

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



**“ELABORACIÓN DE ESQUEMAS PARA EL TRANSPORTE  
DE FLUIDOS (CRUDO MULTIFÁSICO, CRUDO LIMPIO Y GAS)  
EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

**REALIZADO POR:**

**Rubén José Valente Yépez Marcano**

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente Como Requisito  
Parcial Para Optar al Título de:**

**INGENIERO MECÁNICO**

**PUERTO LA CRUZ, MAYO DEL 2009**

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



**“ELABORACIÓN DE ESQUEMAS PARA EL TRANSPORTE  
DE FLUIDOS (CRUDO MULTIFÁSICO, CRUDO LIMPIO Y GAS)  
EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

**ASESORES:**

---

Prof. Orlando Ayala R

**Asesor Académico**

---

Ing. Ana Sifontes

**Asesor Industrial**

**PUERTO LA CRUZ, MAYO DEL 2009**

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



**“ELABORACIÓN DE ESQUEMAS PARA EL TRANSPORTE  
DE FLUIDOS (CRUDO MULTIFÁSICO, CRUDO LIMPIO Y GAS)  
EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

JURADO:

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

**APROBADO**

---

Prof. Orlando Ayala R

Asesor Académico

---

Prof. José Rengel

Jurado Principal

---

Prof. Lino Camargo

Jurado Principal

**PUERTO LA CRUZ, MAYO DEL 2009**

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajo de grado:

“Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

## **DEDICATORIA**

A **DIOS** por darme el privilegio de alcanzar una de las metas más anheladas en mi vida y uno de los primeros pasos en mi desarrollo profesional.

A mis Padres Rubén y Blanquita por apoyarme en todo momento, por sus consejos, principios y valores que me han enseñado a luchar por lo que quiero, por darme la vida y por estar siempre conmigo. Los quiero mucho.

A mi hermana Valentina por su apoyo incondicional. Todo lo que nos proponemos lo podemos lograr con empeño.

A mis amigos de la universidad, gracias por los momentos especiales que compartimos durante este tiempo, en especial a mis amigos Anaira Rivas, Andreina López, Mariedby Villarroel, Orlina Rivas y a Fredery Bermúdez.

*...A ustedes va dedicado con mucho cariño.*

**Rubén José Valente Yépez Marcano**

## AGRADECIMIENTOS

A Dios todo poderoso por darme la ayuda necesaria para cumplir esta meta, y a mis padres y hermana por haberme dado siempre la fuerza para seguir adelante en los momentos difíciles por el cual nosotros los estudiantes siempre pasamos.

A mis tíos, primos y demás familiares quienes de una u otra forma colaboraron para alcanzar esta meta, a mis amigos y compañeros de la universidad quienes cada semestre me acompañaron en la continua lucha por alcanzar nuestras metas.

A la Universidad de Oriente y sus profesores de los cuales me sentiré orgulloso y agradecido toda mi vida por todas y cada una de las enseñanzas que ayudaron a mi formación.

A mi asesor industrial, Ing. Ana Sifontes, por ayudarme en el desarrollo de mi tesis, siempre estuvo dispuesta a escuchar y a responder mis inquietudes, de verdad aprendí mucho de usted... Gracias.

Al Profesor Orlando Ayala R, por su asesoría académica que hizo posible la realización de este trabajo de grado.

A PDVSA por permitirme aplicar destrezas y conocimientos, dándome mi primera experiencia profesional y a las personas que en esta empresa trabajan quienes me brindaron su amistad y colaboración para este trabajo en especial a *Rafael Cubillán, Pedro Arellano, Alex Collao, Rudaina Nasser, Jesús Pineda, Normerys, Sergio Quiroz, Omar Mora y a todos en general.*

**...A TODOS DE CORAZÓN, MUCHAS GRACIAS.**

## RESUMEN

En el trabajo realizado, se desarrolló una herramienta que permitirá a PDVSA obtener los diámetros de las tuberías adecuados para los fluidos (crudo multifásico, crudo limpio y gas) que se transportarán en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) desde las macollas a los centros operativos y de éstos a los patios tanque o centros de entrega de gas. Este trabajo surgió como una necesidad de PDVSA, para agilizar los cálculos de Ingeniería que se requieren, en las visualizaciones y conceptualizaciones, para los nuevos negocios a efectuar en la FPO. Para obtener éstos diámetros, se realizaron simulaciones con el programa Pipephase 9.0 introduciendo como datos, la información recopilada de las actuales empresas mixtas que operan en la FPO tales como Petrocedeño, Petropiar y Petroanzoátegui. La herramienta diseñada en forma de tablas contiene variables tales como: volumen de flujo, porcentaje de agua y sedimento, distancias, relación gas petróleo y caídas de presiones calculadas en el Pipephase. Las tablas permitirán el acceso a los parámetros necesarios, para obtener de una forma rápida y confiable las visualizaciones y conceptualizaciones; además de que se disminuirá en un 85 % aproximadamente, las horas de ingeniería, repercutiendo en una forma positiva en la eficiencia del personal de PDVSA.

## ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
RESUMEN .....	vii
ÍNDICE GENERAL .....	viii
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xii
ÍNDICE DE TABLAS .....	xvi
ÍNDICE DE TABLAS .....	xvi
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN .....	18
1.1 Aspecto de la empresa .....	18
1.1.1 Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) .....	18
1.1.2 Antecedentes .....	18
1.2 Ubicación geográfica y descripción del área de estudio .....	19
1.2.1 Área boyacá .....	20
1.2.2 Área junín .....	21
1.2.3 Área ayacucho .....	21
1.2.4 Área carabobo .....	21
1.3. Planteamiento del problema .....	22
1.4 Objetivos .....	24
1.4.1 Objetivo general .....	24
1.4.2 Objetivos específicos .....	24
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO .....	25
2.1 Antecedentes .....	25
2.2 Fundamentos teóricos .....	27
2.2.1 Filosofía operacional para extraer crudo extrapesado de la faja petrolífera del orinoco .....	27
2.2.2 Sistemas de tuberías .....	28



2.2.2.1 Consideraciones básicas en el diseño de tuberías.....	28
2.2.3 Oleoductos .....	30
2.2.3.1 Características de los oleoductos.....	31
2.2.4 Gasoductos.....	31
2.2.5 Principio del flujo de fluidos compresibles en tuberías.....	32
2.2.5.1 Ecuación para flujo totalmente isotérmico .....	32
2.2.5.2 Otras fórmulas usadas comúnmente para el flujo de fluidos compresibles en tuberías largas.....	33
2.2.6 Bombas .....	36
2.2.6.1 Desplazamiento positivo.....	37
2.2.6.2 Dinámicas .....	39
2.2.7 Dimensionamiento de líneas de transporte con flujo multifásico.....	40
2.2.7.1 Flujo multifásico.....	41
2.2.7.2 Propiedades físicas y definiciones básicas .....	42
2.2.8 Patrones de flujo multifásico .....	45
2.2.8.1 Flujo de burbuja alargada .....	45
2.2.8.2 Flujo tapón.....	46
2.2.8.3 Flujo de burbuja dispersa.....	46
2.2.8.4 Flujo de neblina .....	47
2.2.8.5 Flujo estratificado liso .....	47
2.2.8.6 Flujo estratificado ondulado .....	48
2.2.8.7 Flujo anular.....	48
2.2.9 Bombas multifásicas.....	49
2.2.9.1. Bombas multifásicas rotodinámicas .....	51
2.2.9.2. Bombas multifásicas de desplazamiento positivo .....	52
2.2.9.3. Funcionamiento de las bombas multifásicas .....	53
2.2.10 PIPEPHASE. Versión 9.0.....	55
<b>CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL TRABAJO .....</b>	<b>57</b>
<b>3.1 Recopilación de información.....</b>	<b>57</b>

3.1.1 Centro operativo petrocedaño.....	57
3.1.2 Centro operativo petropiar.....	63
3.1.3 Patio tanques cabrutica.....	71
3.1.3.1 Toma de muestra automático.....	74
3.1.3.2 Bomba de circulación del lazo.....	75
3.2 Elaboración de los esquemas de transporte.....	78
3.2.1 Esquemas de transporte del crudo multifásico.....	78
3.2.2 Esquemas de transporte del crudo limpio.....	81
3.2.3 Esquemas de transporte del gas.....	82
3.3 Cálculo hidráulico a través del programa pipephase.....	83
3.3.1 Premisas generales para el crudo multifásico y crudo limpio.....	83
3.3.2 Programa pipephase.....	85
3.3.2.1 Crudo multifásico.....	88
3.3.2.2 Crudo limpio.....	93
3.3.2.3 Gas.....	98
CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	104
4.1 Descripción de las características físico-químicas del crudo extraído de los pozos en la Faja Petrolífera del Orinoco.....	104
4.2 Determinación de los diámetros de tuberías requeridos para el transporte de crudo multifásico y limpio desde las macollas a los centros operativos y de éstos a los patios de almacenamiento, de acuerdo a las distancias y volúmenes de fluidos a ser manejados.....	109
4.2.1 Crudo multifásico.....	109
4.2.2 Crudo limpio.....	120
4.3 Definición de las estrategias de los esquemas de transporte de los gasoductos para el gas producido, a diferentes distancias, diámetros y volúmenes del flujo, desde el centro operativo hasta los centros de entrega.....	123
4.4 Estimados de costo clase V, para cada uno de los esquemas de transporte a utilizar para la Faja Petrolífera del Orinoco.....	126

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	128
5.1 Conclusiones.....	128
5.2 Recomendaciones .....	129
BIBLIOGRAFÍA .....	130
ANEXOS .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO: ....	132

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	20
Figura 2.1: Esquema de producción del crudo extrapesado en la FPO. ....	27
Figura 2.2: Representación de caída de presión entre dos puntos de una tubería. <sup>[9]</sup> .....	32
Figura 2.3: Clasificación de las Bombas. ....	37
Figura 2.4: Bombas Reciprocantes.....	38
Figura 2.5: Bomba Centrífuga. <sup>[12]</sup> .....	40
Figura 2.6: Flujos multifásicos en la producción de hidrocarburos.....	41
Figura 2.7: Ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte.....	42
Figura 2.8: Retención de Líquido.....	43
Figura 2.9: Flujo Burbuja Alargada.....	45
Figura 2.10: Flujo Tapón de Líquido.....	46
Figura 2.11: Flujo Burbuja Dispersa. ....	46
Figura 2.12: Flujo Neblina.....	47
Figura 2.13: Flujo Estratificado Liso.....	48
Figura 2.14: Flujo Estratificado Ondulado.....	48
Figura 2.15: Flujo Anular.....	49
Figura 2.16: Estación de Flujo Convencional. ....	50
Figura 2.17: Bombeo del Flujo Multifásico a una Estación de Recolección.....	50
Figura 2.18: Principales Componentes de una Bomba Multifásica.....	55
Figura 3.1: Deshidratador Bifásico en Petrocedeño. ....	61
Figura 3.2: Horno H-3001 ubicado en el centro operativo Petrocedeño. ....	62
Figura 3.3: Centro operativo Petropiar (Bare) en la Faja Petrolífera del Orinoco. .....	64
Figura 3.4: Línea del flujo diluido desde la macolla en Petropiar hasta la Refinería Jose.....	65

Figura 3.5: Tanque 48-TK-081/082 de diluyente ubicados en el centro operativo Petropiar.....	67
Figura 3.6: Esquema de tuberías del crudo diluido y de la nafta desde Patio Tanques Cabrutica hasta la Refinería Jose.....	72
Figura 3.7: Medidor de flujo de desplazamiento positivo.....	73
Figura 3.8: Toma de muestra automático.....	74
Figura 3.9: Bloque de la Faja Petrolífera del Orinoco representando las distancias desde el centro operativo hasta las macollas.....	79
Figura 3.10: Variables para determinar los diámetros de tubería para diferentes volúmenes de crudo multifásico, fijando el RGP= 50, distancia desde el centro operativo a la macolla de 1 Km, % A y S= 5.....	80
Figura 3.11: Variables para determinar los diámetros de tubería para diferentes volúmenes de crudo multifásico, fijando el RGP= 50, distancia desde el centro operativo a la macolla de 1 Km, % A y S= 10.....	81
Figura 3.12: Variables para determinar los diámetros de tubería para diferentes volúmenes de crudo multifásico, fijando el RGP= 150, distancia desde el centro operativo a la macolla de 1 Km, % A y S= 5.....	81
Figura 3.13: Variación de volumen del crudo limpio para obtener los diámetros adecuados para el oleoducto a una distancia de 20 Km.....	82
Figura 3.14: Variación de volumen del gas para obtener los diámetros adecuados para el gasoducto a una distancia de 20 Km.....	83
Figura 3.15: Creación del Archivo de Simulación.....	85
Figura 3.16: Definición de la Simulación.....	86
Figura 3.17: Selección del Tipo de Simulación.....	86
Figura 3.18: Selección del Tipo de Fluido.....	87
Figura 3.19: Selección del Sistema de Unidades.....	87
Figura 3.20: Verificación de las Selecciones en la Definición de la Simulación.....	88
.....	88
Figura 3.21: Definición del Fluido.....	88

Figura 3.22: Propiedades de los fluidos.....	89
Figura 3.23: Representación gráfica de la simulación.....	90
Figura 3.24: Definición de las condiciones de la fuente.....	90
Figura 3.25: Definición de las condiciones de la Sumidero.....	91
Figura 3.26: Definición del link.....	92
Figura 3.27: Introducción de los datos de la tubería.....	92
Figura 3.28: Muestra de los resultados.....	93
Figura 3.29: Definición del Fluido (crudo limpio).....	94
Figura 3.30: Propiedades del crudo limpio.....	94
Figura 3.31: Representación gráfica de la simulación para el crudo limpio.....	95
Figura 3.32: Definición de las condiciones de la fuente para el crudo limpio.....	95
Figura 3.33: Definición de las condiciones de la Sumidero para el crudo limpio.....	96
.....	
Figura 3.34: Definición de las condiciones del link del crudo limpio.....	97
Figura 3.35: Datos de la tubería para el crudo limpio.....	97
Figura 3.36: Muestra de los resultados del crudo limpio.....	98
Figura 3.37: Selección del Tipo de Fluido (gas).....	99
Figura 3.38: Definición del flujo gas.....	100
Figura 3.39: Propiedades del Gas.....	100
Figura 3.40: Representación gráfica de la simulación para el gas producido.....	101
Figura 3.41: Condiciones de la fuente para el gas.....	101
Figura 3.42: Condiciones del sumidero para el gas.....	102
Figura 3.43: Datos de la tubería para el gas producido.....	102
Figura 3.44: Resultados de la corrida en el Pipephase para el gas.....	103
Figura 4.1: Viscosidad vs Temperatura del crudo extrapesado a 8 °API de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	106
Figura 4.2: Viscosidad vs Temperatura del crudo diluido a 16 °API de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	108

Figura 4.3: Sistemas de transporte del crudo diluido desde las macollas hasta el centro operativo Petropiar, representada en el Pipephase.....	111
Figura 4.4: Caída de presión vs volumen del crudo multifásico para RGP= 50 pcn/bn y distancia 1 Km.....	114
Figura 4.5: Caída de presión vs volumen del crudo limpio para diferentes distancias.....	122
Figura 4.6: Caída de presión vs volumen de gas para diferentes distancias...	125

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Características de las bombas multifásicas en Petrocedeño. ....	59
Tabla 3.2: Características de las macollas pertenecientes a la troncal 1 de Petrocedeño. ....	60
Tabla 3.3: Características de las bombas multifásicas en el centro operativo Petropiar (Bare). ....	66
Tabla 3.4: Características de las macollas pertenecientes a la empresa Petropiar. ....	69
Tabla 3.5: Bombas Booster que se encuentra en Patio Tanques Cabrutica para el crudo diluido. ....	77
Tabla 3.6: Bombas Principales que se encuentra en Patio Tanques Cabrutica para el crudo diluido. ....	77
Tabla 4.1: Viscosidades a diferentes temperaturas del crudo extrapesado a 8 ° API en la Faja Petrolífera del Orinoco. Los resultados fueron obtenidos en el laboratorio del centro operativo Petrocedeño. ....	105
Tabla 4.2: Composición química del crudo extrapesado de 8 ° API en Atabasca, Canadá. <sup>[13]</sup> .....	106
Tabla 4.3: Viscosidades a diferentes temperaturas del crudo diluido a 16 ° API en la Faja Petrolífera del Orinoco. Los resultados fueron obtenidos en el laboratorio del centro operativo Petrocedeño. ....	107
Tabla 4.4: Características del crudo extrapesado a 8 °API . Los resultados fueron obtenidos en el laboratorio del centro operativo Petrocedeño. ....	108
Tabla 4.5: Presiones reales y simuladas del sistema de transporte del crudo multifásico en el centro operativo Petropiar. ....	110
Tabla 4.6: Transporte del flujo multifásico desde la macolla al centro operativo, para una distancia de 1 Km, RGP= 50 pcn/bn. ....	112



Tabla 4.7: Transporte del flujo multifásico desde la macolla al centro operativo, para una distancia de 1 Km, RGP= 50 pcn/bn, indicando con el color rojo caídas de presiones fuera del rango normal según la norma de PDVSA.....	115
Tabla 4.8: Transporte del flujo multifásico desde la macolla al centro operativo, para una distancia de 1 Km, RGP= 150 pcn/bn, indicando con el color rojo caídas de presiones fuera del rango normal según la norma de PDVSA.....	116
Tabla 4.9: Transporte del flujo multifásico desde la macolla al centro operativo, para una RGP= 50 pcn/bn, diferentes distancias y % A y S. ....	117
Tabla 4.10: Transporte del flujo multifásico desde la macolla al centro operativo para un RGP (150 y 300) pcn/bn, diferentes distancias y % A y S. ....	118
Tabla 4.11: Transporte del flujo limpio desde el centro operativo a patio tanques, para una distancia de 20 y 30 Km. ....	121
Tabla 4.12: Transporte del flujo limpio isotérmico desde el centro operativo a patio tanques, para una distancia de 20 y 30 Km. ....	122
Tabla 4.13: Transporte del gas producido desde el centro operativo al centro de entrega, para una distancia de 20, 30 y 40 Km. ....	124
Tabla 4.14: Estimados de costos para las tuberías del crudo multifásico y crudo Limpio. ....	126
Tabla 4.15: Estimados de costos para las tuberías de Gas.....	127

# **CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN**

## **1.1 Aspecto de la empresa**

### **1.1.1 Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA)**

PDVSA es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental, logrando motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano, propietario de la riqueza del subsuelo nacional y único dueño de esta empresa operadora.

### **1.1.2 Antecedentes**

La historia petrolera de Venezuela es bastante reciente. Sin embargo, su importancia ha sido tal que ha tenido efectos inmediatos sobre la población venezolana desde el punto de vista político, económico, cultural y social. Las razones de esta gran influencia petrolera se deben al origen foráneo de las primeras explotaciones, tras el descubrimiento del pozo Zumaque en 1914, mediante el cual Venezuela abre sus puertas a los mercados energéticos mundiales.

Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) fue creada en 1976 a través de la nacionalización del petróleo y desde entonces se ha convertido en una de las corporaciones energéticas más importante del mundo.

La empresa petrolera estatal tiene su sede principal en la ciudad de Caracas. Las áreas operacionales de esta organización están ubicadas en los estados productores de

gas y petróleo: Anzoátegui, Apure, Barinas, Guárico, Monagas y Zulia. También esta empresa, está conformada por varias filiales, entre ellas la **Corporación Venezolana del Petróleo (CVP)**, encargada de controlar y administrar todo lo concerniente a los negocios que se realizan con otras empresas petroleras de capital nacional o extranjero.

Es así como esta filial de PDVSA, maximiza el valor de los hidrocarburos para el estado venezolano en función del bienestar colectivo, a través de las recién creadas empresas mixtas, los convenios de asociación, los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas, el desarrollo de los proyectos de gas costa afuera; y el proyecto de cuantificación y certificación de la Faja Petrolífera del Orinoco. Así mismo, CVP participa en la definición de modelos de negocios futuros con terceros que se celebren en el marco de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Además la Corporación Venezolana de Petróleo, ejecuta el financiamiento de obras de servicios, destinadas al desarrollo de infraestructura para el país, vialidad, actividad agrícola, cooperativismo, salud, educación, apoyo a las empresas de producción social y cualquiera otra inversión productiva, gracias a importantes fideicomisos establecidos con el Banco de Desarrollo Económico y Social (Bandes) y el Banco del Tesoro.

## **1.2 Ubicación geográfica y descripción del área de estudio**

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), está situada en el margen izquierdo del Orinoco en Venezuela, y ocupa parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, y Delta Amacuro; la FPO está dividida en cuatro campos llamados Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo como se muestra en La figura 1.1; de igual manera, se observa una comparación de sus reservas para los diferentes campos.



**Figura 1.1: Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco.**

PDVSA a través de la explotación de la Faja contribuirá al desarrollo económico, social, industrial, tecnológico y sustentable del país, mediante la valoración y aprovechamiento óptimo de sus recursos de hidrocarburos, dentro del marco legal vigente y el plan de la nación.

Los planes estratégicos que tiene previsto desarrollar PDVSA, junto con otras estatales petroleras y empresas de servicio en la Faja Petrolífera del Orinoco, no sólo se centrarán en la exploración y producción de crudo extrapesado (XP), sino también en la inversión social y económica en aquellas áreas influenciadas por este desarrollo.

### **1.2.1 Área boyacá**

El área de Boyacá corresponde a la parte más occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco y está ubicada en la parte sur – central del estado Guárico con una extensión superficial de aproximadamente 23.610 Km<sup>2</sup>. Ésta área limita al este con el área de Junín, al norte con las asignaciones del área mayor de las Mercedes, al sur con el río

Orinoco y el oeste con Calabozo y San Fernando de Apure.

### **1.2.2 Área junín**

Esta área está ubicada en la parte media central de la Faja Petrolífera del Orinoco y tiene un área aproximada de 14.500 Km<sup>2</sup>, de esta área aproximadamente dos tercios pertenecen al estado Anzoátegui. La producción de los pozos allí perforados y completados alcanza los 1.400 BPD promedio, sin embargo se tienen pozos capaces de superar los 3.000 BPD, la gravedad API del crudo varía entre 8,3 – 9,3 y es de tipo nafténico.

Mediante técnicas de evaluación petrofísicas, se han encontrado recursos de gas natural, el cual es muy útil en actividades de producción, así como algunas capas de carbón en espesores de poco interés comercial. Las acumulaciones fueron jerarquizadas tomando en consideración factores como: espesores de arena, presencia de agua intermedia, calidad de crudo, productividad, entre otras, permitiendo definir un área de mayor interés para el futuro desarrollo, la cual recibió el nombre de área prioritaria de San Diego. Dicha área tiene una extensión de 3.528 Km<sup>2</sup> aproximadamente, y un volumen de petróleo en sitio de 255 MMBN con gravedad comprendida entre 8 y 11 °API.

### **1.2.3 Área ayacucho**

El área de Ayacucho tiene una extensión de 8.773 Km<sup>2</sup> y está ubicada en la parte sur – central del estado Anzoátegui, limita por el norte con los campos Yopales, Miga, Melones, Adas y Lejos; por el este con el área de Carabobo; por el oeste con el área de Junín y por el sur con el río Orinoco.

### **1.2.4 Área carabobo**

Es una franja que se extiende desde el sur – este del estado Anzoátegui, ocupa toda la parte meridional del estado Monagas y un sector del Occidente del territorio Federal

Delta Amacuro. Mide alrededor de 160 Km de largo, por unos 45 Km (promedio) de ancho, cubriendo un área aproximada a los 7.100 Km<sup>2</sup>.

### 1.3. Planteamiento del problema

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es la zona en Venezuela, que contiene las más grandes reservas de crudo extrapesado a escala mundial, por lo que se ha convertido en uno de los ejes principales para el desarrollo petrolero del país. La FPO posee reservas en el orden de 236.000 millones de barriles de crudo extrapesado, en un área aproximada de 55.314 Km<sup>2</sup>, 750 Km de este a oeste y 72 Km de norte a sur.

Con el objeto de apalancar el desarrollo socio económico y productivo del país, el estado venezolano a través del Plan Siembra Petrolera, pretende llevar a cabo en la Faja Petrolífera del Orinoco, la explotación de las reservas de crudo extrapesados contenidas en cuatro (4) grandes campos, llamados **Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo** y de los que se espera producir 4,5 millones de barriles de crudo diarios para el año 2012.

La Faja Petrolífera del Orinoco tiene un total de 27 Bloques que conforman los cuatro (4) campos antes mencionados. Se estima que cada bloque producirá 200.000 barriles de crudo extrapesado por día, con una gravedad comprendida entre 7 a 8,5 °API, los cuales serán transportados desde las macollas a los centros operativos y de ahí a los patios de almacenamiento por medio de oleoductos; y el gas producido, una vez separado del crudo en el centro operativo, será trasladado a los centros de recolección a través de gasoductos.

Para la explotación de las reservas asociadas a la Faja Petrolífera del Orinoco, se tiene programado la conformación de empresas mixtas, entre PDVSA y Empresas Transnacionales, que durante los próximos 5 años darán inicio a la explotación de 27 bloques de los diferentes campos que la conforman. En virtud de

ello, se requiere la evaluación previa de cada uno de estos bloques desde el punto de vista técnico y económico.

La Gerencia Técnica junto con la Gerencia de Evaluación y Desarrollo de Nuevos Negocios de PDVSA CVP, tienen la responsabilidad de visualizar y conceptualizar las nuevas oportunidades de negocios de la Faja Petrolífera del Orinoco, esto es necesario hacerlo para cada uno de los bloques de la FPO, tomando en consideración los diferentes escenarios propuestos por los posibles socios de la empresa PDVSA. Este proceso resulta laborioso y repetitivo, debido a que existe cierta similitud para cada campo, además de invertir muchas horas-hombres en los cálculos de ingeniería, para infraestructuras, transporte de los fluidos, costos, entre otros.

La información recopilada en campo tal como presiones de los cabezales de pozos, distancias entre pozos y macollas, distancias entre macolla y centros operativos, entre otros, serán introducidos en el programa Pipephase 9.0 a fin de obtener los parámetros hidráulicos que serán usados en los esquemas de transporte, tales como los diámetros de las tuberías, caídas de presiones permisibles, velocidades de flujo, etc. Los resultados obtenidos de las simulaciones, serán comparados con los existentes en las normas de Cálculos Hidráulicos de PDVSA y se seleccionarán los que estén dentro del rango permisible o adecuado.

Con el uso de esta herramienta se disminuirá aproximadamente en un 85 % las horas de ingenierías consumidas en el cálculo de los parámetros mencionados, incidiendo de una manera positiva en la eficiencia del personal que realiza las visualizaciones y conceptualizaciones en los negocios de la Faja Petrolífera del Orinoco de PDVSA.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo general**

Elaborar esquemas para el transporte de fluidos (crudo multifásico, crudo limpio y gas) en la Faja Petrolífera del Orinoco.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

1. Describir las características físico-químicas del crudo extraído de los pozos en la Faja Petrolífera del Orinoco.
2. Determinar los diámetros de tuberías requeridos para el transporte de crudo multifásico y limpio desde las macollas a los centros operativos y de éstos a los patios de almacenamiento, de acuerdo a las distancias y volúmenes de fluidos a ser manejados.
3. Definir las estrategias de los esquemas de transporte de los gasoductos para el gas producido, a diferentes distancias, diámetros y volúmenes del flujo, desde el centro operativo hasta los centros de entrega.
4. Generar estimados de costo clase V, para cada uno de los esquemas de transporte a utilizar para la Faja Petrolífera del Orinoco.



## CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Antecedentes

Boada R, Manuel R (1996) realizó un Desarrollo y Evaluación de los Sistemas Hidráulicos de Estaciones de Bombeo de Petróleo, a través de la Variación de Algunos Parámetros, trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de Ingeniero Mecánico. Este trabajo consiste en un desarrollo de sistemas de ecuaciones hidráulicas para estaciones de bombeo con la variación de algunos parámetros, los cuales fueron evaluados a través de un procesador matemático “Mathcad 5.0 Plus”. Estos sistemas son: Sistemas para Obtener los Coeficientes de las Bombas, Sistemas para Corregir por Velocidad, Sistema para Corregir por Viscosidad y Sistema Hidráulico. Todos estos representan los mecanismos de análisis utilizados en las estaciones de bombeo JUSEPÍN (NPT) y RÍO MORICHAL. Dentro de las conclusiones más resaltantes se tiene que en la estación JUSEPÍN se pudo comprobar que el sistema de bombeo opera en condiciones similares a los resultados de campo obtenidos y en RÍO MORICHAL se comprobó que la bomba principal que succiona del río no operaría en condiciones normales por su alto NPSHR, y cuando la bomba de refuerzo (BOOSTERS) alimenta a la principal no es la más adecuada por su baja capacidad, por lo tanto la condición más adecuada para el bombeo es el caso donde la bomba principal succionaría del tanque de almacenamiento. <sup>[1]</sup>

Millán R, Jorge L (2002) realizó un 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, trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el título de Ingeniero Mecánico. Dentro de las conclusiones más resaltantes se tiene que en este proyecto se diseñó el sistema de bombeo multifásico, el cual permite el manejo de la producción esperada tomando en consideración al plan de negocio de la empresa, se determinó además la potencia del

equipo de bombeo requerido para el sistema, se diseñó de manera conceptual separadores Gas/Crudo, se seleccionó el tipo de conexión de los múltiples y se calculó el diámetro de estos, se seleccionaron las válvulas y accesorios de las tuberías, también se incluyeron las especificaciones técnicas de equipos con miras a la realización de un seguimiento por modelo y marca para su análisis, a fin de determinar la configuración más apropiada para el sistema, facilitándose de esa manera el transporte del crudo a las estaciones de tratamiento. <sup>[2]</sup>

Fajardo B, Félix J (2007) desarrolló un trabajo acerca del Diseño del Oleoducto y el Sistema de Bombeo para el Transporte de Crudo-Agua desde la Estación de Flujo Las Piedritas (EPTL-1) hasta la Estación de Descarga ORED-5. PDVSA Distrito San Tomé. La investigación que realizó, consiste en el diseño de un sistema de bombeo que permita el transporte de la mezcla (crudo-agua) que posee un crudo mediano de 25 °API, por medio de un nuevo oleoducto, esto surge debido a la explotación de los nuevos yacimientos en el Campo Las Piedritas; según los pronósticos hechos por PDVSA se estimó un aumento de producción desde 4,5 MBPD hasta 30 MBPD; esto generó una serie de inconvenientes por no contar la estación con la infraestructuras ni los equipos necesarios para manejar esta nueva volumetría. Como primer análisis se corroboró la capacidad que maneja la estación para así definir las áreas de crecimiento, en función de esto, se realizó un estudio de alternativas de crecimiento, así como también un análisis hidráulico al sistema de bombeo existente. De igual forma, se realizó el diseño hidráulico del nuevo oleoducto y algunas especificaciones mecánicas. El análisis se basó en la simulación de las condiciones de presión de transferencia de crudo y sus requerimientos, por medio del simulador hidráulico Pipephase, otras de las variables que se consideró, fue que la estación no contaba con capacidad para manejar la nueva volumetría, por ende se necesitaba construir nuevos tanques para el almacenamiento del crudo. <sup>[3]</sup>

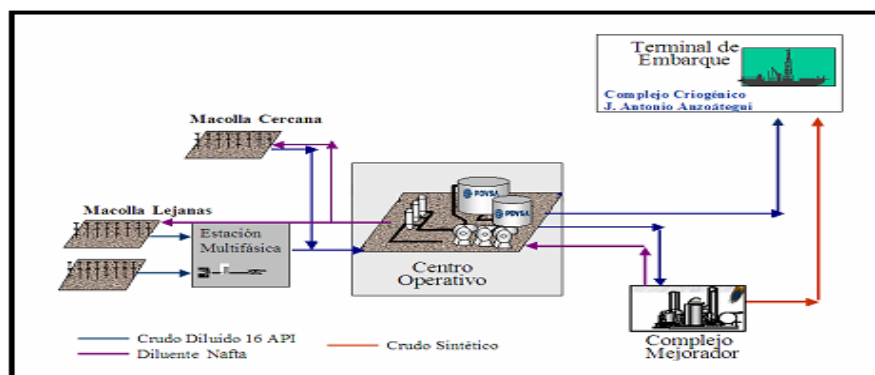
## 2.2 Fundamentos teóricos

### 2.2.1 Filosofía operacional para extraer crudo extrapesado de la faja petrolífera del orinoco

Para la extracción de crudo extrapesado de los pozos es necesario la utilización de bombas colocadas en el fondo de los mismos, (Bombas de Cavidad Progresiva, Bombas Electro-sumergibles, Bombas Reciprocantes), a fin de obtener los volúmenes de crudo diario de un campo o bloque.

A este crudo extrapesado de gravedad comprendida entre 7 y 8 °API, se requiere inyectarle un diluyente al nivel de superficie (cabezal de pozo) o en el fondo a la entrada de la bomba, con la finalidad de obtener un crudo menos viscoso y más fácil de transportar, cuya gravedad deberá estar en el orden de los 16 °API.

Los fluidos producidos por los pozos (crudo, gas y agua), en las macollas, serán bombeados a través de bombas multifásicas hacia la Estación Principal o Centro Operativo donde ésta producción, será acondiciona y enviada a los mejoradores, para su posterior embarque, como se muestra en la figura 2.1.



**Figura 2.1: Esquema de producción del crudo extrapesado en la FPO.**

En el mejorador, el diluyente mezclado con el crudo será separado y bombeado de regreso, hacia la Estación Principal donde será almacenado, para su distribución e inyección en los pozos de producción. Para el tratamiento del agua de producción

asociada al crudo, se cuenta con una Planta de Tratamiento donde es tratada y posteriormente, inyectada en pozos de disposición. En cuanto al gas, una parte se utiliza como combustible y la otra se comprime para utilizarse en los proyectos de recuperación secundaria, levantamiento Artificial por Gas o Generación Eléctrica.

### **2.2.2 Sistemas de tuberías**

El diseño de un sistema de tuberías consiste en el diseño de sus tuberías, brida y su tortillería, empacaduras, válvulas, accesorios, filtros, trampas de vapor juntas de expansión. También incluye el diseño de los elementos de soporte, tales como zapatas, resortes y colgantes, pero no incluye el de estructuras para fijar los soportes, tales como fundaciones, armaduras o pórticos de acero.

#### **2.2.2.1 Consideraciones básicas en el diseño de tuberías**

El diseño, la fabricación y la construcción de sistemas de tuberías están regulados por códigos, de acuerdo a su uso, y los principales códigos más aplicables a tuberías de crudos y sus derivados en la industria petrolera son los siguientes:

- a) ASME/ANSI B16.5 (Bridas para tubo de acero y accesorios bridados).
- b) ASME/ ANSI B 31.4 (Sistemas de transporte de tubería para hidrocarburos líquidos y otros líquidos).
- c) ASME/ ANSIB31.8 (Transmisión de gas y sistemas de tubería de distribución).
- d) ASME/ ANSI B 36.10 (Tubería soldada y forjado sin costuras de acero).

#### **a) Norma ASME/ANSI B16.5**

Este estándar cubre rangos (“ratings”) de presión-temperatura, materiales, dimensiones, tolerancias y pruebas para bridas de tubos y accesorios bridados

para clases de “rating” de (150, 300, 400, 600, 900, 1500 y 2500) lb/pulg<sup>2</sup>. Los “ratings” son las presiones de trabajo máximas permisibles a diferentes temperaturas para un tipo de aleación específico. <sup>[4]</sup>

#### **b) Norma ASME/ANSI B31.4**

Este estándar abarca lo referente al diseño de sistemas de transporte de tubería para hidrocarburos líquidos y otros líquidos. El espesor requerido para secciones rectas de tubos se determina por la siguiente ecuación: <sup>[5]</sup>

$$t = \frac{(P_i) \cdot (D)}{(2) \cdot (S)} \quad (2.1)$$

$$S = (0.72) \cdot (E) \cdot (\sigma) \quad (2.2)$$

Donde:

t = Espesor (pulg).

P<sub>i</sub> = Presión manométrica interna de diseño (psi)

D = Diámetro exterior del tubo (pulg)

S = Valor de esfuerzo para el material (Ksi)

E = Factor de junta soldada (adimensional)

σ = Esfuerzo mínimo de fluencia (psi)

#### **c) Norma ASME/ANSI B 31.8**

Este estándar abarca lo referente al diseño de transmisión de gas y sistemas de tubería de distribución. El espesor requerido para secciones rectas de tubos se determina por la siguiente ecuación: <sup>[6]</sup>

$$t = \frac{(P) \cdot (D)}{(2) \cdot (S) \cdot (F) \cdot (E) \cdot (T)} \quad (2.3)$$

Donde:

t = Espesor (pulg).

P = Presión manométrica de diseño (psi)

D = Diámetro exterior del tubo (pulg)

S = Tensión mínima de fluencia (ksi)

E = Factor de junta soldada (adimensional)

F = Factor de diseño de los espesores (adimensional)

T = Factor de disminución de temperaturas (adimensional)

#### **d) Norma ASME/ ANSI B 36.10**

Esta norma cubre la estandarización de las dimensiones de las tuberías soldadas y sin costuras de acero forjado, como lo son el espesor, el schedule de la tubería, el material de la tubería, entre otros, para temperaturas altas, bajas y diferentes presiones. <sup>[7]</sup>

### **2.2.3 Oleoductos**

Se denomina oleoducto a la tubería e instalaciones conexas utilizadas para el transporte de petróleo y sus derivados. Se construye mediante la unión por soldadura de tubos de acero que se colocan en la superficie o enterrados en estrechas zanjas, en cuyo caso se protegen con un revestimiento aislante. El crudo es transportado desde el pozo hasta las estaciones recolectoras mediante las líneas de flujo bifásicas y desde las estaciones es enviado a los patios de recolección y desde éstos a las refinerías y/o puertos de embarque a través de las tuberías principales u oleoductos. La energía necesaria para el transporte se logra mediante estaciones de bombeo intercaladas en la red de tuberías y el número de estas estaciones, así como su potencia, viene determinado por la viscosidad del crudo (o del refinado correspondiente), el diámetro de la tubería, la resistencia mecánica de ésta y los perfiles topográficos a partir de los

cuales se construirá el oleoducto.

### **2.2.3.1 Características de los oleoductos**

Para cada oleoducto se requiere un determinado tipo o clase de tubería. Generalmente, las dos características más comunes de un oleoducto son el diámetro externo y la longitud. Sin embargo, durante el proceso de diseño se toma en cuenta una variedad de factores que corresponden al funcionamiento eficaz y buen comportamiento físico del oleoducto.

Es esencial el tipo o calidad de acero de los tubos. Según especificaciones del American Petroleum Institute (API) la serie incluye desde el grado B que tiene un punto cedente mínimo de resistencia de  $2.531 \text{ kg/cm}^2$  ( $36.000 \text{ lb/pulg}^2$ ) hasta el grado X-70 cuyo punto cedente mínimo es de  $4.921 \text{ kg/cm}^2$  ( $70.000 \text{ lb/pulg}^2$ ). Esta resistencia denota la capacidad que tiene el material (acero) para resistir la deformación (elongación) bajo la acción de fuerzas que puedan aplicársele. La competencia de la tubería es muy importante debido a que el flujo del petróleo por ella se logra por presión a lo largo del oleoducto. Por tanto, la tubería debe resistir también presiones internas porque de lo contrario estallaría.<sup>181</sup>

### **2.2.4 Gasoductos**

Son sistemas de tuberías de diferentes diámetros los cuales son utilizados para el transporte de gas desde un yacimiento de gas libre o asociado desde las estaciones de producción hasta las plantas de compresión, y desde éstas a los sistemas de inyección para recuperación secundaria, a la venta o a los centros de consumo (residencias, comercios e industrias). El diámetro depende del volumen a transportar y la presión bajo la cual el gas va ser transportado.

El material principal que se emplea para la construcción de los gasoductos es el

acero al carbono de alta resistencia debido a que puede soportar altas presiones.

### 2.2.5 Principio del flujo de fluidos compresibles en tuberías

La determinación exacta de la pérdida de presión de un fluido compresible que circula por una tubería requiere un conocimiento de la relación entre presión y volumen específico; esto no es fácil de determinar para cada problema en particular. Los casos extremos considerados normalmente son el flujo adiabático y el flujo isotérmico. El flujo adiabático se supone que ocurre en tuberías cortas y bien aisladas. Esto es debido a que no se transfiere calor desde o hacia la tubería, excepto la pequeña cantidad de calor que se produce por fricción que se añade al flujo, y el flujo isotérmico ocurre en tuberías largas.

La densidad de los gases varía considerablemente con la presión; por lo tanto, si la caída de presión entre  $P_1$  y  $P_2$  en la figura 2.2 es grande, la densidad y la velocidad cambian de manera significativa.

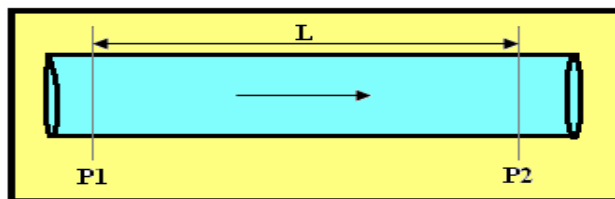


Figura 2.2: Representación de caída de presión entre dos puntos de una tubería.<sup>[9]</sup>

#### 2.2.5.1 Ecuación para flujo totalmente isotérmico

El flujo de gases en tuberías largas se aproxima mucho a las condiciones isotérmicas. Una determinación exacta de las características del flujo dentro de esa categoría puede hacerse utilizando la ecuación para flujo totalmente isotérmico.<sup>[9]</sup>



$$Q^2 = \left[ \frac{(D) \cdot (A^2)}{(\bar{V}_1) \cdot (f) \cdot (L)} \right] \left[ \frac{(P'_1)^2 - (P'_2)^2}{P'_1} \right] \quad (2.4)$$

Donde:

Q= Caudal en kilogramos por segundo (libras/seg)

A= Área de la sección transversal de tubería (pies<sup>2</sup>)

$\bar{V}_1$  = Volumen específico del fluido (pies<sup>3</sup>/libra)

f= Factor de fricción moody (adimensional)

L= Longitud de la tubería (pies)

D= Diámetro interior de la tubería (pies)

P' = Presión absoluta (psi)

Esta fórmula se desarrolla con base en las siguientes hipótesis:

- Flujo Isotérmico.
- No se aporta ni se realiza trabajo mecánico sobre o por el sistema.
- La velocidad de flujo o descarga permanece constante con el tiempo.
- El gas responde a las leyes de los gases perfectos.
- La velocidad puede ser representada por la velocidad media en una sección.
- El factor de fricción es constante a lo largo de la tubería.
- La tubería es recta y horizontal entre los puntos extremos.
- La aceleración puede despreciarse por ser la tubería larga.

### 2.2.5.2 Otras fórmulas usadas comúnmente para el flujo de fluidos compresibles en tuberías largas

#### a) Fórmula de weymouth <sup>[10]</sup>

$$Q = (1,6156) \cdot \left( \frac{T_b}{P_b} \right) \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot (d^5)}{(\gamma) \cdot (T_f) \cdot (L) \cdot (f) \cdot (Z_m)}} \quad (2.5)$$

Donde:

Q= Tasa de flujo (pies<sup>3</sup>/hr)

T<sub>b</sub>= Temperatura base normalmente 520 °R

P<sub>b</sub>= Presión base (psi)

P<sub>1</sub>= Presión de entrada al sistema considerado (psi)

P<sub>2</sub>= Presión de salida del sistema (psi)

d= Diámetro interno de la tubería (pulg)

γ = Gravedad específica del gas (adimensional)

T<sub>f</sub>= Temperatura promedio del gas en el sistema en condiciones de flujo (°R)

L = Longitud de la tubería (millas)

f= Coeficiente de fricción

Z<sub>m</sub> = Factor de compresibilidad

El factor de fricción Weymouth se define como: <sup>[10]</sup>

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = (11,19) \cdot \left( d^{1/6} \right) \quad (2.6)$$

Donde:

d= Diámetro interior de la tubería (pulgadas)

f = Factor de Fricción (adimensional)

Éste coincide con el factor de fricción de Moody para flujo completamente turbulento para tuberías de 20 pulgadas de diámetro interior. Sin

embargo, los factores de fricción de Weymouth son mayores que los de Moody para diámetros inferiores a 20 pulgadas y más pequeños para diámetros superiores a 20 pulgadas.

### b) Fórmula de panhandle <sup>[10]</sup>

$$Q = (1,003) \cdot (d^{2,53}) \cdot \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2}{(\gamma^{0,961}) \cdot (T_f) \cdot (L) \cdot (Z_m)} \right]^{0,51} \times (E) \quad (2.7)$$

Donde:

Q= Caudal (m<sup>3</sup>/día)

d= Diámetro (cm)

P= Presión (Kg/cm<sup>2</sup>)

$\gamma$  = Gravedad específica de gas (adimensional)

T<sub>f</sub>= Temperatura (°C)

L = Longitud (Km)

Z<sub>m</sub> = Factor de compresibilidad.

E= Eficiencia de la tubería (factor de experiencia)

El factor de fricción de Panhandle se define como: <sup>[10]</sup>

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = (16,5) \cdot (\text{Re}^{0,01961}) \quad (2.8)$$

$$\text{Re} = \frac{(13,506) \cdot (Q) \cdot (\gamma)}{(d) \cdot (v)} \cdot (10^{-6}) \quad (2.9)$$

Donde:

$Q$  = Tasa de flujo (pies<sup>3</sup>/día)

$\nu$  = Viscosidad (lbs/pie.seg)

$d$  = Diámetro (pulg)

$f$  = factor de fricción

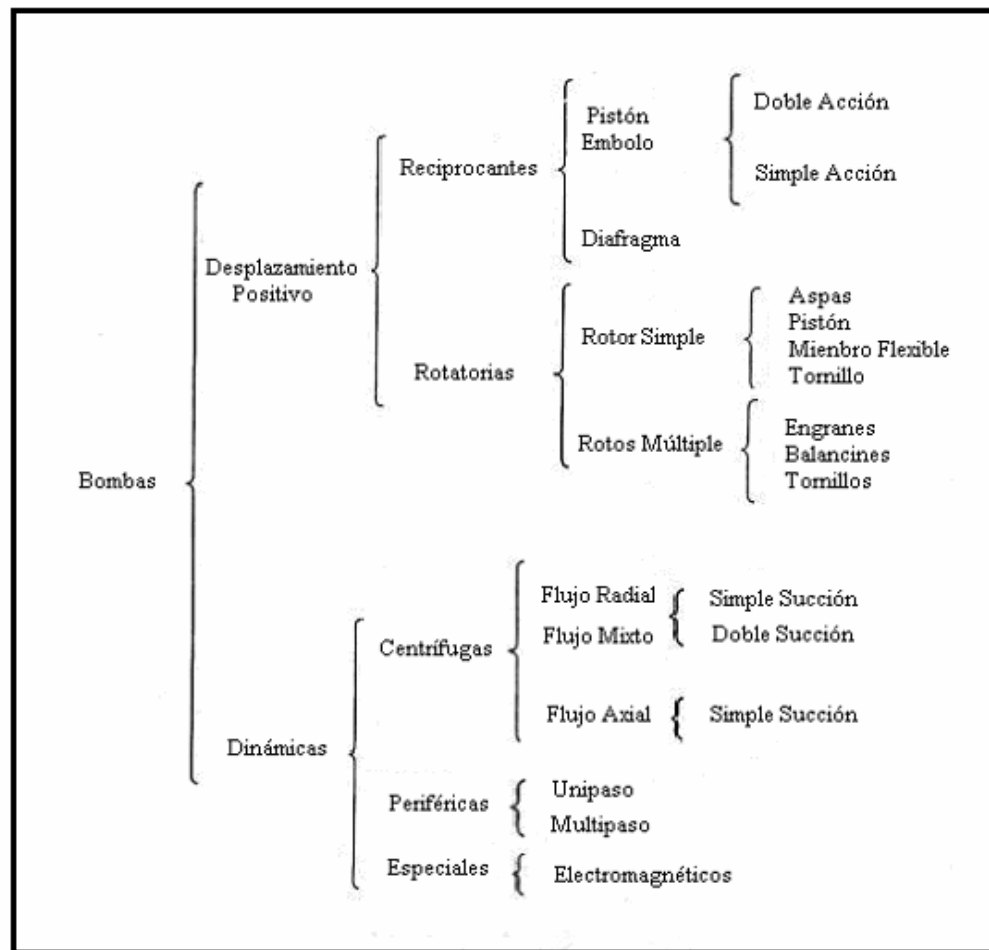
$\gamma$  = Gravedad específica del gas (adimensional)

$Re$  = Número de Reynolds

### **2.2.6 Bombas**

El bombeo puede definirse como la adición de energía a un fluido para moverse de un punto a otro y una bomba es un transformador de energía, la cual es recibida de un motor eléctrico y la transforma en energía que el fluido adquiere en forma de presión 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 se 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. Esta clasificación se relaciona por lo tanto, con las bombas mismas y no se relacionan con ninguna consideración externa a la bomba o aún con los materiales con que puedan estar construidas. Esta clasificación de las bombas puede ser observada en la figura 2.3.



**Figura 2.3: Clasificación de las Bombas.**

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

### 2.2.6.1 Desplazamiento positivo

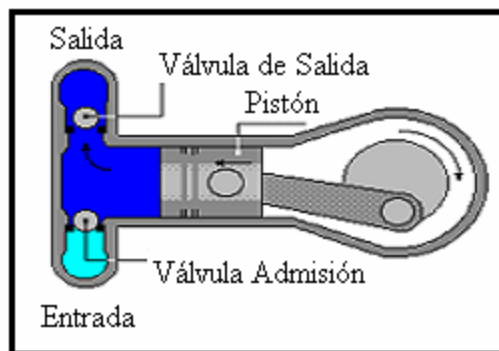
En las cuales se agrega energía periódicamente mediante la aplicación de fuerza a una o más piezas móviles para un número deseado de volúmenes, lo que resulta un incremento de presión hasta el valor requerido para desplazar el fluido a través de válvulas con aberturas en la línea de descarga. Estas se clasifican en Reciprocantes y Rotativas. <sup>[11]</sup>

- **Bomba recíprocante**

Llamadas también alternativas, en estas máquinas, el elemento que proporciona la energía al fluido lo hace en forma lineal y alternativa. La característica de funcionamiento es sencilla depende del llenado y vaciado sucesivo de recipientes de volumen fijo, para lo cual cierta cantidad de agua es obligada a entrar al cuerpo de la bomba en donde queda encerrada momentáneamente, para después ser forzada a salir por la tubería de descarga.

Como el proceso de llenado y vaciado sucesivo de recipientes de volumen fijo se produce una fricción por resbalamiento entre las paredes estacionarias del recipiente y las partes móviles, estas bombas no son apropiadas para manejar líquidos que contengan arenas o sólidos en suspensión.

Estas bombas son relativamente de baja velocidad de rotación, de tal manera que cuando tienen que ser movidas por motores eléctricos deben ser intercaladas transmisiones de engranes o poleas para reducir la velocidad entre el motor y la bomba. En la figura 2.4 se puede observar este tipo de bomba.



**Figura 2.4: Bombas Recíprocantes.**

- **Bombas rotatorias**

Llamadas también rotoestáticas, debido a que son máquinas de desplazamiento positivo, provistas de movimiento rotatorio, y son diferentes a las rotodinámicas. Estas bombas tienen muchas aplicaciones según el elemento

impulsor. El fluido sale de la bomba en forma constante, puede manejar líquidos que contengan aire o vapor. Su principal aplicación es la de manejar líquidos altamente viscosos, lo que ninguna otra bomba puede realizar y hasta puede carecer de válvula de admisión de carga.

### **2.2.6.2 Dinámicas**

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

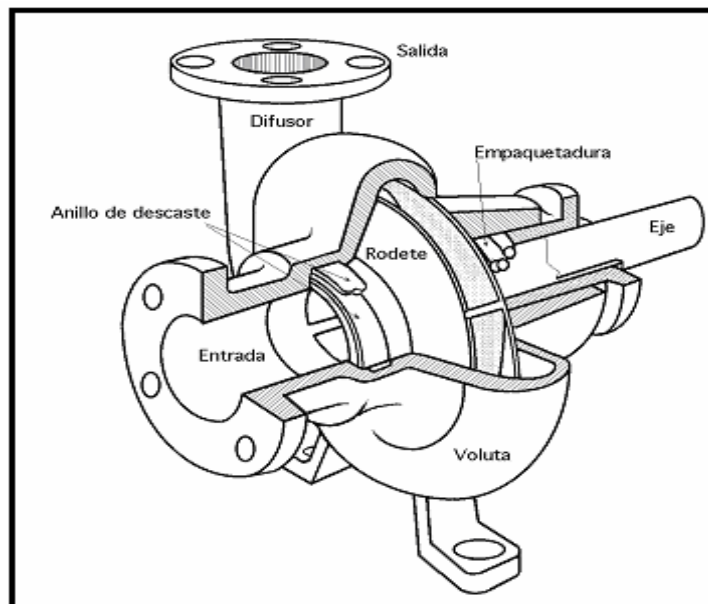
#### **• Bomba centrífuga**

Una bomba centrífuga es un tipo de bomba hidráulica que transforma la energía mecánica de un impulsor rotatorio llamado rodete en energía cinética y potencial. El fluido entra por el centro del rodete, que dispone de unos álabes para conducir el fluido, y por efecto de la fuerza centrífuga es impulsado hacia el exterior, donde es recogido por la carcasa o cuerpo de la bomba, que por el contorno su forma lo conduce hacia las tubuladuras de salida o hacia el siguiente rodete.

Las bombas centrífugas mueven un cierto volumen de líquido entre dos niveles, ya que son máquinas hidráulicas que transforman un trabajo mecánico en otro de tipo hidráulico. Los elementos constructivos que conforman estas bombas son:

- a) Una tubería de aspiración, que termina prácticamente en la brida de aspiración.
- b) El impulsor o rodete, formado por una serie de álabes de diversas formas que giran dentro de una carcasa circular. El rodete va unido solidariamente al eje que es la parte móvil de la bomba.

El líquido penetra axialmente por la tubería de aspiración hasta el centro del rodete, que es accionado por un motor, experimentando un cambio de dirección más o menos brusco, pasando a radial, (en las centrífugas), o permaneciendo axial, (en las axiales), adquiriendo una aceleración y absorbiendo un trabajo. En la figura 2.5 se detalla este tipo de bomba.



