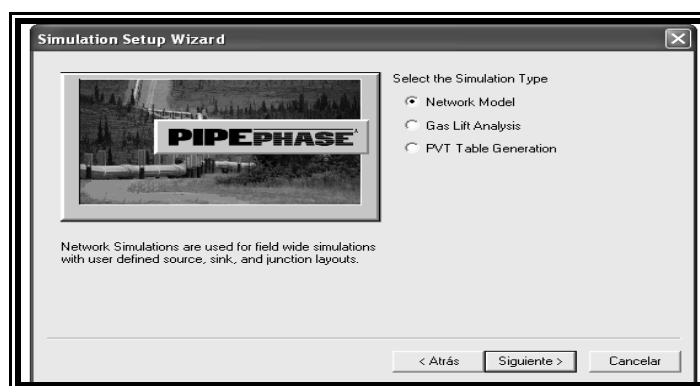
### **3.3. Validación de las condiciones de operación de la red de recolección de crudo de los campos Bare (Este) y Cariña mediante el uso del simulador PIPEPHASE**

Se procedió a realizar la validación a través del PIPEPHASE para cada una de las opciones, una vez conocida las variables del sistema (presión, temperatura, características fisicoquímicas del crudo, metrajes de tubería, entre otros), esta herramienta definió los requerimientos del sistema diseñado. Esta etapa consistió en la evaluación y simulación hidráulica de las redes de recolección asociadas al campo.

Mediante las simulaciones se obtuvo el dimensionamiento de las líneas de flujo y oleoductos así como los parámetros y filosofía de operación de las diferentes

opciones, para trasportar los volúmenes de producción, desde los cabezales de los pozos hasta el centro operativo extra- pesado.

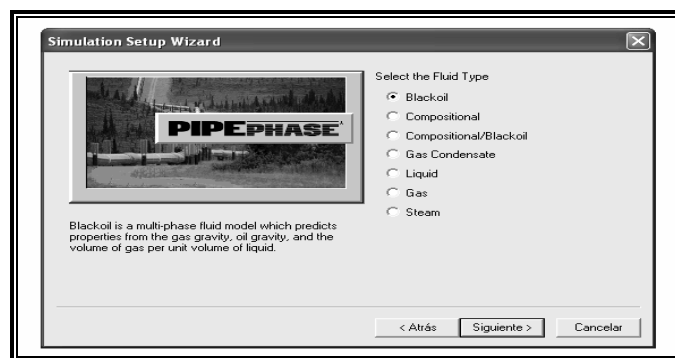
El primer paso consistió en ubicar en la ventana de inicio del programa, el icono para crear una nueva simulación, al entrar se visualiza una nueva ventana en la cual se selecciona el tipo de simulación en este caso Network Model. (Ver Figura 3.7).



**Figura 3.7.** Ventana principal del simulador Pipephase

Fuente: Simulador Pipephase

Luego se presiona en siguiente para entrar a la ventana donde se selecciona el tipo de fluido, tomándose en este estudio el tipo composicional, tal como se muestra en la figura 3.8.



**Figura 3.8.** Ventana de selección del tipo de fluido a utilizar

Fuente: Simulador Pipephase

Los datos PVT requeridos para la simulación van a depender del tipo de fluido definido. En la Figura 3.9 se puede observar los datos PVT requeridos para el modelo de crudo como se puede ver es necesario introducir las gravedades el restos de las variables son opcionales.

**Figura 3.9.** Datos PVT a introducir

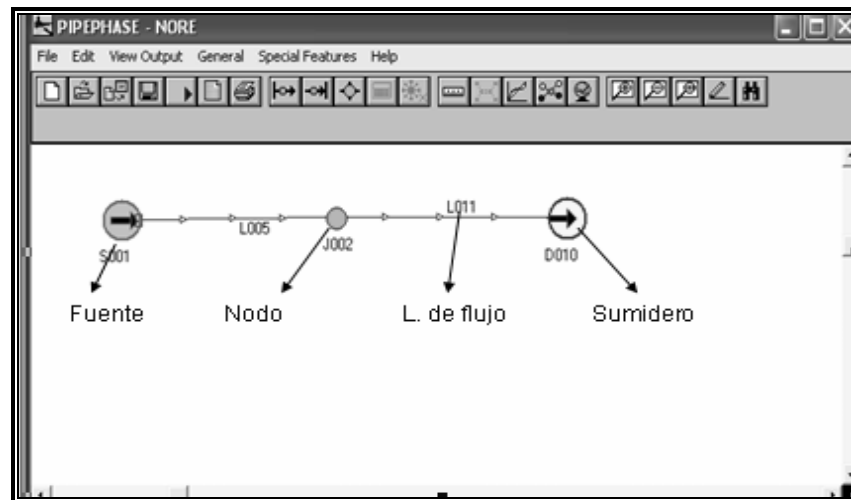
Fuente: Simulador Pipephase

Para el modelo de gas al igual que el modelo de crudo se debe introducir gravedades o densidades para cada una de las fases potenciales del fluido, mientras que el resto de la data es opcional. (Ver Figura 3.10)

**Figura 3.10.** Datos a introducir para el modelo de gas

Fuente: Simulador Pipephase

A continuación se puede observar en la siguiente Figura los respectivos iconos representativos de las fuentes, los nodos, las líneas y los sumideros.



**Figura 3.11.** Iconos del PIPEPHASE

Fuente: Simulador Pipephase

Para formar la red de recolección en cada una de las opciones se procedió a ubicar todos los iconos requeridos hasta completar toda la red, es decir, todos los pozos, líneas de flujo y sumideros asociados a cada opción. Una vez formado el esquema, se procedió a introducir los datos de los pozos, las líneas de flujo y de los sumideros. En el caso de la fuente (pozo), al hacer click en dicho icono aparece la ventana que se muestra en la Figura 3.12, donde se procede a definir el caudal total y la presión de la fuente, si estos valores son parte de las condiciones de operación, entonces pueden indicarse como valores fijos. Si estos valores pueden variarse para conocer los valores producidos, entonces pueden introducirse como estimados.

**Figura 3.12.** Definición de la fuente

Fuente: Simulador Pipephase

Los datos requeridos para las líneas son el nombre, longitud y el diámetro, los datos opcionales son el cambio de elevación el cual es positivo si la tubería se eleva desde la fuente hacia el sumidero y negativa si el nivel de la tubería disminuye de la fuente al sumidero (ver Figura 3.13)

**Figura 3.13.** Definición de las líneas de flujo

Fuente: Simulador Pipephase

### **3.4. Análisis económico de las opciones establecidas**

La toma de decisión relacionada con la ejecución de un proyecto está sujeta a las expectativas de rentabilidad que se esperan del mismo; la herramienta utilizada para reconocer dicho indicador es la evaluación económica, mediante al cual se ingresa la información financiera relacionada con inversiones, costos, impuestos, paridad cambiaria, regalía y otros, con la finalidad de comparar las opciones y determinar la mejor.

A través del Sistema de Evaluaciones Económicas (SEE), se cargó la información correspondiente y el programa se encargó de arrojar los resultados de los indicadores económicos, que permitieron realizar la toma de decisiones objetiva y confiable.

Inicialmente se solicitó un estimado de costos clase V de la infraestructura requerida para cada una de las opciones estudiadas, al Departamento de Planificación, Presupuesto de Gestión y se adicionaron los costos de ingeniería, construcción, gestión PDVSA y contingencia, correspondientes a un estimado Clase V.

La evaluación económica se realizó utilizando el SEE Plus, el cual considera los indicadores económicos: EI, TIR, VPN, TP, que permiten establecer la rentabilidad del proyecto.

Para la evaluación económica se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✱ Se analiza un horizonte económico de 20 años.
- ✱ La paridad cambiaria es de 2.150 Bs/\$.
- ✱ Tasa de descuento=12%, Impuesto Sobre la Renta=50%, Regalías=30%.



- ✱ Se consideró la dilución del crudo de formación.

### **3.5. Selección de la opción más viable desde el punto de vista de costo y optimización del sistema**

Una vez realizada la evaluación económica pertinente; se evaluaron las opciones planteadas considerando factores económicos, técnicos, operacionales e integrales que involucra cada caso. Para esto se elaboró una matriz de evaluación.

#### **3.5.1. Matriz de evaluación**

Para determinar la opción más viable desde el punto de vista técnico y económico se elaboró una matriz de evaluación, donde se consideraron los criterios más relevantes en el proyecto, a dichos criterios se les colocó una ponderación lo que permitió calificar cada criterio considerado; a continuación en las tablas 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6 y 3.7 se muestra y explica la evaluación realizada.

##### **3.5.1.1. Criterios de selección técnica**

- ✱ Complejidad del proceso

Al compararse las opciones, la complejidad del proceso es un factor a ser considerado. Éste, se relaciona al proceso, número y tipo de equipos y/o sistemas asociados al mismo. En este sentido, existen equipos y/o procesos que por su naturaleza son más complejos que otros, complejidad que se traduce en mayores esfuerzos al momento de operar y controlar dichos equipos o procesos.

**Tabla 3.2.** Rango de Valores para la Complejidad

Fuente: Propia

CALIFICACIÓN		RANGO DE VALORES
Cualitativa	Cuantitativa	
Cumple Eficientemente	9	Permite una operación eficiente y sencilla
Cumple	5	Permite una operación eficiente con pocos problemas operacionales
No Cumple	1	No permite la operación eficiente debido a la presencia repetida de problemas en la operación

## \* Impacto ambiental

Contempla el estudio de las opciones que permitan minimizar el impacto que pueda tener el proceso sobre el medio ambiente. El manejo eficiente del crudo sin perjudicar el medio ambiente posee un peso importante sobre la evaluación.

**Tabla 3.3.** Rango de Valores para Impacto Ambiental

Fuente: Propia

CALIFICACIÓN		RANGO DE VALORES
Cualitativa	Cuantitativa	
Cumple Eficientemente	9	Mínimas fugas de crudo. No se generan subproductos
Cumple	5	Fugas de crudo que se pueden controlar Genera subproductos pero se pueden disponer eficientemente
No Cumple	1	Genera subproductos pero no se pueden disponer eficientemente. Fugas de crudo que no se pueden controlar.

✱ Flexibilidad operacional

Contempla el estudio de las opciones que se adapten mejor a los cambios de las variables de procesos, permitiendo la operación segura de la misma.

