

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



PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO

**EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE LA RED DE RECOLECCIÓN DE  
CRUDO DILUÍDO DE PETROCEDEÑO**

Presentado por:

**Mary Carmen Rivero Laguna**

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

**INGENIERO QUÍMICO**

Puerto La Cruz, 2013

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



**PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO**

**EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE LA RED DE RECOLECCIÓN DE  
CRUDO DILUÍDO DE PETROCEDENO**

Asesores:

---

Ing. Químico Alexis Cova, Msc

**Asesor Académico**

---

Ing. Químico Freddy Malpica

**Asesor Industrial**

Puerto La Cruz, 2013

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



PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO

**EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE LA RED DE RECOLECCIÓN DE  
CRUDO DILUÍDO DE PETROCEDEÑO**

---

Ing. Químico Fidelina Moncada, Msc  
**Jurado Principal**

---

Ing. Químico Yaneis Obando  
**Jurado Principal**

---

Ing. Químico Alexis Cova, Msc  
**Asesor Académico**

Puerto La Cruz, 2013

## RESOLUCIÓN

### ARTÍCULO 41 REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO

*“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la universidad, y sólo podrán ser utilizados 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, Maria Laguna y Mariano Rivero, porque creyeron en mi y porque me sacaron adelante, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, porque en gran parte gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome en los momentos más difíciles de mi carrera, y porque el orgullo que sienten por mi, fue lo que me hizo ir hasta el final. Va por ustedes, por lo que valen, porque admiro su fortaleza y por lo que han hecho de mí.

A mis Super Abuelitos: Mi querida Tori y Canduchito por siempre estar pendiente de mi y darme todo ese Amor y Cariño. Ustedes son algo muy grande para mí. No tengo espacio para decirles el amor que siento por ustedes... y por supuesto a mis otros 2 abuelos que desde el cielo me cuidan y me bendicen. ¡Gracias!

A mis 11 Hermanos: Nany, Nelson, Luis, Yeli, Hebert, Ibe, Elenmar, Mariana, Raiza, Jhoana, Jhonatan. Gracias por haber fomentado en mí el Anhelo de triunfo en la vida. Mil palabras no bastarían para agradecerles su apoyo y sus consejos en los momentos difíciles. Recuerden que mis triunfos son sus triunfos, confiaron en mí y no los defraudé, que esto sirva de ejemplo que no hay que dejar de luchar y menos cuando esa lucha es por nuestro futuro. Los Amo a todos.

A mi Novio, Alvaro Vandres quien siempre con su amor y cariño me apoyo y me ayudó en los momentos mas difíciles. Gracias por ser tan especial. Hoy se realiza un sueño y comienza nuestro verdadero sendero, vamos por el futuro mientras disfrutamos los momentos. Te Amo.

A mi perrita “Bella” por darme tantos momentos de alegría.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy. Por iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio, además de su infinita bondad y amor. Gracias porque sin ti no hubiera podido salir adelante en los momentos difíciles y de pruebas.

A mis padres por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor. Sin el apoyo y la confianza de ustedes no creo que hubiese llegado hasta aquí, gracias por ser mis padres los Amo mucho.

A mis Abuelitos, Hermanos, Tíos, Tías, Primos, Primas y demás familiares que de una u otra manera estuvieron pendientes a lo largo de este proceso, brindando su apoyo incondicional.

A mi Hermano Nelson, quien desde niño me ha acompañado y brindado su cariño, con quien en todo momento conté en las buenas y en las malas, gracias por aguantarme y por preocuparte cuando las cosas me salían mal, de verdad muchas gracias por ser mi hermano y amigo.

A mi Primo Catire, gran Amiga Tribarce Zurbarán y Nachi que me acompañaron a lo largo del camino, brindándome la fuerza y ánimo necesario para continuar, ayudándome en lo que fuera posible, dándome consejos y orientación, estoy muy agradecida. Son personas maravillosas.

A mi novio, compañero, confidente y amigo Alvaro Vandres. Por ser quien me brindo toda su paciencia y cariño en todo momento. Por siempre haber creído en mí. Gracias por tu comprensión y por apoyarme durante todo este tiempo de estudiantes. TE AMO.

A todos los Docentes de la Universidad de Oriente que me han acompañado durante el largo camino, brindándome siempre su orientación con profesionalismo ético en la adquisición de conocimientos y afianzando mi formación. Aquellos que me ayudaron en asesorías y dudas presentadas en la elaboración de la tesis: Alexis Cova y Arturo Rodulfo.

Al Ingeniero Freddy Malpica y Andrés Valdivieso por sus valiosas sugerencias y acertados aportes durante el desarrollo de este trabajo. Por su generosidad al brindarme la oportunidad de recurrir a sus capacidades y experiencias para la concreción de esta tesis.

A mis amigos, Andriu, Alexander, Gaby, Aixa y Elvir, gracias por formar parte de esta aventura, siempre se quedaran en mis recuerdos.

A la familia Orozco, especialmente a Isabelia. Quienes me han enseñado el valor de la familia, gracias por estar conmigo, por su cariño y confianza.

A la Familia Sánchez Henriques, quienes me han abierto las puertas de su casa y corazón, por ofrecerme su mano amiga.

A mis queridos amigos de la Universidad: Ori, Yeni, Joja, Jeni, Claudia, Rafa y Alejandro; quienes me apoyaron y permitieron entrar en su vida durante estos 5 años dentro y fuera del salón de clase. Gracias por su colaboración y amistad.

A PDVSA Petrocedeño 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: Leandro Landaeta, Yessika Pérez Jesus Ramos.

... A TODOS DE CORAZÓN, MUCHAS GRACIAS.

## RESUMEN

Se realizó una evaluación hidráulica de la red de recolección de crudo diluido de PDVSA Petrocedeño en los campos de San Diego de Cabrutica, ubicado al sur del estado Anzoátegui, con la finalidad de determinar las limitaciones y restricciones operacionales del sistema. En primer lugar, se definió el esquema de transporte del crudo multifásico desde las macollas hasta la Estación Principal de la planta, con información facilitada por la empresa encargada de la operación de la red. Posteriormente se realizó un modelo hidráulico de dicha red bajo condiciones actuales de operación, usando el programa de simulación Pipephase; versión 9.4, con cuyos datos se pudo validar la red de recolección para la producción independiente de las macollas de la troncal 1 (T1-1, T1-2), troncal 2 y troncal 3 (T3-A, T3-B). De las troncales antes mencionadas, se obtuvieron resultados satisfactorios, siendo sus desviaciones respecto a lo medido menores al 10 %, a diferencia de la producción de las macollas YA, YB y XA (troncal T4), presentando desviaciones de 10,77%, 10,39% y 14,84%, respectivamente. Además, se calcularon las velocidades máxima y mínima, las cuales se compararon con las velocidades de la mezcla y junto a las caídas de presión se verificaron con las normas establecidas de PDVSA Petrocedeño. Se observaron bajas velocidades de flujo y probable sedimentación correspondiente con los hallazgos de la empresa Petrocedeño en las líneas de superficie, lo cual se repite en el caso de la macolla YA y YB con el agravante de una velocidad de flujo muy baja que favorece enormemente la obstrucción de la línea (taponamiento de arena). Existen considerables restricciones que impiden el óptimo funcionamiento del sistema que la compone, lo que implica que se debe asignar un programa de limpieza de las líneas de superficie en función

de las velocidades de flujo halladas en el presente estudio. Permitiendo esto a su vez, cubrir los niveles de producción de crudo pronosticados por la empresa Petrocedeño.

## TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vii
RESUMEN.....	x
TABLA DE CONTENIDO .....	xii
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Reseña histórica de la empresa .....	3
1.2 Ubicación geográfica de la empresa .....	4
1.3 Planteamiento del problema .....	5
1.4 Objetivos .....	8
1.4.1 Objetivo General.....	8
1.4.2 Objetivos Específicos .....	8
CAPÍTULO II.....	10
MARCO TEÓRICO .....	10
2.1 Antecedentes .....	10
2.2 Crudos extrapesados .....	11
2.3 Fluido.....	13
2.4 Red de recolección de crudo.....	14
2.4.1 Componentes de la red de recolección de crudo.....	14
2.4.1.1 Tubería.....	14
2.4.1.2 Válvulas y accesorios.....	18
2.4.1.3 Soportes para tuberías.....	20
2.4.1.4 Estación de flujo multifásica .....	21
2.4.1.5 Bombas de cavidad progresiva (BCP) .....	22

2.5 Flujo multifásico en tuberías horizontales.....	25
2.6 Correlación de Dukler- Eaton- Flanigan para el cálculo de caídas de presión en el flujo multifásico .....	26
2.7 Caída de presión en tuberías horizontales .....	27
2.7.1 Pérdidas primarias .....	29
2.7.2 Pérdidas secundarias (pérdidas de forma) .....	30
2.8 Teorema de Bernoulli .....	33
2.9 Número de Reynolds.....	34
2.10 Propiedades de los fluidos .....	36
2.10.1 Densidad.....	36
2.10.2 Volumen específico .....	37
2.10.3 Gravedad API .....	37
2.10.4 Viscosidad .....	39
2.10.5 Presión de vapor.....	42
2.10.6 Corte de agua ( <i>BSW</i> ).....	43
2.10.7 Velocidad superficial.....	44
2.10.8 Velocidad erosional .....	45
2.10.9 Caudal de crudo diluido (Diluted Crude Oil) (DCO) .....	46
2.10.10 GOR (Relación gas crudo).....	46
2.11 Variables que afectan la caída de presión en tuberías horizontales .	46
2.12 Programas computacionales de simulación .....	47
2.12.1 Programa computacional Pipephase .....	49
2.12.2 Estructura del programa Pipephase .....	51
2.13 Error porcentual.....	54
CAPÍTULO III .....	32
METODOLOGÍA DEL TRABAJO.....	32
3.1 Modelo hidráulico de la red de recolección de crudo diluido bajo condiciones actuales de operación, a través del programa de simulación PIPEPHASE .....	32