**Figura 2.5: Bomba Centrífuga.** <sup>[12]</sup>

### 2.2.7 Dimensionamiento de líneas de transporte con flujo multifásico

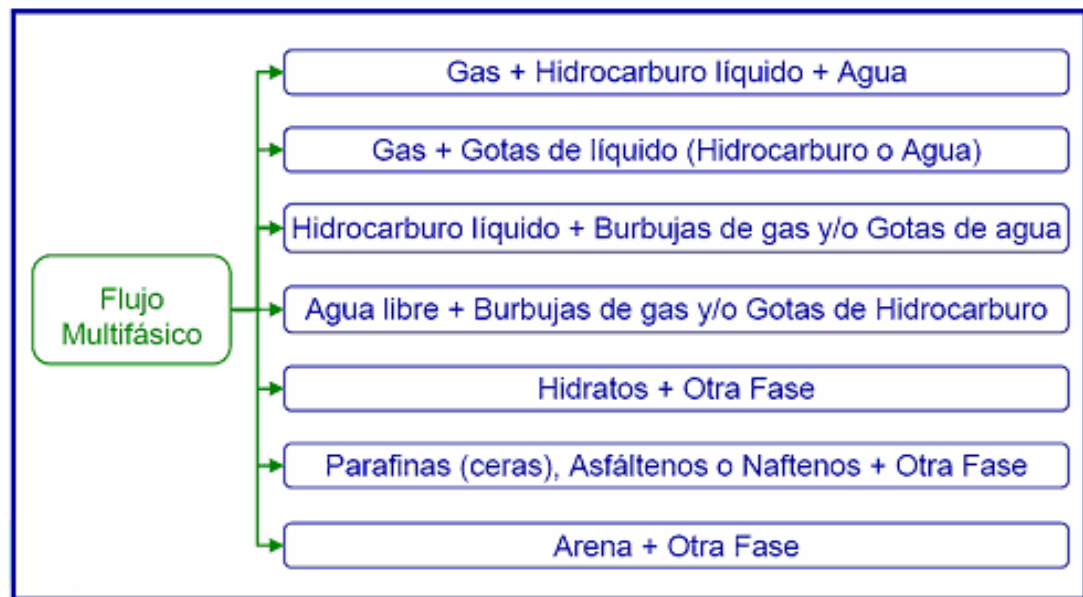
El dimensionamiento de las líneas de transporte con flujo multifásico requiere criterios adicionales o diferentes a los usados para líneas con flujo monofásico y para las líneas con flujo bifásico dentro de las instalaciones de procesos. A diferencia de



las líneas con fluido monofásico, el sobre dimensionamiento de una línea con flujo multifásico puede generar problemas operacionales.

### 2.2.7.1 Flujo multifásico

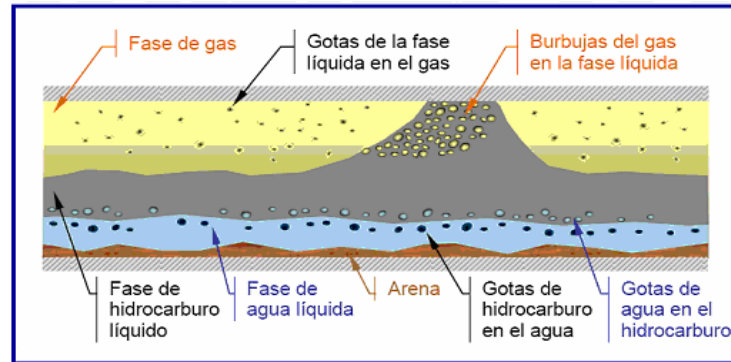
El flujo multifásico, como su nombre lo indica, es el movimiento de mezclas de fluidos que presentan diferencias en sus propiedades. Para diferenciar la corriente de gas y de líquido, se utilizan las letras G y L respectivamente, la figura 2.6 muestra ejemplos de flujos multifásicos en la producción de hidrocarburos.



**Figura 2.6: Flujos multifásicos en la producción de hidrocarburos.**

La combinación de fluidos puede estar presente desde el reservorio hasta las facilidades de recepción. En algunos casos, alguna de las fases se puede originar durante el transporte, principalmente debido a la disminución de la temperatura, por ejemplo, la formación de condensado de hidrocarburos, agua

libre, hidratos o parafinas. En la figura 2.7 se puede observar un ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte.



**Figura 2.7: Ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte.**

### 2.2.7.2 Propiedades físicas y definiciones básicas

El cálculo del gradiente de presión requiere conocer la velocidad y las propiedades de los fluidos como densidad, viscosidad entre otros. Cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico, se utilizan ciertas reglas de mezcla y definiciones únicas. Las propiedades más importantes son las siguientes:

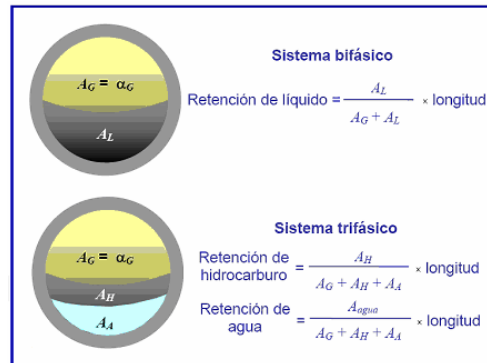
#### a) Retención de líquido (liquid hold-up)

La retención de líquido se define como la relación entre la cantidad de volumen de líquido en un segmento de línea y el volumen total de dicho segmento:

$$HL = \frac{\text{Volumen de un líquido en un segmento de línea}}{\text{Volumen del segmento de línea}} \quad (2.10)$$

La definición de  $HL$  varía entre cero, fase gaseosa completamente, y uno, fase líquida completamente (Figura 2.8). El volumen restante de la línea ocupado por el gas se denomina hold-up de gas o fracción de vacío.

$$\alpha_g = 1 - HL \quad (2.11)$$



**Figura 2.8: Retención de Líquido.**

### b) Velocidad superficial

La velocidad superficial de una fase fluida es la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera sola a través de la sección transversal de la línea. La velocidad superficial representa la tasa de flujo volumétrico de una de las fases por unidad de área.

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A} \quad (2.12)$$

$$V_{SG} = \frac{q_G}{A} \quad (2.13)$$

Donde:

$V_{SL}$  = Velocidad superficial del líquido (m/s)

$V_{SG}$  = Velocidad superficial del gas (m/s)

$q_L$  = Caudal volumétrico de líquido (m<sup>3</sup>/seg)

$q_G$  = Caudal volumétrico de gas (m<sup>3</sup>/seg)

$A$  = Área transversal de la tubería (m<sup>2</sup>)

La velocidad de la mezcla es el flujo volumétrico total por unidad de área y está dada por:

$$V_m = \frac{q_L + q_G}{A} = V_{SL} + V_{SG} \quad (2.14)$$

Donde:

$q_L$ = Caudal Volumétrico de líquido ( $m^3/seg$ )

$q_G$ = Caudal Volumétrico de Gas ( $m^3/seg$ )

$A$ = Área transversal de la tubería ( $m^2$ )

### c) Velocidad real

La velocidad real o actual de la fase es el caudal volumétrico entre el área que ocupa dicha fase. De esta manera para líquido o gas la velocidad actual se puede hallar con las siguientes expresiones:

$$V_L = \frac{q_L}{(H_L) \cdot (A)} = \frac{V_{SL}}{1 - HL} \quad (2.15)$$

$$V_G = \frac{q_G}{(\alpha_G) \cdot (A)} = \frac{V_{SG}}{1 - H_L} \quad (2.16)$$

Donde:

$q_L$ = Caudal Volumétrico de líquido ( $m^3/seg$ )

$q_G$ = Caudal Volumétrico de Gas ( $m^3/seg$ )

$A$ = Área transversal de la tubería ( $m^2$ )

$V_{SL}$ = Velocidad superficial del líquido (m/s)

$V_{SG}$ = Velocidad superficial del gas (m/s)

$H_L$ = Retención del líquido

### 2.2.8 Patrones de flujo multifásico

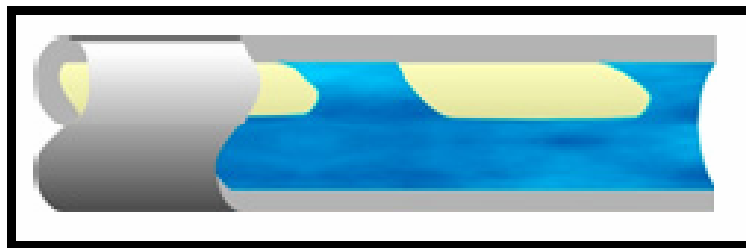
Cuando dos fluidos con diferentes propiedades se desplazan simultáneamente a través de una línea, la fase gaseosa y la líquida se distribuyen dentro de la misma formando diferentes configuraciones, las cuales reciben el nombre de patrones o regímenes de flujo.

Variables como la pérdida de presión, perfiles de velocidad y la retención de líquido son fuertemente dependientes de dichos patrones.

Muchos investigadores han tratado de predecir y clasificar los patrones de flujo para varias condiciones y muchos nombres han sido colocados para las diferentes configuraciones. En la mayoría de los casos dichas clasificaciones han sido enfocadas a flujo horizontal y flujo vertical independientemente.

#### 2.2.8.1 Flujo de burbuja alargada

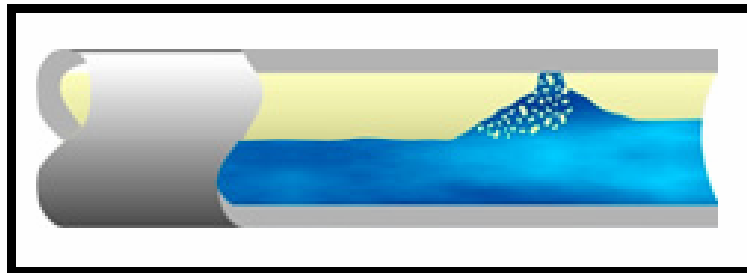
Las burbujas alargadas y separadas de gas flotan en la porción superior de la línea cuando la cantidad de líquido es intermedia y la velocidad del gas es baja. A velocidades bajas del gas, estas burbujas se aglomeran y forman el equivalente distorsionado de una burbuja uniformemente cilíndrica. En la figura 2.9 se muestra este tipo de flujo.



**Figura 2.9: Flujo Burbuja Alargada.**

### 2.2.8.2 Flujo tapón

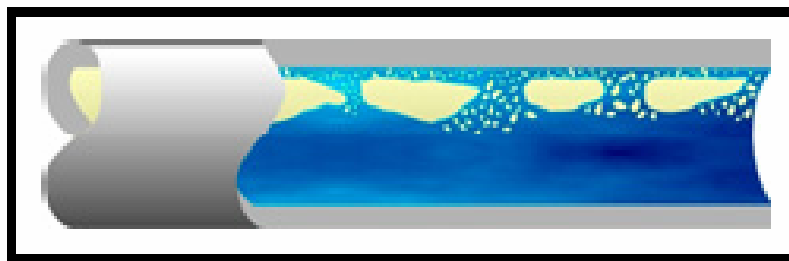
Las proporciones intermedias de líquido y de gas originan que las burbujas alargadas de extremos redondeados se alarguen aun más y ocupan una porción mayor de la sección transversal de la línea y sufren más distorsión. Además se encuentran separadas por tapones de líquido que puede contener burbujas de gas. El flujo tapón es una transición del patrón de burbuja alargada al flujo de neblina anular. En el flujo tapón el gas viaja a una velocidad notablemente mayor que el líquido. En la figura 2.10 se observa este tipo de flujo.



**Figura 2.10: Flujo Tapón de Líquido.**

### 2.2.8.3 Flujo de burbuja dispersa

En este patrón de flujo, las burbujas del gas están casi uniformemente distribuidas por todo el líquido. El perfil de concentración de burbujas es un asimétrico y llega al máximo cerca del tope de la línea. Las fases de vapor y de líquido tienen igual velocidad de flujo. En la figura 2.11 se muestra este tipo de flujo.



**Figura 2.11: Flujo Burbuja Dispersa.**

#### 2.2.8.4 Flujo de neblina

Cuando en el flujo anular la velocidad del gas llega a ser suficientemente alta, la película del líquido se desprende de las paredes y es transportado como pequeñas gotas por el gas. En el flujo de neblina, las fases de vapor y líquido están íntimamente mezcladas, y la mezcla bifásica se asemeja mucho a una fase homogénea. La figura 2.12 representa este tipo de flujo.

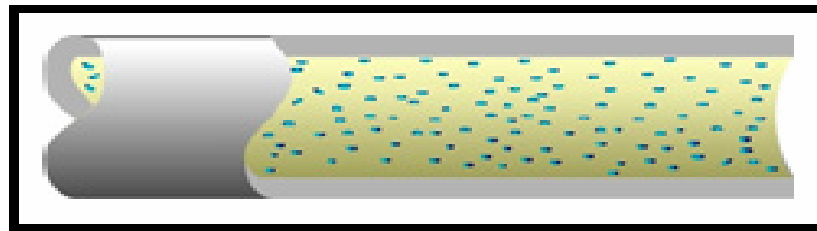


Figura 2.12: Flujo Neblina.

#### 2.2.8.5 Flujo estratificado liso

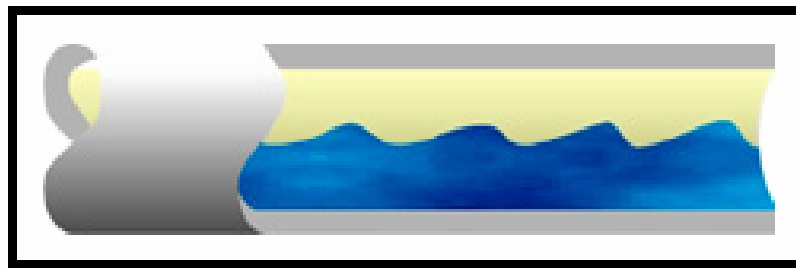
A baja velocidad del líquido y muy baja velocidad del gas, ocurre una completa estratificación de los fluidos ocupando el gas la porción superior de la línea sobre una interfase calmada de gas y líquido. Este es el patrón de flujo estratificado de interfase calmada. El incremento de la velocidad del gas produce agitación en la interfase del gas y líquido y ocurre el patrón de flujo estratificado de interfase agitada. En la figura 2.13 muestra este tipo de flujo.



**Figura 2.13: Flujo Estratificado Liso.**

#### **2.2.8.6 Flujo estratificado ondulado**

Una mayor proporción de flujo de gas ocasiona que la velocidad del gas es mayor que la velocidad del líquido, lo cual origina ondas en la superficie del líquido. La amplitud de onda incrementa al hacerse mayor la proporción de gas. En la figura 2.14 se muestra este tipo de flujo.

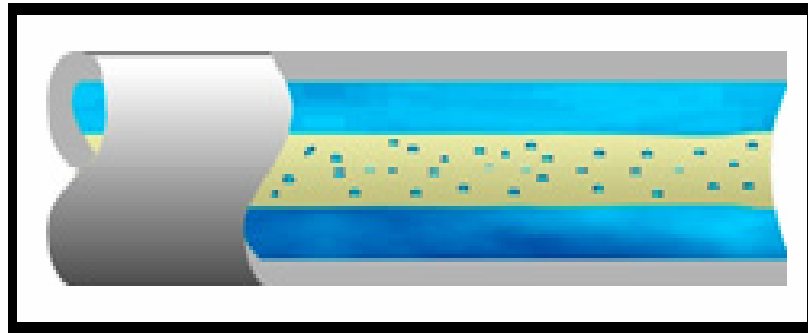


**Figura 2.14: Flujo Estratificado Ondulado.**

#### **2.2.8.7 Flujo anular**

La alta cantidad de líquido origina que el líquido fluya como una película anular a lo largo de las paredes, mientras que el gas fluye como un núcleo de alta velocidad en el centro de la línea. Este núcleo de vapor transporta algunas gotas del líquido porque el gas desprende parte del líquido de la película. El flujo anular tiene mucha estabilidad y unida al hecho de que se favorece la transferencia en masa del flujo de gas y líquido, hace muy beneficioso este régimen de flujo para algunas reacciones químicas. En la figura 2.15 se muestra este flujo.



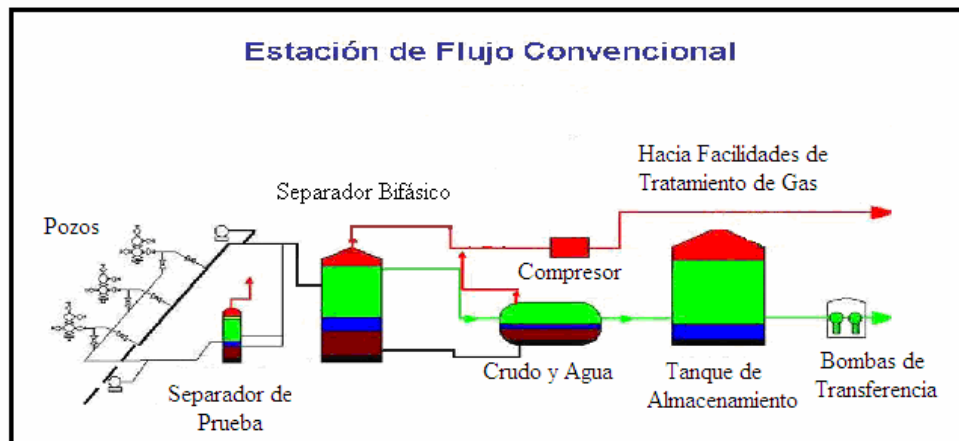


**Figura 2.15: Flujo Anular.**

### **2.2.9 Bombas multifásicas**

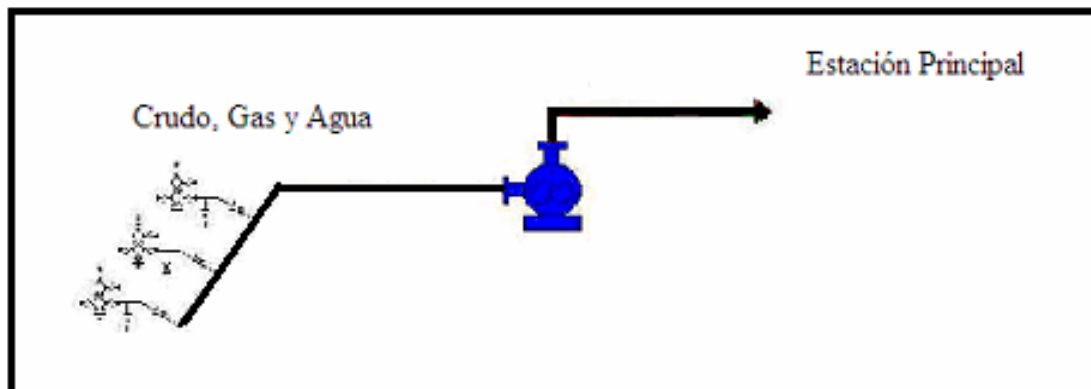
Las bombas multifásicas son las encargadas de transferir el flujo (crudo, gas, agua) provenientes del pozo, suministrándole la energía necesaria para transportarlos desde sitios lejanos a las facilidades de separación y tratamiento de éstos. El bombeo multifásico se usa para sustituir el sistema convencional de Estaciones de Flujo, las cuales están conformadas por un sistema de separación, un múltiple con dos (2) cabezales, bombas, sistemas de tuberías y tanques, como se observa en la figura 2.16.

En el sistema convencional, la mezcla proveniente de los pozos, es recibida en el cabezal de producción general del múltiple de producción, pasando posteriormente al sistema de separación, en el cual se separa el gas de la mezcla. El crudo mas el agua es enviado a la Estación Principal de producción, donde se cumple el proceso de deshidratación de crudo diluido y parte del gas es enviado al sistema de gas combustible de la Estación Principal de producción y el resto a los sistemas de compresión, para la venta o proyectos de recuperación secundaria, en cuanto al agua separada del crudo es transferida a plantas de tratamientos para su posterior disposición en pozos inyectoros.



**Figura 2.16: Estación de Flujo Convencional.**

Debido a la capacidad que tienen las Bombas Multifásicas para manejar la mezcla de crudo, gas y agua y partículas sólidas, la mezcla va desde los pozos a la succión de la bomba sin tener que separar el crudo en sus tres componentes ni pasar por ningún otro equipo, de ahí es bombeada a una Estación de Principal como se muestra en la figura 2.17.



**Figura 2.17: Bombeo del Flujo Multifásico a una Estación de Recolección.**

Las ventajas de colocar la bomba multifásica son:

- Menor impacto ambiental, debido a menor deforestación y minimiza la emisión de gases a la atmósfera.

- Bajos costos de mantenimiento y operación.
- Menor inversión de capital.

Con respecto al mantenimiento de la bomba, el hecho de que la camisa y los tornillos sean reemplazables, hacen que éste pueda ser realizado en sitio y con facilidad.

### **Condiciones operacionales**

La capacidad de la bomba va a depender de la velocidad de operación, diferencial de presión, el paso de los tornillos y la viscosidad del fluido.

Las bombas son capaces de manejar líquidos de alta y baja viscosidad y también son capaces de manejar fluidos abrasivos, siempre y cuando se haga la selección correcta de los materiales para el rotor.

#### **2.2.9.1. Bombas multifásicas rotodinámicas**

En las bombas rotodinámicas la energía cinética que se transmite al fluido es transformada en energía estática o de presión.

Las bombas centrífugas han demostrado que son limitadas para el manejo de los fluidos multifásicos (gas – líquido). Para porcentajes de gas superiores al 15 % se produce la caída brusca del rendimiento de la bomba y el colapso de su capacidad operativa; sin embargo en aplicaciones de subsuelo se están utilizando las BES (bomba electro - sumergible) con éxito en el manejo de mezclas multifásicas. En aplicaciones de superficie no se localizaron referencias que indiquen algún desarrollo con este tipo de diseño.

Mejor resultado en el manejo de los fluidos multifásicos se logró con las bombas helico – axiales, las cuales son unidades de compresión de etapas

múltiples, donde cada etapa incluye un rotor y un estator. Las etapas de compresión pueden ser idénticas o colocadas en series diferentes según la relación de compresión que se desea lograr y complementadas con canales hidráulicos que compensan la reducción en el flujo volumétrico debido a la compresibilidad de la mezcla líquido–gas. Para el mejor control del manejo del flujo multifásico, las bombas helico-axiales son de velocidad variable; la cual permite adaptarse mejor a los cambios en la densidad del fluido.

### **2.2.9.2. Bombas multifásicas de desplazamiento positivo**

En las bombas de desplazamiento positivo, el fluido es transportado en un volumen definido desde la zona de baja presión al área de alta presión de la bomba. Entre las bombas de desplazamiento positivo destacan las bombas de dos tornillos sincronizados; en estas bombas la mezcla gas-líquido viaja a través de la bomba entre las cavidades dejadas por dos tornillos en movimiento sincronizados por engranajes.

El diseño de las bombas multifásicas de doble tornillo no se diferencia en gran medida de las bombas de doble tornillo con engranajes sincronizadores tradicionales. Las mejoras para el manejo más eficiente de los fluidos multifásicos en este tipo de bombas está en las holguras, rigidez de los tornillos y la inclusión de dispositivos que permiten a la bomba manejar hasta un 100 % de gas en la mezcla, sin sufrir daños.

En las bombas de doble tornillo tradicionales la capacidad efectiva de la bomba manejando líquido está muy relacionado con la presión diferencial ( $\Delta P$ ). En las aplicaciones multifásicas el comportamiento del rendimiento es independiente del  $\Delta P$ , hasta fracciones de gas del 95%, a partir del cual la capacidad de la bomba cae considerablemente afectada por el diferencial de presiones.

La principal desventaja observada en las diferentes aplicaciones realizadas en el campo industrial de las bombas multifásicas de doble tornillo sincronizados es la sensibilidad que ellas tienen en el manejo de la arena presente en los fluidos bombeados, ya que aceleran la erosión y desgaste de los componentes de las bombas.

### **2.2.9.3. Funcionamiento de las bombas multifásicas**

La bomba multifásica de doble tornillo, es realmente una bomba de cuatro tornillos engranados y ubicados en dos ejes paralelos, los cuales empujan el fluido desde los extremos hacia el centro de la bomba, de donde sale a alta presión.

Las bombas multifásicas de doble tornillo constan básicamente de los siguientes elementos:

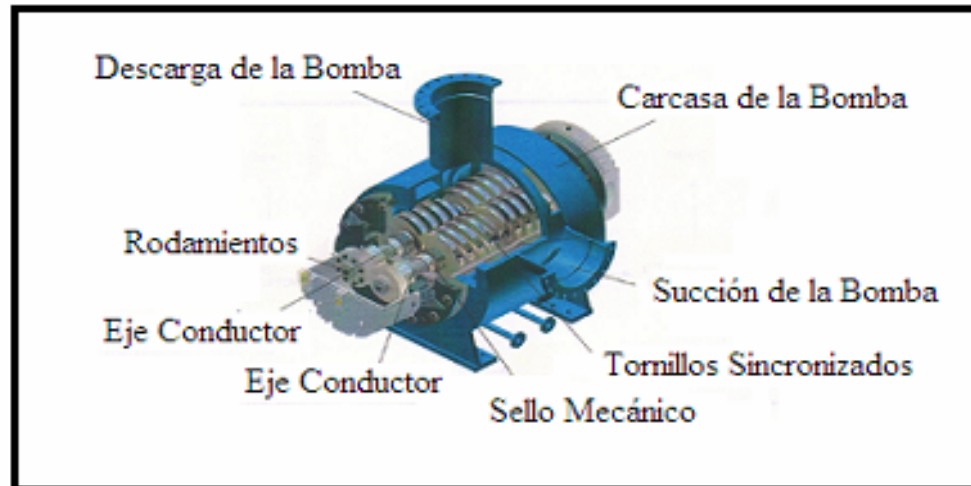
- Cuatro tornillos ubicados en dos ejes paralelos (uno conductor y el otro conducido) encargados de bombear el fluido dentro de la camisa, desde los extremos al centro de la bomba. Ambos ejes están engranados en uno de sus extremos.
- El eje conductor, el cual recibe el movimiento del motor.
- El eje conducido, el cual recibe el movimiento contrario del eje conductor.
- Engranajes Sincronizados (E.S), encargados de transmitir el movimiento del eje conductor al eje conducido y evitan el roce entre tornillos.
- Rodamientos, encargados de soportar los ejes de la bomba, suelen ser de dobles hileras de bolas del lado del motor y de rodillos de lado de los engranajes.
- Caja de engranajes, reservorio de aceite donde va semi-sumergidos los engranajes sincronizadores y los rodamientos de rodillos.
- Carcasa, armazón donde se inserta la camisa y se acoplan otros elementos de la bomba.

- Camisa, cilindro reemplazable donde rotan internamente los tornillos.
- Válvula de alivio, válvula ajustable que evita altas presiones de descarga por medio de la recirculación de fluido.
- Sellos mecánicos, encargados de evitar el escape de fluido a través de los ejes de la bomba, pueden ser simples, dobles o triples.

Los equipos auxiliares de una bomba multifásica son los siguientes:

- Motor eléctrico, encargado de operar a régimen constante entre 1000 y 3000 rpm.
- Sistema de lubricación de sellos, es el tipo termosifón, incorporado a la bomba.
- Sistema eléctrico, usado para bajar la tensión de la corriente que alimenta el motor y a otros equipos de la estación.
- Instrumentación, integrado por manómetros y termómetros a la succión y descarga de la bomba; sensores de temperatura en el estator del motor y la carcasa de la bomba; medidores de voltaje y corriente del motor.

En la Figura 2.19 se puede observar una bomba multifásica con sus componentes.