**Tabla 3.4.** Rango de Valores para la Flexibilidad Operacional

Fuente: Propia

CALIFICACIÓN		RANGO DE VALORES
Cualitativa	Cuantitativa	
Cumple Eficientemente	9	Permita el manejo adecuado de variables de proceso para manejar picos altos en los volúmenes a procesar.
Cumple	5	Existe la posibilidad del manejo adecuado de variables de proceso, sin embargo esto último está ligado al sobre diseño de la estación.
No Cumple	1	La estación está diseñada para volúmenes establecidos y son rígidas en cuanto a los cambios.

✱ Mantenibilidad

Contempla el estudio de las opciones que presenten mejor frecuencia y complejidad de mantenimiento, como por ejemplo menor cantidad de equipos críticos, rotativos o que se requieran herramientas o personal técnico especializado para su reparación.

**Tabla 3.5.** Rango de Valores de la Mantenibilidad

Fuente: Propia

CALIFICACIÓN		RANGO DE VALORES
Cualitativa	Cuantitativa	
Cumple Eficientemente	9	Permite flexibilidad y facilidades para el mantenimiento de las instalaciones.
Cumple	5	Se presentan pocos problemas para el mantenimiento de las instalaciones.
No Cumple	1	No permite flexibilidad y facilidades para el mantenimiento de las instalaciones.

## \* Seguridad

Contempla el estudio de las opciones que presenten el menor riesgo de operación, que se traduzca en una mayor seguridad para la estación.

**Tabla 3.6.** Rango de Valores de la Seguridad

Fuente: Propia

CALIFICACIÓN		RANGO DE VALORES
Cualitativa	Cuantitativa	
Cumple Eficientemente	9	Es una operación segura.
Cumple	5	Presenta problemas de inseguridad en diferentes áreas de las instalaciones.
No Cumple	1	Es una operación insegura.

### ✱ Constructibilidad

Contempla el estudio de las opciones que presenten la mayor facilidad y flexibilidad para la construcción e instalación de equipos.

**Tabla 3.7.** Rango de Valores de la Constructibilidad

Fuente: Propia

CALIFICACIÓN		RANGO DE VALORES
Cualitativa	Cuantitativa	
Cumple Eficientemente	9	Facilidad para la construcción de las nuevas instalaciones.
Cumple	5	Se presentan pocos problemas para la construcción de las nuevas instalaciones.
No Cumple	1	Muchos problemas para la construcción de las nuevas instalaciones.

#### 3.5.1.2. Metodología de selección técnica

##### a) Importancia Relativa de Criterios

Para establecer la importancia relativa de cada criterio en comparación con los restantes, se desarrolló una matriz de valoración de criterios (M.V.C). Esta matriz se lee por filas y tiene como objetivo establecer la importancia relativa de cada criterio en comparación con los restantes. La siguiente tabla nos permite apreciar el modelo de Matriz de Valoración de Criterios (M.V.C.)

**Tabla 3.8.** Modelo de Matriz de Valoración de Criterios (M.V.C.)

Fuente: Propia

M.V.C.	A	B	C	D	E	F
A	1					
B		1				
C			1			
D				1		
E					1	
F						1

Para rellenar la matriz de valoración de criterios, se compara cada criterio fila con todos los criterios columna en la matriz, asignándole en las casillas de la fila, el resultado de la comparación, de acuerdo con una escala mostrada en la Tabla 3.9.

**Tabla 3.9.** Escala para la puntuación de las comparaciones en la (M.V.C.)

Fuente: Propia

CALIFICACIÓN	
Cuantitativa	Cualitativa
0,25	Si el elemento fila es mucho menos importante que el elemento columna.
0,5	Si el elemento fila es menos importante que el elemento columna.
1	Si el elemento fila es igual de importante que el elemento columna.
2	Si el elemento fila es más importante que el elemento columna.
3	Si el elemento fila es mucho más importante que el elemento columna.

A la Matriz de Valoración de Criterios, se le añade una nueva columna con la denominación “Total Fila” (Ver tabla 3.10), en donde se consignan las sumas de las puntuaciones de cada fila y de donde saldrán los valores de los pesos ponderados.

**Tabla 3.10.** Matriz de Valoración de Criterios para la selección de la opción

Fuente: Propia

M.V.C	A	B	C	D	E	F	TOTAL FILA	%
A	1	0,25	0,5	0,5	0,25	1	3,5	8,284
B	3	1	3	2	1	2	12	28,402
C	2	0,25	1	1	0,5	1	5,75	13,609
D	2	0,5	1	1	0,5	1	6	14,201
E	2	1	2	2	1	2	10	23,669
F	1	0,5	1	1	0,5	1	5	11,834

b) Factores de ponderación

Basándose en los tantos por uno obtenidos en la Matriz de Valoración de Criterios, se ordenan estos de más importante a menos importante. Los resultados finales de las ponderaciones se muestran en una tabla similar a la mostrada a continuación y ordenados por sus pesos relativos.

**Tabla 3.11.** Puntaje Ponderado de los diferentes Criterios para la Evaluación

Fuente: Propia

CRITERIOS	PONDERACIÓN (Peso)
Impacto Ambiental (B)	0.28
Seguridad (E)	0.24
Mantenibilidad (D)	0.14
Flexibilidad Operacional (C)	0.14
Constructibilidad (F)	0.12
Complejidad de Procesos (A)	0.08
TOTAL	1.00

A cada criterio se la asignó una puntuación de acuerdo al rango descrito anteriormente. Esta puntuación se ponderó con el peso obtenido en la Matriz de Valoración de Criterios. Con estos dos parámetros es posible la aplicación de una Matriz de Evaluación Técnica.

### **3.6. Herramientas utilizadas**

#### **3.6.1. AutoCAD**

Es un programa de bosquejo y dibujo en detalle 2D y una herramienta de diseño 3D usada por muchos diseñadores e ingenieros. Siendo su formato de trabajo DWG, es compatible con muchos otros lo que la hace una herramienta de trabajo muy versátil a la hora de compartir archivos entre programas. Permite un elevado grado de personalización y programación de software, pudiéndose añadirse módulos o rutinas que se adapten a los requerimientos específicos de diseño de cada persona.



### **3.6.2. PIPEPHASE**

Es un programa diseñado por la empresa Schlumberger, que permite simular el sistema de producción de un campo, pozo con la finalidad de estimar y diseñar la configuración óptima de los mismos.

### **3.6.3. Sistema de evaluación económica (SEE)**

El sistema de evaluaciones económicas es una herramienta que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de inversión a través de los siguientes indicadores económicos:

- ✱ Valor Presente Neto.
- ✱ Tasa Interna de Retorno.
- ✱ Eficiencia de la Inversión.
- ✱ Tiempo de Pago Dinámico.

El SEE fue desarrollado por el grupo de evaluaciones técnico – Económicas de INTEVEP e INTESA por requerimiento de la Gerencia de Presupuestos de Inversión de PDVSA M&M con el fin de obtener una herramienta que permitiera homologar procedimientos, conceptos y lineamientos en la determinación de los indicadores económicos de los proyectos de Refinación, Suministro y Comercio.

El sistema de evaluaciones económicas se ha venido utilizando con este propósito desde el año 1998 en el circuito refinador Venezolano Incluyendo Isla, por DELTAVEN y los negocios de Metano y LGN de PDVSA Gas. En la actualidad cuenta con el modulo de producción de gas no asociado de PDVSA Gas. Actualmente los usuarios de Refinación, Suministro y comercio están trabajando con la versión 4.0, la cual está siendo desarrollada en un ambiente multiusuario, lo que permitirá un

mayor control durante todos los diferentes eventos presupuestario desde la formulación del presupuesto de inversiones hasta la última revisión del presupuesto aprobado.

## **CAPITULO IV**

### **DISCUSIÓN DE RESULTADO**

#### **4.1. Identificación de las opciones o esquemas para el manejo de los volúmenes de producción de los campo Bare (Este) y Cariña**

##### **4.1.1. Estación de flujo convencional**

Para la construcción de la estación de flujo, del gasoducto y el oleoducto se estimó una inversión total de 1.464,829 MMS\$.

El uso de ésta tecnología(Estación de Flujo Convencional) es convencional en el área de petróleo pesado y extra-pesado, la cual realiza la separación petróleo-gas en la estación, requiriendo la instalación adicional de tuberías para el manejo del petróleo y del gas hasta el centro de compresión y tratamiento.

Los equipos de la estación de flujo se estiman de alta confiabilidad en las operaciones, mediano consumo eléctrico, alto impacto ambiental, requieren de supervisión dedicada durante la operación y ocupan áreas importantes de terreno para su instalación.

##### **4.1.2. Estación multifásica**

Cada estación multifásica tendrá una capacidad de 68,502 MBD de fluidos que fue distribuido en sistemas de tres unidades de bombeo.

El estimado de costos inicial de 1.430,991 MM\$ para la construcción de las estaciones multifásicas.

Las estaciones multifásicas fueron dispuestas de tal forma que abarcarán por completo el área del campo a desarrollar, esta ubicación permitió determinar las longitudes de las líneas de producción desde cada válvula selectora multipuerto hasta la estación multifásica.

Las estaciones multifásica a ser instaladas en el campo, serán diseñada cumpliendo las normas de construcción de la estación multifásica MELEM – 1.

Los volúmenes de fluidos a manejar en las estaciones multifásica EM1, EM2, EM3, EM4, EM5 Y EM6, en su máxima producción son de 68,502 MBD de líquido y un promedio de 15 MMPCD de gas, requerirá de una capacidad de bombeo multifásico de 368,211 MBEPD a una presión de succión de 60 psig. De acuerdo a la capacidad nominal de las bombas multifásicas existentes (813 m<sup>3</sup>/h a 60 LPC), se requieren 3 bombas en operación más una bomba de similar capacidad como respaldo. En la medida que se incorpore producción adicional se podrán instalar las bombas requeridas, ya que dicha estaciones se puede construir modularmente.

Se puede considerar la instalación de bombas multifásicas de mayor capacidad lo cual reducirá el número de ellas.

#### **4.2. Especificación de las líneas de flujo y válvulas multipuerto asociadas a la red de recolección de crudo**

Para el desarrollo del estudio de la ruta del corredor energético, se tomo en cuenta, sin limitarse a ello, las siguientes consideraciones:

- ✱ Identificación del alineamiento más corto posible entre puntos extremos.
- ✱ Utilización de corredores de tuberías existentes y accesibilidad operacional.
- ✱ Minimización de los cruces de ríos o morichales, para así disminuir el impacto ambiental.

Las ubicaciones de las líneas de flujos están reflejadas en la figura 4.1. A través del plano se logro realizar la trayectoria, que posteriormente se consolido con una visita de campo donde pudo confirmar que las trayectorias propuestas eran factibles.