3.1.1 Revisión bibliográfica .....	32
3.1.2 Descripción del proceso de recolección de crudo diluido desde las macollas hasta la Estación Principal.....	34
3.1.3 Esquema de transporte del crudo multifásico en la simulación ....	40
3.1.4 Datos operacionales del sistema .....	44
3.1.4.1 Reportes de producción .....	44
3.1.4.2 Comportamiento de los parámetros de fluido y de producción.....	45
3.1.4.3 Diámetros de las tuberías .....	48
3.1.5 Simulación hidráulica de la red de recolección de crudo diluido del campo San Diego de Cabrutica .....	49
3.1.5.1 Definición de la simulación del sistema de tuberías .....	50
3.1.5.2 Selección de la correlación de flujo .....	51
3.1.5.3 Construcción de la red en el simulador .....	51
3.2 Comprobación de los resultados del modelo hidráulico diseñado con los datos de producción en campo.....	57
3.3 Determinación de las variables hidráulicas que puedan presentarse fuera de las normas PDVSA Petrocedño en el sistema de recolección de crudo estudiado.....	58
3.3.1 Análisis de las velocidades .....	59
3.3.2 Análisis de las caídas de presión.....	60
3.4 Propuestas de los cambios necesarios a la red estudiada para la solución de los problemas encontrados .....	60
CAPÍTULO IV.....	61
DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	61
4.1 Análisis y discusión de resultados.....	61

4.1.1 Modelo hidráulico de la red de recolección de crudo diluido bajo condiciones actuales de operación, a través del programa de simulación pipephase .....	61
4.1.2 Comprobación de los resultados del modelo hidráulico diseñado con los datos de producción en campo .....	65
4.1.3 Determinación de las variables hidráulicas fuera de las normas PDVSA Petrocedeño en el sistema de recolección de crudo estudiado	75
4.1.3.1 Relación entre la desviación por presión de descarga y las velocidades de flujo en los segmentos analizados, Troncal T4-A .....	76
4.1.3.2 Relación entre la desviación por presión de descarga y las velocidades de flujo en los segmentos analizados, Troncal T4-B .....	78
4.1.4 Propuestas de los cambios necesarios a la red de recolección para la solución de los problemas encontrados.....	82
4.2 CONCLUSIONES.....	86
4.3 RECOMENDACIONES .....	88
BIBLIOGRAFIA.....	90
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	93

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), fundada en 1976, se ha convertido en una de las corporaciones energéticas más importantes del mundo. PDVSA es la casa matriz de la corporación, propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, que se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera, y de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el exterior.

Durante este siglo seguirá siendo una corporación de primera línea en el ámbito nacional e internacional. Actualmente, el petróleo representa el 35% del consumo mundial de energía primaria. Durante este siglo seguirá siendo la principal fuente de energía del mundo, debido a sus costos de producción, reservas probadas, facilidad de comercialización, productos derivados, desarrollo de tecnología y cuantiosas inversiones que giran alrededor de este mercado.

En los últimos años el desarrollo de la explotación y producción de petróleo en Venezuela se ha basado en convenios operativos entre la Corporación Venezolana de Petróleo S.A. y las empresas operadoras de servicios, dando como resultado la creación de las denominadas empresas mixtas, dentro de las cuales se encuentra la empresa Petrocedeño; ubicada en la faja petrolífera del Orinoco. Esta empresa específicamente se encarga de extraer, producir y mejorar el crudo extrapesado del campo de San Diego de Cabrutica para obtener un crudo mediano con bajo contenido de azufre.

Este crudo sintético es utilizado por refinerías de la costa oeste de los Estados Unidos y el golfo de México para producir combustibles de bajo impacto ambiental.

En Petrocedeño existe una creciente necesidad de explotar yacimientos petroleros mediante el uso de estaciones satélites de extracción (macollas y sistemas de bombeo multifásico), que envían la producción total de los pozos a una estación central de procesamiento y tratamiento de crudo (Estación Principal). Con el paso del tiempo, se han desarrollado nuevas tecnologías para facilitar la recolección, manejo, tratamiento y transporte de fluidos producidos en las estaciones de producción y reducir los costos de inversión y operación (figura 1.1). Esta aplicación ha permitido obtener beneficios para la compañía y de ahí surge la importancia de optimizar el diseño del sistema de recolección y transporte de crudo.

Producto de la dinámica del sistema, el crudo sufre una serie de cambios de presión, temperatura y velocidad, que deben ser considerados en el diseño de los sistemas de transporte de crudo. La presente investigación es producto de la necesidad de efectuar una evaluación hidráulica del sistema de recolección de crudo diluido del bloque Petrocedeño en San Diego de Cabrutica, en la zona sur del estado Anzoátegui, con el fin de identificar las posibles restricciones operacionales del sistema y así proponer opciones para solventar las mismas.



**Figura 1.1 Estación principal de Petrocedeño en el campo de San Diego de Cabrutica.**

### **1.1 Reseña histórica de la empresa**

Petrocedeño antiguamente Sincor (Sincrudos de Oriente), en sus inicios, era una asociación estratégica entre la estatal petrolera PDVSA de Venezuela (38%), TOTAL de Francia (47%) y STATOIL de Noruega (15%), con vigencia de 35 años a partir del primer despacho de crudo sintético realizado en marzo de 2002. Esta operadora se estableció como resultado de la decisión del gobierno venezolano en la década del 90, de que PDVSA se asociará con empresas extranjeras para el desarrollo de las reservas de la

Faja del Orinoco, que se estiman en 235 mil millones de barriles de crudo extrapesado.

A partir del 01 de mayo de 2007, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) toma el control de todas las instalaciones relacionadas con las asociaciones antes mencionadas. Luego de un proceso de migración que se desarrolló de acuerdo al cronograma establecido previamente, que incluyó la firma de Memorando de Entendimiento con las empresas extranjeras TOTAL y STATOIL, naciendo de esta manera el nombre de PDVSA PETROCEDEÑO.

## **1.2 Ubicación geográfica de la empresa**

La compañía Petrocedeño está ubicada en tres puntos geográficos que hacen posible el proceso de extracción, mejoramiento y la comercialización del mismo. El primero se encuentra en la población de San Diego de Cabrutica, ubicado al sur del estado Anzoátegui, municipio José Gregorio Monagas; donde se realiza la extracción y cuenta con una capacidad de producción de 200 mil barriles diarios (MBD) de crudo extrapesado. En segundo lugar está la estación de bombeo (Coordinación Operacional Junín) ubicado dentro del bloque de PDVSA Distrito Cabrutica, donde se recibe y se fiscaliza el crudo para luego ser bombeado bajo especificaciones al complejo industrial Gral. Div. José Antonio Anzoátegui, ubicado en Jose, municipio Bolívar, del mismo estado. Esta planta puede producir hasta 180 mil barriles diarios (MBD) de crudo mejorado, 2.800 toneladas diarias de coque y 60 toneladas diarias de azufre.

La organización de Petrocedeño comprende dos divisiones. La división de producción, donde se realizó este trabajo, y la división de mejoramiento (figura 1.2). La división de producción se encarga de manejar lo inherente a la extracción y tratamiento a través de la operación de las macollas y la estación principal mientras que la división de mejoramiento se encarga de manejar lo relacionado con el mejorador y el terminal de envío de productos.



**Figura 1.2. Ubicación geográfica de los centros operacionales de Petrocedeño.**

### 1.3 Planteamiento del problema

PDVSA Petrocedeño es una operadora petrolera que maneja de forma integrada la explotación, producción, mejoramiento y comercialización de crudos pesados provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco. El objetivo

principal de la compañía es crear y operar una empresa competitiva, reconocida por producir crudo con el más alto margen de seguridad y por ser la más sólida, la de mejor rentabilidad, la más abierta a innovaciones y la de mayor conciencia ambientalista. Esta asociación estratégica proviene de negociaciones del gobierno Venezolano, que permitió a PDVSA asociarse con empresas extranjeras para el desarrollo de las reservas de la Faja del Orinoco, las cuales se estiman en 200 mil barriles diarios (MBD) de crudo extrapesado aproximado de 8,5° API.

Por medio del sistema de inyección ubicado en la Estación Principal de Petrocedeño, se inyecta diluyente de 47,4° API para reducir la viscosidad del crudo y facilitar su transporte. La extracción de crudo se realiza mediante pozos horizontales reunidos en macollas produciendo crudo, gas y agua; a través de bombas de cavidad progresiva, para luego ser transportado a la Estación Principal donde es deshidratado, desgasificado y diluido con nafta hasta alcanzar las especificaciones requeridas de 16° API y 2% de agua. Posteriormente el crudo diluido es enviado por medio de un oleoducto de más de 200 km hasta las instalaciones del mejorador de Oriente Jose al norte del estado Anzoátegui. Esta planta puede producir hasta 180 mil barriles diarios (MBD) de crudo mejorado a 32 °API, denominado *Zuata Zweet*. Adicionalmente, se obtienen dos productos derivados del proceso, alrededor de 2.800 toneladas diarias de coque y 60 toneladas diarias de azufre.

El sistema de tuberías que permite la producción de crudo en la Estación Principal fue diseñado bajo las normas establecidas por Petrocedeño y así cumplir con los requerimientos para generar el mapa del yacimiento. Con el paso del tiempo, estos yacimientos tuvieron una evolución diferente a la esperada, por lo que las condiciones de diseños son distintas a

las condiciones actuales de operación. Como resultado se tienen unas líneas de superficie que no son las más apropiadas para manejar los efluentes del yacimiento.

Las redes de recolección y transporte de crudo diluido de la Estación Principal de Petrocedeno presentan desviaciones respecto a las condiciones de diseño (presión, caudal y temperatura), lo cual ocasiona fallas en dichas redes, tales como: fugas de crudo, alta caída de presión, obstrucción a nivel de las líneas de superficie, entre otras. Esto trae como consecuencia el aumento del costo de mantenimiento preventivo o correctivo, costo ambiental y pérdidas en la producción.

La presente investigación busca determinar la magnitud de la desviación de las variables respecto a las de diseño, mediante el desarrollo de un modelo para una evaluación hidráulica del sistema de recolección de crudo diluido por medio del programa de simulación Pipephase, versión 9.4; enfocado en sistemas de redes de tuberías.