**Figura 2.18: Principales Componentes de una Bomba Multifásica.**

#### **2.2.10 PIPEPHASE. Versión 9.0**

“PIPEPHASE” es un programa de simulación que predice, en estado estacionario, presión, temperatura, y perfiles de hold up de líquido en pozos, líneas de flujo, sistemas de la recolección, y otras configuraciones de redes de tuberías, pozos, bombas, compresores, separadores, y otras facilidades. Los tipos de fluidos que PIPEPHASE puede manejar incluyen líquidos, gas, vapor, y mezclas multifásicas de gas y líquido.

PIPEPHASE permite análisis de pozos con inflow performance, análisis de levantamiento por gas y sensibilidad nodal. Estas aplicaciones extienden el rango de aplicación de PIPEPHASE.





## **CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL TRABAJO**

La metodología que se aplicó para la realización de este proyecto, se basó en los aspectos que se mencionan a continuación:

### **3.1 Recopilación de información**

Se implementó una estrategia de búsqueda de información de los campos de la Faja Petrolífera del Orinoco, específicamente, en Junín y Ayacucho, donde se encuentran en operaciones las empresas mixtas Petrocedeño, Petropiar y Petroanzoátegui. Entre las técnicas de recolección de datos están la observación directa y el contacto con el personal operativo, lo que permitió obtener los datos necesarios con respecto a los parámetros operacionales tales como presión y temperatura de los pozos, volúmenes del crudo, distancias entre macollas y centros operativos, diámetros de las tuberías de flujo, equipos de recolección, análisis y características del crudo, entre otros.

Toda esta información fue utilizada para realizar las corridas en el programa Pipephase 9.0, con la finalidad de obtener los diámetros y presiones de las tuberías adecuadas para diferentes distancias y volúmenes del crudo multifásico, crudo limpio y gas tomando en consideración las normas, premisas y criterios de diseño de PDVSA.

#### **3.1.1 Centro operativo petrocedeño**

El centro operativo Petrocedeño se encuentra ubicado al sur del estado Anzoátegui, aproximadamente 140 Km de la ciudad petrolera de El Tigre y pertenece al campo Junín dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco.

La empresa tiene actualmente 32 macollas en producción con capacidades que

varían entre 200 a 15.000 BPD de crudo extrapesado más la cantidad requerida de diluyente, con la cual se alcanza una gravedad de 16 °API, un RGP que puede variar entre 100 y 350 PCN/BN. Este flujo multifásico es enviado desde las macollas por cuatro troncales principales de 16 pulgadas, que llegarán al centro operativo, el cual puede ser observado en el anexo A, donde se presenta un esquema de la ubicación de todas las macollas en el campo, además que cada macolla dispone de bombas multifásicas que varían de acuerdo a la capacidad de producción. En la tabla 3.1 se muestra las características de estos tipos de bombas multifásicas, donde se indica la capacidad, presión de diseño y las marcas de las bombas, que tienen cada macolla, observando que la bomba IDP-275, es la más utilizada en las macollas y la que tiene menor potencia y menor capacidad de diseño. En el anexo B se puede observar las características de las bombas multifásicas de forma más detalladas.

La nafta liviana de 47 °API utilizada como diluyente es bombeada desde el centro operativo, donde se encuentra almacenado en el tanque de diluyente T-3101 con capacidad de 100.000 barriles, hacia las macollas donde es inyectado a cada pozo en la tubería de producción, en la descarga de la bomba de cavidad progresiva o directamente en el fondo del pozo, con la finalidad de mezclarlo con el crudo extrapesado de 8 °API, obteniendo un fluido menos viscoso y más fácil de transportar.

En la tabla 3.2 se puede observar las características que tienen las macollas que pertenecen a la troncal 1, indicando la presión de salida, volumen, relación gas petróleo (RGP), diámetro de la tubería desde la macolla a la troncal principal 1 y de ésta al centro operativo, señalando que para todas las macollas, la presión de llegada del flujo multifásico en el centro operativo es igual a 88 psig que es la presión máxima que puede entrar al deshidratador D -3001A/B y que la macolla JB es la

que tiene la mayor cantidad de volumen de crudo multifásico y la que tiene menos volumen de crudo es la macolla LC, cabe señalar que la cantidad de gas en pies cúbico por día de cada macolla debe ser transformado a barriles equivalente de gas (BGPD) a través de la fórmula que se encuentra en el anexo C, con la finalidad de sumarlo con los barriles de crudo extrapesado, más los barriles de agua y así obtener el volumen total de fluido en la macolla. En el anexo D se muestra las características del resto de las macollas en el campo de que pertenecen a las troncales 2, 3 y 4.

**Tabla 3.1: Características de las bombas multifásicas en Petrocedeno.**

Marca	Modelo	Macollas	Capacidad Diseño (m3/hora)	Potencia (KW)	Presión Diseño (psig)
Bornemann	Bombas de doble tornillo	HC	861,18	671,13	654,99
		KA			
		LA			
		SA			
		SE			
		VD			
IDP- 380	Bombas de doble tornillo	IA	407,42	739	725,19
		JA			
		LB			
		LC			
		VC			
		WA			
IDP- 275	Bombas de doble tornillo	IB	228,5	400	725,19
		IC			
		ID			
		IF			
		JB			
		JC			
		JD			
		LD			
		MC			
		SB			
		SC			
		SD			
		VB			
		WC			
XA					
YA					

Tabla 3.2: Características de las macollas pertenecientes a la troncal 1 de Petrocedeño.

Macolla	Presión de salida (psi)	Presión de Llegada al Centro Operativo (psig)	Crudo Extrapesado (BPD)	Agua (BAPD)	Gas (MPCDN) T= 120 °F	Barriles Equivalentes BGPD (Gas)	Volumen Total Macollas (BPD)	RGP (PCN/BN)	Diámetro (pulg) Macolla a Troncal	Diámetro (pulg) Troncal Centro Operativo	Longitud Macolla al Centro Operativo (Km)
IA	465,57	88	3.924	22.057	624	12.541,18	38.522,18	159,02	16	16	14
IB	390,15	88	1.899	4.726	469	9.425,98	16.050,98	246,97	12	16	10,5
IC	427,86	88	2.280	1.567	495	9.948,53	13.795,53	217,11	10	16	20,9
ID	433,661	88	4.885	13.606	961	19.314,22	37.805,22	196,73	12	16	13,2
IF	346,64	88	3.035	4.922	623	12.521,08	20.478,08	205,27	10	16	11
JA	543,89	88	2.146	2.628	471	9.466,18	14.240,18	219,48	16	16	18,4
JB	471,37	88	8.784	859	1.610	32.358	42.000,86	183,29	16	16	15,5
JC	468,47	88	2.354	256	339	6.813,24	9.423,24	144,01	10	16	16,3
JD	488,77	88	2.334	75	434	8.722,55	11.131,55	185,95	16	16	20,5
LB	451,06	88	4.212	5.964	1.126	22.630	32.806,40	267,33	16	16	17
LC	368,39	88	565	3.111	115	2.311,28	5.987,28	203,54	12	16	9,9
LD	198,7	88	1.167	2.753	206	4.140,20	8.060,20	176,52	10	16	4,2
<b>Tota</b>			<b>37.60</b>				<b>250.301,7</b>				

Leyenda:

BPD: Barriles de crudo por día

BAPD: Barriles de agua por día

MPCDN: Miles de pies cúbico normales día

BGPD: Barriles de gas por día

Las instalaciones de proceso en el centro operativo, están divididas en dos trenes paralelos llamados A y B de igual capacidad para procesar el crudo, y cada uno está diseñado para procesar 105.000 BPD de crudo diluido con 250 RGP (relación gas/petróleo), éstos trenes están integrados por un deshidratador D-3001 A/B, el cual separa el gas en un 80 % del crudo diluido a 16 ° API. En el anexo E, se puede observar un plano del proceso de deshidratación del crudo diluido y en la Figura 3.1 se muestra al deshidratador D-3001.



**Figura 3.1: Deshidratador Bifásico en Petrocedeño.**

El crudo diluido, luego de cumplir con el proceso de separación del gas, es bombeado a través de las bombas P-3001 A/B/E/C/D/F, las cuales operan a una capacidad de 1032 m<sup>3</sup>/hora, a los hornos H-3001 A/B de capacidad 30

MMBTU/Hr, calentando el crudo diluido a 140 °C y luego es enviado al deshidratador bifásico D-3007 A/B de alta temperatura para separar completamente el gas que todavía queda en el crudo diluido. El crudo sale del separador caliente y es bombeado por las bombas P- 3005 A/B/C/D/E/F, las cuales son centrífugas operando a 1014 m<sup>3</sup>/hora, hacia el deshidratador electrostático D-3004 A/B/C/D operando a 140 °C y 101,52 psi, donde el agua libre es removida y las partículas de agua atrapadas en el crudo, coalescen por la combinación química demulsificante y un potencial electrostático aplicado a las rejillas internas, permitiendo que el crudo diluido llegue a 2 % de contenido de agua máximo (valor de diseño), el crudo diluido fluye hacia la parte superior del deshidratador electrostático y es enfriado a 89 °C por el crudo entrante en los intercambiadores de calor E 3003 A-H y fluye hacia la succión de las bombas de exportación de crudo diluido P- 3002 A/B/S, las cuales son centrífugas operando a 1014 m<sup>3</sup>/hora, hacia el Patio Tanques Cabrutica. En el anexo E se puede observar un esquema de todo el proceso de deshidratación del crudo diluido en Petrocedeño y en la Figura 3.2 se muestra el horno H-3001 ubicado en el centro operativo Petrocedeño.



**Figura 3.2: Horno H-3001 ubicado en el centro operativo Petrocedeño.**

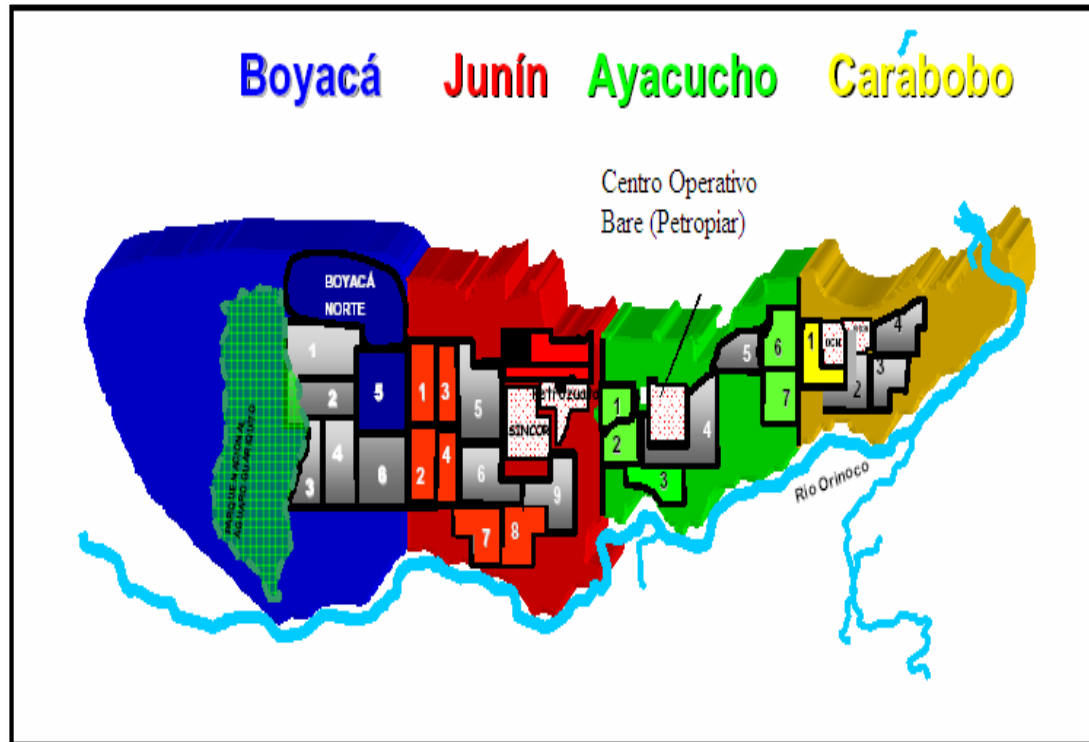
En cuanto al agua separada del crudo diluido es enviada a la planta de tratamiento con el fin de reducir el contenido de crudo y sólidos suspendidos hasta un nivel aceptable, para depositarla en los pozos de disposición de agua. La planta de tratamiento está diseñada para operar con un mínimo de 331 m<sup>3</sup>/hora y un máximo de 662 m<sup>3</sup>/hora, (100.000 BAPD), además de estar conformada por tres etapas de separación de crudo/agua. Una separación primaria crudo/agua a través de un tanque desnatador, cuya función principal es separar al hidrocarburo del agua mediante un proceso continuo de skimming (desnatar), que consiste en la inyección de nitrógeno dentro del tanque 18-TK-141. La segunda etapa de separación es a través de una unidad de flotación por gas, ésta se lleva a cabo al inducir burbujas del gas dentro de una corriente líquida químicamente tratada, los sólidos quedan atrapados dentro de estas burbujas y suben a la superficie del líquido donde son eliminados del sistema mediante barrido mecánico y la tercera etapa de separación es por filtración, en el anexo F se observa el tren de agua de producción en el centro operativo Petrocedeño.

Una parte del gas separado del crudo diluido en los deshidratadores D-3001 A/B y D-3007 A/B de alta temperatura, una parte es utilizado como combustible, para algunos equipos de la planta tales como los hornos H-3001. Otra parte es comprimido para suplir gas a los turbo-generadores eléctricos del centro operativo. El exceso de gas será quemado en el mechurrio que ha sido diseñado para un flujo máximo de gas basado en un RGP de 250 (relación gas/petróleo), esto será hasta que este lista la planta de generación eléctrica en San Diego de Cabrutica.

### **3.1.2 Centro operativo petropiar**

El centro operativo Petropiar (Bare) se encuentra ubicado en la zona sur del estado Anzoátegui a 45 Km de la ciudad petrolera de El Tigre y pertenece al campo Ayacucho en la Faja Petrolífera del Orinoco. En la Figura 3.3 se puede observar la

ubicación de esta empresa en la Faja Petrolífera del Orinoco.



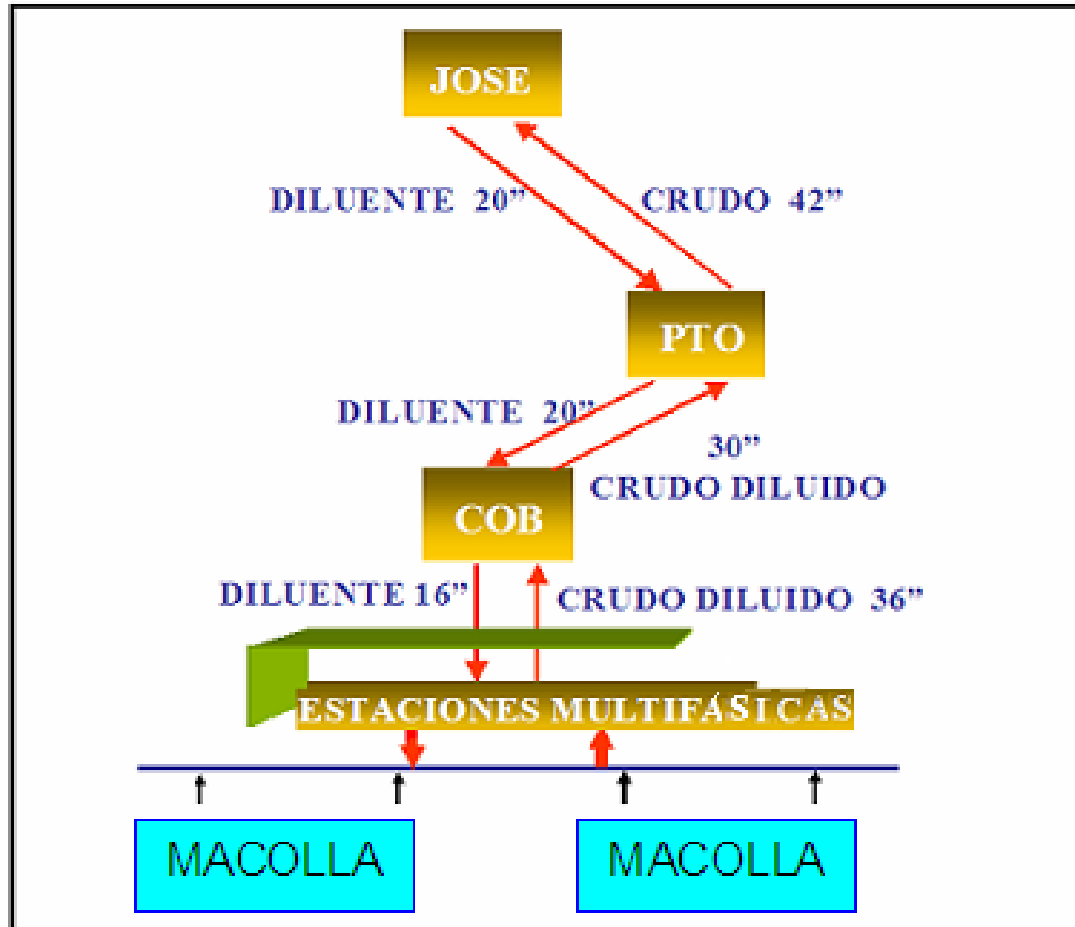
**Figura 3.3: Centro operativo Petropiar (Bare) en la Faja Petrolífera del Orinoco.**

Petropiar tiene actualmente 25 macollas con una producción por macolla que varía entre 4.611 a 28.382 BPD de crudo extrapesado más la cantidad de diluyente para alcanzar una gravedad a aproximadamente de 16 °API, un RGP que puede variar entre 96 y 549 PCN/BN.

En los pozos, el crudo multifásico extrapesado de 8 °API producido, fluye a los cabezales de los pozos y con la misma presión del cabezal se envía a las válvulas multipuertos y desde éstas, a la estación de bombeo multifásico donde se le dará mayor energía al flujo para que pueda llegar al centro operativo Petropiar. En la figura 3.4 se observa un esquema del transporte del crudo diluido desde el campo



Petropiar, centro operativo Petropiar y Patio Tanque Oficina, hasta la refinería Jose ubicada en la zona norte del estado Anzoátegui a 30 Km de la ciudad de Barcelona. En el anexo G se puede observar la ubicación de las macollas dentro del campo perteneciente a Petropiar.



**Figura 3.4: Línea del flujo diluido desde la macolla en Petropiar hasta la Refinería Jose.**

Cada estación de bombeo multifásico recibe crudo diluido de tres a cuatro macollas, y luego es enviado por una sola línea de 36 pulgadas al centro operativo Petropiar. En la tabla 3.3 se muestra un resumen de las características de las bombas

multifásicas que se encuentran en las macollas indicando que son un mismo modelo a diferentes potencias (Kw) y presiones de entradas y salidas. En el anexo H se muestra las características de las bombas multifásicas de forma más detalladas.

**Tabla 3.3: Características de las bombas multifásicas en el centro operativo Petropiar (Bare).**

<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Capacidad de Diseño (m3/hora)</b>	<b>Temperatura (°C)</b>	<b>Potencia (Kw)</b>	<b>Presión Entrada (psi)</b>	<b>Presión Salida (psi)</b>
Bornemann	Bombas de doble tornillo	861,18	121,11	671,13	250,04	359,69
Bornemann	Bombas de Doble tornillo	861,18	90	447,42	200,01	400

Para aumentar la gravedad API del crudo extrapesado, es necesario mezclarlo con el diluyente nafta de 47 °API, el cual es enviada desde el mejorador Petropiar ubicado en la refinería de Jose, en la zona norte del Estado Anzoátegui a 30 Km de la ciudad de Barcelona, hacia el centro operativo Petropiar donde es almacenado en los tanques de diluyente 48-TK-081/082, los cuales disponen de una capacidad de almacenaje de 78.950 barriles. En la Figura 3.5 se puede observar los tanques 48-TK-081/082 ubicados en el centro operativo Petropiar.



**Figura 3.5: Tanque 48-TK-081/082 de diluyente ubicados en el centro operativo Petropiar.**

Este diluyente es bombeado desde estos tanques, hacia las macollas por medio de las bombas 48-P-081 A/B/C, que son de tipo centrífugo y tienen capacidad para manejar 947 gpm. Este diluyente es inyectado a cada pozo en la línea de flujo, en la descarga de la bomba de cavidad progresiva o directamente en el fondo del pozo, obteniendo como resultado de la mezcla un crudo más liviano de aproximadamente 16 °API, con la finalidad de que el fluido sea más fácil de transportar hacia el centro operativo Petropiar (Bare). En la tabla 3.4 se muestra las características de las macollas que están en producción actualmente en el centro operativo Petropiar.

El centro operativo Petropiar está integrado por dos módulos de producción: módulo A y módulo B, los cuales tienen el mismo funcionamiento y una capacidad de 150 MBD cada uno, éstos se encuentran conformados por separadores bifásicos S-100/101/102/103 (módulo A) y 48-S-200/201/202/203 (módulo B) de capacidad 52 MBD de crudo cada uno, y 8 MPC de gas; tanques de cargas 54-T-11/12 y 48-TK-13

de capacidad de 54 MBD cada uno, intercambiadores de calor 350 Bls/Hora , hornos H-100/102/103 (módulo A) y 48-H-200/201/202 (módulo B) de capacidad 30 MMBTU/Hr, separador mecánico SM 100/101/102 (módulo A) y 48-SM-200/201/202 (módulo B) de capacidad de 68 MBD y separadores electrostáticos SE 100/101/102 (módulo A) y 48-SE-200/201/202 (módulo B) de capacidad de 68 MBD. En el anexo I se muestra un diagrama general del proceso en el centro operativo Petropiar.

El crudo diluido fluye desde los tanques de carga a la succión de bombas tipo tornillo PC-100 A/B/C/D y PC-200 A/B/C/D, los cuales están diseñados para una rata de bombeo de 2.013 gpm y luego es enviado al intercambiador de calor I-01/02/03 de capacidad de 350 Mlb/hr y al horno H-100/102/103 (módulo A) y 48-H-200/201/202 (módulo B) de capacidad 30 MMBTU/Hr. El crudo caliente, proveniente de los hornos fluye hacia los separadores mecánicos trifásico SM 100/101/102 (módulo A) y 48-SM-200/201/202 (módulo B) con capacidad de 68 MBD, y posteriormente el crudo semi-deshidratado y caliente, pasa hacia la línea de succión de las bombas 48-P- 101/102/103 (módulo 1) y 48-P-201/202/203 (módulo 2), los cuales son de tipo centrífugo y tienen una capacidad de 1.914 gpm, y luego el crudo diluido pasa a los deshidratadores electrostáticos SE 100/101/102 (módulo A) y 48-SE-200/201/202 (módulo B) de capacidad de 68 MBD, en donde por coalescencia electrostática (gotas de agua, bajo la acción de un campo de energía eléctrica), se obtiene un crudo diluido deshidratado hasta menos de 1 % de agua, logrando así la especificación requerida para ser bombeado hacia Patio Tanques Oficina, ubicado en la zona sur del estado Anzoátegui, a 20 Km de la ciudad de El Tigre.

**Tabla 3.4: Características de las macollas pertenecientes a la empresa Petropiar.**

MPPs	Macolla	Crudo Extrapesado (BPD)	Agua (BAPD)	Gas (MPCD)	Presión Salida (psig)	Presión Llegada al Centro Operativo (psig)	Temperatura (°C)	Barriles Equivalentes BGPLD (Gas)	Volumen Total Macollas (BPD)	RGP (PCN/BN)	Diámetro Macolla a MPP (pulg)	Diámetro MPP al Centro Operativo (pulg)	Longitud Macolla al Centro Operativo (Km)
MPP-B4	A4	8.546	427	2.965,46	130	60	48,89	59.600	68.574	347	8	36	7,1
	B4	8.612	431	4.727,99	130	60	48,89	95.024	104.067	549	8	36	7,5
	C4	14.715	736	2.913,57	130	60	48,89	58.558	74.008	198	10	36	8,8
MPP-A5	A5	8.716	436	2.893,71	129	60	48,89	58.563	67.715	332	8	36	11,83
	B5	9.735	487	2.307,20	129	60	48,89	46.693	56.915	237	8	36	12,67
	C5	11.186	559	3.870,36	129	60	48,89	78.329	90.074	346	8	36	13,58
	D5	14.805	740	2.339,14	130	60	48,89	47.014	62.559	158	16	36	14,83
MPP-B6	B6	18.312	916	3.314,47	117	60	48,89	73.190	92.418	181	8	36	16,1
	C6	23.165	1.158	3.660,07	117	60	48,89	80.822	105.145	158	8	36	17,58
	D6	4.611	231	557,931	117	60	48,89	12.320	17.162	121	8	36	19
MPP-E5	E5	7.197	360	1.036,37	130	60	48,89	20.829	28.386	144	10	36	17,16
	E4	13.288	664	3.215,70	130	60	48,89	64.630	78.582	242	8	36	16,75
	F5	10.299	515	1.761,13	130	60	48,89	35.396	46.209	171	16	36	16,75
	F4	14.410	721	2.709,08	130	60	48,89	54.448	69.578	188	16	36	17,92
MPP-G5	G5	10.355	518	2.267,75	130	60	48,89	45.578	56.450	219	10	36	18
	H5	10.844	542	1.377,19	130	60	48,89	27.679	39.065	127	10	36	19,25
MPP-J4	H4	18.874	944	4.435,39	130	60	48,89	89.143	108.961	235	14	36	28,16
	I4	13.092	655	2.251,82	130	60	48,89	45.258	59.004	172	8	36	26,93
	J4	11.033	552	1.654,95	130	60	48,89	33.262	44.846	150	8	36	26,42

**Tabla 3.4: Continuación.**

MPPs	Macolla	Crudo Extrapesado (BPD)	Agua (BAPD)	Gas (MPCD)	Presión Salida (psig)	Presión Llegada al Centro Operativo (psig)	Temperatura (°C)	Barriles Equivalentes BGPL (Gas)	Volumen Total Macollas (BPD)	RGP (PCN/BN)	Diámetro Macolla a MPP (pulg)	Diámetro MPP al Centro Operativo (pulg)	Longitud Macolla al Centro Operativo (Km)
MPP-I3	H3	28.382	1.419	4.001,86	130	60	48,89	80.430,25	110.231,35	141	14	36	18,83
	I3	19.196	960	1.842,82	130	60	48,89	37.037,30	57.193,10	96	10	36	18,83
	J3	10.390	520	1.236,41	130	60	48,89	24.849,62	35.759,12	122	14	36	20,5
MPP-F3	F3	9.968	498	1.465,30	125	60	48,89	30.503,86	40.970,26	147	14	36	14,33
MPP-D6	F6	12.000	600	1.920,00	125	60	48,89	39.969,68	52.569,68	16	14	36	21,5
MPP-J5	J5	18.000	900	2.880,00	125	60	48,89	59.954,52	78.854,52	160	14	36	29,08
Total		329.731							1,5776 E+6				

Leyenda:

BPD: Barriles petróleo por día

BAPD: Barriles de agua por día

MPCDN: Miles de pies cúbico normales por día

BGPL: Barriles de gas por día

El agua producida es enviada a la planta de tratamiento de Petropiar ubicada en el centro operativo Bare, la cual tiene una capacidad de 28.400 barriles de agua por día (BAPD). El agua producida proveniente de los deshidratadores mecánicos y deshidratador electrostático, es enviada a un tanque desnatador 18-TK-141 de capacidad máxima de 5.000 BPSD y hacia unos deshidratadores bifásicos 48-PK-042/043 de capacidad 23.400 BPSD. La función principal del tanque desnatador 18-TK-141 es separar al hidrocarburo del agua mediante un proceso continuo de skimming (desnatar), que consiste en la inyección de nitrógeno dentro del mismo.