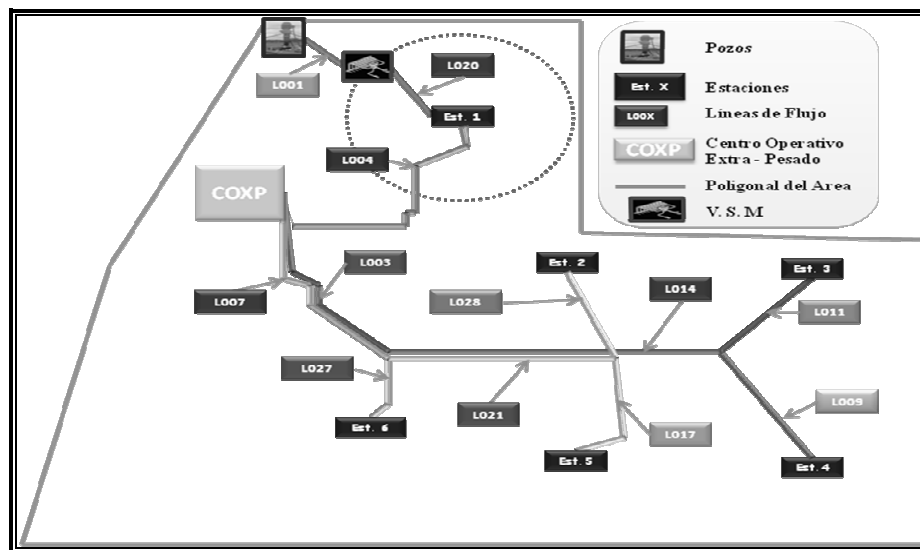
El cruce más importante, desde el punto de vista ambiental, del tendido de las rutas de las tuberías, se realizará en dos puntos uno conformado en la línea saliente de la estación 5 y el otro en la estación 6 (aproximadamente en el punto de coordenadas N946038.00 E: 397258.00 y N: 947864.30,48 E: 391765.19 respectivamente). La definición sobre el tipo de cruce estará a cargo de los requerimientos y sugerencias que el Ministerio del Ambiente (MINAB), pueda a bien solicitar en el momento de solicitud de la permisería correspondiente.

Las válvulas multipuestos estarán ubicadas dentro del radio de alcance de las estaciones, se dispondrán de tantas válvulas multipuertos como agrupaciones máximas de siete pozos existan. En la figura 4.1 se puede observar en la estación 1 la disposición de la VSM, de la misma forma se realizará en el resto de las estaciones.

Para las estaciones 2, 3, 4 y 5 se plantearon rutas nuevas para los ramales principales, motivado a que esta zona no ha sido explotada; para las estaciones 1 y 6 ya existían diferentes rutas de tuberías, lo que facilito la ubicación de los ramales para esta parte del campo.

Si la conformación de las macollas o alguna de ellas cambia, con el desarrollo del proyecto en otra etapa de ingeniería, el corredor energético no deberá ser

reevaluado; ya que sus características plani-altimétricas no diferirían con las aquí planteadas y la ubicación de las estaciones fue realizada con la intención de que se cubriera el área a desarrollar por completo; por tal motivo no se tendrá que redefinir dicho corredor.



**Figura 4.1.** Distribución de Líneas de Flujo

Fuente: Propia

### **4.3. Validación de las condiciones de operación de la red de recolección de crudo de los campos Bare (Este) y Cariña mediante el uso del simulador PIPEPHASE.**

Para las redes de recolección se realizaron sensibilidades de diámetros con el fin de obtener el más adecuado a las condiciones de flujo de cada válvula selectora multipuerto, utilizando un crudo diluido de 16° API, los diámetros simulados para cada caso se muestra a continuación.

✱ Trayectoria: Pozos – V. S. M – succión de las estaciones

Los diámetros simulados fueron de 2, 4 y 6 pulgadas para las líneas que van de los pozos a las válvulas selectoras multipuertos y de 10, 12 y 16 pulgadas para las líneas de parten de las válvulas selectoras a las estaciones. Los resultados muestran que para las características del crudo de la zona, las líneas más adecuadas son de 4 pulgadas para los tramos de pozos a V. S. M y de 12 pulgadas para los tramos V. S. M a la succión de estaciones, ya que la presión de cabezal de pozo estará en el rango señalado en las premisas de diseño y tanto las caídas de presión como las velocidades máximas indicadas no superan los valores estipulados en las normas técnicas de PDVSA. (Ver apéndice A)

✱ Esquema de estaciones de flujo convencional.

a) Trayectoria: Descarga de estaciones – Ramales principales – COXP.

Para el esquema de manejo a través de estaciones de flujo convencional los diámetros utilizados para la línea que transportará el crudo desde la descarga de las estaciones a los ramales principales, fueron de 10, 12 y 16 pulgadas y desde los ramales principales al Centro Operativo Extra – Pesado fueron de 18, 20, 24 pulgadas. Para la línea de gas se simularon con diámetros de 10, 12, 16 pulgadas para las líneas que van desde la descarga hasta los ramales principales y desde estos hasta el Centro Operativo Extra – Pesado fueron de 18, 20 y 24 pulgadas. Para este esquema de manejo se seleccionaron líneas de 12 pulgadas para los ramales que van desde la descargas de las estaciones hasta los ramales principales y de 20 pulgadas para las líneas que van desde los ramales principales al Centro Operativo Extra – Pesado.

✱ Esquema de estaciones de flujo multifásico.

a) Trayectoria: Descarga de estaciones – Ramales Principales – COXP.

En este caso para las líneas que van desde la descarga de las estaciones hasta los ramales principales se simuló con diámetro de 12, 16, 18 pulgadas; para los ramales principales se procedió de igual manera utilizando para las sensibilidades los siguientes diámetros de 20, 24 y 30 pulgadas, seleccionándose líneas de 16 pulgadas para la trayectoria de las descargas de las estaciones a los ramales principales y de 24 pulgadas para los ramales principales.

La selección del diámetro óptimo se realizó bajo dos criterios siendo el primero que los diámetros simulados cumplieran con las normas técnicas establecidas en las bases de diseño y el segundo criterio fue del menor diámetro que permitiera las presiones requeridas tanto en los cabezales de los pozos como en la entrada de las estaciones y la llegada al Centro Operativo Extrapesado. En el apéndice A se muestra los resultados de las sensibilidades realizadas.

#### **4.4. Realización de análisis económico de las opciones establecidas, basado en costos de inversión clase V**

Los resultados de la evaluación económica para las 2 opciones indican que los proyectos son rentables, debido a que poseen una Tasa Interna de Retorno (TIR) mayor al 15% y un Valor Presente Neto (VPN) positivo. Tomando en cuenta los montos de inversión totales y los indicadores económicos, se puede apreciar que las dos opciones son rentables. Mediante una comparación de la inversión inicial, el valor presente neto y la tasa interna de retorno para las dos opciones se determinó cuál de estos diseños es el más rentable para la empresa, dando como resultado que la opción que contempla el uso de tecnología multifásica es la más recomendable



económicamente debido a que esta presenta un menor costo en la inversión inicial. A continuación en la tabla 4.1 se presentan los resultados evaluación económica.

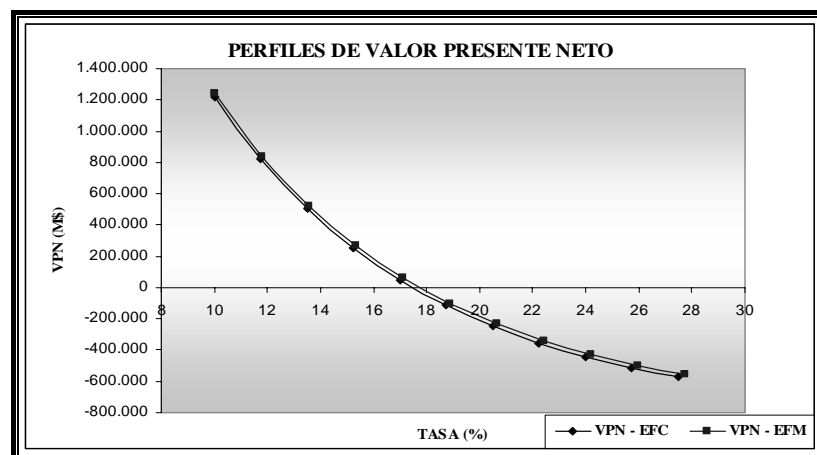
**Tabla 4.1.** Indicadores económicos del proyecto

Fuente: SEE

Opción	Inversión (MM\$)	VPN (M\$)	TIR (%)	EI (\$/\$)	TP(Años)
1	1.464,829	1.215,921	17,48	1,96	10,99
2	1.430,991	1.239,679	17,73	2,00	10,86

En el apéndice B se muestra la distribución de las inversiones en el tiempo y las corridas del programa SEE de las evaluaciones económicas de las opciones estudiadas.

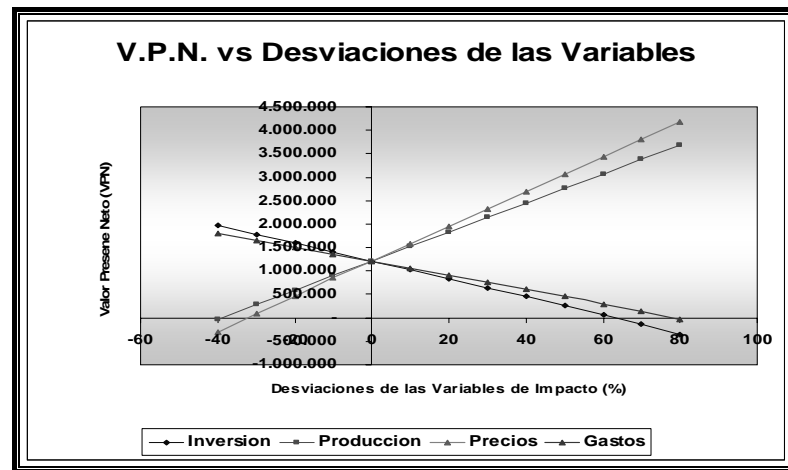
Se puede observar en la figura 4.2 que ambas opciones tienen mejores VPN a bajas tasas de Descuento. Debido a que las tasas no registran intersección se tomará en cuenta para la selección de la opción más viable aquella que presenta mayores VPN, se puede observar que la opción que contempla la implementación de estaciones multifásicas es la que cumple con dicha características.