Por falta de información del diseño de la planta, esta red se realizó solo bajo condiciones actuales de operación, con los reportes de producción de cada macolla proporcionada por la gerencia de Explotación. Los resultados obtenidos por el simulador se compararon con los datos tomados en campo, utilizando como referencia las más recientes guías, manuales y normas de PDVSA Petrocedeno, correlaciones empíricas y diagramas (diagramas de tubería e instrumentación, isométricos, perfiles topográficos).

Posteriormente se estudió el funcionamiento de las instalaciones y se identificaron los problemas operacionales que inciden en el proceso. Esta

evaluación permitió conocer las líneas donde el crudo sufre altas caídas de presión y variaciones de velocidades.

Finalmente se presentaron propuestas a corto o mediano plazo; proponiendo la ejecución de los cambios necesarios en las líneas de superficie, que solventen la problemática actual, y de esta forma cubrir las necesidades y exigencias sujetas al compromiso de producción, partiendo de los resultados obtenidos con la evaluación hidráulica.

Este proyecto se enfocará en el estudio de las líneas de superficie del área de producción del bloque de PDVSA distrito Cabrutica y en caso de requerirlo se realizarán las adecuaciones necesarias de las estaciones en estudio para optimizar la producción, lo cual se traduce en mayores beneficios económicos para la empresa.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo General**

Evaluar hidráulicamente la red de recolección de crudo diluido de PDVSA Petrocedeño.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

1. Realizar un modelo hidráulico de la red de recolección de crudo diluido bajo condiciones actuales de operación, a través del programa de simulación Pipephase.

2. Comprobar los resultados del modelo hidráulico diseñado con los datos de producción en campo.
3. Determinar las variables hidráulicas que puedan presentarse fuera de las normas PDVSA Petrocedeo en el sistema de recolección de crudo estudiado.
4. Proponer los cambios necesarios a la red de recolección para la solución de los problemas encontrados.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes**

Algunos de los trabajos de investigación realizados y que guardan relación con el tema a desarrollar son los siguientes:

**Córdova (2010)** evaluó la red de recolección de gas del Campo Sipororo, el objetivo de dicho estudio fue identificar las restricciones operacionales en la red mediante el programa de simulación Pipephase. Los resultados obtenidos revelaron la existencia de velocidades y caídas de presión en varios tramos de tuberías muy por encima de las máximas establecidas en la norma. Dichas desviaciones generaron restricciones al flujo y las altas velocidades van asociadas a menores tiempos de vida de las instalaciones y riesgos relacionados a pérdidas de espesor.

**Álvarez (2010)** evaluó el comportamiento hidráulico de una red de alta presión (1.200 – 1.500 psig) bajo condiciones actuales y potenciales de operación; el objetivo fue determinar la mejor alternativa de manejo de gas que permita distribuir eficientemente el nuevo volumen aportado, al mismo tiempo que garantice el envío de mayores volúmenes de gas hacia mercado interno. El estudio se delimitó con los lineamientos de operación que rigen a las plantas de procesamiento de gas de PDVSA.

**Yépez (2009)** desarrolló una herramienta que permitió a PDVSA obtener los diámetros adecuados de tuberías para los fluidos (crudo

multifásico, crudo limpio y gas) que se transportaron en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) desde las macollas a los centros operativos y de éstos a los patios de tanques o centros de entrega de gas. Para obtener éstos diámetros, se realizaron simulaciones con el programa Pipephase 9.0, introduciendo como datos la información recopilada de una selección de empresas mixtas que operan en la FPO: Petrocedeño, Petropiar y Petroanzoátegui.

**Bertucci (2006)** realizó una evaluación del sistema de recolección de crudo de las Troncales 1 y 5 existentes en el Campo Uracoa, a través del programa de simulación Pipephase Versión 8,2; el mismo permitió predecir el comportamiento hidráulico del sistema de recolección, determinando las limitaciones hidráulicas (de acuerdo a las normas establecidas), seleccionando la infraestructura mínima para el manejo seguro y eficiente de la producción asociada a los nuevos pozos, y se estimó los costos de adecuación.

**Hernández (2006)** evaluó el comportamiento de un sistema de dilución de crudo pesado utilizado para optimizar las condiciones de bombeo. Se simularon diferentes porcentajes de dilución con la finalidad de determinar y seleccionar aquella cuya reciprocidad entre transporte y rentabilidad sea óptima. Se concluyó que la mejor relación de dilución y rentabilidad fue la mezcla 50/50 (crudo/diluyente), transportando la producción de 1.200 BPD con mayor control de operación y con una inversión inicial de 2 MM BsF.

## **2.2 Crudos extrapesados**

Los crudos extrapesados reciben su nombre debido al alto peso molecular de los compuestos que los conforman. Estos crudos se encuentran

constituidos en su mayoría por hidrocarburos de cadenas largas que producen una mezcla con viscosidades entre 1.200-9.500 cP. La viscosidad es un factor muy importante en el tratamiento y manejo del crudo, desde el yacimiento hasta el transporte, pasando por todas las actividades necesarias para la explotación. Como dicha propiedad implica un mayor consumo de recursos, surge la importancia de disminuir la viscosidad bien sea usando diluentes o calentando. La escala API clasifica como crudo extrapesado a todo aquel que presente un valor menor a los 9,9 °API.

Dependiendo del origen del yacimiento, algunos crudos extrapesados pueden tener la particularidad de contener un alto porcentaje de azufre (1 a 8 % p/p). En varios casos se consiguen formaciones cuyo hidrocarburo presenta contenidos de sal y metales pesados (níquel, vanadio entre otros) en volúmenes de 100-500 ppm que le otorgan cierto poder corrosivo y que son venenos de los catalizadores. Otros pueden incluir la presencia de H<sub>2</sub>S, que es corrosivo y venenoso. Todas estas características se reflejan en el precio (menor que el de crudos dulces menos viscosos) ya que se requieren de métodos especiales de extracción, producción y mejoramiento de su calidad.

Los yacimientos de crudos pesados y extrapesados constituyen el primer lugar de reservas recuperables a escala mundial y la más importante de Venezuela. Sin embargo, su explotación se ha convertido en todo un reto para las compañías operadoras por lo complejo del proceso y debido a la escasa movilidad que tienen estos crudos bajo las condiciones normales de entrapamiento en el medio poroso. Las reservas de crudo pesado y extrapesado más grandes del mundo se encuentran ubicadas en Venezuela y Canadá; siendo nuestra patria la que cuenta con los yacimientos más ricos.

En el caso venezolano, se encuentran al norte del río Orinoco en lo que se ha denominado La Faja Petrolífera del Orinoco.

Esta sucesión de formaciones cuenta con un área en superficie de 55.314 km<sup>2</sup> y unas reservas probadas de 37 billones de barriles de crudo. Actualmente se encuentra dividida en cuatro bloques: Boyacá, Junin, Ayacucho y Carabobo. Una particularidad de dichos yacimientos es que están distribuidos en arenas no consolidadas; el medio poroso no corresponde con entrapamiento bajo anticlinal, sino en formaciones lenticulares asociadas a afluentes fluviales con espesores de partícula menores a 500 micrometros o micra, semejantes a arena de playa mojada en hidrocarburo. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre alta porosidad y permeabilidad pero al realizar la extracción, las arenas sean arrastradas junto con el crudo. (Craft, 1978).

### **2.3 Fluido**

Desde el punto de vista de su comportamiento mecánico, un fluido es una sustancia que, debido a su poca cohesión intermolecular, carece de forma propia y adopta la forma del recipiente que lo contiene. Los fluidos se clasifican en líquidos y gases. Los líquidos ofrecen gran resistencia al cambio de volumen, pero no de forma y de volumen. (Mataix, 2001). Por otra parte, un fluido es también considerado una sustancia que se deforma continuamente cuando se somete a un esfuerzo cortante, sin importar que tan pequeño sea ese esfuerzo cortante. (Streeter, 2000)

## **2.4 Red de recolección de crudo**

Consiste en líneas de flujo (sistema de tuberías), macollas y líneas troncales (tuberías colectoras de mayor tamaño) para recolectar el crudo extrapesado, agua y gas asociado desde los pozos de producción y centralizar su transporte hasta las instalaciones de acondicionamiento.

### **2.4.1 Componentes de la red de recolección de crudo**

#### **2.4.1.1 Tubería**

Se denomina tubería industrial a todo sistema constituido por tubos de diámetro y espesor clasificado, válvulas, conexiones y demás accesorios, con la finalidad de conducir fluidos, líquidos o gaseosos entre diversos puntos de una unidad industrial.

Si se desea transportar el crudo hacia alguna mediana o corta distancia se utiliza una tubería. Estos han dado respuestas satisfactorias para transportar grandes volúmenes de petróleo liviano, mediano, pesado y extrapesado desde los campos petrolíferos a las refinerías y/o terminales ubicados a corta, mediana o también en algunos casos largas distancias en un mismo país o países vecinos.

Éstos demandan enormes inversiones de capital para su construcción, pero los costos operativos de mano de obra y mantenimientos son relativamente bajos. Lo relevante es que transportan el crudo ininterrumpidamente 24 horas al día, salvo desperfectos o siniestros

inesperados, y a precios que difícilmente otros medios de transporte podrían ofrecer en igualdad de condiciones.

➤ **Características de las tuberías**

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 esfuerzos. El grado de la tubería es vital debido a que el flujo del petróleo a través de la misma se logra por la diferencia de presión a lo largo del oleoducto. Por tanto, la tubería debe resistir esfuerzos internos sin deformarse.

Toda tubería, considera las fijaciones en equipos y/o soportes, se comporta mecánicamente como una estructura, y como tal, está sujeta a diversos tipos de esfuerzos tales como tracción, compresión, flexión, torsión, entre otros. (Barberii, 2001)

A continuación, se mencionan las principales causas de apareamiento de deformaciones estructurales en una tubería:

- El peso del tubo más el del fluido conducido.
- El peso del aislamiento térmico.
- El peso de accesorios.
- La expansión / contracción térmica restringida de los diversos tramos de la tubería.
- El rozamiento generado en los soportes convencionales.
- Reacciones de soportes de resorte y/o juntas de expansión.

Aunque menos frecuentes, otras causas de deformaciones estructurales pueden, en determinadas situaciones, ser consideradas de elevada importancia, tales como:

- La acción del viento (cargas de viento).
- Vibraciones transmitidas por equipos adyacentes.
- Movimientos sísmicos.