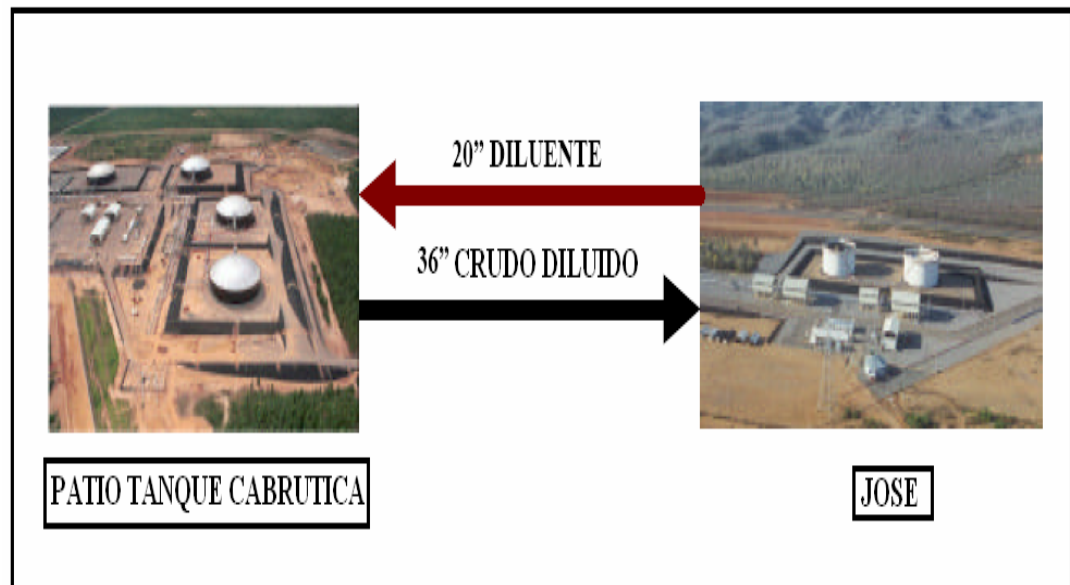
El crudo una vez separado en el tanque 18-TK-141 y en los deshidratadores, es enviado a un tanque de almacenamiento 18-TK-142 para su posterior traslado a Patio Tanque Oficina y en cuanto al agua separada es enviada a los pozos de disposición.

El gas separado en los deshidratadores S-100/101/102/103 (módulo A) y 48-S-200/201/202/203 (módulo B) de capacidad 52 MBD es utilizado como combustible para algunos equipos del centro operativo Petropiar tales como los hornos H-101/102/103, el deshidratador electrostático SE 100/101/102 (módulo A) y 48-SE-200/201/202 (módulo B) de capacidad de 68 MBD, entre otros y la otra parte es enviado para la venta hacia GUICO ubicada en la zona sur del estado Anzoátegui a 30 Km de la ciudad de El Tigre.

### **3.1.3 Patio tanques cabrutica**

Patio Tanques Cabrutica se encuentra ubicado al sur del Estado Anzoátegui, a 15 Km de la comunidad de San Diego de Cabrutica, a 210 Km de la refinería Jose ubicado en la zona norte del estado Anzoátegui, la cual bombea el crudo diluido producido en el campo (macollas) tratados en las estaciones principales de Petroanzoátegui y Petrocedeño, desde Cabrutica hasta la refinería Jose por medio de una tubería de 36” de diámetro y 196,7 Km de longitud, además recibe el diluyente Nafta por una línea de

20" donde lo mide y se envía a almacenar en Petroanzoátegui o Petrocedeño dependiendo del orden y la identificación de los lotes en el oleoducto, los cuales pueden ser, nafta de 56°API que se almacena en dos tanques de 80.000 barriles de capacidad (T-901A/B) ubicados en la estación de Petroanzoátegui o nafta de 47 °API hasta el tanque de almacenamiento de diluyente T-3101 ubicado en la estación principal de Petrocedeño, la cual tiene una capacidad nominal igual a 113.870 barriles (capacidad operativa de 80.000 barriles). En la Figura 3.6 se muestra un esquema de las tuberías del crudo diluido y de la nafta desde Patio Tanque Cabrutica hasta la refinería Jose.



**Figura 3.6: Esquema de tuberías del crudo diluido y de la nafta desde Patio Tanques Cabrutica hasta la Refinería Jose.**

Tanto el crudo diluido como el diluyente utilizado por Petrocedeño y Petroanzoátegui pasaran por patines (skids) fijos de medición similares donde se realizará la fiscalización para el pago de regalía a la nación.

Para el crudo diluido se tiene un patín (skid) de medición de ramal doble de 10 pulgadas con una capacidad total de 1495 m<sup>3</sup>/hora (225.600 B/D) y 112.000 B/D cada



ramal, un patín de medición de ramal doble de 12 pulgadas, con una capacidad total de 2.289 m<sup>3</sup>/hora (345.600 B/D) y 112.600 B/D cada ramal. Todos los patines de medición están equipados con un medidor de desplazamiento positivo para medir flujo volumétrico, filtro de succión, válvulas de bloqueo manual, válvulas motorizadas para alineación a pruebas y un sistema de calidad.

El medidor de desplazamiento positivo aprovecha la energía del fluido en movimiento que acciona un sistema mecánico, el cual muestra en un contador del caudal que circula por la tubería. Los medidores de desplazamiento positivo miden el flujo, contando volúmenes separados de líquidos, es decir, toman una cantidad o porción definida de flujo y la conducen a través del medidor, luego proceden con la siguiente porción y así sucesivamente. Contando las porciones pasadas por el medidor, se obtiene el volumen total introducida a través del mismo. En la Figura 3.7 se observa un medidor de flujo de desplazamiento positivo.



**Figura 3.7: Medidor de flujo de desplazamiento positivo.**

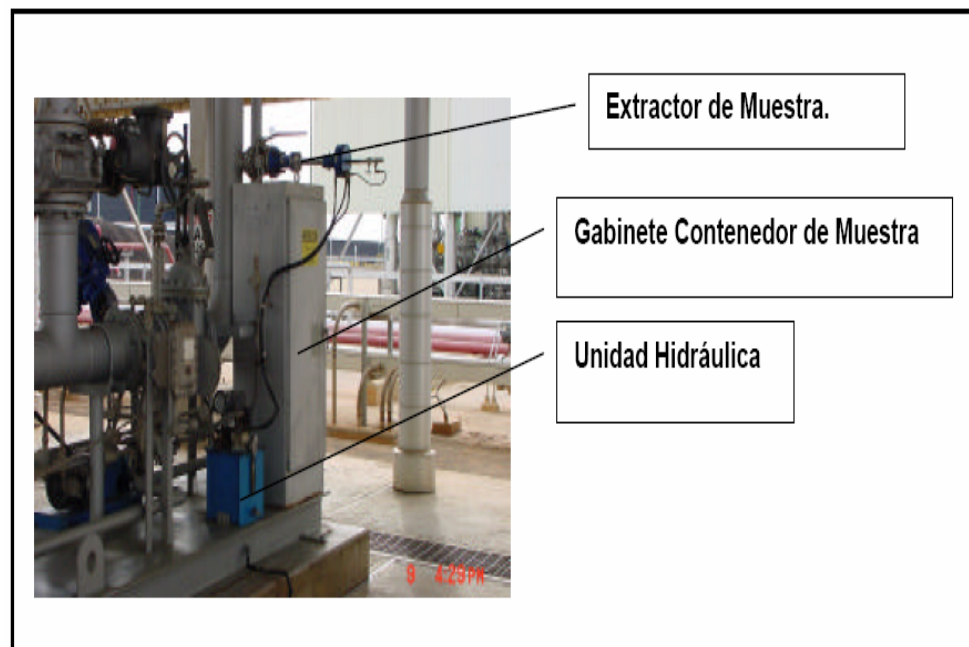
El sistema de calidad es un sistema encargado de recolectar porciones de muestras durante un lote para obtener una muestra representativa del mismo, además se encarga de medir los valores de gravedad API y la cantidad de agua y sedimento en el crudo diluido en línea:

### 3.1.3.1 Toma de muestra automático

Está formado por:

- Extractor de muestra, sistema operado en forma hidráulica que permite tomar muestras de 2 cc con intervalos que depende del volumen y caudal del lote.
- Verificador (Bite Checker), dispositivo que indica al computador de flujo el momento en que se toma la muestra.
- Unidad hidráulica, equipo que imprime la presión hidráulica necesaria para accionar el extractor de muestra.
- Recipientes contenedores de muestra de 5 galones de capacidad donde se almacena la muestra representativa del batche, hasta un  $80\% \pm 5\%$  de capacidad (Aproximadamente 4 Galones).

En la Figura 3.8 se muestra una toma de muestra automático.



**Figura 3.8: Toma de muestra automático.**

### 3.1.3.2 Bomba de circulación del lazo

La bomba es colocada paralela a la dirección del fluido para forzar el paso del flujo a través del monitor de corte de agua en línea y el densímetro; y luego posteriormente retornar el flujo al proceso:

- Densímetro: Consiste en un traductor mecánico y una unidad electrónica montada normalmente en el interior de la caja de circuitos del traductor. Los circuitos y el traductor constituyen un sistema para medir continuamente, la densidad y temperatura de los líquidos. La densidad del líquido se determina a partir de la frecuencia resonante de un tubo en vibración que contiene el líquido.

- Monitor de corte de agua en línea: El monitor de corte de agua consiste en un detector modelo OW-101 y un acondicionador de señal modelo Ps-203, marca AGAR, la cual usa el principio de absorción de energía para detectar el agua contenida en una emulsión crudo/agua, genera una señal de alta frecuencia y produce una corriente de salida DC proporcional a la señal absorbida por el fluido.

Con respecto al sistema de almacenamiento de crudo diluido en Patio Tanques Cabrutica, consta de dos tanques de 220,000 Bbls de capacidad nominal (165,000 Bbls de capacidad de operación) (623-T-251A/B) para Petrocedeño y un tanque idéntico, compartido con Petroanzoátegui (623-T-250). Cada tanque tiene asociado un recipiente vertical o una bota desgasificadora (603-V-250) que permite una mayor estabilización del crudo almacenado. Este sistema adicionalmente dispone de una unidad recuperadora de vapor (623-A-711) que permite recuperar el diluyente vaporizado en los tanques y utilizar en el sistema de gas blanketing el gas no condensado, dos mechurrios (623-A911/912), donde se quema el exceso de gas aliviado del sistema eliminando las emanaciones de hidrocarburo hacia el ambiente y un

recipiente horizontal de almacenamiento de diluyente recuperado (623-V-201) dos bombas asociadas (623-P-201 A/B) que permite enviarlo a los tanques de almacenamiento o al sistema de medición de crudo diluido, realizándose la mezcla a la entrada del sistema. (603-MET-601/602/606/607).

El envío de crudo diluido desde Patio Tanques Cabrutica a la refinería Jose, se realiza por lotes (batch), a través de la línea compartida de 36 pulgadas y un longitud de 196.7 kilómetros. En Petrocedeno y Petroanzoategui, el crudo diluido proveniente de la estación principal, pasa por las botas desgasificadoras 623-V-251 A/B, operadas a baja presión. El gas separado en estas unidades es normalmente enviado a la unidad recuperadora de vapores (623-A-711) o al sistema de mechurrios (623-A-911) bajo control de presión, el líquido fluye por gravedad hacia los tanques de almacenamiento 623-T-251 A/B. En la unidad recuperadora de vapores (623-A-711) el gas es comprimido hasta 40 psig, enfriado hasta 49 °C y finalmente enviado al sistema de gas blanketin, el líquido recuperado es almacenado en el recipiente 623-V-201 y el gas de exceso es enviado al mechurrio (623-A-912).

La descarga de los tanques de almacenamiento 623-T-251 A/B o 603-T-250 se realiza utilizando las bombas Booster de crudo diluido (603-P-603 A/B/C) las cuales succionan de los tanques y envían el crudo hacia los medidores 603-MET-601/602/606/607 donde es medido, totalizado y analizado, luego es bombeado utilizando las bombas principales 603-P-602 A/B/C/D a través de la línea compartida de 36 pulgadas de diámetro hacia JPS. En las tablas 3.5 y 3.6 se puede observar las características de las bombas Booster y las bombas principales que se encuentran en Patio Tanques Cabrutica.

**Tabla 3.5: Bombas Booster que se encuentra en Patio Tanques Cabrutica para el crudo diluido.**

<b>Nombre</b>	<b>Modelo</b>	<b>Capacidad de Diseño (BPH)</b>	<b>Potencia (KW)</b>	<b>Presión de Diseño (psig)</b>	<b>Temperatura (°C)</b>
603-P-603 A/B/C	Centrífuga	8750	1.000	745,7	250

**Tabla 3.6: Bombas Principales que se encuentra en Patio Tanques Cabrutica para el crudo diluido.**

<b>Nombre</b>	<b>Modelo</b>	<b>Capacidad de Diseño (GPM)</b>	<b>Potencia (KW)</b>	<b>Presión de Diseño Succión (psig)</b>	<b>Presión de Diseño Descarga (psig)</b>	<b>Temperatura (°C)</b>
603-P-602 A/B/C D	Centrífuga	16,903	3.500	627	900	90,55

### **3.2 Elaboración de los esquemas de transporte**

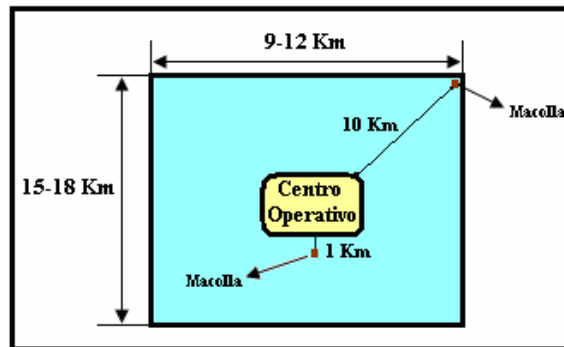
Para la explotación de las reservas de crudo extrapesados certificadas en los cuatro (4) grandes campos, llamados Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo y en función a los nuevos negocios que se realizarán en la Faja Petrolífera del Orinoco; el Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo, dividió los campos en 27 bloques tales que, las reservas de cada uno, tenga una producción promedio de 200 mil barriles por día de crudo extrapesado de 8 ° API, en consecuencia, los bloques tendrán una dimensión promedio entre 135 a 216 Km<sup>2</sup> (teniendo esto como premisa).

Además, actualmente aún no se han completado los estudios de yacimientos en la mayoría de los bloques, por lo que no se conoce la composición del fluido que se va a extraer, y en donde se conformarán empresas mixtas en el corto y mediano plazo. Este proyecto incluye estos bloques a los que también se les determinará los costos de inversión de los equipos para transportar el fluido.

#### **3.2.1 Esquemas de transporte del crudo multifásico**

De acuerdo a lo explicado anteriormente, y teniendo como premisas las dimensiones de cada uno de los bloques que actualmente conforman la Faja Petrolífera del Orinoco, se asumió ubicar los centros operativos en el centro de cada uno de los bloques, quedando las macollas a una distancia de 1 Km, la más cercana, y a 10 Km, la más alejada como se muestra en la figura 3.9. Todo esto, es con la finalidad de utilizar estas distancias como dato para ser introducido en el simulador Pipephase y poder elaborar los esquemas de transporte del crudo multifásico a diferentes distancias.

Cada macolla tendrá de 6 a 24 pozos, con una producción entre 5.000 a 50.000 barriles por día de crudo diluido a 16 °API.



**Figura 3.9: Bloque de la Faja Petrolífera del Orinoco representando las distancias desde el centro operativo hasta las macollas.**

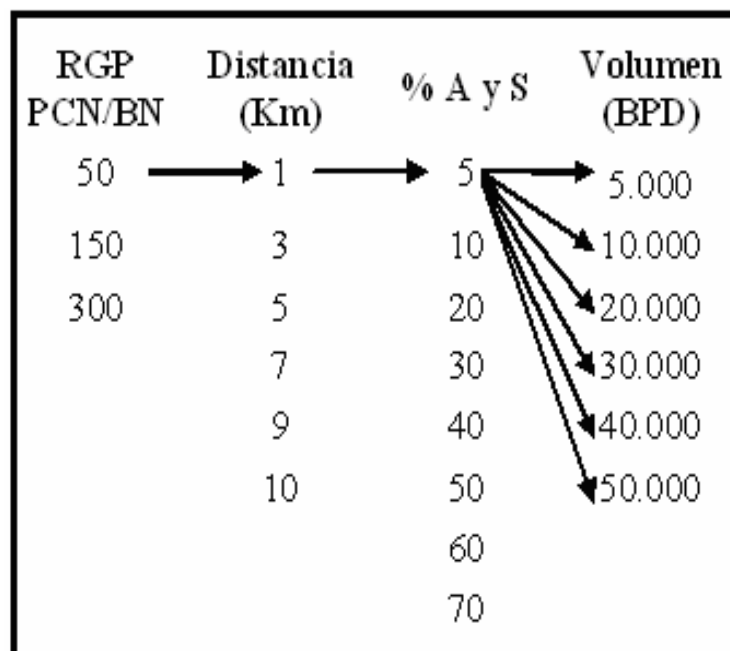
De acuerdo a los estudios que se han hecho en algunos pozos exploratorios, y de la información de los actuales negocios entre PDVSA y las Empresas Transnacionales, se han encontrado valores de porcentajes de agua y sedimento desde 0 hasta 70 % en la producción en frío y relaciones gas-petróleo desde 50 a 300 pies cúbicos por barril de crudo (PCN/BN) en cada macolla.

Antes de elaborar los esquemas de transporte, se realizará primero el diseño del transporte de crudo desde las macollas hasta el centro operativo de la empresa Petropiar, con el objetivo de conocer las correlación que mejor se adapta al tipo de crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco y así poder obtener un modelo que represente las condiciones reales, para este tipo de crudo.

Una vez obtenida la correlación anterior, se utilizará para realizar las corridas de los esquemas de transporte de los bloques de la Faja, concernientes a este trabajo de grado, y posteriormente los resultados se compararán con los de las normas de cálculos hidráulicos de tubería de PDVSA, a fin de ver si están en el rango alcanzado a los de Petropiar y Petrocedaño.

Posteriormente, se empezará a realizar simulaciones a través del programa Pipephase, con la finalidad de determinar los diámetros adecuados para los

oleoductos y que estén dentro del rango de lo permisible en cuanto a caída de presión y velocidad del flujo, evaluando diferentes volúmenes de crudo diluido a 16 ° API, desde 5.000 barriles por días como mínimo hasta un máximo de 50.000 barriles por día; diferentes relación gas-petróleo desde 50 hasta 300 PCN/BN, distintos porcentajes de agua y sedimento (% A y S) desde 5 hasta 70 % y variando las distancias desde las macollas al centro operativo entre 1 a 10 Km. En la figura 3.10 se representa las variables a considerar y como variarán para determinar los diámetros de las tuberías con un RGP de 50 PCN/BN, distancia 1 Km y % A y S de 5 para diferentes volúmenes del flujo.

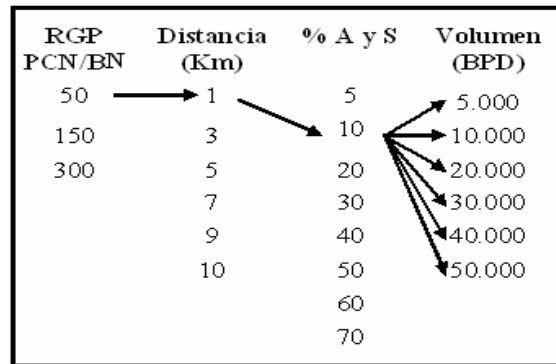


**Figura 3.10: Variables para determinar los diámetros de tubería para diferentes volúmenes de crudo multifásico, fijando el RGP= 50, distancia desde el centro operativo a la macolla de 1 Km, % A y S= 5.**

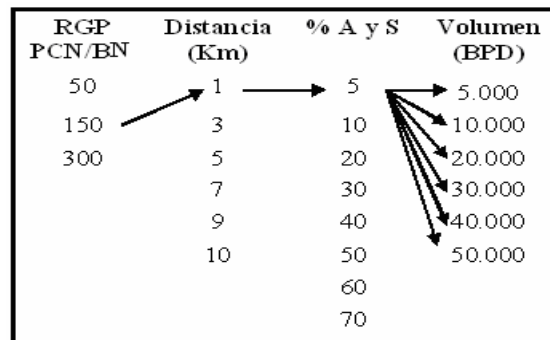
Una vez calculados los diámetros de los oleoductos para las condiciones de la figura 3.10, se procederá a realizar otra vez los mismos cálculos pero ahora variando en este caso el porcentaje de agua y sedimento a 10 %, tal como se muestra en la figura 3.11 y así sucesivamente hasta completar todos los porcentajes de agua y



sedimento; luego se cambiará la relación gas petróleo como se muestra en la figura 3.12 y se realizará el mismo procedimiento hasta obtener los diámetros de la tubería requeridos.



**Figura 3.11: Variables para determinar los diámetros de tubería para diferentes volúmenes de crudo multifásico, fijando el RGP= 50, distancia desde el centro operativo a la macolla de 1 Km, % A y S= 10.**

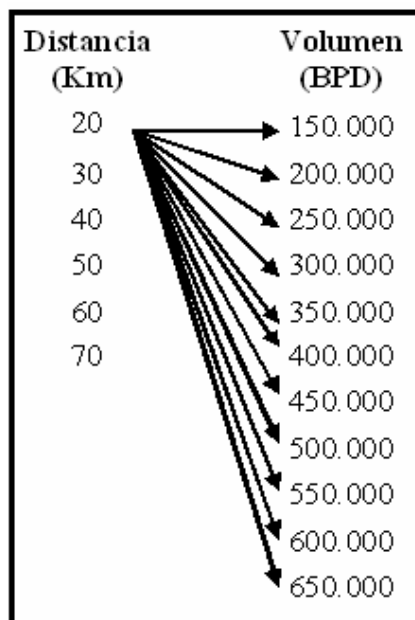


**Figura 3.12: Variables para determinar los diámetros de tubería para diferentes volúmenes de crudo multifásico, fijando el RGP= 150, distancia desde el centro operativo a la macolla de 1 Km, % A y S= 5.**

### 3.2.2 Esquemas de transporte del crudo limpio

La empresa PDVSA tiene planeado ubicar a los patios tanques en la Faja Petrolífera del Orinoco a distancias que oscilan entre 20 a 70 Km desde el centro operativo para los diferentes bloques. A partir de esta premisa, se empezará a realizar simulaciones a

través del programa Pipephase para determinar el diámetro adecuado del oleoducto, variando los volúmenes de crudo limpio desde un mínimo de 150.000 BPD e incrementando el volumen de 50.000 en 50.000 hasta un máximo de 650.000 BPD, el cual se estima que sea el máximo valor de flujo de crudo diluido, que se estaría manejando para cada uno de los bloques hasta los patios de tanques, y diferentes distancias desde 20 Km e incrementando de 10 en 10 hasta llegar a 70 Km, con un porcentajes de agua-sedimento máximo de 0,9 %; tal que se garantice que los valores obtenido de caídas de presión y velocidades del flujo, estén dentro del rango de lo permitido. En la figura 3.13 se observa la variación de volumen del crudo limpio para obtener los diámetros adecuados para el oleoducto a una distancia de 20 Km.

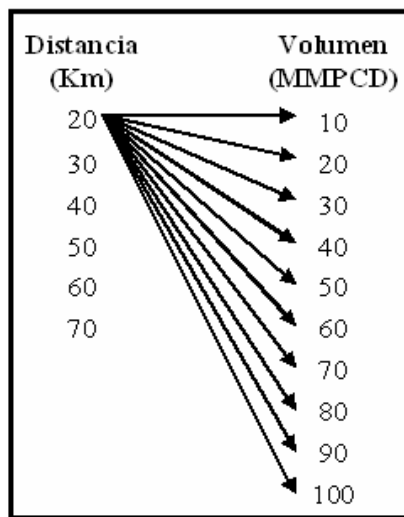


**Figura 3.13: Variación de volumen del crudo limpio para obtener los diámetros adecuados para el oleoducto a una distancia de 20 Km.**

### 3.2.3 Esquemas de transporte del gas

La empresa PDVSA tiene planificado tender un gasoducto que atravesará a la Faja Petrolífera del Orinoco, de este a oeste, a fin de recolectar todos los volúmenes del gas de los diferentes bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco. Se estima que este gasoducto estará ubicado a una distancia de aproximadamente entre 20 y 70 Km

desde los centros operativos. Tomando como consideración esta premisa, se empezará a realizar simulaciones con el programa Pipephase para determinar el diámetro adecuado del gasoducto, variando los volúmenes de gas desde un mínimo de 10 millones pies<sup>3</sup>/día e ir incrementando el volumen de 10 en 10 hasta un máximo de 100 millones pies<sup>3</sup>/día, y diferentes distancias desde 20 Km e incrementando de 10 en 10 hasta llegar a 70 Km, para obtener las caídas de presiones y velocidades adecuadas, y ser comparadas con las normas, diseños y criterios de PDVSA. Con esto se garantiza que los valores de caídas de presión y velocidades estén dentro del rango permitido en las normas de PDVSA. En la figura 3.14 se observa la variación de volumen del gas para obtener los diámetros adecuados para el gasoducto a una distancia de 20 Km.