**Figura 4.2.** VPN vs Tasa de Descuento

Fuente: SEE

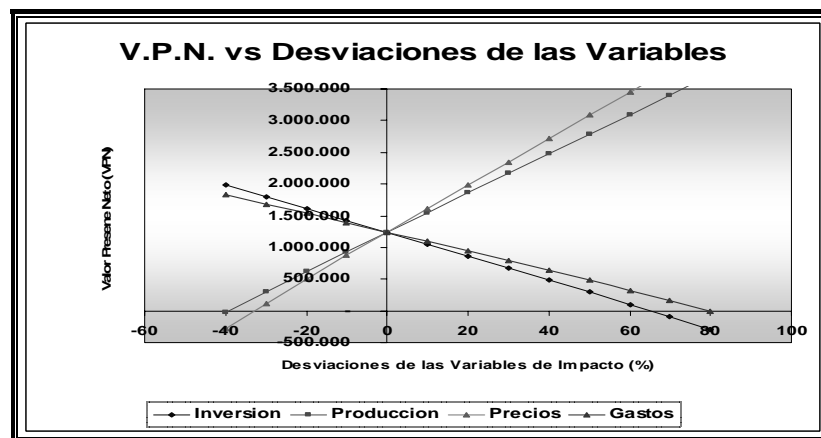
El desarrollo de los campos Bare (Este) y Cariña es rentable y de alta confiabilidad como puede observarse en el diagrama de araña (Ver Figura 4.3 y 4.4) correspondiente a las opciones evaluadas.



**Figura 4.3.** VPN vs Desviación. Opción 1

Fuente: SEE

Las variables de mayor influencia en los resultados económicos del proyecto son la producción y los precios.



**Figura 4.4.** VPN vs Desviación. Opción 2

Fuente: SEE

#### 4.5. Selección de la opción más viable desde el punto de vista de costo y optimización del sistema

Para la elaboración de la matriz de evaluación se tomaron en cuentas criterios que poseen gran influencia en el desarrollo del proyecto, cada uno de estos criterios fueron descritos en el capítulo anterior.

En la siguiente tabla se muestra los resultados de la matriz de evaluación realizada para la selección del sistema de tratamiento de crudo.

**Tabla 4.2.** Resultados de la Matriz de Evaluación Técnica

Fuente: Propia

CRITERIOS	Pond.	OPCION 1		OPCION 2	
		Ptos	Valor Pond	Ptos	Valor Pond
Impacto Ambiental	0,28	5	1,42	5	1,42
Seguridad	0,24	5	1,18	9	2,13
Mantenibilidad	0,14	5	0,71	9	1,28
Flexibilidad Operacional	0,14	5	0,68	9	1,22
Constructibilidad	0,12	1	0,12	9	1,07
Complejidad de Proceso	0,08	5	0,41	9	0,75
Total Ponderación	1,00	4,53		7,86	

De acuerdo a los resultados de la evaluación realizada mediante la Matriz de Evaluación Técnica y a la Evaluación Económica, la opción a recomendar para manejar la volumetría de los campos Bare (Este) y Cariña, es la Opción 2. Esta opción es la más recomendable debido a que tanto técnica como económicamente apunta a dar cumplimiento a las expectativas que el Distrito Mucura tiene en cuanto

al crecimiento de producción esperado. Es bueno mencionar, que aunque en el aspecto económico no se encontró una diferencia considerable entre las dos opciones, al realizar la Evaluación Técnica de la opción recomendada, esta aportó indicadores que brindan confianza y optimismo. (Ver Apéndice B).

## CONCLUSIONES

1. El esquema de flujo multifásico fue la opción más atractiva desde el punto de vista de costo y optimización del sistema de tratamiento de crudo.
2. La distribución de las válvulas selectoras multipuerto dependerá de la cantidad de macollas a ser instaladas dentro del área de desarrollo.
3. Por cada macolla de 7 pozos se requiere de 1 válvula selectora multipuerto, líneas de flujo de 4 pulgadas desde el cabezal del pozo hasta la válvula selectora multipuerto y líneas de 12 pulgadas desde la VSM hasta la succión de la Estación Multifásica.
4. De la salida de las Estaciones Multifásicas hasta los puntos de interconexión con los ramales principales se deben utilizar líneas de 16 pulgadas y de 24 pulgadas para los ramales principales.
5. En base a los estimados de costos para el desarrollo del campo se pudo constatar que la implementación de Estaciones Multifásicas es 2,3% menos costosa que las Estación de Flujo Convencional.
6. De acuerdo a la evaluación económica realizada de las opciones establecidas, los indicadores económicos de la opción 2 (Estaciones Multifásicas) resultaron ser de un 2% mayor que la opción 1 para el caso del VPN y un 1% para el caso de la TIR.
7. De acuerdo a la matriz de evaluación técnica la opción de manejo de producción mediante el esquema multifásico fue un 32% mayor que la opción de estación de flujo convencional tomando en cuenta los criterios evaluados.

## RECOMENDACIONES

1. Manejar los fluidos a producir en el Campo Cariña a través del esquema de flujo multifásico, instalando líneas de flujo multifásico desde las estaciones hasta el Centro Operativo Extra Pesado.
2. El diseño de la configuración de las estaciones multifásicas propuesta debe ser similar a la estación multifásica en operación actual MELEM – 1.
3. Utilizar la correlación Beggs, Brills y Moody para sistemas de flujo multifásico(crudo, agua y gas) y la correlación de Moody para flujo monofásico(Crudo) basado en que en los campos Arecuna y Bare(oeste) estas correlaciones son las que más se ajustan al tipo de flujo.

## BIBLIOGRAFÍA

1. López, A. y Sánchez, J., “Diseño del Sistema de Recolección de Gas y Crudo desde el Campo Tácata a la Estación de Flujo Santa Bárbara”.Universidad de Oriente. 2004
2. ORTÍZ, K. “Actualización del Diseño del Proyecto Estación Flujo Multifásico MELEM – 1 y Programa de Mantenimiento del Sistema de Bombeo Multifásico en la UEYPO – PDVSA, Distrito San Tomé”. Universidad Gran Mariscal de Ayacucho. El Tigre – Estado Anzoátegui. Febrero 2004.
3. MEDINA, L. “Evaluación de Opciones para el Desarrollo de Facilidades de Superficie que Permitan Manejar los Volúmenes de Producción en el Campo Dobokubi, PDVSA, Distrito San Tomé”. Universidad Gran Mariscal de Ayacucho. El Tigre – Estado Anzoátegui. Febrero 2004.
4. PDVSA. “Libro de Reservas de los Campos Pertenecientes al Distrito Múcura”. 2006.
5. Maggiolo, R. “Análisis Nodal Y Flujo Multifásico En Tuberías”. ESP OIL. 2004.
6. Mannyron Consultores. “Estaciones Recolectoras De Flujo”. Adiestramiento Técnico. 2005.
7. AGUILERA, L. “Análisis Orientado al Desarrollo de la Infraestructura Necesaria que Garantice el Manejo de la Producción Asociada a la Reactivación del Campo Mata 17 de U.E.Y Mediano del Distrito Sur San Tomé”. Universidad de Oriente – Núcleo Anzoátegui. Marzo 2005.
8. “La Experiencia Venezolana En Tecnologías Multifasicas De Bombeo Y Medición: Aplicaciones En Campos De Crudo Pesado – Presente Y Futuro”. Autor: On Line. Disponible en: <http://www.agar.com.ve/Translations/MPFM/EXPERIENCIA%20VENEZOLANA.PDF>

9. “Medidores de Flujo Multifásico AGAR”. Autor: On Line. Disponible en: <http://www.agar.com.ve/MPFM.htm>
10. “Roxar Flow Measurement, Multiphase Flow Meter (MPFM 1900VI)”. Autor: on line. Disponible en: [www.roxar.com](http://www.roxar.com)]
11. Millán, J. “Diseño de un Sistema de Bombeo de Flujo Multifásico, para el manejo de Crudo Pesado Merey de 15,5 °API en el Campo Melones Oeste, Distrito San Tomé”. Universidad de Oriente – Núcleo Anzoátegui. 2002
12. RIVAS, J. “Evaluación de las Alternativas para el Desarrollo de la Infraestructura Asociada a la Distribución de Diluyente al Campo Dobokubi, En PDVSA San Tomé”, Universidad Gran Mariscal de Ayacucho. El Tigre – Estado Anzoátegui. Febrero 2005.
13. CEPET, PDVSA. “Tratamiento De Crudos Y Aguas Efluentes”. Adiestramiento Técnico. 2004.
14. RODRÍGUEZ, E. “Evaluación Del Comportamiento Hidráulico De La Estación De Flujo Carito (Nmef – 2) Del Distrito Social Norte – Pdvsa División Oriente”, Univesidad de Oriente - Núcleo Monagas. Diciembre 2007.
15. CIED, PDVSA. “Análisis Nodal En Tuberías”. Adiestramiento Técnico. 2001.
16. SPEDDING, P Y SPENCE, D. “FLOW REGIMES IN TWO PHASE GAS – LIQUID FLOW”. Int. J. Multiphase Flow, 19, 245-280.1993
17. BUSTAMANTE, A. “Evaluación Hidráulica De Las Redes De Recolección De Crudo Multifásico Asociadas A Las Estaciones De Descarga Bared-5 Y Bared-10 Del Campo Bare, PDVSA-Distrito San Tomé”. Universidad de Oriente – Núcleo Anzoátegui. Junio 2006.
18. PDVSA. “Manual de ingeniería de diseño volumen 13–iii / L – tp 1.5 Cálculo Hidráulico De Tuberías”.
19. Xiao, J.J., Soham, O. Y Brill, J. P. “A Comprehensive Mechanistic Model For Two-Phase Flow In Pipelines”. En the 65 th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Paper SPE 20631.167-180.September 23-26. 1990



20. ABREU, P. y SUBERO, A. “Diseño De La Línea De Flujo De La Macolla Nn-452 Hasta El Múltiple Dos (2) Del Campo Jobo- 02 Perteneiente A La Empresa Petroudo”. Universidad de Oriente – Núcleo Monagas. Noviembre 2006.
21. VALENZUELA, G. “Evaluación Del Sistema Integral De Flujo Multifásico Subsuelo-Superficie De Crudo Pesado Y Extrapesado Del Campo Arcuna”. 2002.
22. JUANLIB, A. “Diseño y Beneficios de Bombas Multifásicas Bornemann”. Marzo 2008.
23. PDVSA. “Manual De Diseño De Proceso. Separación Física. Tambores Separadores”, 1995.
24. DE OLIVEIRA, B. “Desarrollo De Una Metodología De Cálculo Que Permita Diseñar O Evaluar Separadores A Ser Instalados En Las Estaciones De Flujo”. Universidad Central De Venezuela. 2003.
25. PALACIO, A. Y ROMERO, H. “Estudio Comparativo Técnico Económico Entre Bombas Multifásicas Y Estaciones De Separación De Flujo Tradicionales”. Universidad Central De Venezuela. 2003
26. Martínez, L. “Estado Del Arte En Bombeo Multifásico”. Servicios Bornemann De Venezuela, C.A. 2003.
27. MORENO, E. “Diseño de La Infraestructura de Producción del Campo Melones Oeste”. Universidad de Oriente - Núcleo Anzoátegui. Enero 1999.
28. PDVSA. “Evaluaciones Económicas de Proyectos”, Gerencia de Evaluaciones Económicas y Financieras. Caracas, 1995.
29. D. E. F. “Lineamientos para la Evaluación Económica del Portafolio de Inversiones de Capital” (LEEPIC)”. 2007.
30. PDVSA, “Sistema de Evaluaciones Económicas”; 1998.
31. CORPOVEN S.A. CEPET: “Flujo Multifásico en Tuberías”; 1995.
32. CORPOVEN S.A. CEPET: “Métodos de Producción”; 1992.
33. EQUIPETROL, CA: “Válvula Selectora Multipuerto”; 1986.