➤ **Flexibilidad de tuberías**

El estudio de flexibilidad de un sistema de tuberías consiste en determinar si las tuberías o líneas poseen la suficiente capacidad para absorber las cargas que sobre ella inciden, tales como el propio peso de la tubería, la expansión térmica, las fuerzas producidas por la presión del fluido, y otras. Uno de los factores que puede aumentar o disminuir la flexibilidad de una tubería es su configuración geométrica.

➤ **Diámetro nominal**

El diámetro nominal es el que corresponde al diámetro externo de una tubería no importa el tipo de material ni el tamaño. Estas dimensiones normalizadas de tuberías se conocen como diámetros IPS (Iron Pipe Size) y permiten intercambiar accesorios y piezas de diferentes materiales para hacer conexiones de tuberías.

➤ **Espesor de pared**

El mínimo espesor de pared para cualquier tubo sometido a presión interna o externa es una función de:

- a) El esfuerzo permisible para el material del tubo.
- b) Presión de diseño.
- c) Diámetro de diseño del tubo.

Además, el espesor de pared de un tubo sometido a presión externa es una función de la longitud del tubo, pues ésta influye en la resistencia al colapso del tubo. El mínimo espesor de pared de cualquier tubo debe incluir la tolerancia apropiada de fabricación.

➤ **Diámetro interior (ID)**

El diámetro interior corresponde al diámetro externo o nominal menos dos veces el espesor, en la figura 2.1 se puede apreciar la representación para el cálculo del diámetro interior de una tubería, atendiendo a la siguiente expresión:

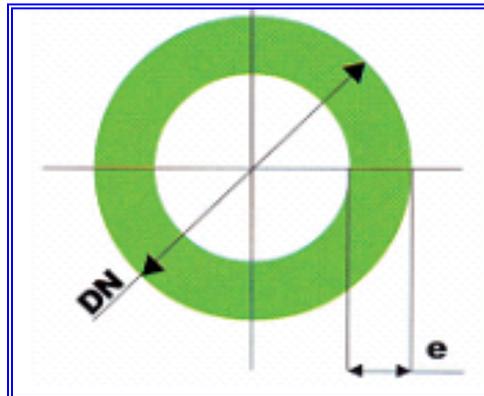
$$\varnothing_{int} = \varnothing_{ext} - (2xe) \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

$\varnothing_{int}$  = diámetro interior de la tubería (pulg).

$\varnothing_{ext}$  = diámetro exterior de la tubería (pulg).

$e$  = espesor de la tubería (pulg).



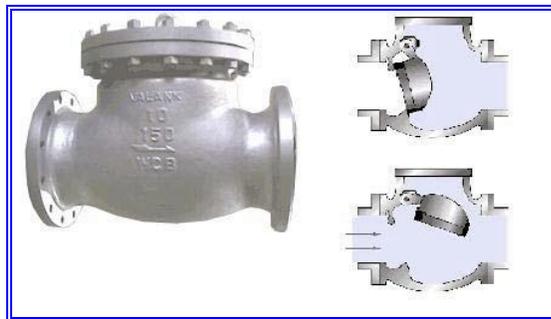
**Figura 2.1. Representación del diámetro interior de una tubería.**

#### **2.4.1.2 Válvulas y accesorios**

Las válvulas y accesorios tienen como función principal controlar las presiones y caudales en la red de tuberías, cambiar la dirección del líquido, conectar las tuberías en diferentes configuraciones etc. Para poder así llevar el crudo a los diferentes puntos de abastecimiento. A continuación se muestran algunos tipos de válvulas y conexiones que se utilizarán en el sistema de recolección de crudo.

➤ **Válvula de retención (*check*)**

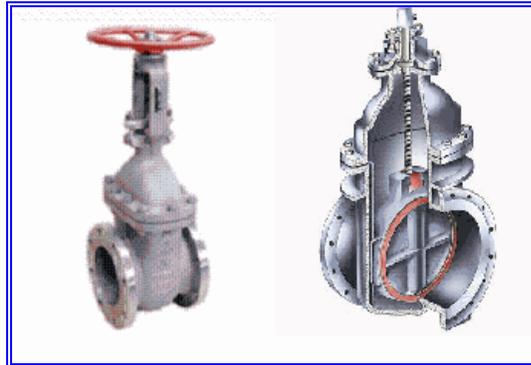
Las válvulas de retención, también llamadas *check* y de no retorno, tienen el fin de restringir la dirección de flujo a un único vector, tal como puede apreciarse en la figura. 2.2; esto evita daños por la rotación inversa de equipos rotativos, impide el vaciado de la tubería en caso de paradas y atenúa el flujo reverso.



**Figura 2.2. Válvula de retención (*check*).**

➤ **Válvula de compuerta**

En las válvulas de compuerta el cierre se produce con un disco vertical de cara plana que se desliza en ángulos rectos sobre el asiento (figura 2.3). Deben permanecer totalmente abiertas o totalmente cerradas durante el período de operación, no funcionan para la regulación de caudales en la red o equipo.



**Figura 2.3. Válvula de compuerta.**

### ➤ **Conexiones**

Las conexiones son accesorios que permiten unir las tuberías entre sí, también unir tuberías con válvulas, etc. y desviar el flujo de agua para donde se requiera; entre las conexiones se pueden nombrar los codos, tees, contracciones, expansiones, anillos etc.

Todos estos componentes se tienen que escoger según el resultado de los cálculos y la experiencia que se tenga en el diseño de los sistemas ya que así se podría alcanzar la mayor eficiencia del sistema y reducir en lo posible las pérdidas que se generan en todos los componentes y tuberías que conforman dicho sistema.

#### **2.4.1.3 Soportes para tuberías**

El diseño de estructuras de soportes se basa en todas las cargas que actúan concurrentemente en cada soporte. Estas cargas incluyen efectos de peso, cargas introducidas por presión de diseño y temperatura, vibración, vientos, terremotos, choques y esfuerzos de desplazamiento. La distribución

y diseño de tuberías y sus elementos de soporte están dirigidos para prevenir lo siguiente:

- Esfuerzos excesivos en la tubería.
- Fuga en las juntas.
- Excesivo empuje y momentos en equipos conectados.
- Esfuerzo excesivo en los soportes (o restricciones).
- Resonancia o vibraciones inducidas por el fluido.
- Interferencia excesiva con expansión térmica o contracción en la tubería.
- Soltura de la tubería de sus soportes.
- Excesivo pandeo de la tubería.
- Excesivo flujo de calor, exposición de los elementos soportantes a temperaturas extremas fuera de sus límites de diseño. (Mitchell, 1990)

#### **2.4.1.4 Estación de flujo multifásica**

El bombeo multifásico se usa para sustituir el sistema convencional de estaciones de flujo. Se logra con ello disminuir la inversión en separadores, bombas de líquido, compresores y otros dispositivos característicos de estaciones de flujo convencionales.

Todo ese sistema se sustituye por un único equipo rotativo: la bomba multifásica. Debido a la capacidad que tienen estos tipos de bombas para manejar la mezcla de gas, agua, crudo y partículas sólidas, el flujo va de los pozos directamente al cabezal que alimenta la succión de la bomba sin tener que separar los componentes ni pasar por ningún otro equipo, de ahí es bombeada a una estación de recolección como se muestra en la figura 2.4.

(Cardenas & Castillo, 2007). Las estaciones de flujo multifásicas son usadas generalmente en:

- Pozos en declinación para aumentar producción y vida del proyecto.
- Zonas apartadas lejos de las facilidades de producción y tratamiento.
- Fuera de las costas, como plataformas marinas.
- Sistemas de transferencia en tuberías.
- Proyectos en desarrollo.

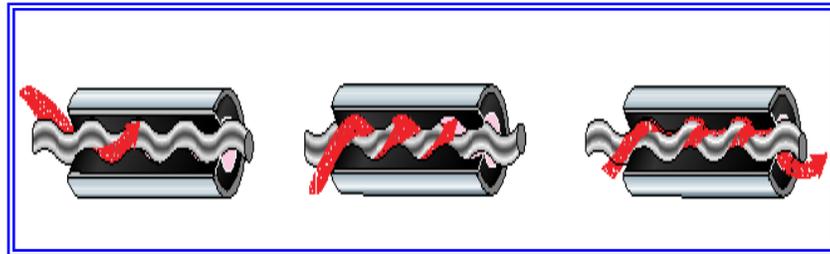


**Figura 2.4. Proceso de extracción con bombeo multifásico.**

#### 2.4.1.5 Bombas de cavidad progresiva (BCP)

Una bomba de cavidad progresiva, se define como una bomba de desplazamiento positivo que consta esencialmente de dos engranajes helicoidales interiores entre el rotor y el estator. Su geometría permite que se construyan una serie de cavidades idénticas separadas entre sí, las cuales,

al girar el rotor (tornillo de N etapas) dentro del estator, se mueven axialmente de un extremo al otro, creando así la acción de bombeo (figura 2.5)



**Figura 2.5. Geometría interna de una bomba de cavidad progresiva.**

La BCP es accionada generalmente por las cabillas desde la superficie, estas transfieren el movimiento al rotor el cual genera la transferencia del fluido de una cavidad a otra, provocando un diferencial de presión. Este movimiento provoca un torque inicial y otro de proceso, el cual el motor debe ser capaz de vencer y mantener; para esto se deben seleccionar los caballos de fuerza y la relación de poleas óptima, adaptados a las condiciones del pozo.

Las BCP, producen de manera ideal cualquier carga que se les imponga mediante restricciones de flujo en la descarga. El volumen máximo a desplazar, se determina por la potencia disponible en el mecanismo de propulsión y la resistencia del engranaje interno. El arreglo en el que se puede encontrar la BCP es el resultado de la combinación entre la completación del pozo y el modelo de la bomba

#### 2.4.1.6 Bomba multifásica (MPP)

Las bombas multifásicas son bombas de doble tornillo de desplazamiento positivo, pueden manejar completamente la producción de un pozo (crudo, agua, gas, arena etc.) sin necesidad de separar o procesar la corriente de producción a la salida del pozo, disminuyendo significativamente los costos asociados a los equipos necesarios en superficie. La producción de cada uno de los pozos, llega al múltiple de producción, ahí converge todo el líquido y el gas proveniente de la macolla. Esta corriente es manejada por una bomba multifásica (figura 2.6), con la cual se logra la presión necesaria para transportar el fluido a través de las líneas troncales hasta la estación principal.