**Figura 3.14: Variación de volumen del gas para obtener los diámetros adecuados para el gasoducto a una distancia de 20 Km.**

### 3.3 Cálculo hidráulico a través del programa pipephase

#### 3.3.1 Premisas generales para el crudo multifásico y crudo limpio

- Se tomó en consideración que la velocidad más crítica que pueda soportar una tubería, es la velocidad de erosión según la normas de Cálculos Hidráulicos de Tubería de PDVSA L-TP 1,5:

$$V_e = \frac{160}{\sqrt{\ell}} \quad (3.1)$$

Donde:

$V_e$  = Velocidad de Erosión (pies/seg)

$\ell$  = Densidad del Fluido (lb/ft<sup>3</sup>)

- Se tomó en consideración un terreno plano sin elevaciones, por lo tanto las tuberías son rectas y planas.
- Las correlaciones utilizadas para el cálculo hidráulico en el programa Pipephase son Beggs & Brill y Moody ; correlaciones utilizadas por las empresa Petrocedeño y Petropiar para los cálculos de caída de presión en las tuberías:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \frac{(f_{TP}) \cdot (\rho_{NS}) \cdot (v_M^2)}{2 \cdot (gc) \cdot (d)} \quad (3.2)$$

Donde:

$\left(\frac{dP}{dL}\right)$  = Caída de presión (psi)  $d$  = Diámetro de la tubería (pulg)

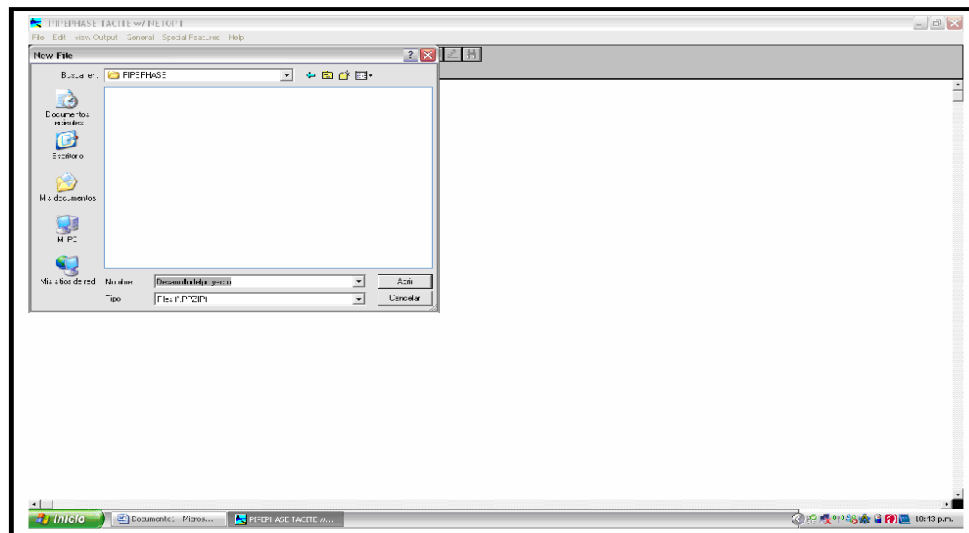
$f_{tp}$ : Factor fricción de la mezcla  $v_m$  = Velocidad del Fluido (pies/seg)

$\rho_{ns}$  = Densidad del Fluido (lb/pies<sup>3</sup>)  $gc$  = constante adimensional

- Se considerará que la rugosidad en la tubería es de 0,0018 pulg. que corresponde a una tubería de acero nueva.
- Se considerará que la velocidad del fluido se mantiene constante a lo largo de la tubería, por lo tanto, no se estima diferencial de presión debido a la aceleración, pero si se tomará en cuenta la fricción.
- Se considerará diámetros de tubería disponible comercialmente, de acuerdo a lo establecido en la norma PDVSA “Cálculos Hidráulicos de Tuberías” volumen 13-III.
- Se considerará la eficiencia del flujo de 100 % por tratarse de un oleoducto nuevo.

### 3.3.2 Programa pipephase

Con el simulador Pipephase se puede analizar el sistema de transporte en tuberías simples o ramificadas dependiendo del caso en estudio. El primer paso en la creación de una simulación, es definir el tipo de transporte y el tipo de fluido; cuando se creó la nueva simulación se hizo click en el botón New de la barra de herramientas, posteriormente se escribió el nombre de la simulación, creando de esta manera el archivo en el simulador como se muestra en la figura a continuación.



**Figura 3.15: Creación del Archivo de Simulación.**

La caja de diálogo Simulation Definition se abrió automáticamente, pero esta puede ser abierta de la barra menú en General/Simulation Definition.



**Figura 3.16: Definición de la Simulación.**

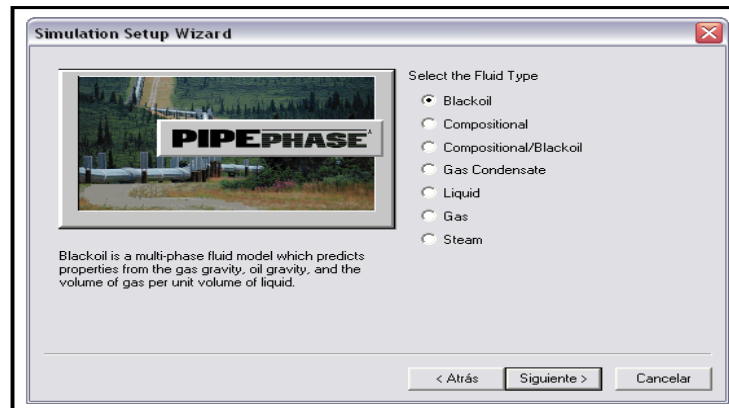
Luego se seleccionó el tipo de simulación Network Model; el cual se adapta más al objetivo en estudio, debido a que permite simular modelos de links sencillos, distribuciones, conjuntos o sistemas de flujo, permitiendo calcular las presiones requeridas para el manejo, caídas de presiones en sistemas de transporte de crudo, gas y otros productos, entre otras variables hidráulicas. Para seleccionar el tipo de simulación aparece la pantalla mostrada en la siguiente figura:



**Figura 3.17: Selección del Tipo de Simulación.**

Después de escoger el tipo de simulación que más se adapte al estudio se abre la pantalla mostrada en la figura 3.18 donde se estableció el tipo de fluido a transportar, en este caso seleccionamos Black Oil (crudo negro), para evaluar el

sistema de transporte del crudo multifásico y crudo limpio; Gas para el gas producido obtenido en el centro operativo.



**Figura 3.18: Selección del Tipo de Fluido.**

Posteriormente se seleccionan las unidades de medida en que se quieren obtener los resultados (Figura 3.19) y en este caso se seleccionó el sistema petrolero, lo cual permite obtener las presiones en Psig y tasas en barriles por día, entre otras.



**Figura 3.19: Selección del Sistema de Unidades.**

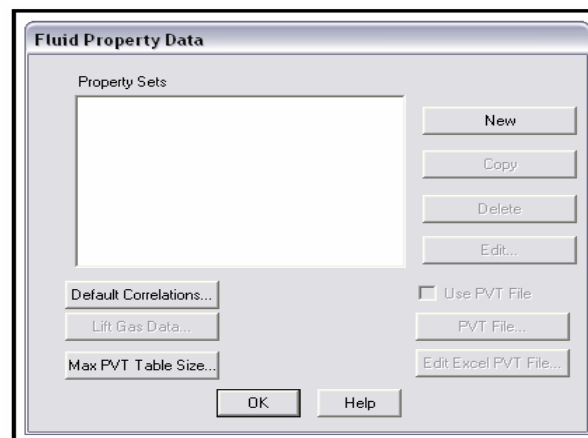
Se verificaron todas las selecciones anteriores en la pantalla que se muestra a continuación (Figura 3.20); incluyendo el modelo de redes de tuberías, el tipo de fluido blackoil y el sistema de unidades Petroleum units.



**Figura 3.20: Verificación de las Selecciones en la Definición de la Simulación.**

### 3.3.2.1 Crudo multifásico

Para los modelos de crudos se deben introducir las gravedades o densidades para cada una de las tres fases potenciales de crudo-gas-agua (toda la data restante es opcional) haciendo click en la pantalla mostrada a continuación (Figura 3.21) en New para definir la data de las propiedades de las tres fases.



**Figura 3.21: Definición del Fluido.**

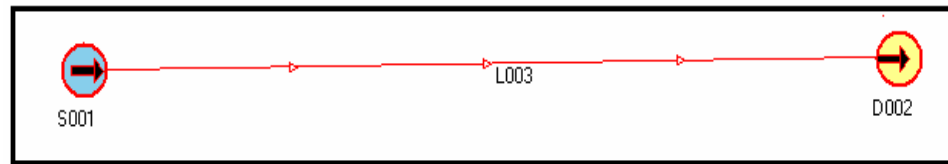
Considerando un transporte de crudo diluido de 16 ° API, con gas asociado de 0,622 de gravedad específica y para el agua de 1,07 de gravedad específica. Se especifica en la ventana siguiente (Figura 3.22):



**Figura 3.22: Propiedades de los fluidos.**

El flowsheet construido en Pipephase está constituido por la fuente, el sumidero y el link, cada componente requiere el suministro de datos, el simulador indicará los datos faltantes o inconsistentes. Los flowsheets consisten en nodos y links. Los nodos son conectados a través de los links, cada link comienza con un nodo y termina con otro nodo. Un nodo representa una fuente (source), o un sumidero (sink). Una fuente es el punto que introduce el fluido al sistema de tuberías, en este caso se considera (macolla), y el sumidero es el punto donde el flujo sale del sistema de tuberías (centro operativo).

Cada link consiste en una serie de instrumentos de flujo; tubos, equipos, entre otros; la dirección del flujo es indicada por unas flechas sobre el link, como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 3.23: Representación gráfica de la simulación.**

Una vez creada la fuente y el sumidero, unidas por el link, se procede a introducir los datos requeridos en cada fuente y sumidero. Haciendo doble click en la fuente se abre la ventana mostrada en la figura 3.24, que permite introducir datos como el nombre de la fuente, las propiedades del fluido para calcular la caída de presión, también se debe definir el caudal total y la presión de la fuente. Si estos valores son parte de las condiciones de operación pueden indicarse como fijos, en cambio si pueden variarse para conocer los valores producidos, entonces pueden introducirse como estimados. Si la presión es estimada, ese valor será utilizado por Pipephase como valor inicial del proceso iterativo para hallar el valor real.

**Black Oil Source**

Source Name: D Short Name: D

**Mandatory Data**

Pressure:

- Fixed: 849.99 psig
- Estimated: 200 psig

Enthalpy:

Temperature: 43.33 C

**Oil Standard Flowrate**

- Fixed: 30000 bbl/day
- Estimated: 40 bbl/day

Properties:

- PVT Property Set: 1
- Use Reference Source...

Gas / Oil Ratio: 150 ft<sup>3</sup>/bbl

Water Cut: 10 %

Source Priority: 0

Well Test Data...

Disable Source

OK Cancel Help

**Figura 3.24: Definición de las condiciones de la fuente.**

En este caso se colocó nombre de la fuente Macolla, se fijó la tasa de crudo diluido que es conocida y se estimó una presión de descarga de 200 psig, de igual manera se introdujo la temperatura del crudo (43,33 ° C), el corte de agua (10 %) y la relación gas-crudo.

Los sumideros son utilizados para remover los fluidos del flowsheets, en este caso se tomó como sumidero el centro operativo. El nodo sumidero como se muestra a continuación en la figura 3.25 requiere de dos datos para estar completamente caracterizado, la presión y el caudal, los cuales al igual que en la fuente pueden definirse como fijos o estimados dependiendo de las condiciones de operación. En la entrada al centro operativo se fijó una presión de llegada requerida de 70 psig y se estima un caudal de 30.000 BPD; es importante resaltar que en cada nodo se debe colocar una variable fija y una estimada.

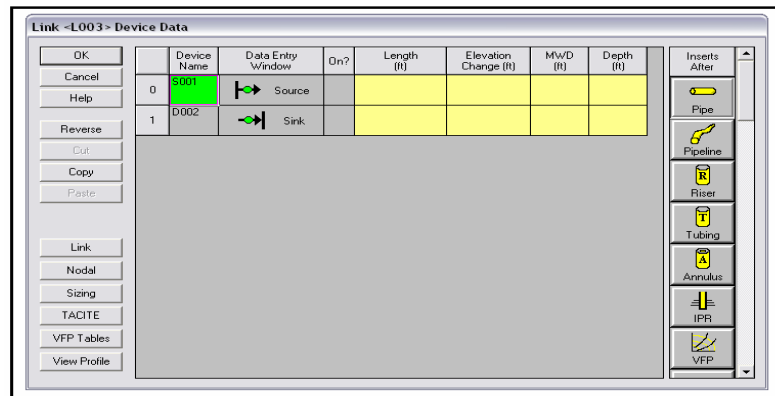
The image shows a software dialog box titled "Sink". It contains the following fields and options:

- Sink Name:** D002
- Short Name:** D002
- Injection Well
- Mandatory Data:**
  - Pressure:**
    - Fixed: 70 psig
    - Estimated: 200 psig
  - Liquid Standard Flowrate:**
    - Fixed: 40 bbl/day
    - Estimated: 30000 bbl/day
- Disable Sink
- Buttons: OK, Cancel, Help

**Figura 3.25: Definición de las condiciones de la Sumidero.**

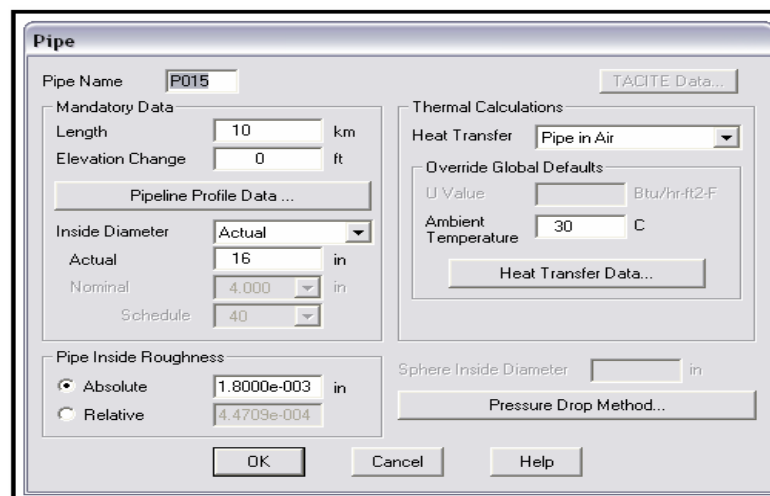
Los links son los sistemas que conectan a los nodos fuente y sumidero, y una vez que han sido instalados en el flowsheet para acceder a ellos se

presiona doble click sobre la línea del link, una vez dentro se pueden instalar los equipos y accesorios. Haciendo doble click en el link aparece la siguiente pantalla:



**Figura 3.26: Definición del link.**

Aquí se introducen todos los componentes del link, para este caso es una tubería recta sin cambios de elevación en el terreno, con un diámetro de 16 pulg y una longitud de 10 Km como se muestra en la siguiente figura 3.27:

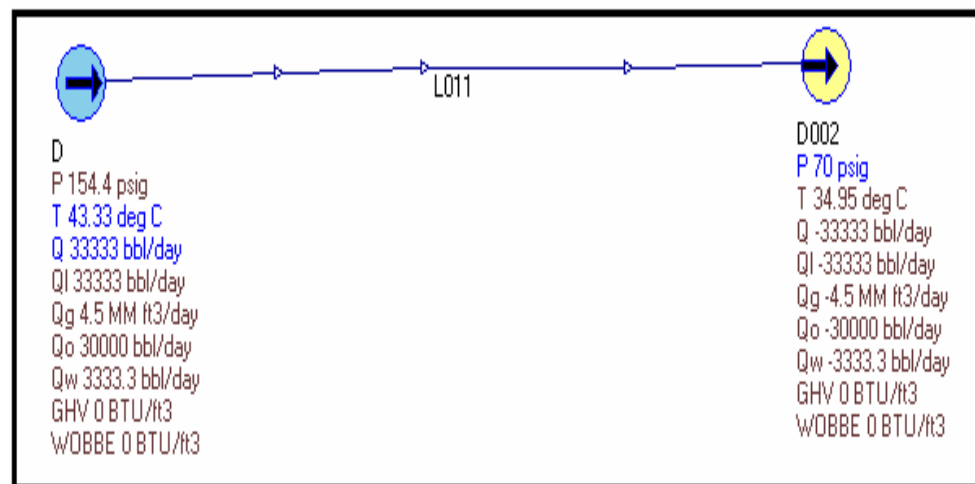


**Figura 3.27: Introducción de los datos de la tubería.**

Esto le permite al simulador determinar un perfil de caídas de presiones, temperaturas, velocidades y caudales hasta llegar al sumidero que en este caso

es el centro operativo, de esta manera se conoce la presión requerida para bombear el crudo diluido desde la macolla hasta el centro operativo con una presión establecida de 70 psig, permitiendo visualizar el comportamiento de las presiones y de temperatura que experimenta el fluido durante el transporte.

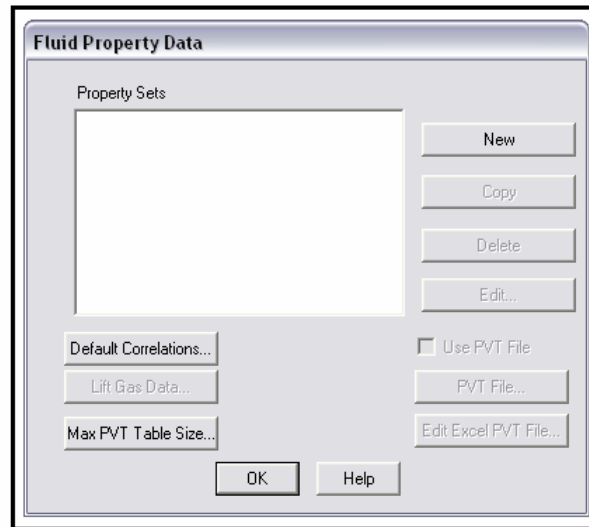
Una vez corrida la simulación se obtienen los resultados de las presiones estimadas como se muestra en la figura 3.28:



**Figura 3.28: Muestra de los resultados**

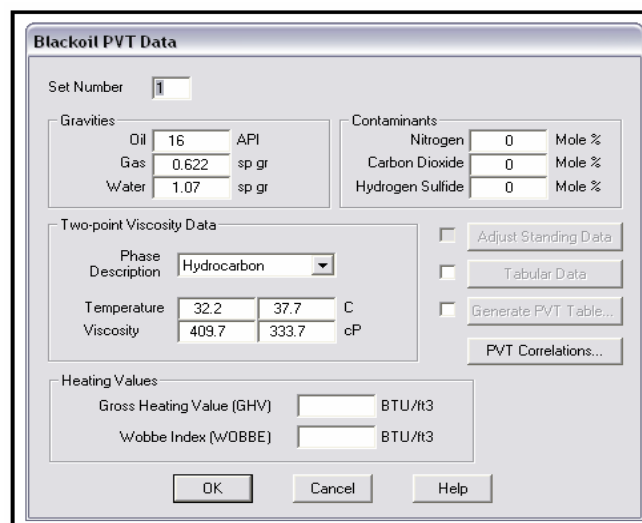
### 3.3.2.2 Crudo limpio

Para el modelo de crudo limpio deshidratado, al igual que el modelo para el crudo multifásico, se introdujo las gravedades o densidades para cada una de las tres fases potenciales de crudo-gas-agua (toda la data restante es opcional) haciendo click en la pantalla mostrada a continuación (Figura 3.29) en New para definir la data de las propiedades de las tres fases.



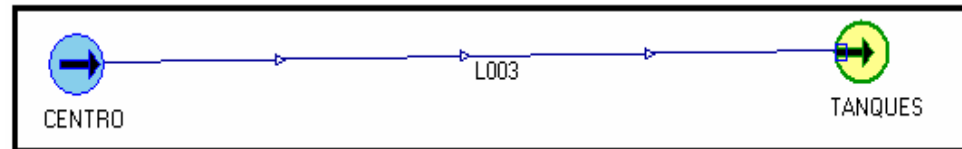
**Figura 3.29: Definición del Fluido (crudo limpio).**

Considerando un transporte de crudo diluido de 16 ° API, con diferentes viscosidades para cada temperatura, con gas asociado de 0,622 de gravedad específica y para el agua de 1,07 de gravedad específica. Se especifica en la ventana siguiente (Figura 3.30):



**Figura 3.30: Propiedades del crudo limpio.**

En el flowsheet se dibuja la fuente que en este caso es el centro operativo, el sumidero que es Patio Tanques y se unen ambos nodos con el link, como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 3.31: Representación gráfica de la simulación para el crudo limpio.**

Una vez creada la fuente y el sumidero, unidas por el link, se procede a introducir los datos requeridos en cada fuente y sumidero. Haciendo doble click en la fuente se abre la ventana mostrada en la figura 3.32, que permite introducir datos como el nombre de la fuente, las propiedades del fluido para calcular la caída de presión, también se debe definir el caudal total y la presión de la fuente.

**Figura 3.32: Definición de las condiciones de la fuente para el crudo limpio.**

En este caso se colocó nombre de la fuente centro operativo, se fijó la tasa de crudo diluido que es conocida y se estimó una presión de descarga de 100

psig, de igual manera se introdujo la temperatura del crudo (88 ° C), el corte de agua que permanecerá fijo a 0,9 %.

Para el nodo sumidero (Patio Tanques) requiere sólo de dos datos que son el caudal y la presión como se puede observar en la figura 3.33, en la entrada a Patio Tanques se fijó una presión de llegada requerida de 30 psig y se estima un caudal de 350.000 BPD; es importante resaltar que en cada nodo se debe colocar una variable fija y una estimada.

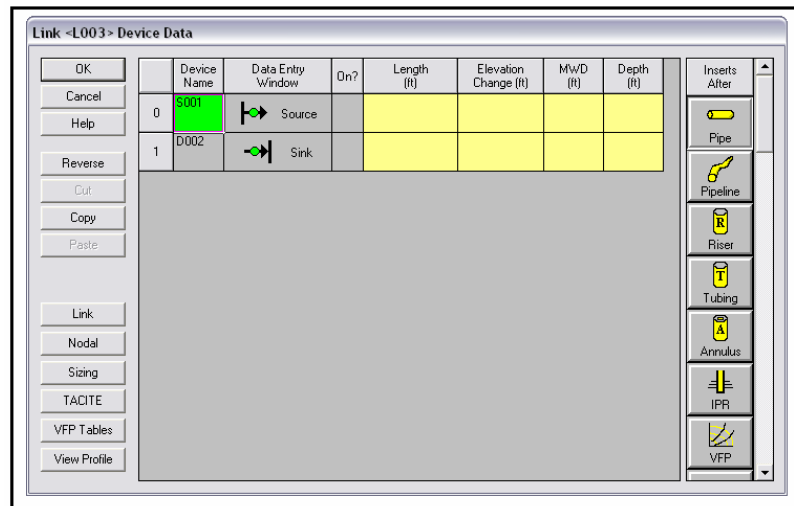
The image shows a software dialog box titled "Sink". It contains the following elements:

- Sink Name:** D002
- Short Name:** D002
- Injection Well
- Mandatory Data:**
  - Pressure:**
    - Fixed: 30 psig
    - Estimated: 200 psig
  - Liquid Standard Flowrate:**
    - Fixed: 40 bbl/day
    - Estimated: 3.500e+00 bbl/day
- Disable Sink
- Buttons: OK, Cancel, Help

**Figura 3.33: Definición de las condiciones de la Sumidero para el crudo limpio.**

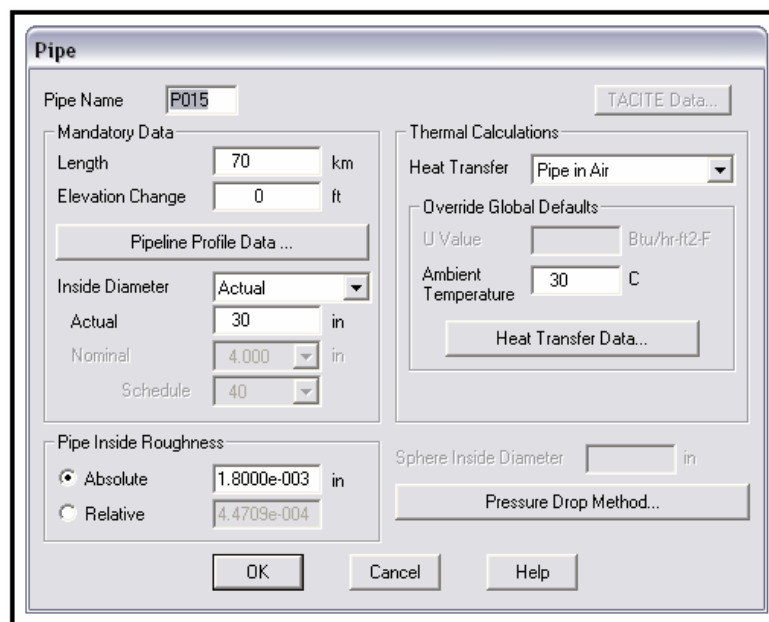
En el link al hacer doble click se muestra la siguiente figura:





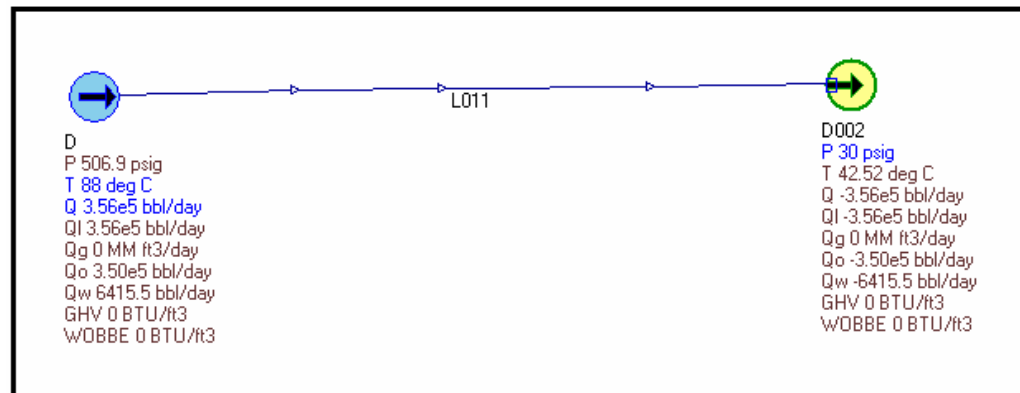
**Figura 3.34: Definición de las condiciones del link del crudo limpio.**

Aquí se introducen todos los componentes del link, para este caso es una tubería recta sin cambios de elevación en el terreno, con un diámetro de 30 pulg y una longitud de 70 Km como se muestra en la siguiente figura 3.35:



**Figura 3.35: Datos de la tubería para el crudo limpio.**

Una vez corrida la simulación se obtienen los resultados de las presiones como se muestra en la figura 3.36:



**Figura 3.36: Muestra de los resultados del crudo limpio.**

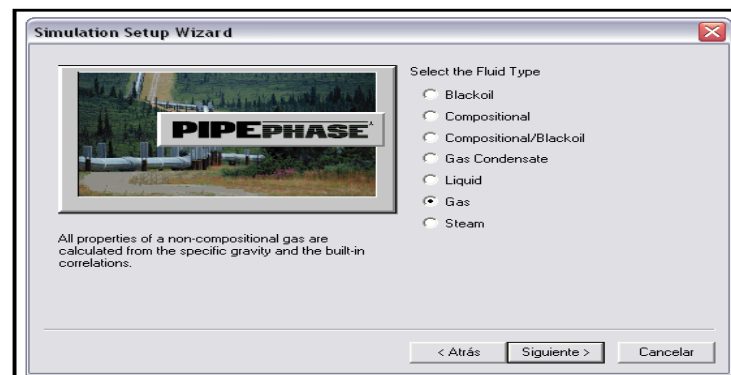
### 3.3.2.3 Gas

Premisas generales:

- Se tomó en consideración que la velocidad más crítica que pueda soportar una tubería, es la velocidad de erosión según la normas de Cálculos Hidráulicos de Tubería de PDVSA L-TP 1,5. Ecuación (3.1)
- Se tomó en consideración un terreno plano sin elevaciones, por lo tanto las tuberías son rectas y planas.
- La ecuación utilizada para el cálculo hidráulico en el programa Pipephase es Weymouth; correlación utilizada por las empresas Petrocedeno y Petropiar para los cálculos de caída de presión en las tuberías.
- Se considerará que la rugosidad en la tubería es de 0,0018 pulg que corresponde a una tubería de acero nueva.
- Se considerará diámetros de tubería disponible comercialmente, de acuerdo a lo establecido en la norma PDVSA “Cálculos Hidráulicos de Tuberías” volumen 13-III.

- La presión de entrada a la tubería de recolección del gas, será de acuerdo a lo establecido en la norma Covenin 3568-2-00 y a lo publicado en la Gaceta Oficial N° 38771.