## Apéndice A: Tablas

### Opción 1: Estaciones de Flujo Convencional

Tabla A.1. Desde Pozos a Válvula Selectora Multipuerto

		Pozos
Presión(Psig)	D: 2"	307,6
	D: 4"	159,6
	D: 6"	152,2

Desde Válvula Selectora Multipuerto a Succión de la Estación

Tabla A.2. Línea de 12" de Diámetro

	Diámetro(12")				
	Long.	4 Km	3Km	2,5 Km	2 Km
Presión(Psig)	Pozos	159,6	148,3	142,5	136,3
	VSM	150	139	133	127
	Succión	100			

Tabla A.3. Línea de 10" de Diámetro

	Diámetro(10")				
	Long.	4 Km	3Km	2,5 Km	2 Km
Presión(Psig)	Pozos	212,6	190,5	178,9	166,7
	VSM	204	182	170	158
	Succión	100			

Tabla A.4. Línea de 16" de Diámetro

	Diámetro(16")
--	---------------

	Long.	4 Km	3Km	2,5 Km	2 Km
Presión(Psig)	Pozos	127,8	123,5	121,4	119,2
	VSM	118	114	111	109
	Succión	100			

Desde Descarga de la Estación al Centro Operativo Extra - Pesado

Línea de Crudo

Tabla A.5. Líneas desde las estaciones hasta los ramales principales

		D: 10"	D: 12"	D: 16"
EF1	L004	580,9	317	140,1
EF2	L028	402,9	311,4	250,3
EF3	L011	437	328,6	256,3
EF4	L009	463,1	341,4	260,4
EF5	L017	441,6	330,5	256,3
EF6	L027	300,6	230,3	183,4

Tabla A.6. Ramal Principal (línea 014)

		EF3	EF4
L014	D: 18"	309	321,9
	D: 20"	328,6	341,4
	D: 24	272,6	285,4

Tabla A.7. Ramal Principal (línea 021)

		EF2	EF5	EF6

L021	D: 18"	298,3	317,4	230,4
	D: 20"	311,4	330,5	230,3
	D: 24	274,1	293,2	230,6

Tabla A.8. Ramal Principal (Línea 003)

		EF3	EF4
L003	D: 18"	312,9	325,7
	D: 20"	328,6	341,4
	D: 24	283,5	296,4

Tabla A.9. Ramal Principal (Línea 007)

		EF2	EF5	EF6
L007	D: 18"	289,2	308,3	208,2
	D: 20"	311,4	330,5	230,3
	D: 24	247,8	266,9	166,8

Desde Descarga de la Estación al Centro Operativo Extra – Pesado:

Línea de Gas

Tabla A.10. Líneas desde las estaciones hasta los ramales principales

		D: 10"	D: 12"	D: 16"
EF1	L004	90,8	77,5	63,5
EF2	L028	93,2	85,8	78,9
EF3	L011	86	80,1	74,6
EF4	L009	87,4	80,9	74,7
EF5	L017	89,8	84,1	78,6
EF6	L027	81,3	77,3	73,5

Tabla A.11. Ramal Principal (Línea 014)

		EF3	EF4
--	--	-----	-----

L014	D: 18"	80	80,8
	D: 20"	80,1	80,9
	D: 24	75,1	75,9

Tabla A.12. Ramal Principal (Línea 021)

		EF2	EF5	EF6
L021	D: 18"	85,8	84	77,3
	D: 20"	85,8	84,1	77,3
	D: 24	82,6	80,8	77,3

Tabla A.13. Ramal Principal (Línea 003)

		EF3	EF4
L003	D: 18"	80,1	80,8
	D: 20"	80,1	80,9
	D: 24	76,4	77,2

Tabla A.14. Ramal Principal (Línea 007)

		EF2	EF5	EF6
L007	D: 18"	85,6	83,9	77,1
	D: 20"	85,8	84,1	77,3
	D: 24	77,7	75,8	68,4

## Opción 2: Estaciones de Flujo Multifásico

Tabla A.15. Desde Pozos a Válvula Selectora Multipuerto

		Pozos
Presión(Psig)	D: 2"	312,5
	D: 4"	166,6
	D: 6"	159,2

Desde Válvula Selectora Multipuerto a Succión de la Estación

Tabla A.16. Línea de 12" de Diámetro

	Diámetro(12")				
	Long.	4 Km	3Km	2,5 Km	2 Km
Presión(Psig)	Pozos	166,6	157,9	153,4	148,9
	VSM	157	149	144	139
	Succión	120			

Tabla A.17. Línea de 10" de Diámetro

	Diámetro(10")				
	Long.	4 Km	3Km	2,5 Km	2 Km
Presión(Psig)	Pozos	208,6	190,9	181,6	172,1
	VSM	200	182	173	163
	Succión	120			

Tabla A.18. Línea de 14" de Diámetro

	Diámetro(14")				
	Long.	4 Km	3Km	2,5 Km	2 Km

Presión(Psig)	Pozos	153,2	148	145	142
	VSM	144	139	136	133
	Succión	120			

Desde Descarga de la Estación al Centro Operativo Extra - Pesado

Tabla A.19. Desde las estaciones a los ramales principales

		D: 12"	D: 16"	D: 18"
EM1	L004	423,8	348,2	348,2
EM2	L028	429,7	404,1	364,6
EM3	L011	434,9	401,3	348,4
EM4	L009	434,9	401,3	348,4
EM5	L017	447,2	417	370,2
EM6	L027	354,1	331,6	297,1

Tabla A.20. Ramal Principal (Línea 014)

		EFM3	EFM4
L014	D: 20"	469,6	469,6
	D: 24"	401,3	401,3
	D: 30"	333,6	333,6

Tabla A.21. Ramal Principal (Línea 021)

		EF2	EF5	EF6
_____				



L021	D: 20"	451,1	463,1	331,6
	D: 24"	404,1	417	331,6
	D: 30"	361,4	375,3	331,7

Tabla A.22. Ramal Principal (Línea 003)

		EF3	EF4
L003	D: 20"	454,4	454,4
	D: 24"	401,3	401,3
	D: 30"	352,1	352,1

Tabla A.23. Ramal Principal (Línea 007)

		EF2	EF5	EF6
L007	D: 20"	500,3	511,4	436
	D: 24"	404,1	417	331,6
	D: 30"	311,8	327,2	218,7

Opción 1: Estaciones de Flujo Convencional

Tabla A.24. Caída de Presión y Velocidad de la Mezcla. Trayectoria Pozos – VSM – Succión de Estación de Flujo Convencional

Link (Tramo)	PRESIÓN(Psig)		$\Delta P/100$ Pies	Velocidad (Pies/seg)	Velocidad Max. Permis. (Pies/seg)
	Entrada	Salida			
L010	159,6	150,4	1,87	7,34	16,59
L001	159,6	150,4	1,87	7,34	16,59
L003	159,6	150,4	1,87	7,34	16,59
L005	159,6	150,4	1,87	7,34	16,59
L007	159,6	150,4	1,87	7,34	16,59
L009	159,6	150,4	1,87	7,34	16,59
L011	159,6	150,4	1,87	7,34	16,59
L020	150,4	100	0,14	8,37	19,34

Tabla A.25. Caída de Presión y Velocidad de la Mezcla. Trayectoria Descarga de la Estación de Flujo Convencional al COXP – Línea de Crudo

Link (Tramo)	PRESIÓN(Psig)		$\Delta P/100$ Pies	Velocidad (Pies/seg)	Velocidad Max. Permis. (Pies/seg)
	Entrada	Salida			
L003	132,5	60	0,08	3,44	13,06
L004	317	60	0,07	4,26	13,05
L007	162,1	60	0,08	5,16	13,06
L027	230,3	162,1	0,22	4,26	13,06
L021	222,5	162,1	0,08	3,44	13,07
L014	223,2	132,5	0,06	3,44	13,07
L028	311,4	222,5	0,17	4,26	13,06

L017	330,5	222,5	0,15	4,26	13,06
L011	328,6	223,2	0,15	4,26	13,06
L009	341,4	223,2	0,15	4,26	13,06

Tabla A.26. Caída de Presión y Velocidad de la Mezcla. Trayectoria Descarga de la Estación de Flujo Convencional al COXP – Línea de Gas

Link (Tramo)	PRESIÓN(Psig)		$\Delta P/100$ Pies	Velocidad (Pies/seg)	Velocidad Max. Permis. (Pies/seg)
	Entrada	Salida			
L003	65,89	60	0,03	38,31	190,28
L004	77,54	60	0,01	48,44	191,94
L007	72,63	60	0,06	55,27	186,61
L027	77,29	72,63	0,01	42,89	180,6
L021	77,3	72,63	0,01	33,6	178,21
L014	73,24	65,89	0,02	35,43	182,99
L028	85,82	77,3	0,02	40,31	175,09
L017	84,08	77,3	0,01	40,25	174,96
L011	80,15	73,24	0,01	42,15	179,04
L009	80,92	73,24	0,01	42,05	178,84

Opción 2: Estaciones de Flujo Multifásico

Tabla A.27. Caída de Presión y Velocidad de la Mezcla. Trayectoria Pozos – VSM – Succión de Estación de Flujo Multifásico