A diferencia de las BCP, no se encuentran afectadas por la configuración de pozo, sino por las características de la alimentación, es decir, la cantidad de gas y líquido que maneja junto con su viscosidad, temperatura, presión y gravedad API entre otras. (Karassik, 2001)



Figura 2.6. Arreglo de bomba multifásica en Petrocedeno.

## 2.5 Flujo multifásico en tuberías horizontales

Está constituido por dos o más elementos que se encuentran en diferentes fases; a diferencia del flujo monofásico, no toma completamente la forma del elemento por el cual fluye, debido al espacio que ocupa el gas y el líquido de la mezcla. Ambas fases poseen diferentes velocidades. La forma que toma la mezcla al fluir depende del elemento de contorno y el patrón de flujo. Para diferenciar la corriente de gas y de líquido, se utilizan las letras G y L respectivamente, la figura 2.7 muestra ejemplos de flujos multifásicos en la producción de hidrocarburos. El tipo de fluido analizado en este estudio es el de hidrocarburo líquido + gas + agua.



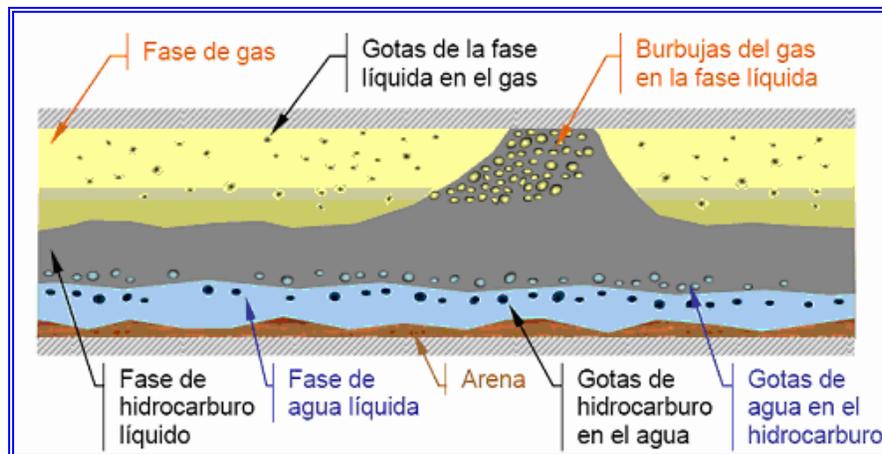
**Figura 2.7. Flujos multifásicos en la producción de hidrocarburos.**

Una de las etapas de producción es el transporte de fluido desde el cabezal del pozo hasta las instalaciones de superficie o entre dos estaciones. Para el diseño de una tubería de gran longitud es necesario conocer la caída de presión a lo largo de la misma

El flujo multifásico en líneas de flujo es un problema difícil de modelar matemáticamente; no obstante varias correlaciones empíricas han aparecido

en la literatura en los últimos años, donde el cálculo se lleva a cabo considerando el sistema de hidrocarburo compuesto por pseudo componentes denotados como petróleo y gas, cada uno de los cuales posee una composición fija.

El patrón de flujo se refiere a cómo se distribuyen las fases al fluir simultáneamente a través de una tubería, es decir, a la forma que adopta el flujo bajo determinadas condiciones de caudal. En la figura 2.8 se puede observar un ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte. (Jaimieson, 1998)



**Figura 2.8. Ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte.**

## 2.6 Correlación de Dukler- Eaton- Flanigan para el cálculo de caídas de presión en el flujo multifásico

Dukler desarrolló una simple correlación limitada a flujo horizontal, la cual no requiere que se determinen los patrones de flujo. Sin embargo, tiende a predecir valores bajos para el radio volumétrico o “*holdup*” (el *holdup*

representa el volumen de líquido presente en una sección volumétrica de tubería). Incluye los efectos de flujos monofásico y bifásico solo para flujo horizontal.

Dukler-Eaton-Flannigan es un híbrido que permite corregir las limitaciones del modelo de Dukler, mediante una correlación dada por Eaton (1967) para el cálculo más preciso del holdup de líquido y la consideración de las pérdidas de presión por efectos gravitatorios para tuberías verticales e inclinadas a través de la correlación de Flannigan (1958). La densidad de la mezcla es calculada usando la ecuación de Dukler, pero con la definición de *holdup* de Eaton, y ésta es usada en el término de fricción de Dukler. La densidad de líquido es usada en el término hidrostático de Flannigan.

El componente de aceleración es modelado con la correlación de Beggs & Brill. Esta correlación no se ajusta a condiciones de fondo. La correlación Dukler Flannigan calcula el gradiente de fricción usando la técnica de Dukler y aplica el método de flujo inclinado de Flannigan. Este desarrolló una correlación de datos obtenidos de una tubería de 16 pulgadas de diámetro. El *holdup* de líquido en las secciones hacia arriba de la tubería fue correlacionado con la velocidad superficial de gas. El gradiente total de presión de Dukler Flannigan se encuentra sumando el gradiente de fricción de Dukler y el gradiente de elevación de Flannigan, y luego aplicando una corrección por aceleración. Dukler Flannigan ha dado buenos resultados en un amplio rango de condiciones.

## **2.7 Caída de presión en tuberías horizontales**

Se define como la diferencia de presión que existe entre un punto (P1) y un punto (P2), es decir, la resistencia al flujo de un fluido a través de un

tramo de tubería de área transversal ( $A$ ) y longitud ( $L$ ) como se muestra en la figura 2.9. Para diseñar una línea de flujo es necesario estimar el perfil de presiones que el fluido tendrá a lo largo de esta, es decir, determinar la curva de gradiente, la cual permite visualizar las pérdidas de presión del fluido en todos los puntos de la tubería.

- a) El gradiente de presión, es decir, la tasa de cambio de la presión con respecto a la unidad de la longitud de flujo, es el resultado de la sumatoria de las pérdidas por: fricción, elevación y aceleración; siendo las pérdidas totales ( $dP/dL$ ) calculadas a través de la ecuación 2.2. Para flujo horizontal se debe principalmente a la fricción. (Mataix, 2001)

$$\Delta P = (\Delta P) \text{ Elev} + (\Delta P) \text{ Fricc} + (\Delta P) \text{ Acel} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

$\Delta P$ : variación de la presión.

Elev: elevación.

Fricc: fricción.

Acel: aceleración.

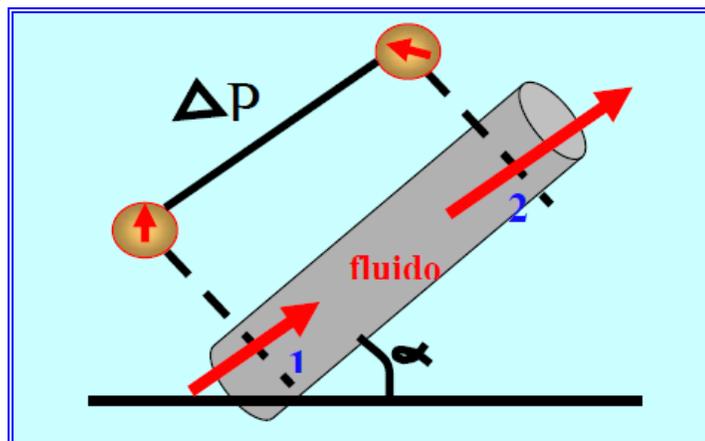


Figura 2.9. Caída de presión a lo largo de la tubería.

Las pérdidas de presión en flujo multifásico horizontal pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores que las ocurridas si se considera el flujo como monofásico, esto se debe a que la fase gaseosa y líquida están separadas por una interfase que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen de flujo existente.

Las pérdidas de presión en un sistema de tuberías se deben a varias características del sistema, que pueden clasificarse como:

1. Rozamiento en las paredes de la tubería, que es función de la rugosidad de la superficie interior de la misma, del diámetro interior de la tubería y de la velocidad, densidad y viscosidad del fluido.
2. Cambios de dirección y elevación.
3. Obstrucciones en el paso de flujo.
4. Cambios repentinos o graduales en la superficie y contorno del paso del flujo.

En ambos sistemas (monofásico y multifásico), las pérdidas que se producen son de dos tipos: primarias y secundarias.

### **2.7.1 Pérdidas primarias**

Las pérdidas primarias de un sistema de tubería se deben al efecto de la fricción como resultado de la relación entre la rugosidad de la tubería y la velocidad del fluido. La pérdida de carga en un tramo de tubería de sección uniforme es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad media en la tubería y a la longitud de la tubería, e inversamente proporcional al diámetro de la misma. La ecuación fundamental que expresa lo anterior es la

llamada ecuación de Darcy-Weisbach, mostrada a continuación: (Mataix, 2001)

$$h_f = \frac{f.L.V^2}{2.D.g} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

$h_f$  : pérdidas primarias, m (pie).

$f$  : factor de fricción (adimensional).

$L$  : longitud de la tubería, m (pie).

$V$  : velocidad del fluido, m/s (pie/s).

$D$  : diámetro de la tubería, m (pie).

$g$  : aceleración de la gravedad 9,81 m/s<sup>2</sup> (32,17 pie/s<sup>2</sup>).

La formula de Darcy-Weisbach es ampliamente usada en hidráulica. Permite el cálculo de la pérdida de carga debido a la fricción dentro de una tubería y es válida tanto para flujo laminar como turbulento de cualquier líquido en una tubería.

### 2.7.2 Pérdidas secundarias (pérdidas de forma)

Las pérdidas secundarias, son las pérdidas de forma, y se deben a la presencia de accesorios, tales como: conectores, codos o cambios abruptos en el área de las tuberías. Estas pérdidas se consideran menores en relación a las producidas por la fricción siempre que el sistema incluya tramos largos de tuberías de área constante. Las pérdidas secundarias en válvulas y accesorios que conforman un sistema de tuberías pueden expresarse como: (Mataix, 2001)

$$h_m = K \frac{V^2}{2g} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

$h_m$ : pérdidas secundarias, m (pie).