Se selecciona el tipo de simulación Network Model, el cual se adapta más al objetivo en estudio, debido a que permite simular modelos de links sencillos, distribuciones, conjuntos o sistemas de flujo, permitiendo calcular las presiones requeridas para el manejo, caídas de presiones en sistemas de transporte como el gas como se muestra en la figura 3.17. Una vez seleccionada el tipo de simulación, se establece el tipo de fluido a transportar que en este caso se seleccionó el gas como se puede observar en la figura 3.37.

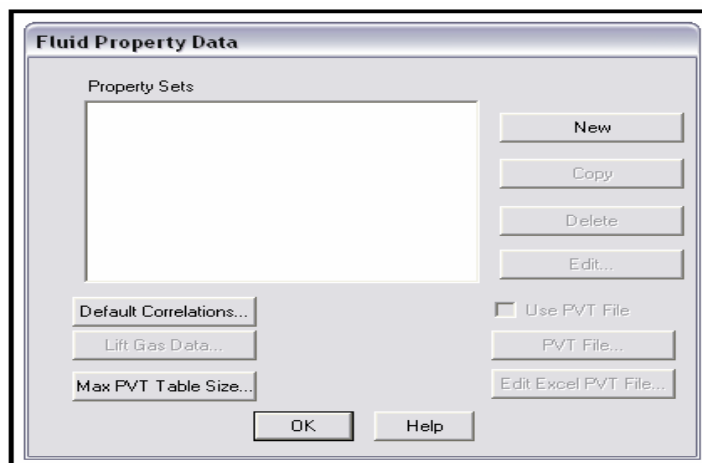


**Figura 3.37: Selección del Tipo de Fluido (gas).**

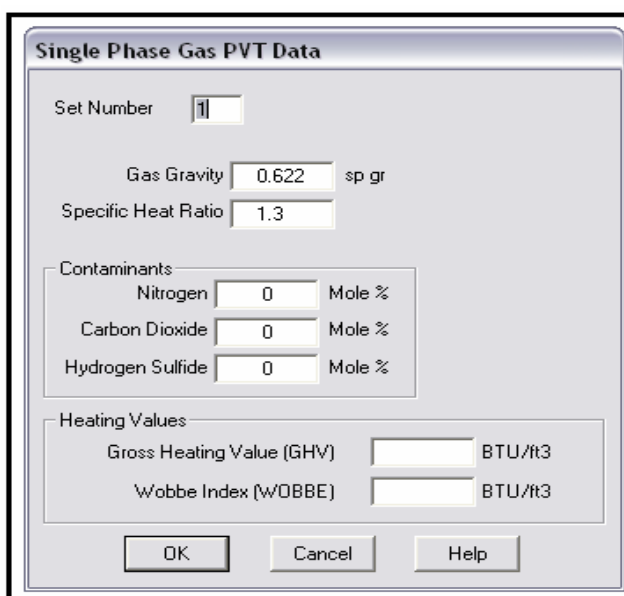
Posteriormente se seleccionan las unidades de medida en que se quieren obtener los resultados y en este caso se seleccionó el sistema petrolero, lo cual permite obtener las presiones en Psig y tasas del flujo en millones de pies cúbico por día.

Para los modelos de gas se deben introducir la gravedad específica y la data restante es opcional, haciendo click en la pantalla mostrada a continuación

(Figura 3.38) en New y luego aparece la pantalla que se puede observar en la figura 3.39.

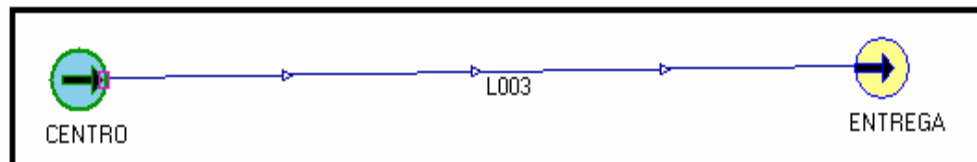


**Figura 3.38: Definición del flujo gas.**



**Figura 3.39: Propiedades del Gas.**

En el flowsheet se dibuja la fuente que en este caso es el centro operativo, el sumidero es el centro de entrega del gas y se unen ambos nodos con el link, como se muestra en la siguiente figura:



**Figura 3.40: Representación gráfica de la simulación para el gas producido.**

Se procede a introducir los datos de la fuente (centro operativo), sumidero (centro de entrega) y el link. Haciendo doble click en la fuente se abre la ventana que se muestra en la figura 3.41, que permite introducir las propiedades del gas como lo son la temperatura con que sale del centro operativo, el volumen del flujo que en este caso es 10 MMPCD y se estima la presión de salida.

Gas Source	
Source Name	Short Name
CENTRO	CENT
Mandatory Data	
Pressure	
<input type="radio"/> Fixed	1200 psig
<input checked="" type="radio"/> Estimated	200 psig
Standard Flowrate	
<input checked="" type="radio"/> Fixed	100 MM ft <sup>3</sup> /day
<input type="radio"/> Estimated	MM ft <sup>3</sup> /day
Enthalpy	
Temperature	22.77 C
Properties	
<input checked="" type="radio"/> PVT Property Set	1
<input type="radio"/> Use Reference Source...	
Source Priority	0
<input type="checkbox"/> Well Test Data...	
<input type="checkbox"/> Disable Source	
OK	Cancel
Help	

**Figura 3.41: Condiciones de la fuente para el gas.**

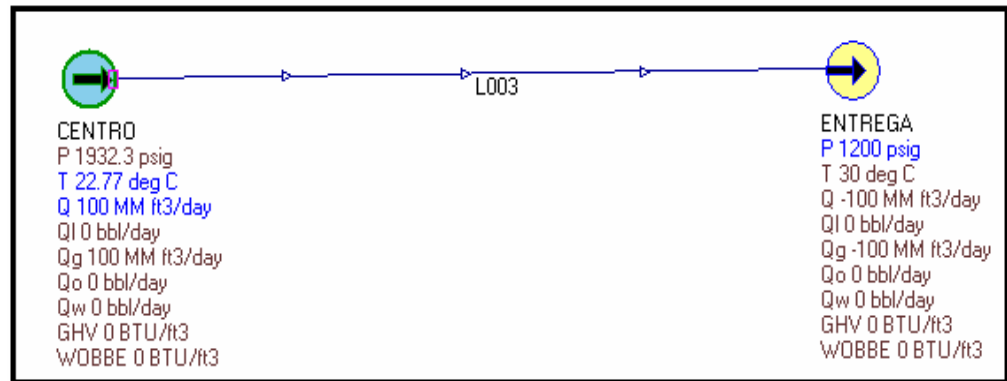
En el sumidero (centro de entrega) se introduce sólo dos datos que son el caudal que se estima en 10 MMPCD y la presión que es conocida fijándose en 1200 psig tal como se puede observar en la figura 3.42.

**Figura 3.42: Condiciones del sumidero para el gas.**

En link al hacer doble click, se introduce los datos de las tuberías indicando el diámetro, distancia, entre otros. En la figura 3.43 se observa los datos introducidos de la tubería en este caso.

**Figura 3.43: Datos de la tubería para el gas producido.**

Una vez corrida la simulación se obtienen los resultados de las presiones como se muestra en la figura 3.44:



**Figura 3.44: Resultados de la corrida en el Pipephase para el gas.**

## **CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Este capítulo muestra la discusión de los resultados obtenidos, en la elaboración de los esquemas de transporte para el crudo multifásico, crudo limpio deshidratado y el gas producido a diferentes distancias y volúmenes de flujos. El análisis de estos resultados se realizará de acuerdo a los objetivos específicos planteados, tal como se muestra a continuación:

### **4.1 Descripción de las características físico-químicas del crudo extraído de los pozos en la Faja Petrolífera del Orinoco**

Se visitaron las instalaciones de la empresa Petrocedeño ubicada en la Faja Petrolífera del Orinoco con el fin de obtener los análisis de las muestras del crudo extrapesado de los pozos, realizados en el laboratorio ubicado en el centro operativo, conociéndose que la gravedad del crudo varía entre 7 a 8 °API; Por ser el flujo muy viscoso, se utiliza un diluyente de alta gravedad °API, para mezclarlo y poder transportarlo hasta los tanques de los centros operativos.

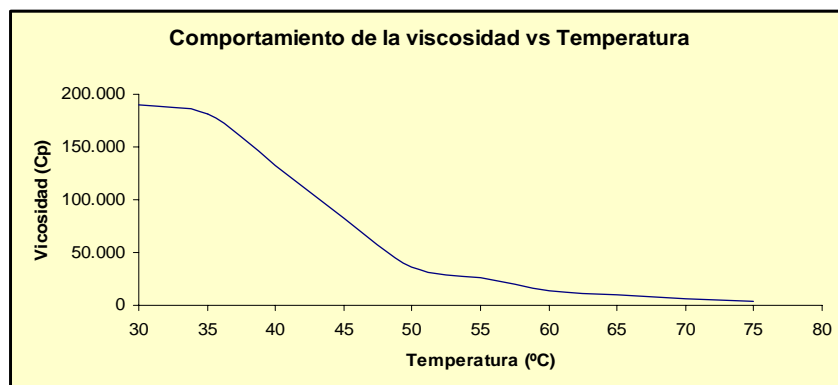
En la tabla 4.1 se presentan los resultados de la variación de viscosidad ( $\mu$ ) en centipoise con temperaturas en el rango de 30 a 75 °C, realizadas con un viscosímetro en el laboratorio de Petrocedeño, donde se puede observar que a mayor temperatura menor será la viscosidad del crudo extrapesado. En la figura 4.1 se muestra como varía la viscosidad con respecto a la temperatura para el crudo de 8 °API de la Faja Petrolífera del Orinoco; en consecuencia a la alta viscosidad de este crudo se necesita inyectarle un diluyente llamado nafta, de aproximadamente 45 a 52 ° API a nivel del pozo obteniendo de la mezcla, un crudo diluido de aproximadamente 16 ° API, facilitando el transporte de éste por las tuberías.



A fin de establecer comparaciones del crudo de la Faja Petrolífera de Orinoco, con otros crudos existentes a nivel mundial se muestra en la tabla 4.2 las características físico-químicas de un crudo bituminoso de 8.6 °API de Athabasca en Canadá, donde se puede observar que este crudo tiene una mayor viscosidad a 60 °C, lo que significa que requeriría un proceso de dilución más estricto que el crudo venezolano.

**Tabla 4.1: Viscosidades a diferentes temperaturas del crudo extrapesado a 8 ° API en la Faja Petrolífera del Orinoco. Los resultados fueron obtenidos en el laboratorio del centro operativo Petrocedeño.**

Temperatura (°C)	Viscosidad ( $\mu$ )
30	190.000
35	181.000
40	132.000
45	81.883
50	35.700
55	25.914
60	13.851
65	9.491
70	5.747
75	3.827



**Figura 4.1: Viscosidad vs Temperatura del crudo extrapesado a 8 °API de la Faja Petrolífera del Orinoco.**

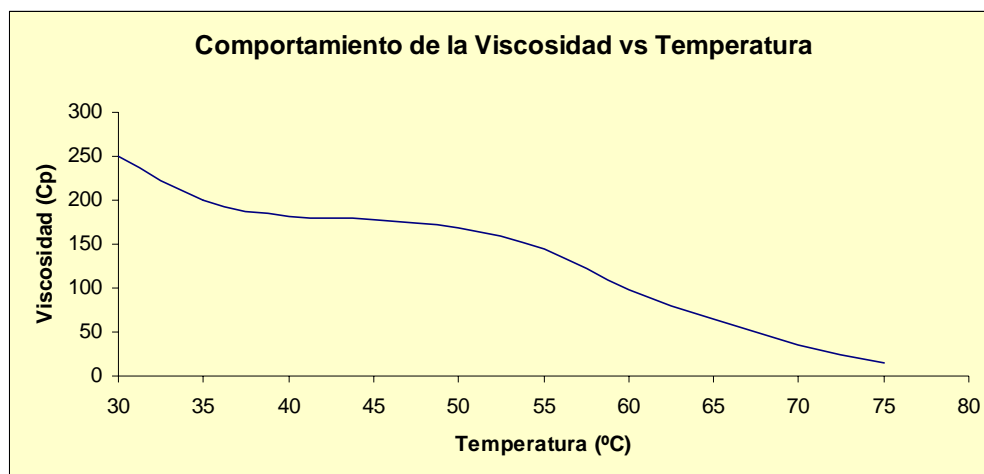
**Tabla 4.2: Composición química del crudo extrapesado de 8 ° API en Atabasca, Canadá. <sup>[13]</sup>**

<b>Características del Crudo Extrapesado</b>	
Naturaleza del Crudo	Nafténico
Gravedad API (°API)	8,6
Viscosidad @ 60 °C (Cp)	16.786
Azufre (% p/p)	4,9
Nitrógeno (% p/p)	0,5
Asfáltenos (% p/p)	14,8
Níquel (ppm)	95
Vanadio (ppm)	290
Sodio (ppm)	150
Hierro (ppm)	11

En la tabla 4.3 se muestran las viscosidades obtenidas para el crudo diluido a 16 ° API de la Faja Petrolífera del Orinoco, a diferentes temperaturas, donde se puede visualizar que al igual que el crudo extrapesado, a medida que aumenta la temperatura la viscosidad disminuye. Se realizó la figura 4.2, con los resultados de la tabla 4.3, para compararla con la figura 4.1 (crudo de 8° API), observándose que en la figura 4.2 el cambio de viscosidad es menos brusco con la variación de la temperatura, indicando este comportamiento, que el crudo extrapesado al diluirse con nafta cambió sus propiedades.

**Tabla 4.3: Viscosidades a diferentes temperaturas del crudo diluido a 16 ° API en la Faja Petrolífera del Orinoco. Los resultados fueron obtenidos en el laboratorio del centro operativo Petrocedeño.**

Temperatura (°C)	Viscosidad ( $\mu$ )
30	250
35	200
40	182
45	177
50	169
55	144
60	98
65	65
70	36
75	14



**Figura 4.2: Viscosidad vs Temperatura del crudo diluido a 16 °API de la Faja Petrolífera del Orinoco.**

Otras características obtenidas del crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco se puede ver en la tabla 4.4.

**Tabla 4.4: Características del crudo extrapesado a 8 °API . Los resultados fueron obtenidos en el laboratorio del centro operativo Petrocedeño.**

<b>Características del Crudo Extrapesado a 8 °API</b>	
Naturaleza del Crudo	Nafténico
Gravedad API (°API)	8,1
Gravedad Específica a 60 °F	1,0136
Azufre (% p/p)	3,85
CO <sub>2</sub> (% p/p)	0,2
Punto de Inflamación (°F)	232,7
Sulfuro de Hidrógeno H <sub>2</sub> S (ppm)	No habria
Nitrógeno (% p/p)	0.2
Punto de Fluidez (°F)	75,2
Contenido de Parafinas (% p/p)	1,50
Asfáltenos (% p/p)	13,6
Níquel (ppm)	102

**Tabla 4.4: Continuación.**

<b>Características del Crudo Extrapesado a 8 ° API</b>	
Vanadio (ppm)	460
Sodio (ppm)	169
Hierro (ppm)	12

Al observar las características químicas del crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco en la tabla 4.4 y comparándolas con la tabla 4.2, se muestra que el crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco contiene menos porcentaje en azufre, más contenido de metales y menos porcentaje en asfaltenos, lo que permite inferir, que el crudo en Atabasca es más viscoso y requerirá uso de diluyentes más exigentes para su transporte, con mayor proporción al taponamiento en las tuberías.

#### **4.2 Determinación de los diámetros de tuberías requeridos para el transporte de crudo multifásico y limpio desde las macollas a los centros operativos y de éstos a los patios de almacenamiento, de acuerdo a las distancias y volúmenes de fluidos a ser manejados**

##### **4.2.1 Crudo multifásico**

En las corridas efectuadas con el programa Pipephase, para diferentes volúmenes de flujo multifásico, distancias desde la macolla al centro operativo, porcentajes de agua y sedimento y relación gas-petróleo, se realizó primero una corrida simulando el transporte del crudo multifásico desde la salida de las bombas multifásicas hasta el centro operativo Petropiar, con el objetivo de verificar la correlación del programa Pipephase utilizada por la empresa (Beggs & Brill y Moody) para el crudo extraído de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En la tabla 4.5 se puede observar una comparación de los valores reales obtenidos en el campo de la empresa Petropiar con los valores calculados por el programa Pipephase conociendo el porcentaje de error y corroborando que los

resultados arrojados por el simulador son confiables ya que el porcentaje de error entre los datos medidos en el campo y los simulados no sobrepasan el 8 %.

En la figura 4.3 se muestra la construcción de la red de tuberías del campo Petropiar en el Pipephase, desde las bombas multifásicas, las cuales reciben crudo diluido de 2 ó 3 macollas, hasta el centro operativo Petropiar en Bare. El círculo azul con la flecha representa en este caso las bombas multifásicas y se denominan fuentes; y el círculo amarillo representa el centro operativo Petropiar o sumidero.

**Tabla 4.5: Presiones reales y simuladas del sistema de transporte del crudo multifásico en el centro operativo Petropiar.**

<b>MPPs</b>	<b>Macollas</b>	<b>Presión Real Salida de la Bomba (psig)</b>	<b>Presión Calculada Salida de la Bomba (psig)</b>	<b>% Error</b>
<b>MPP B4</b>	A4	198	200	1
	B4			
	C4			
<b>MPP- A5</b>	A5	250,1	269,3	7,12
	B5			
	C5			
	D5			
<b>MPP-B6</b>	B6	257	270	4,81
	C6			
	D6			
<b>MPP-E5</b>	E5	220	235	6,38
	E4			
	F5			
	F4			
<b>MPP-G5</b>	G5	284	290	2,06
	H5			

Tabla 4.5: Continuación.

MPPs	Macollas	Presión Real Salida de la Bomba (psig)	Presión Calculada Salida de la Bomba (psig)	% Error
MPP-J4	H4	325,5	330	1,36
	I4			
	J4			
MPP-I3	H3	296,3	300	1,23
	I3			
	J3			
MPP-F3	F3	248,7	250	0,52
MPP-D6	F6	284,8	286,3	0,53
MPP-J5	J5	270,2	273,2	1,09

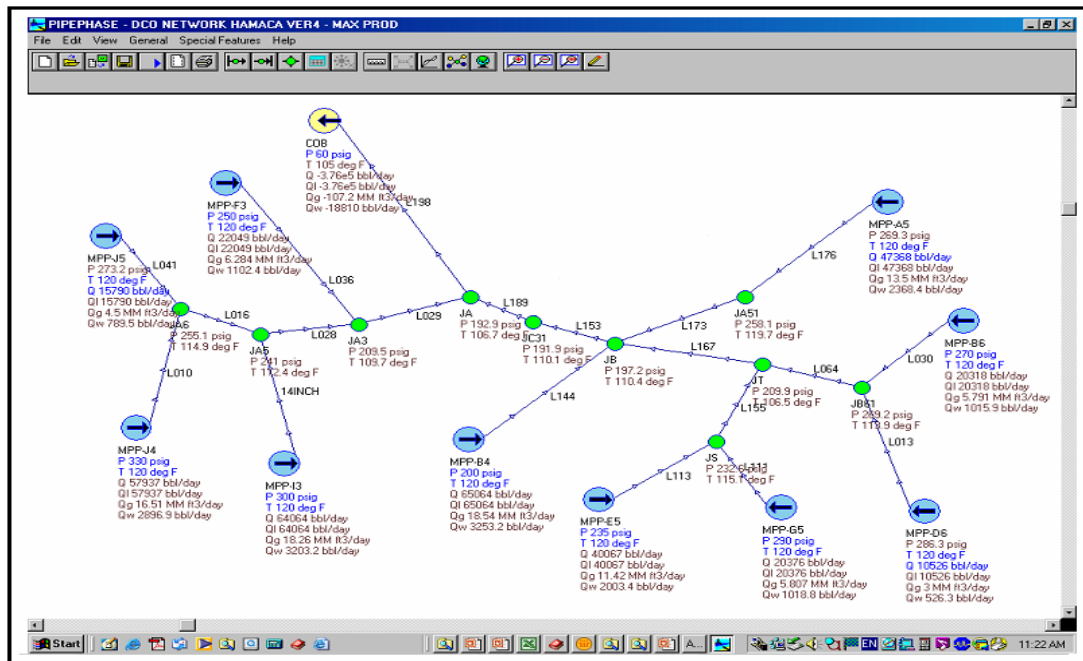


Figura 4.3: Sistemas de transporte del crudo diluido desde las macollas hasta el centro operativo Petropiar, representada en el Pipephase.

En la tabla 4.6 y en la figura 4.4 se observa los resultados obtenido por el programa Pipephase, mostrando las caídas de presiones permisibles para cada diámetro de tubería, permaneciendo como variables fijas la relación gas-petróleo en 50 pcn/bn y la distancia de 1 Km, variando el volumen del crudo multifásico y el porcentaje de agua y sedimento (% A y S).

Para cada diámetro se evaluaron volúmenes de crudo multifásicos desde 5.000 hasta 50.000 BPD.

**Tabla 4.6: Transporte del flujo multifásico desde la macolla al centro operativo, para una distancia de 1 Km, RGP= 50 pcn/bn.**

Diámetro (pulg)	Volumen (BPD)	Presión Salida Macolla (psig)	Presión Entrada Centro Operativo (psig)	$\Delta P$ (psi)
<b>% A y S= 5</b>				
6	5.000	90,61	70	20,61
	10.000	110,9	70	40,9
8	20.000	130	70	60
10	30.000	113,3	70	43,3
	40.000	137,8	70	67,8
	50.000	165	70	95
<b>% A y S= 10</b>				
6	5.000	90,62	70	20,62
	10.000	110,9	70	40,9
8	20.000	133,4	70	63,4
10	30.000	113,3	70	43,3
	40.000	137,7	70	67,7
12	50.000	114	70	44



Tabla 4.6: Continuación.

Diámetro (pulg)	Volumen (BPD)	Presión Salida Macolla (psig)	Presión Entrada Centro Operativo (psig)	$\Delta P$ (psi)
<b>% A y S= 20</b>				
6	5.000	92,69	70	22,69
	10.000	128	70	58
8	20.000	142,2	70	72,2
10	30.000	122,2	70	52,2
	40.000	151,5	70	81,5
12	50.000	123,1	70	53,1
<b>% A y S= 30</b>				
6	5.000	91,16	70	21,16
	10.000	166,6	70	96,6
8	20.000	153	70	83
10	30.000	130,1	70	60,1
	40.000	163,9	70	93,9
12	50.000	131,2	70	61,2
<b>% A y S= 40</b>				
6	5.000	91,23	70	21,23
8	10.000	102,8	70	32,8
	20.000	168	70	98
10	30.000	141,1	70	71,1
12	40.000	120,9	70	50,9
	50.000	142,7	70	72,7
<b>% A y S= 50</b>				
6	5.000	117,2	70	47,2
8	10.000	110,2	70	40,2
10	20.000	115,7	70	45,7
	30.000	154,4	70	84,4
12	40.000	132,7	70	62,7
	50.000	154,3	70	84,3

Tabla 4.6: Continuación.

Diámetro (pulg)	Volumen (BPD)	Presión Salida Macolla (psig)	Presión Entrada Centro Operativo (psig)	$\Delta P$ (psi)
<b>% A y S= 60</b>				
6	5.000	130,8	70	60,8
8	10.000	121,8	70	51,8
10	20.000	129,2	70	59,2
12	30.000	121,1	70	51,1
	40.000	144,6	70	74,6
16	50.000	102,7	70	32,7
<b>% A y S= 70</b>				
6	5.000	140,7	70	70,7
8	10.000	130,9	70	60,9
10	20.000	140,6	70	70,6
12	30.000	130,2	70	60,2
16	40.000	102,2	70	32,2
	50.000	116,9	70	46,9

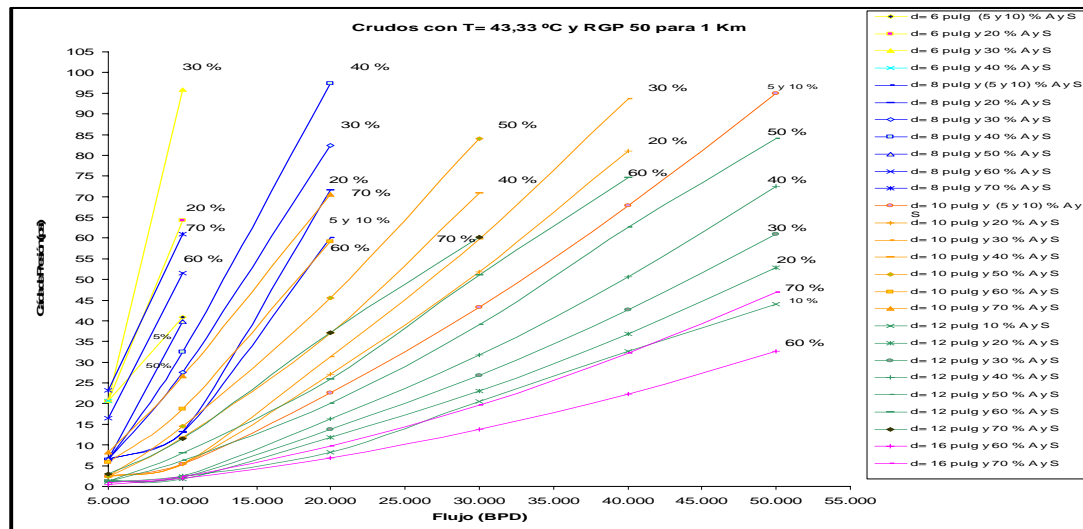


Figura 4.4: Caída de presión vs volumen del crudo multifásico para RGP= 50 pcn/bn y distancia 1 Km.

Al analizar los resultados obtenidos con el programa Pipephase, variando diferentes volúmenes del crudo diluido a 16 °API para un diámetro de tubería, se compararon las caídas de presiones y las velocidades del flujo con respecto a las normas de PDVSA de cálculos hidráulicos de tuberías, por tal motivo en la tabla 4.6 sólo se indica aquellos volúmenes máximos para cada diámetro que están dentro del rango permisibles de caída de presión y velocidad del flujo. En las tablas 4.7 y 4.8 se muestran ejemplos de valores de gradiente de presión calculado con el Pipephase, los cuales sobrepasan del rango normal permitido según las norma de PDVSA de cálculo hidráulico, estos valores se identifican con el color rojo.