Link (Tramo)	PRESIÓN(Psig)		$\Delta P/100$ Pies	Velocidad (Pies/seg)	Velocidad Max. Permis. (Pies/seg)
	Entrada	Salida			
L010	166,6	157,4	1,85	7,10	16,50
L001	166,6	157,4	1,85	7,10	16,50
L003	166,6	157,4	1,85	7,10	16,50
L005	166,6	157,4	1,85	7,10	16,50
L007	166,6	157,4	1,85	7,10	16,50
L009	166,6	157,4	1,85	7,10	16,50
L011	166,6	157,4	1,85	7,10	16,50
L020	157,4	120	0,15	6,67	18,32

Tabla A.26. Caída de Presión y Velocidad de la Mezcla. Trayectoria Descarga de la Estación de Flujo Multifásico al COXP

Link (Tramo)	PRESIÓN(Psig)		$\Delta P/100$ Pies	Velocidad (Pies/seg)	Velocidad Max. Permis. (Pies/seg)
	Entrada	Salida			
L003	200,7	60	0,12	16,04	21,41
L004	348,2	60	0,14	18,21	22,13
L007	272,6	60	0,15	23,86	22,72
L027	331,6	272,6	0,26	10,51	17,35
L021	337,7	272,6	0,08	9,26	16,95

L014	311	200,7	0,07	11,33	18,03
L028	404,1	337,7	0,17	9,16	16,62
L017	417	337,7	0,17	9,13	16,60
L011	401,3	311	0,16	9,64	16,88
L009	401,3	311	0,14	9,64	16,88

## Apéndice B: Resultados del SEE

**Datos del Proyecto**

Número de Renglón: 2009-282-U-14 01 Consecutivo Control Usuario

Renglones Asociados: N/A Año Ejercicio: 2009

Nombre del Proyecto: SISTEMA DE RECOLECCION DEL CENTRO OPERATIVO BARE CARI?A (COXP)

Año Aprobación: 2009 Análisis Riesgo/Costo/Beneficio:  Distrito: Mucura

Tipo de Propuesta: Proyecto Nuevo Con Exoneración I.V.A:  Unidad Básica: Extrapesado

Objetivo de la Propuesta: Crecer Negocio: PRO

Prioridad: Necesario Filial: EPM

Descripción: Dise?o y construccion de un Sistema de Recoleccion que transportara la produccion de los Campos Cari?a y Este de Bare al Centro Operativo Bare Cari?a (COXP).

Alcance: Dise?o y construccion del Sistema de Recoleccion que pueda tolerar la produccion que se requiere manejar en los Campos Cari?a y Bare Este visualizada en el portafolio de oprtunidades 2008-2027.

Comentarios:

**Anexos Proyecto**

Usuario Proyecto

Estructura Jerárquica

**Ver Estructura**

Función	Nivel	Nombre
Economica	Categorma Principal	Consolidan Produccisn
Planificacisn	Clasificacisn Principal	D6. Eje de Infraestructura
Organizacisn	REGISN	San Tome
Impacto	Principal	Produccisn Pesados
Lineamientos MENPET	Lineamiento Principal	Infraestructura de Apoyo
Presupuesto	Sub Categoría PPTO	Estaciones y mztiples de flujo

**Botones:** Nuevo, Guardar, Eliminar, Imprimir, Cancelar, Anterior, Siguiente, Regresar

Mover el foco al registro siguiente

Figura B.1. Pantalla Inicial del SEE. Datos del Proyecto

**Inversiones**

Año de la Inversión Actual: 2009 Descripción: INVERSION 2009 Inversión 1 / 19

Descripción del Detalle	N° de Unidades	Desembolsos	Costos Directos	Costos Indirectos	Contingencia (%)	Tipo de Depreciación
ING. CONCEPTUAL Y BASICA DEL SISTEMA DE RECOLECCION DEL COXP	1	MBs.F. Puros MUS\$ Puros	960,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	LINEAL
<b>TOT. DETALLE (MUS\$)</b>	<b>446,51</b>	<b>SUB-TOTALES (MUS\$)</b>	<b>446,51</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>% Respecto a:</b>

TOTALES		MUS\$	
Total Costos Directos			446,51
Total Costos Indirectos			0,00
Total Contingencia			0,00
Costos de Arranque	3-5% Inversión D.	0,00	0,00
Licencias	Bolmvaes Fuertes (MBs.F.)	0,00	0,00
Otras Inversiones	Bolmvaes Fuertes (MBs.F.)	0,00	0,00
<b>TOTAL INVERSION:</b>			<b>446,51</b>

**Botones:** + Detalle, - Detalle, Nuevo, Guardar, Eliminar, Cancelar, Anterior, Siguiente, Regresar

Listo.

Figura B.2. Inversiones por año

Costos

Tipo de Costo: OTROS Costos Fijos

Datos del Costo			Distribución de Costos de		
			Año	% Distribución	Monte
MANTENIMIENTO	5,0000	% Sobre Inversión Directa (3 - 5 %)	2009	100,00	
SEGUROS	5,00	% Sobre Inversión Directa	2010	100,00	
OVERHEAD	20,00	% Sobre Costo de Labor	2011	100,00	
CONTINGENCIA	5,00	% Sobre Subtotal Costos de Operación	2012	100,00	
			2013	100,00	
			2014	100,00	
			2015	100,00	
			2016	100,00	
			2017	100,00	
			2018	100,00	
			2019	100,00	
			2020	100,00	
			2021	100,00	
			2022	100,00	
			2023	100,00	

El monto de cada uno de los costos fijos es calculado de acuerdo al porcentaje de cada uno tomando en consideración la distribución establecida para cada año. Si desea visualizar los valores consulte el reporte de flujo de caja.

Listo.

Figura B.3. Costos del Proyecto

Costos

Tipo de Costo: Costos Variables de OPERACION

Datos del Costo			Distribución de Costos de		
			Año	% Distribución	Monte
OPERACION	5,00	Inversión Directa (3 - 5 %)	2009	100,00	
			2010	100,00	
			2011	100,00	
			2012	100,00	
			2013	100,00	
			2014	100,00	
			2015	100,00	
			2016	100,00	
			2017	100,00	
			2018	100,00	
			2019	100,00	
			2020	100,00	
			2021	100,00	
			2022	100,00	
			2023	100,00	

El monto de los costos de operación representa un porcentaje sobre el monto total de las inversiones directas de la alternativa. Para visualizar los montos consulte el reporte de flujo de caja.

Listo.