$K$ : coeficiente de pérdidas de carga del accesorio (adimensional).

$V$ : velocidad media en la tubería del accesorio, m/s (pie/s).

$g$ : aceleración de la gravedad 9,81 m/s<sup>2</sup> (32,17 pie/s<sup>2</sup>).

El coeficiente de pérdida, K debe determinarse experimentalmente para cada situación. Las pérdidas secundarias también pueden expresarse como: (Mataix, 2001)

$$h_m = \frac{f \cdot L_e \cdot V^2}{2 \cdot D \cdot g} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

$h_m$ : pérdidas secundarias, m (pie).

$f$ : factor de fricción (adimensional).

$L_e$ : longitud equivalente de tubería recta, m (pie).

$V$ : velocidad media en la tubería, m/s (pie/s).

$D$ : diámetro de la tubería, m (pie).

$g$ : aceleración de la gravedad 9,81 m/s<sup>2</sup> (32,17 pie/s<sup>2</sup>).

Para obtener la caída de presión entre dos puntos de una tubería, es necesario realizar un balance de energía en el flujo del fluido a través de dichos puntos, aplicando la primera ley de la termodinámica, la conservación

de la energía, establece: “la energía del fluido que se almacena en cualquier región del sistema + cualquier trabajo adicional realizado sobre o por el fluido – la energía pérdida por calor en el sistema es igual a la energía del fluido que sale de dicha sección”.

Las pérdidas por fricción es uno de los principales factores que influyen en la producción de un pozo y en el transporte del fluido por tuberías. Estas pérdidas están directamente asociadas a la viscosidad del crudo la cual es la razón por la que se inyecta el diluyente. El simulador Pipephase determina las pérdidas por fricción en flujo monofásico; tanto para regímenes de flujo laminar o turbulento.

El número adimensional “ $f$ ” depende de otros dos números, también adimensionales, el número de Reynolds y la rugosidad relativa del conducto. La rugosidad puede variar debido a la formación de depósitos sobre la pared, o debido a la corrosión de los tubos. Uno de los métodos más extensamente empleados para evaluar el factor de fricción hace uso del diagrama de Moody. La ecuación de Hagen Poiseuille transformada determina el factor de fricción en flujos laminar, ecuación. 2.6; y la ecuación de Colebrook en flujos en transición y turbulentos, ecuación. 2.7. (Mott, 2006)

$$f = \frac{64}{Re} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$f^{0,5} = -2.0 \text{ Log} \left[ \left( \frac{\epsilon/d}{3,7} \right) + \frac{2,51}{Re f^{0,5}} \right] \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

$Re$ : número de Reynolds (Adimensional).

$f$ : factor de fricción (Adimensional).

## 2.8 Teorema de Bernoulli

El teorema de Bernoulli es una forma de expresión de la aplicación de la ley de la conservación de la energía al flujo de fluidos. La energía total por unidad de peso en un punto cualquiera por encima de un plano horizontal arbitrario fijado como referencia, es igual a la suma de la altura geométrica, la altura debida a la presión y la altura debido a la velocidad.

Si las pérdidas por rozamiento se desprecian y no se aporta o se toma ninguna energía del sistema de tuberías (bombas o turbinas), la altura  $H$  permanecerá constante en cualquier punto de fluido; sin embargo, existen pérdidas o incrementos de energía que deben incluirse en la ecuación de Bernoulli. Por lo tanto, el balance de energía puede escribirse para dos puntos de fluido, como se indica en la ecuación 2.8. (Irving, 1995)

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + h_L \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

$P$ : presión manométrica (Pa).

$Z$ : altura sobre un nivel de referencia (m).

$V$ : velocidad del fluido (m/s).

$h_L$ : pérdidas de energía expresada en metros (m).

$\rho$ : densidad del fluido (Kg/m<sup>3</sup>).

$g$ : aceleración de la gravedad (9,81 m/s<sup>2</sup>).

1 y 2: representan la ubicación en la línea de tubería.

## 2.9 Número de Reynolds

Las investigaciones de Osborne Reynolds han demostrado que el régimen de flujo en tuberías, es decir, si es laminar o turbulento, depende del diámetro de la tubería, de la densidad y la viscosidad del fluido, y de la velocidad del flujo. El valor numérico de una combinación adimensional de estas cuatro variables, es conocido como la relación de las fuerzas de inercia (dinámicas) debida a la masa del fluido respecto a las fuerzas viscosas. El número de Reynolds se define, para el flujo de tuberías, como: (Crane, 1992)

$$Re = \frac{D\sqrt{\rho}}{\mu} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

$Re$ : número de Reynolds.

$D$ : diámetro interior de tubería (m).

$\sqrt{\rho}$ : velocidad de flujo (m/s) .

$\rho$ : densidad del fluido (kg/m<sup>3</sup>).

$\mu$ : viscosidad (N.s/m<sup>2</sup>).

Para estudios técnicos, el régimen de flujo en tuberías se considera como laminar si el número de Reynolds es menor a 2.000 y turbulento si el número de Reynolds es superior a 4.000. Entre estos dos valores está la zona denominada crítica o de transición donde el régimen de flujo es

impredecible, pudiendo ser laminar o turbulento, dependiendo de muchas condiciones con posibilidad de variación.

El flujo laminar se caracteriza por el movimiento suave de fluido desplazándose una sobre otra sin mezclarse, la velocidad en un punto dado es constante y sigue un perfil parabólico.

El flujo turbulento se caracteriza por el intercambio y mezcla del fluido en la dirección radial de una parte del fluido a otra, la velocidad en un punto dado fluctúa alrededor de un valor promedio y la velocidad sigue un perfil “chato” con respecto al radio. Es importante señalar que en ambos regímenes de flujo la velocidad es cero en las paredes del tubo y máxima en el centro.

En cuanto a la zona de transición, existen en la literatura grandes desacuerdos en los valores del número de Reynolds que definen esta zona y por razones de seguridad, para el diseño se aplican las formulas de flujo turbulento si  $Re > 2.000$ . Los regímenes de flujo se pueden observar en la figura 2.10. (Crane, 1992)

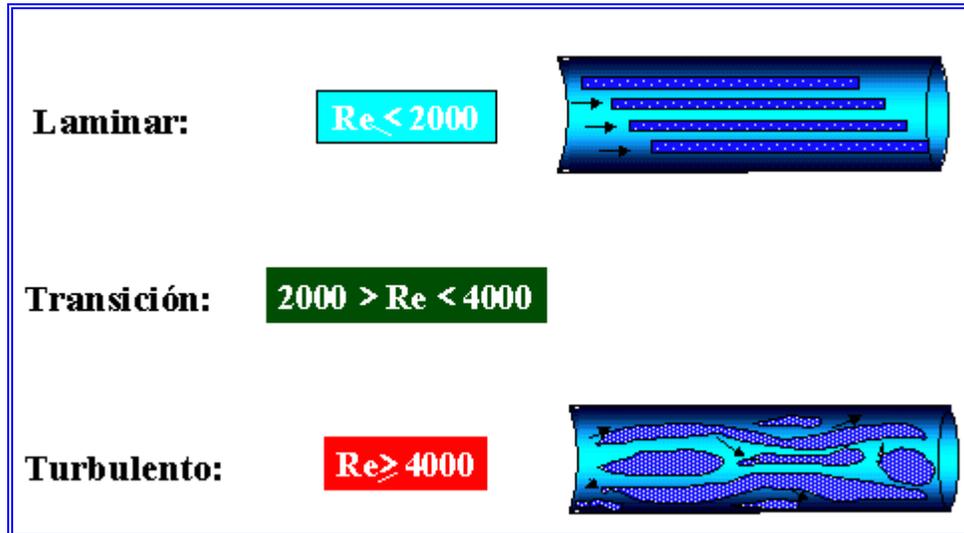


Figura 2.10. Regímenes de flujo.

## 2.10 Propiedades de los fluidos

El conocimiento de las propiedades físicas de un fluido en particular es requerido para la solución de cualquier problema de flujo de fluidos, es por ello que se debe conocer, previo al estudio del sistema, los valores de las propiedades de los fluidos que afectan a su flujo, principalmente la viscosidad, la densidad y la presión de vapor.

### 2.10.1 Densidad

Es una relación de masa por unidad de volumen, sus unidades son por ejemplo  $\text{g/cm}^3$  o  $\text{lb/pe}^3$  y se le identifica con la letra griega Rho ( $\rho$ ). Para líquidos, a menos que sea a altas presiones, la variación de la densidad con esta variable es despreciable. Las variaciones con respecto a la temperatura deben ser consideradas. Para gases y vapores la densidad es una función

de la temperatura y la presión. Luego la ecuación de densidad está representada por: (Perry, 2001)

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

La densidad tiene importancia en la industria del petróleo debido a varios motivos, algunos de ellos:

- Los tipos de hidrocarburos se distinguen por su densidad. La densidad crece en el orden parafínicos, nafténicos y aromáticos.
- En las relaciones comerciales para convertir peso a volumen y viceversa.
- Existen varios índices empíricos que se basan en la relación entre la densidad y otra propiedad.

### 2.10.2 Volumen específico

Se define como el inverso de la densidad, es decir, es el volumen que ocupa la unidad de masa. Esta definición es ampliamente utilizada en cálculos de transporte de vapor de agua. (Perry, 2001)

$$V = \frac{1}{\rho} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

### 2.10.3 Gravedad API

La gravedad API (American Petroleum Institute) denota la relación correspondiente entre el peso específico y la fluidez de los crudos con

respecto al agua. Esta gravedad posee una escala arbitraria de la lectura de la gravedad específica (densidad relativa), usada en la industria petrolera y que tiene como base la densidad del agua (10° API). La gravedad en °API es equivalente a densidad y se usa en la industria petrolera mundial. La gravedad específica del agua es 1 y en °API es 10.

Los crudos se clasifican, según la gravedad API, por la siguiente escala:

- Extrapesados < 9,9.
- Pesados 10 – 21,9.
- Medianos 22,0 - 29,9.
- Livianos 30 – 39,9.
- Condensados > 40.

La gravedad API y la densidad específica se relacionan mediante la siguiente expresión: (Perry, 2001)

$$\text{Gravedad API} = \frac{141,5}{g_e} - 131,5 \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

$g_e$  : gravedad específica del líquido.