**Tabla 4.7: Transporte del flujo multifásico desde la macolla al centro operativo, para una distancia de 1 Km, RGP= 50 pcn/bn, indicando con el color rojo caídas de presiones fuera del rango normal según la norma de PDVSA.**

Diámetro (pulg)	Volumen (BPD)	$\Delta P$ (psi)	$\Delta P$ (psi/100 pies)	V (pies/seg)	$\rho$ (lb/pie <sup>3</sup> )	Velocidad Erosión (pies/seg)
<b>% A y S= 5</b>						
6	5.000	20,61	0,63	4,08	27,72	30,38
	10.000	40,9	1,24	8,06	30,78	28,83
	20.000	187,6	8	15,49	45,55	23,7
8	20.000	60	1,83	8,98	33,48	27,65
	30.000	110,6	4,4	13,22	39,21	25,55
10	30.000	43,3	1,32	8,65	31,14	28,67
	40.000	67,8	2,06	11,41	34,39	27,28
	50.000	95	2,89	14,1	37,55	26,11

**Tabla 4.8: Transporte del flujo multifásico desde la macolla al centro operativo, para una distancia de 1 Km, RGP= 150 pcn/bn, indicando con el color rojo caídas de presiones fuera del rango normal según la norma de PDVSA.**

Diámetro (pulg)	Volumen (BPD)	$\Delta P$ (psi)	$\Delta P$ (psi/100 pies)	V (pies/seg)	$\rho$ (lb/pie <sup>3</sup> )	Velocidad Erosión (pies/seg)
<b>% A y S= 5</b>						
6	5.000	26,9	0,82	9,24	13,26	43,93
	10.000	111,4	4,5	17,52	20,81	35,07
8	10.000	34,6	1,05	10,09	13,75	43,14
	20.000	97,4	4,4	19,67	19,6	36,14
10	20.000	39,2	1,2	12,76	14,11	42,59
	30.000	72,6	2,35	19,1	17,43	38,32
	40.000	110	4,3	25,24	20,71	35,15
12	40.000	53,1	1,6	17,81	15,6	40,5
	50.000	74,3	2,39	22,07	17,58	38,16

En la tabla 4.9 se puede observar las caídas de presiones ( $\Delta P$ ) para un RGP de 50 pcn/bn y diámetros de tuberías entre 6 y 8 pulgadas variando:

- Porcentaje de agua y sedimento.
- Distancias desde la macolla al centro operativo.

Se puede notar que para el diámetro de 6 pulgadas, con valores de porcentaje de agua y sedimento desde 5 hasta 40 % y un volumen de crudo de 5.000 BPD, las caídas de presiones permanecen aproximadamente iguales. Este comportamiento, se cree, que está basado en las propiedades intrínsecas del crudo multifásico, y por lo tanto, la respuesta acertada del mencionado comportamiento escapa del alcance de este proyecto. En el caso del porcentaje de agua y sedimento desde 50 hasta 70 % y el volumen del crudo a 5.000 BPD, como se puede observar en la tabla 4.9 las caídas de presiones incrementan.

Para un volumen de crudo de 10.000 BPD y porcentajes de agua y sedimento entre 5 y 30 %, todas las caídas de presiones incrementan.

Ahora analizando para un diámetro de tubería de 8 pulgadas y volúmenes de crudo de 10.000 y 20.000 BPD y diferentes porcentajes de agua y sedimentos, las caídas de presiones, sin excepción, incrementan con las distancias.

En la tabla 4.10 para los RGP de 150 y 300 pcn/bn, los diámetros de tuberías 6 y 8 pulgadas, volumen de crudo entre 5.000 y 10.000 BPD, se puede observar que todos los valores de caída de presión aumentan para los diferentes porcentajes de agua y sedimento y distancias, cabe destacar que la caída de presión es menor para diferentes diámetros de tuberías y distancias, para un RGP de 150 pcn/bn que para un RGP de 300 pcn/bn.

**Tabla 4.9: Transporte del flujo multifásico desde la macolla al centro operativo, para una RGP= 50 pcn/bn, diferentes distancias y % A y S.**

				$\Delta P$ (psi)					
RGP= 50	Diámetro (Pulg)	Volumen (BPD)	% A y S	1 Km	3 Km	5 Km	7 Km	9 Km	10Km
	6	5.000	5	20,61	60,4	98,4	134,8	169,8	186,7
10			20,62	60,4	98,4	134,9	169,7	186,8	
20			20,63	60,4	98,4	134,9	169,8	186,9	
30			20,65	60,5	98,6	134,9	169,7	187	
40			20,67	60,5	98,6	135,1	170,1	186,6	
50			46,7	127,4	196,4	255,1	313,2	313,1	
60			60,1	157,6	243,2	322,8	393,6	393,6	
70			70,7	183,5	300,5	404,8	493,6	493,6	
10.000		5	40,9	117,2	187,2	252	308,3	333,7	
		10	42,9	119,2	189,2	254	310,6	334,1	
		20	64,3	135,8	205,3	264,8	318,8	346,2	
		30	95,8	225,9	341,3	457,3	538,9	538,9	

Tabla 4.9: Continuación.

				$\Delta P$ (psi)					
RGP= 50	Diámetro (Pulg)	Volumen (BPD)	% A y S	1 Km	3 Km	5 Km	7 Km	9 Km	10 Km
	8	10.000		40	32,5	89,3	140,7	188,1	230,1
50				39,8	109,2	170,7	223,6	270,9	293,2
60				51,5	138,8	213	282,6	346,4	377,2
70				60,9	159,5	261,4	357,4	438,4	476,5
20.000			5	60	129,2	174,3	217,4	258,2	276,4
			10	63,4	164,5	251,5	325,2	393,6	425,9
			20	71,6	185,6	278,9	361,8	437,9	472,8
			30	82,4	202,8	303,7	397,8	484,7	521,9
			40	97,4	216,8	327,2	439,9	533,6	577,7

Tabla 4.10: Transporte del flujo multifásico desde la macolla al centro operativo para un RGP (150 y 300) pcn/bn, diferentes distancias y % A y S.

				$\Delta P$ (psi)					
RGP= 150	Diámetro (Pulg)	Volumen (BPD)	% A y S	1 Km	3 Km	5 Km	7 Km	9 Km	10 Km
	6	5.000		5	26,9	134	100,5	137,5	172,3
10				32,6	70,8	109,3	144,9	179,7	196,7
20				46,5	89,4	120,9	156	190,8	208,9
30				52	119,1	158,2	189,4	224,1	239,1
40				59,3	149,6	225,2	293,1	356,1	386,1
50				69,6	175,1	264,1	344,3	419	454,7
60				85,4	214,9	324,8	425,1	513	552,8

Tabla 4.10: Continuación.

				$\Delta P$ (psi)					
	Diámetro (Pulg)	Volumen (BPD)	% A y S	1 Km	3 Km	5 Km	7 Km	9 Km	10 Km
<b>RGP= 150</b>	8	5.000	70	32,9	89	138,6	184,5	227,8	248,8
		10.000	5	34,6	89,7	117,3	136,2	162,9	173,4
			10	36,2	93,6	133,3	156,8	174,4	185,2
			20	40	102,8	155,2	202,2	245,5	266,1
			30	44,8	114,6	173	225,3	273,6	296,6
			40	51,3	130,5	196,9	256,7	312,2	338,6
			50	60,4	153,1	231,3	302	367,8	399,3
			60	74,4	188,3	285,3	373,4	456,3	495,1
<b>RGP= 300</b>	6	5.000	5	59,7	144,5	179,5	216,3	245,6	262,7
			10	62	149,8	198	232,1	260,8	281,2
			20	67,6	162,3	237,5	302,9	335,5	350,2
			30	74,6	178,1	260,3	332	397	427,7
			40	83,7	198,8	290,5	370,8	444	478,6
	8	5.000	60	35,2	91,3	138,6	180,8	219,9	238,5
			70	45,3	116,2	175,9	229,8	279,7	303,6
		10.000	5	51,8	126,9	186,8	238,9	285,9	308
			10	53,9	131,7	193,7	247,6	296,4	319,2
			20	58,9	143	209,9	268,2	321	345,8
			30	65,2	157,2	230,5	294,4	352,4	379,8
			40	73,3	175,8	257,6	329,2	394,5	425,3

En el anexo J se puede observar los esquemas de transporte del crudo multifásico realizados para diferentes volúmenes del crudo desde 5.000 hasta 50.000 BPD, porcentaje de agua-sedimento de 5 hasta 70 %, relación gas petróleo (RGP) desde 50 hasta 300 pcn/bn y distancias desde la macolla al centro operativo desde 1 hasta 10 Km, para los diámetros de 6, 8, 10, 12 y 16 pulgadas.

#### **4.2.2 Crudo limpio**

A través del programa Pipephase se realizaron las corridas para obtener los diámetros de las tuberías del crudo limpio desde el centro operativo hasta patio tanques, seleccionando diferentes diámetros comerciales desde 16 hasta 30 pulgadas, para evaluar en cada diámetro volúmenes del crudo desde 150.000 hasta 650.000 barriles por día, a diferentes distancias desde 20 hasta 70 Km, tomando en consideración las caídas de presiones y velocidades del flujo que se encuentren dentro del rango permitido según las normas de PDVSA.

En la tabla 4.11, se muestra los diámetros de tuberías desde 16 hasta 26 pulgadas, evaluando volúmenes desde 150.000 hasta 650.000 BPD para unas distancias de 20 y 30 Km. Al hacer el análisis de los resultados se observó, nuevamente, que a mayor distancia desde el centro operativo hasta patio tanques, mayor será la caída de presión para todos los diámetros de las tuberías. A fin de visualizar en forma gráfica los resultados obtenidos, se realizó la figura 4.5. Cabe destacar, que la expectativa que se esperaba era que la caída de presión fuera proporcional a la distancia en el transporte del crudo limpio, lo cual no ocurrió, debido a que el flujo no es isotérmico a lo largo de la tubería; sin embargo se realizaron corridas con el Pipephase, asumiendo que el flujo fuera isotérmico, obteniéndose como resultado la expectativa arriba mencionada, como se puede observar en la tabla 4.12.

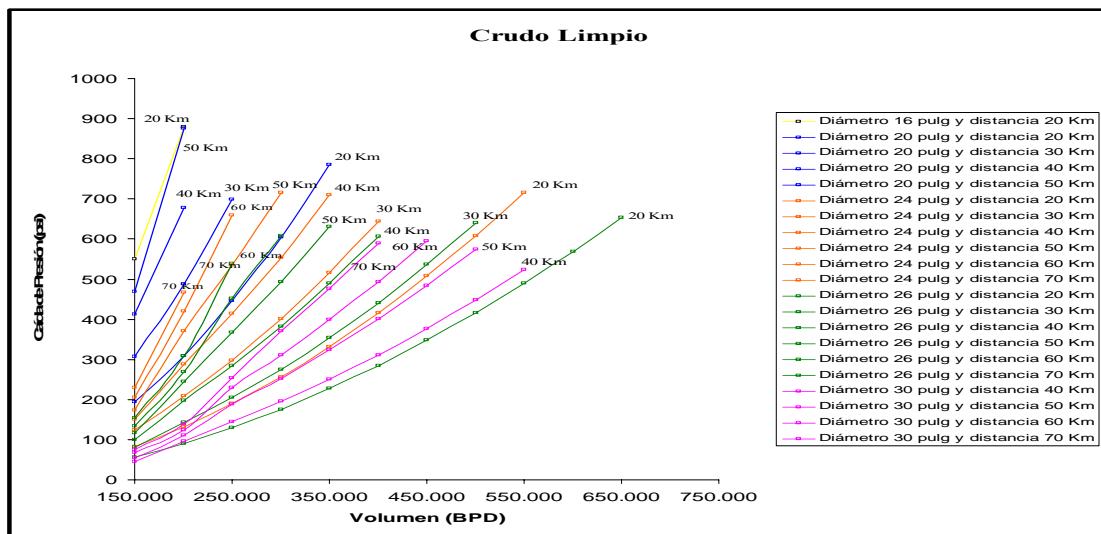


**Tabla 4.11: Transporte del flujo limpio desde el centro operativo a patio tanques, para una distancia de 20 y 30 Km.**

Diámetro (pulg)	Volumen (BPD)	Presión Salida Centro Operativo (psig)	Presión Entrada Patio Tanque (psig)	$\Delta P$ (psi)
<b>Distancia= 20 Km</b>				
16	150.000	579,6	30	549,6
	200.000	909,4	30	879,4
20	250.000	476,1	30	446,1
	300.000	634,8	30	604,8
	350.000	814,5	30	784,5
24	400.000	445,6	30	415,6
	450.000	537,6	30	507,6
	500.000	637,8	30	607,8
	550.000	746	30	716
26	600.000	598,8	30	568,8
	650.000	683,2	30	653,2
<b>Distancia= 30 Km</b>				
16	150.000	900,5	30	870,5
20	200.000	517,6	30	487,6
	250.000	728,5	30	698,5
24	300.000	430,5	30	400,5
	350.000	545,7	30	515,7
	400.000	673,4	30	643,4
26	450.000	567,3	30	537,3
	500.000	671,1	30	641,1

**Tabla 4.12: Transporte del flujo limpio isotérmico desde el centro operativo a patio tanques, para una distancia de 20 y 30 Km.**

Diámetro (pulg)	Volumen (BPD)	Presión Salida Centro Operativo (psig)	Presión Entrada Patio Tanque (psig)	$\Delta P$ (psi)
<b>Distancia= 20 Km</b>				
16	150.000	493,3	30	463,3
	200.000	797,7	30	767,7
	250.000	1167,2	30	1137,2
20	300.000	570,7	30	540,7
	350.000	739,8	30	709,8
	400.000	929,1	30	899,1
<b>Distancia= 30 Km</b>				
16	150.000	725	30	695
20	200.000	427,8	30	397,8
	250.000	618,3	30	588,3
	300.000	841	30	811



**Figura 4.5: Caída de presión vs volumen del crudo limpio para diferentes distancias.**

En el anexo K se puede observar los esquemas realizados para diferentes volúmenes del crudo limpio desde 150.000 hasta 650.000 BPD evaluados para diferentes diámetros de tuberías desde 16 hasta 30 pulgadas y distancias de 20 hasta 70 Km desde el centro operativo a patio tanques.

#### **4.3 Definición de las estrategias de los esquemas de transporte de los gasoductos para el gas producido, a diferentes distancias, diámetros y volúmenes del flujo, desde el centro operativo hasta los centros de entrega**

Se realizaron corridas a través del programa Pipephase para obtener los diámetros de las tuberías adecuada para el transporte del gas desde el centro operativo hasta el centro de entrega, seleccionando diferentes diámetros de tuberías comerciales de 6, 8 y 10 pulgadas, evaluando para cada diámetro volúmenes del gas desde 10 hasta 100 millones de pies cúbicos días (MMPCND), para diferentes distancias desde 20 hasta 70 Km, tomando en consideración que las caídas de presiones y velocidades del flujo se encuentren ubicadas dentro del rango permitido, según las normas de PDVSA.

La tabla 4.13 muestra los diámetros de tuberías, desde 6 hasta 10 pulgadas, y volúmenes de gas desde 10 hasta 100 MMPCND, para unas distancias de 20, 30 y 40 Km, al hacer el análisis de los resultados obtenidos de caídas de presiones, se puede observar que el comportamiento del gas, a mayor distancia desde el centro operativo hasta el centro de entrega del gas, la caída de presión se incrementa para todos los diámetros de las tuberías; cabe mencionar, que la expectativa esperada era que la caída de presión se duplicara, al incrementar la distancia en la tubería, pero en este caso no sucedió debido a que al variar la distancia, las condiciones de presión, temperatura y flujo másico son diferentes. En la figura 4.6 se puede observar el comportamiento de la caída de presión con respecto a los volúmenes de gas a diferentes distancias.

En el anexo L se puede observar los esquemas de transporte del gas realizados para diferentes volúmenes desde 10 hasta 100 MMPCDN evaluados para diferentes diámetros de tuberías desde 6 hasta 10 pulgadas y distancias de 20 hasta 70 Km desde el centro operativo hasta el centro de entrega del gas.

**Tabla 4.13: Transporte del gas producido desde el centro operativo al centro de entrega, para una distancia de 20, 30 y 40 Km.**

Diámetro (pulg)	Volumen (MMPCND)	Presión Salida Centro Operativo (psig)	Presión Entrada Centro de Entrega (psig)	$\Delta P$ (psi)
<b>Distancia= 20 Km</b>				
6	10	1242,1	1200	42,1
	20	1360,5	1200	160,5
	30	1534,9	1200	334,9
	40	1746	1200	546
	50	1980,6	1200	780,6
8	60	1493,8	1200	293,8
	70	1584,7	1200	384,7
	80	1682,3	1200	482,3
	90	1785,7	1200	585,7
	100	1893,7	1200	693,7
<b>Distancia= 30 Km</b>				
6	10	1262,7	1200	62,7
	20	1433,4	1200	233,4
	30	1674,6	1200	474,6
8	40	1404	1200	204
	50	1505	1200	305
	60	1618,8	1200	418,8
	70	1742,1	1200	542,1
	80	1873,2	1200	673,2
10	90	1501	1200	301
	100	1562,1	1200	362,1

Tabla 4.13: Continuación.

Diámetro (pulg)	Volumen (MMPCND)	Presión Salida Centro Operativo (psig)	Presión Entrada Centro de Entrega (psig)	$\Delta P$ (psi)
<b>Distancia= 40 Km</b>				
6	10	1283	1200	83
	20	1502,2	1200	302,2
	30	1802,1	1200	602,1
8	40	1465	1200	265
	50	1592,3	1200	392,3
	60	1733,4	1200	533,4
	70	1885	1200	685
10	80	1515,5	1200	315,5
	90	1587,4	1200	387,4
	100	1663,5	1200	463,5

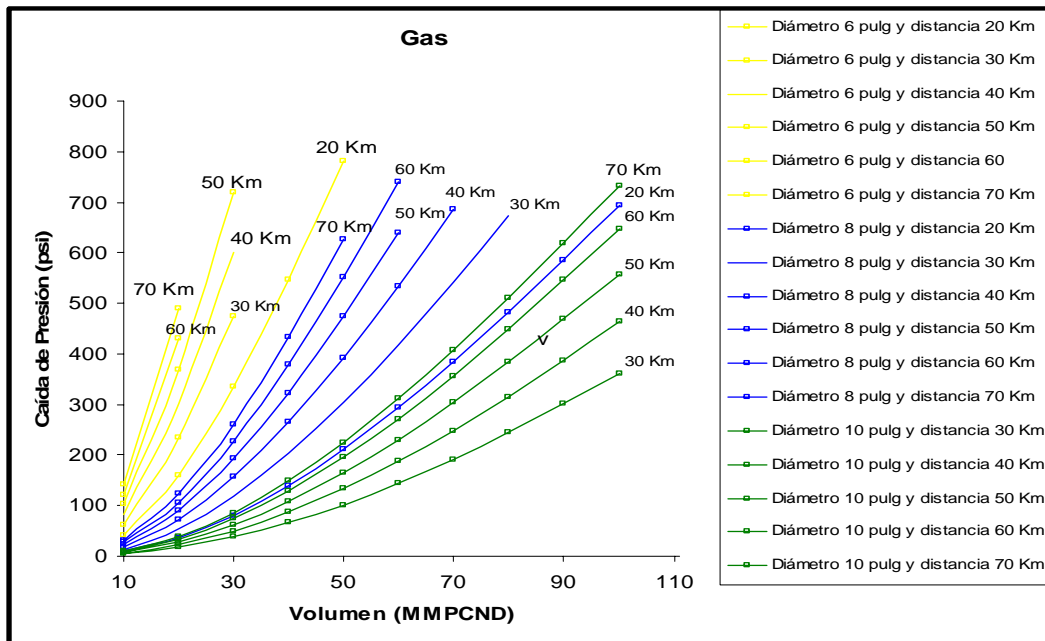


Figura 4.6: Caída de presión vs volumen de gas para diferentes distancias.

#### 4.4 Estimados de costo clase V, para cada uno de los esquemas de transporte a utilizar para la Faja Petrolífera del Orinoco

Se generaron los estimados de costos, tomando en cuenta referencias o estadísticas de compras de equipos y tuberías, de proyectos anteriores.

Los valores presentados en las tablas 4.14 y 4.15, están en concordancia con la clasificación del estimado de costos clase V para el año 2008 (según el manual de Normas y Procedimientos de Finanzas para el presupuesto de inversiones, es un estimado de orden de magnitud y no tiene confiabilidad definida).

El estimado tiene base de cálculo de Abril del 2008; los indicadores de costos de materiales están actualizados al primer trimestre de ese año.

El costo de tendido de tubería incluye: Ingeniería y construcción, materiales, administración y contingencia.

**Tabla 4.14: Estimados de costos para las tuberías del crudo multifásico y crudo Limpio.**

<b>Diámetro (Pulg)</b>	<b>Espesor (Pulg)</b>	<b>Schedule (STD)</b>	<b>Diámetro Interno (Pulg)</b>	<b>Costo (MBs/Km)</b>
6	0,28	40	6,065	145,8
8	0,322	40	7,891	189,32
10	0,365	40	10,02	240,389
12	0,375	30	12,09	280,64
16	0,375	30	15,25	361,73

Tabla 4.14: Continuación.

<b>Diámetro (Pulg)</b>	<b>Espesor (Pulg)</b>	<b>Schedule (STD)</b>	<b>Diámetro Interno (Pulg)</b>	<b>Costo (MBs/Km)</b>
20	0,375	20	19,25	444,07
24	0,375	20	23,25	636,89
26	0,375	10	25,25	768,68
30	0,375	10	29,376	806,47

Tabla 4.15: Estimados de costos para las tuberías de Gas.

<b>Diámetro (Pulg)</b>	<b>Espesor (Pulg)</b>	<b>Schedule (XS)</b>	<b>Diámetro Interno (Pulg)</b>	<b>Costo (MBs/Km)</b>
6	0,432	80	5,761	185,74
8	0,5	80	7,625	243,23
10	0,594	80	9,75	329,957

## CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones

- La composición química del crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco, determinó que representaba a los crudos nafténicos.
- Para desarrollar las visualizaciones y conceptualizaciones en los negocios de la Faja Petrolífera del Orinoco, se dispondrá de los esquemas de transporte realizados, que permitirán obtener de una forma confiable los diámetros, presiones en las tuberías y costos de las líneas de recolección de exportación de crudo, gas y además éstos esquemas serán utilizados especialmente por otros profesionales de disciplinas diferentes a ingeniería, a quienes les corresponden tomar decisiones de carácter gerencial.
- Con el uso de estos esquemas de transporte para calcular el diámetro de las tuberías y las presiones se disminuye en un 85% las horas de ingeniería invertidas , repercutiendo de una manera positiva en la eficiencia del personal que realiza las visualizaciones de los negocios de la FPO.
- Los esquemas de transporte permitirán estimar de una manera rápida y certera la potencia, el dimensionamiento y los costos de los sistemas de compresión y bombeo de los equipos que se instalarán en los diferentes negocios de la FPO.



## **5.2 Recomendaciones**

- Continuar los esquemas de transporte elaborados en este proyecto con volúmenes, RGP, porcentaje de agua y sedimento y distancias intermedios a los indicados en este trabajo; así como tomar en consideración, el perfil topográfico del terreno donde se desarrollará el estudio.
- El estimado de costo determinado en este trabajo debe ser actualizado para cada año y se debe tomar en consideración la inflación y los índices económicos del país.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Boada M. “Desarrollo y Evaluación de los Sistemas Hidráulicos de Estaciones de Bombeo de Petróleo, a través de la Variación de Algunos Parámetros”. Departamento de Mecánica, UDO, Puerto La Cruz, Venezuela, 1996.
2. 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”. Departamento de Mecánica, UDO, Puerto La Cruz, Venezuela, 2002.
3. Fajardo F. “ Diseño del Oleoducto y el Sistema de Bombeo para el Transporte de Crudo-Agua desde la Estación de Flujo Las Piedritas (EPTL-1) hasta la Estación de Descarga ORED-5. PDVSA Distrito San Tomé ” Departamento de Mecánica, UDO, Puerto La Cruz, Venezuela, 2007.
4. “Bridas Para Tubo de Acero y Accesorios Bridados”. American National of Mechanical Engineer, ASME/ANSI B16.5, 1998.
5. “Sistemas de Transporte de Tubería para Hidrocarburos Líquidos y otros Líquidos”. American National of Mechanical Engineer, ASME/ANSI B31.4, 2006.
6. “Transmisión de Gas y Sistemas de Tubería de Distribución”. American National of Mechanical Engineer, ASME/ANSI B31.8, 2007.
7. “Tuberías Soldadas y Sin Costuras de Acero Forjado”. American National of Mechanical Engineer, ASME/ANSI B36.10, 2004.
8. Barberii, F. “El Pozo Ilustrado”. Cuarta Edición, Editorial FONCIED, Caracas 1998.

9. Crane. “Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías”. Primera Edición, Editorial McGRAW-HILL, México, 1992.
10. Martinez M. “Cálculo de Tuberías y Redes de Gas”. Editorial EDILUZ, Venezuela, 1993.
11. Giles R. “Mecánica de los Fluidos e Hidráulica“. Editorial McGraw-Hill, Segunda Edición, México, 1969.
12. Diez P. “Bombas Centrífugas y Volumétricas”. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, 2002.
13. Readford D and Winestock A. “The Oil Sands of Canada-Venezuela”. Canadian Institute of Mining and Metallurgy, Volumen 17, Canada, 1977.

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

<b>TÍTULO</b>	ELABORACIÓN DE ESQUEMAS PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS (CRUDO MULTIFÁSICO, CRUDO LIMPIO Y GAS) EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
Yépez M., Rubén José Valente	<b>CVLAC:</b> 17.745.721 <b>E MAIL:</b> titoyepez@gmail.com
	<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:**

Faja \_\_\_\_\_

Crudo \_\_\_\_\_

Gas \_\_\_\_\_

Multifásico \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

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

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Mecánica

**RESUMEN (ABSTRACT):**

En el trabajo realizado, se desarrolló una herramienta que permitirá a PDVSA obtener los diámetros de las tuberías adecuados para los fluidos (crudo multifásico, crudo limpio y gas) que se transportarán en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) desde las macollas a los centros operativos y de éstos a los patios tanque o centros de entrega de gas. Este trabajo surgió como una necesidad de PDVSA, para agilizar los cálculos de Ingeniería que se requieren, en las visualizaciones y conceptualizaciones, para los nuevos negocios a efectuar en la FPO. Para obtener éstos diámetros, se realizaron simulaciones con el programa Pipephase 9.0 introduciendo como datos, la información recopilada de las actuales empresas mixtas que operan en la FPO tales como Petrocedeno, Petropiar y Petroanzoátegui. La herramienta diseñada en forma de tablas contiene variables tales como: volumen de flujo, porcentaje de agua y sedimento, distancias, relación gas petróleo y caídas de presiones calculadas en el Pipephase. Las tablas permitirán el acceso a los parámetros necesarios, para obtener de una forma rápida y confiable las visualizaciones y conceptualizaciones; además de que se disminuirá en un 85 % aproximadamente, las horas de ingeniería, repercutiendo en una forma positiva en la eficiencia del personal de PDVSA.

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

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
Sifontes, Ana			X		
	CVLAC:	10.067.124			
	E_MAIL	sifontesa@pdvsa.com			
	E_MAIL				
Ayala R, Orlando				X	
	CVLAC:	1.193.694			
	E_MAIL	ofar.ayalah@gmail.com			
	E_MAIL				
Rengel, José					X
	CVLAC:	9.278.475			
	E_MAIL	rengel66@gmail.com			
	E_MAIL				
Camargo, Lino					X
	CVLAC:	11.496.426			
	E_MAIL	lcamargos@cantv.net			
	E_MAIL				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

2009	Mayo	26
AÑO	MES	DÍA

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
TESIS.Esquemas de transporte de fluidos.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:** PDVSA CVP (Faja Petrolífera del Orinoco) **(OPCIONAL)**

**TEMPORAL:** 6 meses **(OPCIONAL)**

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Mecánico

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Mecánica

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente-Núcleo de Anzoátegui

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

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado

“Los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la  
Universidad de Oriente y sólo podrá ser utilizadas a otros  
 fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo,  
 quien lo participará al consejo universitario”

---



---



---



---



---



---

**AUTOR** Rubén José Valente Yépez Marcano **AUTOR** **AUTOR**

Orlando Ayala R José Rengel Lino Camargo  
**TUTOR** **JURADO** **JURADO**

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**

Delia Villarroel