Figura B.4. Costos de Operación del Proyecto



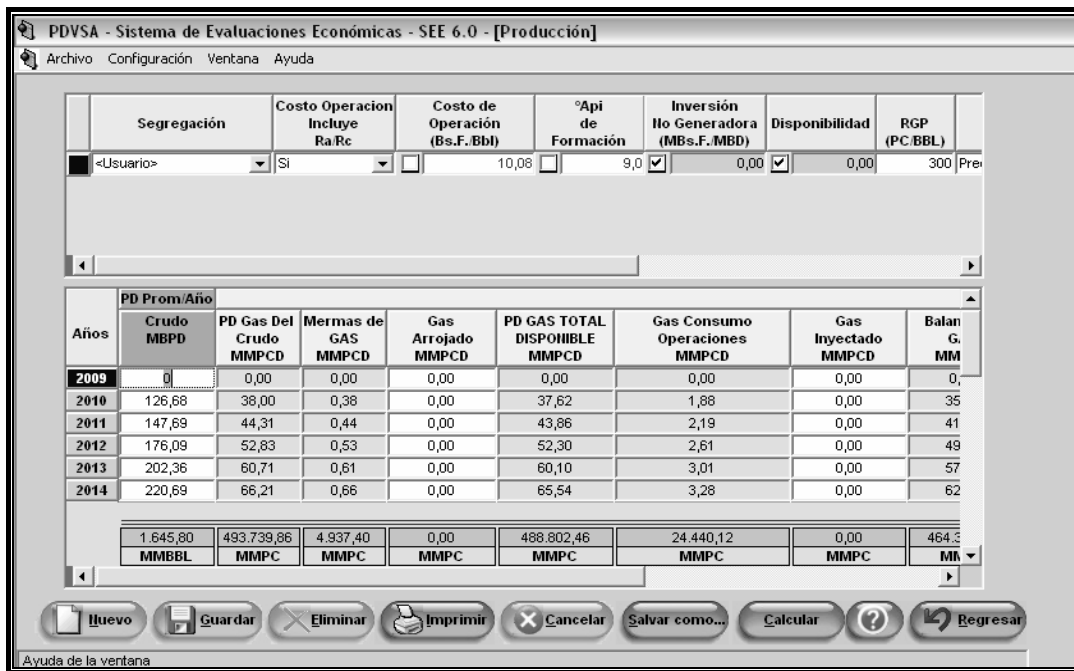


Figura B.5. Producción por año



Figura B.6. Flujo de Caja



Figura B.7. Analisis de Sensibilidades

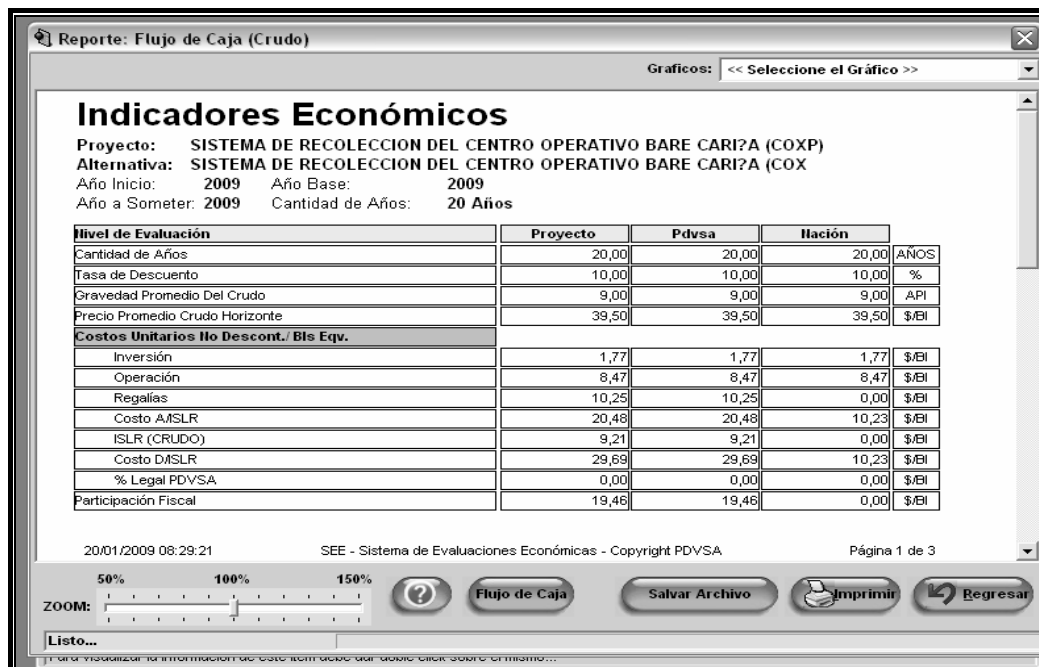


Figura B.8. Ventana de Indicadores Económicos

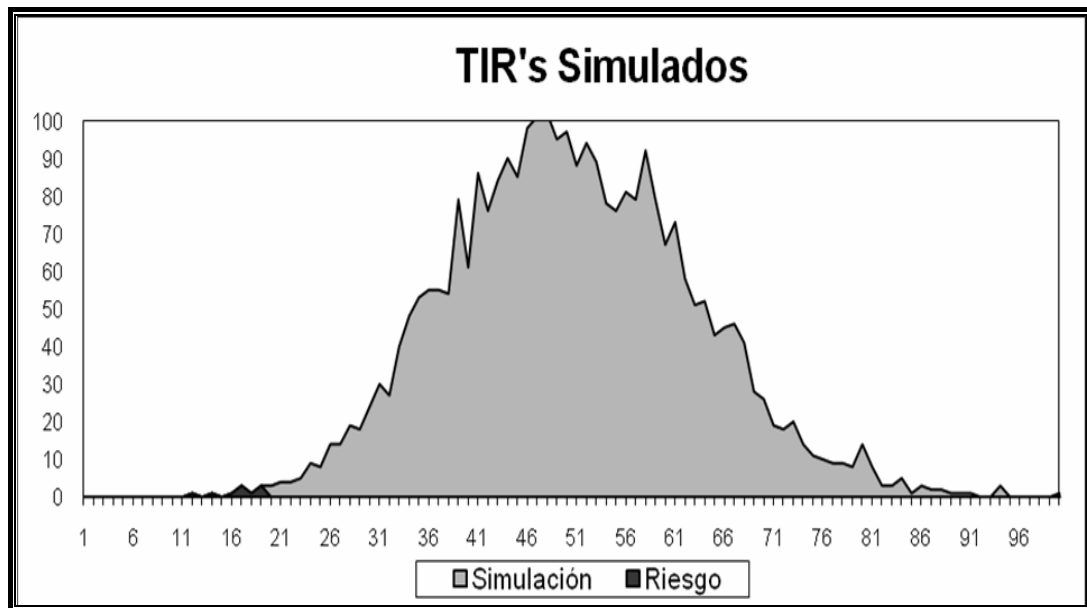


Figura B.9. Estudio de Análisis de Riesgo sobre el TIR

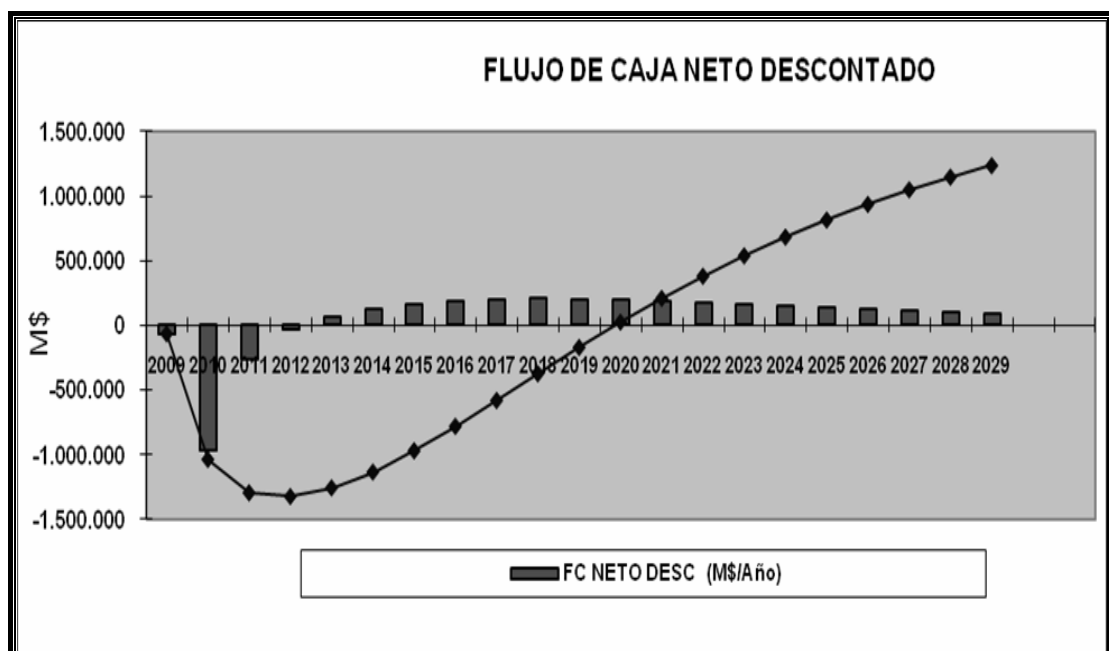


Figura B.10. Flujo de Caja Descontado

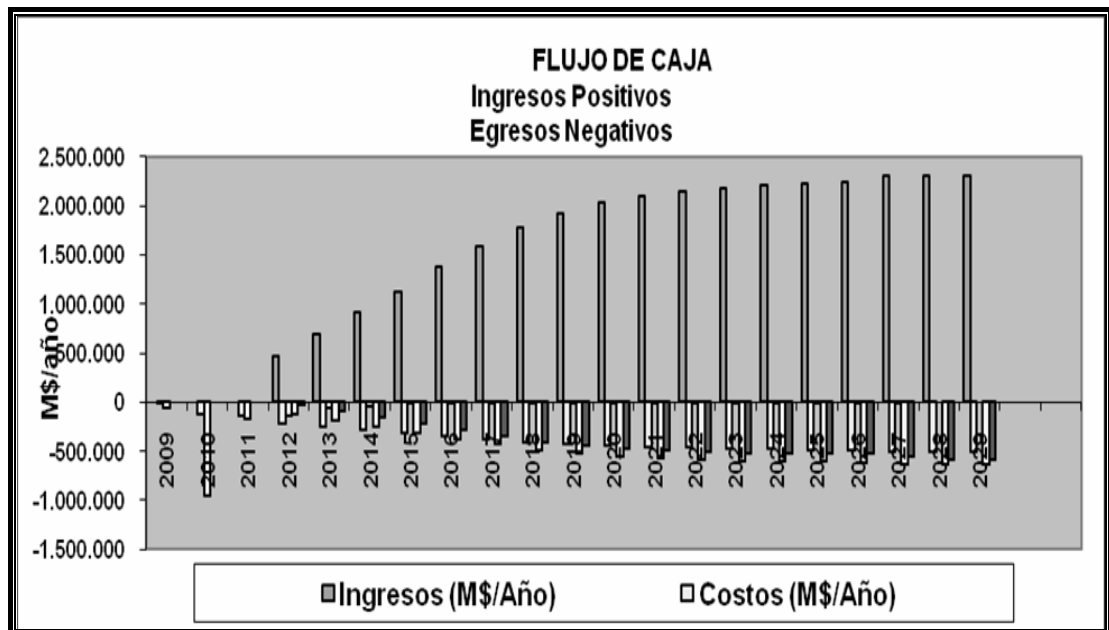


Figura B.11. Flujo de Caja (Ingresos y Egresos)