Generalmente se usa el grado API, como una forma sencilla de expresar la densidad. En las operaciones comerciales de crudos la densidad es uno de los parámetros considerados.

### 2.10.4 Viscosidad

La viscosidad expresa la resistencia que tiene un fluido para fluir cuando se le aplica una fuerza externa. El coeficiente de viscosidad absoluta, o simplemente la viscosidad absoluta de un fluido, es una medida de la resistencia al desplazamiento o a sufrir deformaciones internas (Crane, 1992). La viscosidad de los crudos varía ampliamente desde fluidos como el agua, hasta sólidos que no pueden movilizarse sin calentamiento. Una baja viscosidad de un destilado indica generalmente alto rendimiento en nafta o diesel, y una alta viscosidad indica alto rendimiento en asfalto, pero en ningún caso da indicación de calidad. El parámetro de viscosidad se utiliza en el diseño de tuberías de yacimientos y los ductos y bombas entre el almacenaje en refinerías y las instalaciones de procesamiento.

El caso particular del crudo manejado por Petrocedeño posee un alto grado de viscosidad comparado con el agua y contrario es el gas que es menor comparado con el agua. Las dimensiones de la viscosidad se determinan utilizando la ley de la viscosidad de Newton. Esta es la siguiente: (Crane, 1992)

$$\mu = \frac{\tau}{dv/dy} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde:

$\mu$ : viscosidad dinámica, N.s/m<sup>2</sup> (lbf.s/pie<sup>2</sup>).

$\tau$ : esfuerzo cortante entre capas adyacente de un líquido, N/m<sup>2</sup> (lbf/pie<sup>2</sup>).

$dv/dy$ : rapidez de deformación, 1/s (1/s).

La viscosidad  $\mu$  frecuentemente se conoce como viscosidad absoluta o dinámica para evitar confundirla con la cinemática, que es la relación de la viscosidad dinámica con la densidad: (Crane, 1992)

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Donde:

$\nu$ : viscosidad cinemática, m<sup>2</sup>/s (pie<sup>2</sup>/s).

$\mu$ : viscosidad dinámica, N.s/m (lbf/pie.s).

$\rho$ : densidad del fluido, kg/m<sup>3</sup> (lbf/pie<sup>3</sup>).

En termodinámica, la temperatura y la energía cinética de las moléculas se consideran equivalentes, cuando aumenta la temperatura de cualquier sustancia (especialmente en líquidos y gases) sus moléculas adquieren mayor movilidad y su cohesión disminuye, al igual que disminuye la acción de las fuerzas intermoleculares. Por ello, la viscosidad disminuye cuando se aumenta la temperatura y viceversa.

Actualmente en Petrocedeño, se utiliza la ley propuesta por MARAVEN, la cual es aplicable al crudo sin diluir. Para trabajar con crudo diluido, se aplica un factor de corrección para crudos de 15 a 17°API (Ln (1,15)): (Bases de Diseño Petrocedeño, 2007)

$$v = e^{\left( \ln(1,15) + e^{\left\{ \left( (11 * g e_d) - 9,03 \right) + 3,4 * \ln \frac{600}{(t_d + 460)} \right\}} \right)} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

$t_d$ : temperatura del crudo diluido en °F.

$v$ : viscosidad cinemática (cSt).

$g e_d$ : gravedad específica del crudo diluido.

Según los cambios de temperatura del líquido que recircula entre las etapas, se determina la nueva viscosidad según la Ecu.2.15. Sin embargo esa ecuación no considera la cantidad de agua en la mezcla. Petrocedeño realizó numerosos experimentos para determinar empíricamente el efecto del agua sobre la viscosidad de la mezcla.

### ➤ Factores que afectan la viscosidad del crudo de Petrocedeño

Los principales factores que afectan la viscosidad de un fluido son:

- **Temperatura**

La viscosidad ésta ligada a la cohesión de las moléculas de la sustancia, entonces al aumentar la temperatura, las moléculas adquieren mayor movilidad disminuyendo las fuerzas intermoleculares y haciendo la sustancia menos viscosa. En caso contrario, al disminuir la temperatura por los mismos efectos aumenta la viscosidad en la sustancia. La viscosidad en los crudos pesados y extrapesados varía muy fuertemente con la temperatura, particularmente entre los 10 y 50 °C.

- **Presión**

En condiciones de aumento de presión el gas es absorbido por el crudo disminuyendo su viscosidad, y en caso contrario con la disminución de presión el gas es desprendido del crudo saturado aumentando su viscosidad.

Adicionalmente, el líquido absorbe el calor desprendido por el gas durante la compresión pero el aumento de temperatura no se debe únicamente a éste factor ya que también las fricciones internas influyen en el aumento de temperatura en la mezcla.

- **GOR (*Gas Oil Ratio*)**

Los trabajos realizados en Petrocedefío permitieron comprobar que al aumentar la relación volumétrica de gas-crudo de la mezcla, disminuye su viscosidad aparente.

Esto afirma la influencia del gas como diluyente en la mezcla. El mecanismo de producción de los crudos de la faja es por gas disuelto, lo que hace la conservación de la energía vital en la gerencia de dichos yacimientos. (Cárdenas & Castillo, 2007)

### **2.10.5 Presión de vapor**

Bajo ciertas condiciones de flujo de líquidos es posible conseguir presiones muy bajas sectorizadas en un sistema. Las presiones pueden incluso ser iguales o menores que la presión de vapor, convirtiendo cantidades de líquido en vapor de forma súbita, formando una bolsa o

cavidad de vapor en expansión rápida; la misma usualmente se arrastra desde su punto de origen y entra a regiones en donde el flujo tiene presiones mayores que la presión de vapor, generando un colapso de la misma.

Este fenómeno se conoce como cavitación, ampliamente estudiado en los impulsores de las bombas centrífugas y responsable de la liberación de energía que causa deformaciones en los mismos. Este crecimiento y decrecimiento de burbujas de vapor en líneas de flujo afecta la dinámica de fuerzas en las tuberías, el comportamiento de bombas hidráulicas y turbinas, y pueden erosionar partes metálicas dentro de la región de cavitación. (Mataix, 2001)

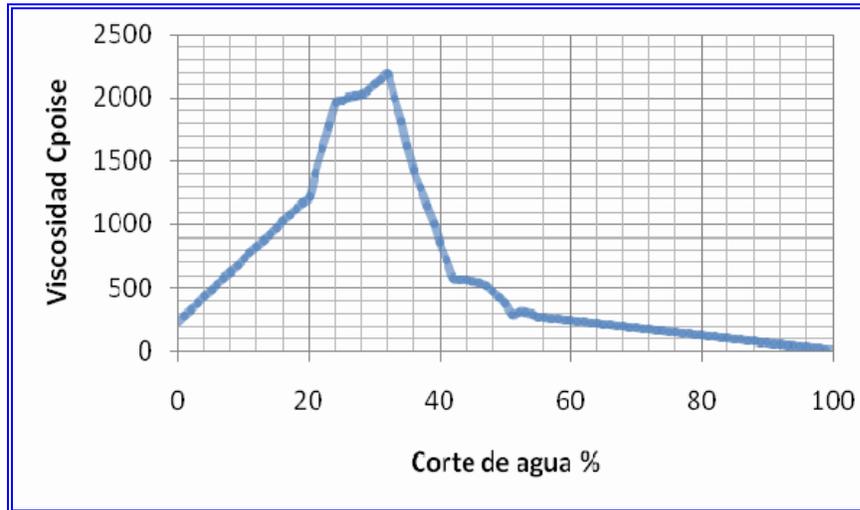
#### **2.10.6 Corte de agua (BSW)**

La especificación del contenido máximo de agua está relacionada al costo de transporte, procesamiento y venta. Ya que la propiedad más rentable de los hidrocarburos es producir calor, el porcentaje de corte de agua no debe ser mayor del 1 al 2%. La curva de viscosidad en función del corte de agua suministrada por Petrocedeno a 16 ° API se muestra en la figura 2.11. Esta curva se realizó experimentalmente por personal de la empresa, descartando la hipótesis que el punto máximo del domo se encontraba al 50% del BSW y así demostrando que la mayor viscosidad se encuentra aproximadamente para un corte de agua de 32%.

Este fenómeno se presenta debido a que los fluidos (agua y crudo diluido) no son miscibles y al juntarlos se crea una emulsión.

La gerencia de Explotación consiguió que el punto de inversión (donde la fase continua deja de ser hidrocarburo y pasa a ser agua) se encuentra en

un porcentaje alrededor del 32%, y es donde la mezcla agua/hidrocarburo presenta la mayor viscosidad.



**Figura 2.11. Curva de viscosidad vs corte de agua a 16°API  
GOR=0 a 46,09°C (Fuente: Petrocedeño).**

Donde:

*BSW (%)*: cantidad de agua en la mezcla expresada en porcentaje.

### 2.10.7 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. Esta es calculada por: (Cálculo hidráulico de tubería, 1994)

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

$$V_{SG} = \frac{q_G}{A} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

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: (Cálculo hidráulico de tubería, 1994)

$$V_m = \frac{q_L + q_G}{A} = V_{SL} + V_G \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Donde:

$q_L$ : 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>).

### 2.10.8 Velocidad erosional

Las líneas de flujo, múltiples de producción y cabezales de pozos deben diseñarse tomando como punto crítico la velocidad erosional del fluido. La experiencia ha demostrado que la pérdida de espesor de pared ocurre por un proceso de corrosión/erosión. Este proceso es acelerado por las altas

velocidades del fluido, presencia de arena (componente abrasivo), contaminantes corrosivos tales como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y de accesorios que perturban la trayectoria de las corrientes como los codos. (Cálculo hidráulico de tubería, 1994)

### 2.10.9 Caudal de crudo diluido (Diluted Crude Oil) (DCO)

Es la suma del caudal de crudo extrapesado más el caudal del diluyente (nafta):

$$Q_{DCO} = Q_{Dil} + Q_{EHO} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Donde:

Q Dil: caudal de diluyente.

Q EHO: caudal de crudo extrapesado (*Extra Heavy Oil*).