## Apéndice C: Reporte del Simulador PIPEPHASE

### Sistema de Flujo Convencional

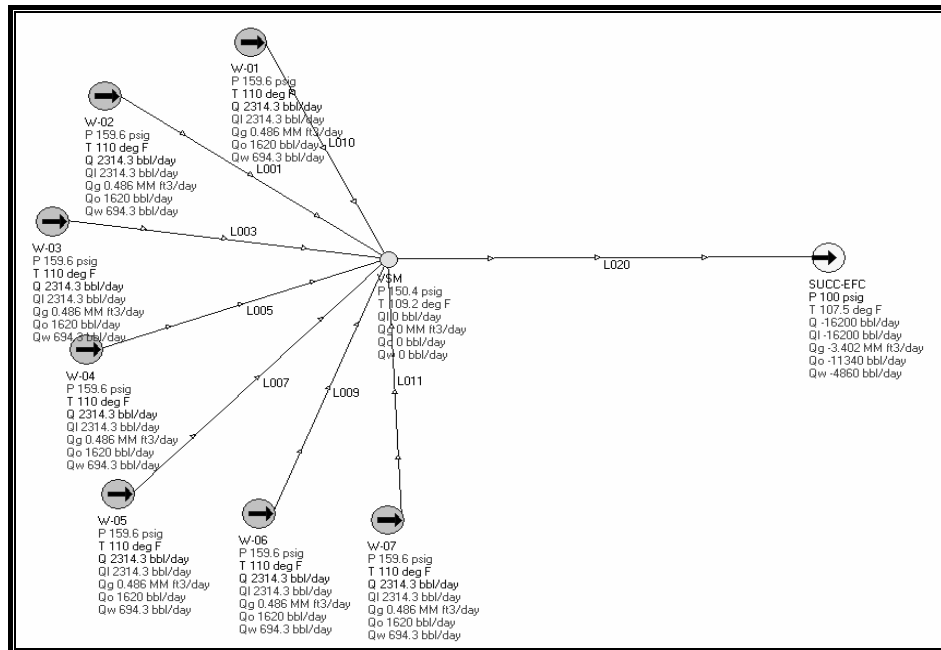


Figura C.1. Desde Pozos a Válvula Selectora Multipuerto

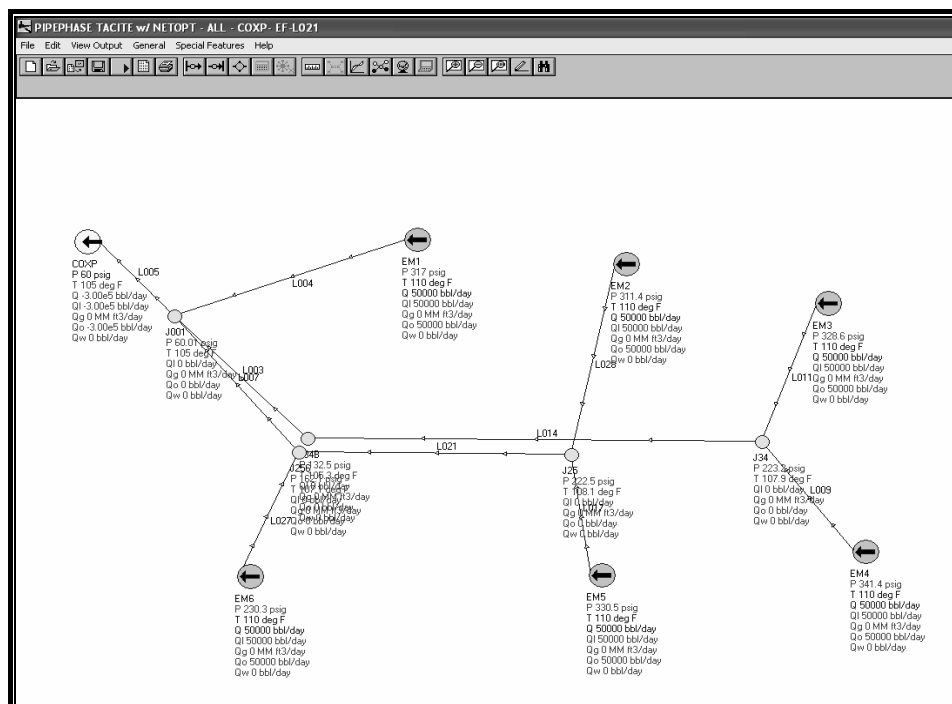


Figura C.2. Línea de Crudo

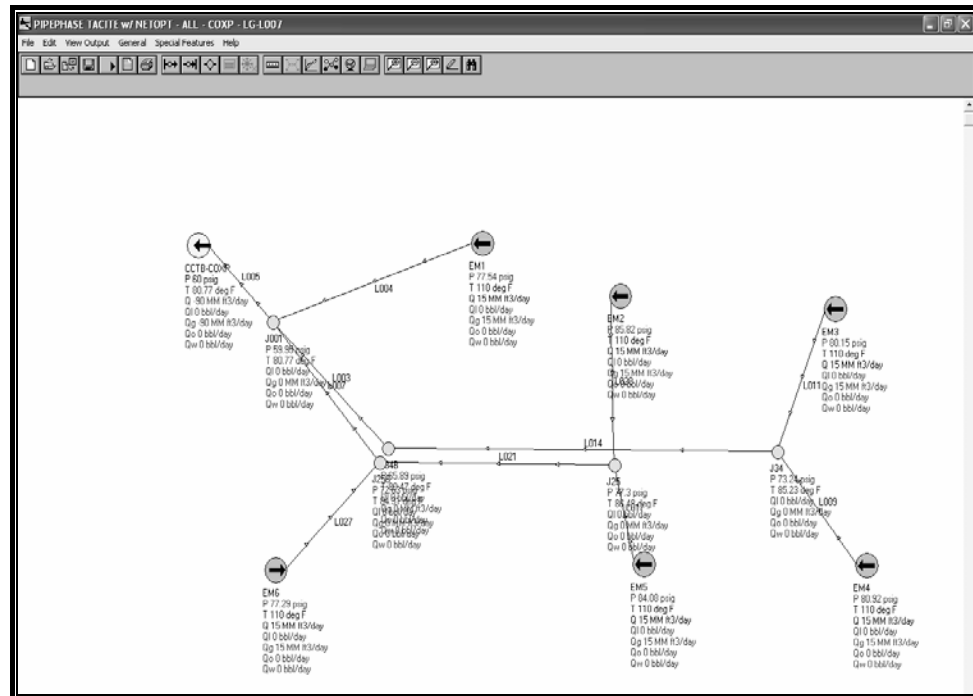


Figura C.3. Línea de Gas Sistema de Fuego Multifásico

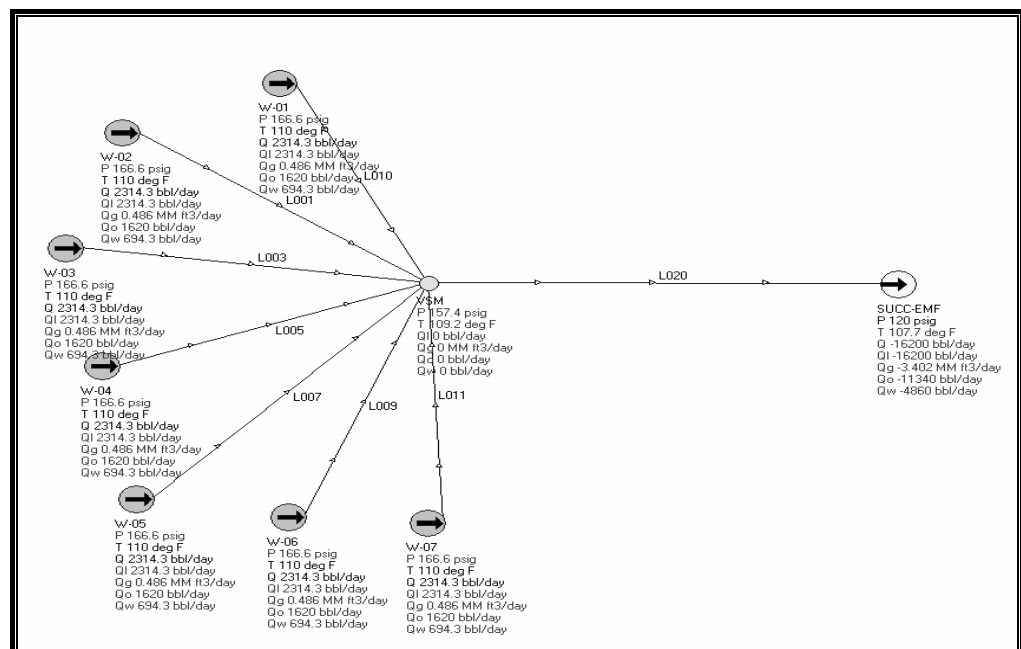


Figura C.4. Desde Pozos a Válvula Selector Multipuerto

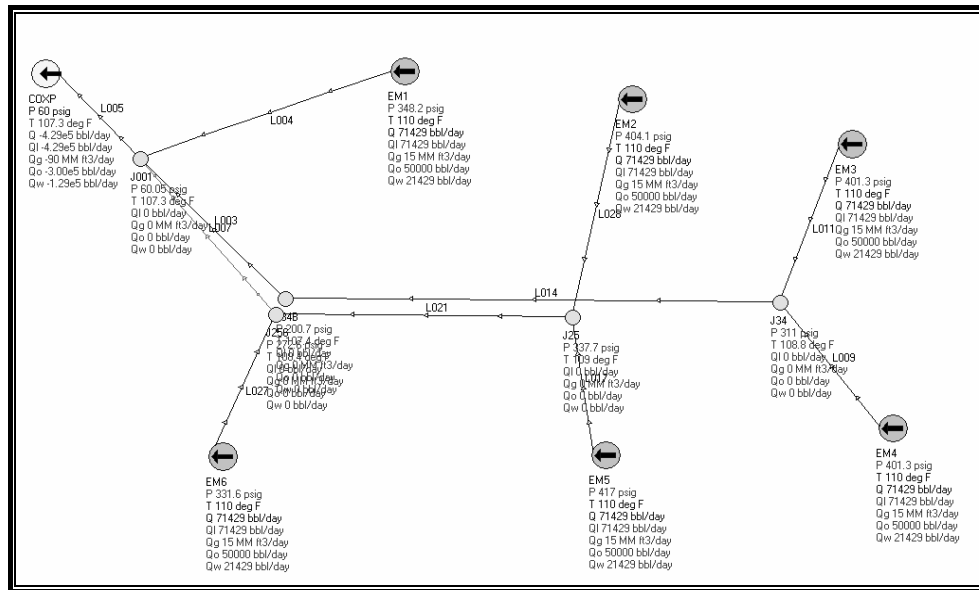


Figura C.5. Desde Estaciones Multifasicas a Centro Operativo Extra Pesado



**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>TÍTULO</b>	<b>DISEÑO DE LA INFRAESTRUCTURA DE SUPERFICIE PARA LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS BARE (ESTE) Y CARIÑA PERTENECIENTES AL BLOQUE AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
<b>González M., Norelis D. V.</b>	<b>CVLAC: 14.133.366</b> <b>E MAIL: noregmcb@gmail.com</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

Sistema de recolección \_\_\_\_\_

Estaciones de Flujo \_\_\_\_\_

Estaciones Multifásica \_\_\_\_\_

Evaluación económica \_\_\_\_\_

Matriz de Evaluación \_\_\_\_\_

Sistema de evaluación económica (SEE) \_\_\_\_\_

Simulación Pipephase \_\_\_\_\_

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo tiene como finalidad la visualización de la infraestructura de superficie necesaria para garantizar el manejo de la producción de los Campos Bare (Este) y Cariña, se plantean dos opciones con el objeto de seleccionar el esquema de producción más eficiente y rentable desde el punto de vista técnico y económico. Para su desarrollo se emplearon herramientas como el PIPEPHASE y el Sistema de Evaluaciones Económicas (SEE), la primera permitió el diseño de las redes de recolección, se realizaron sensibilizaciones de diferentes parámetros (Ø, distancia, etc.) con el fin de someter el diseño a diversas situaciones, y a través del SEE se realizó la evaluación económica. Los principales parámetros empleados para la selección fueron los de producción, caracterización de crudo, distancia de las estaciones al Centro Operativo, tecnologías, costos y otros. Resultando seleccionada la opción 2 la cual contemplaba el uso de tecnología multifásica, por el hecho de cumplir con las expectativas trazadas, sus indicadores económicos fueron los siguientes TIR: 17,73%, TIRM: 14,52%, VPN: 1239679,42 M\$, EI: 2 \$/\$ y TPD: 10,86 años.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
<b>Patiño Camino Rayda</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS X</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>	<b>raydapatino@gmail.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Suárez Daniel</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>9.981.650</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>daniarysuarez@gmail.com</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
<b>Rondón José</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>	<b>8.328.657</b>			
	<b>E_MAIL</b>	<b>jrondon@udo.edu.ve</b>			
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

<b>2011</b>	<b>03</b>	<b>25</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Diseño de la infraestructura de superficie para la producción.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N  
O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5  
6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Infraestructura de Superficie\_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TEMPORAL: \_4 meses \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero en Petróleo\_\_\_\_\_

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado\_\_\_\_\_

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo\_\_\_\_\_

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente / Núcleo Anzoátegui\_\_\_\_\_

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

ARTICULO 41

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:

**“Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la universidad de oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participara al consejo universitario”**

AUTOR

AUTOR

**González Malavé Norelis Del Valle**

**TUTOR**

**Prof. Rayda Patiño**

**JURADO**

**Prof. José Rondón**

**JURADO**

**Prof. Daniel Suárez**

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

**Prof. Rayda Patiño**