### 2.10.10 GOR (Relación gas crudo)

Es la relación entre el gas y el crudo presente en la mezcla expresada en ft<sup>3</sup>/barriles:

$$GOR = \frac{Q_g}{Q_{DCO}} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

## 2.11 Variables que afectan la caída de presión en tuberías horizontales

- **Efecto del diámetro de la tubería**

A menor diámetro el área transversal de flujo será reducida y mayor será la pérdida de presión a lo largo de la tubería.

- **Efecto de la tasa de flujo**

A mayor tasa de flujo, mayor será la velocidad de los fluidos transportados para un área transversal de flujo constante, lo que provoca un aumento en las pérdidas por fricción.

- **Efecto de la viscosidad líquida**

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

- **Efecto de la relación agua-petróleo**

El efecto de la relación agua- petróleo tiene que ver con el efecto del corte de agua sobre la viscosidad de la mezcla, como se indica en la Figura 2.19. (Streeter, 2000)

## **2.12 Programas computacionales de simulación**

Los programas de simulación son herramientas de gran uso en el campo de la ingeniería. A través de ellos se pueden simular procesos ya existentes o en diseño, con la finalidad de pronosticar el comportamiento de los sistemas al variar ciertos factores o variables dentro del mismo. Dichos modelos están basados en ecuaciones teóricas y/o desarrolladas empíricamente, las cuales normalmente, no son fáciles de resolver analíticamente, por esta razón se usan los programas de simulación, ya que estos contienen las ecuaciones y correlaciones más aceptadas para la

representación de procesos, así como algoritmos de convergencia rápida de las ecuaciones, lo cual facilita la solución y proporciona alto nivel de exactitud.

En general, la simulación de un proceso mediante un modelo matemático con cierta exactitud de respuesta, ofrece las siguientes ventajas:

**b) Experimentación de bajo costo**

Es posible estudiar procesos existentes o fase de diseño de una forma más rápida, económica y completa que en la planta real.

**c) Extrapolación**

Con un modelo matemático adecuado se puede realizar ensayos en los intervalos extremos de las condiciones de operación, lo cual no puede ser práctico o ni siquiera posible en la planta real.

**d) Evaluación de planes alternos**

La simulación permite comparar con rapidez y minuciosidad distintos procesos, modificaciones o diseños que se desean poner en operación. Permite también ensayar hipótesis sobre sistemas o procesos antes de llevarlos a la práctica. Esto da como resultado que se puedan tomar en consideración un mayor número de alternativas de procesos y obtener así diseños de mejor calidad y menor costo.

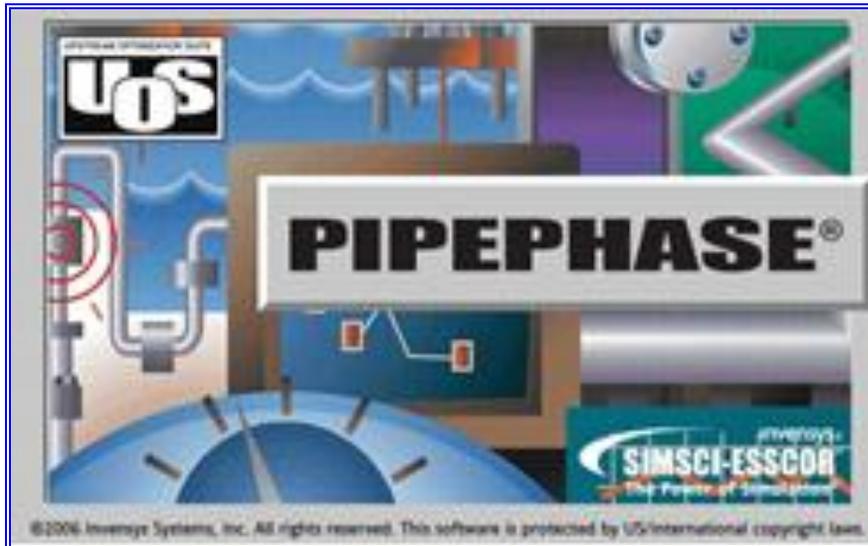
### **e) Estudio de sensibilidad**

Se pueden analizar la sensibilidad de un proceso con la variación de los parámetros básicos del sistema según un porcentaje de variación ( $\pm 10\%$ ), a fin de determinar cuales tienen un efecto importante en el funcionamiento del sistema.

#### **2.12.1 Programa computacional Pipephase**

Es una herramienta corporativa de cálculo desarrollado por la empresa Invensys Systems Inc (figura 2.12), para el diseño, análisis y optimización de gran variedad de sistemas de flujo. Pipephase es un programa de simulación que predice en estado estacionario presión, temperatura, líneas de flujo, configuraciones lineales o de red de acopio de sistemas, y de otras tuberías, pozos, bombas, compresores, separadores y otras instalaciones. Los tipos de fluidos que pipephase puede manejar incluyen: liquido, gas, vapor y mezclas multifásicas de gas y líquidos.

Las amplias aplicaciones con las que cuenta Pipephase se pueden dividir en las siguientes categorías principales: análisis de tuberías, análisis de pozos y estudios de campos de producción. A pesar de que las aplicaciones de pipephase son extensas, el resumen de la descripción se centrará específicamente en el relacionado con el análisis de tuberías, pues esta es la aplicación utilizada en este trabajo. (Simsci-Esscor, 2005)



**Figura 2.12. Simulador de procesos Pipephase.**

El programa de simulación Pipephase maneja los siguientes conceptos:

- **Tramo o link**

Es un tramo largo de tubería entre dos nodos. Un link está formado por uno o más equipos, tales como equipos de flujo o tuberías, o equipos de proceso (bombas, compresores, válvulas, etc.)

- **Tubería o pipe**

Es un elemento que forma parte del link, es decir un tramo de tubería.

- **Nodo o junction**

Es la conexión entre los equipos que conforman un sistema de tubería.



### **a) Descripción de la simulación (Simulation Description)**

Esta es la primera ventana que se muestra, al momento de iniciar una simulación nueva. En esta ventana se especifican los siguientes datos:

- Project (Nombre del proyecto).
- Problem (Nombre del problema).
- User (Nombre del usuario).
- Date (Fecha).
- Site (Lugar).

### **b) Definición de la simulación (Simulation Definition)**

En esta ventana se define el tipo de simulación y el tipo de fluido. Según el tipo de simulación se pueden clasificar en:

- Network Model (Cálculo de Redes de Tubería)
- Gas Lift Analysis (Cálculo de Sistema Gas Lift)
- PVT Table Generation (Usado para generar tabla de datos PVT)

Según el tipo de fluido se puede clasificar en:

- **Blackoil**

Dos o tres fases: crudo, gas y agua, donde el crudo es dominante (Por defecto).

- **Condensate**

Dos o tres fases: crudo, gas y/o agua donde el gas es dominante.

- **Liquid**

Líquido fase simple. (Hidrocarburos o agua).

- **Gas**

Gas fase simple (hidrocarburo dominante).

- **Compositional**

El fluido es representado por componentes definidos, donde la definición es con componentes de librería. Se debe seleccionar entre los métodos Rigorous Multi-Phase o Force Single-Phase: gas o líquido. Para los fluidos composicionales Pipephase calculara la separación de fases siempre prevaleciendo las condiciones del fluido en proceso y lo requerido.

### **c) Dimensiones (Input Dimension)**

Esta ventana permite definir el sistema de unidades dimensionales de entrada y de salida del problema. El sistema de unidades que se encuentran en la base de datos de programa son los siguientes:

- Petroleum (Sistema que usa el simulador por defecto).
- Inglesas.

- Métrica.
- Sistema Internacional.
- Impuestos por el usuario.

### 2.13 Error porcentual

El error porcentual designado por la letra “e” esta definido por el cociente entre el error absoluto y el valor verdadero multiplicado por cien. Donde el error absoluto es la diferencia entre el valor medido y el valor verdadero. Matematicamente se define por la siguiente ecuación: (Cermeño, 2007).

$$e = \frac{\text{valor medido} - \text{valor verdadero}}{\text{valor verdadero}} \times 100 \quad (\text{Ec. 2.21})$$

## **CAPÍTULO III**

### **METODOLOGÍA DEL TRABAJO**

Para llevar a cabo cada una de las etapas definidas en la investigación, es necesario realizar una serie de actividades planificadas y organizadas de acuerdo con los objetivos específicos establecidos. A continuación se describe la metodología utilizada para cumplir con los objetivos propuestos en esta investigación. Los resultados de cada actividad se presentan en el capítulo IV de este proyecto.

#### **3.1 Modelo hidráulico de la red de recolección de crudo diluido bajo condiciones actuales de operación, a través del programa de simulación PIPEPHASE**

##### **3.1.1 Revisión bibliográfica**

Para el desarrollo de éste capítulo, se procedió a la revisión y recopilación del material bibliográfico relacionado con el tema de estudio, principalmente tesis de grado, estudios realizados por la gerencia de Explotación de Petrocedeno, diagramas, manuales de las bases de diseño, criterios y filosofía de operación de la planta, los cuatros últimos propiedad de PDVSA y su filial Petrocedeno.

Se implementó una estrategia de búsqueda de información del bloque de producción Junín, específicamente del campo de San Diego de Cabrutica, donde se encuentra en operación la empresa mixta Petrocedeno. Entre las técnicas de recolección de datos está la observación directa y el contacto

con el personal de operaciones, lo que permitió obtener información fundamental y experiencia (*know-how*) con respecto a los parámetros operacionales de la planta y características del crudo. Además se recopilaron los diagramas de tubería e instrumentación y perfiles topográficos de las troncales en los departamentos de Procesos y Civil respectivamente. En la figura 3.1 se muestra un perfil de derivación de la macolla JD y JB, documento requerido para la inclusión de la data asociada a los cambios de pendiente y longitudes de líneas de transporte de mezcla multifásica (crudo, diluyente, gas y agua).

Los mapas de perfiles topográficos muestran el recorrido de las líneas de recolección de crudo diluido desde las diversas macollas hasta la llegada de las troncales a la cerca de la Estación Principal. Para el resto de las macollas se ilustran en el Apéndice A. Esta información fue utilizada para realizar la simulación en el programa Pipephase. Los diagramas de tubería e instrumentación se encuentran reportados en el Apéndice I.

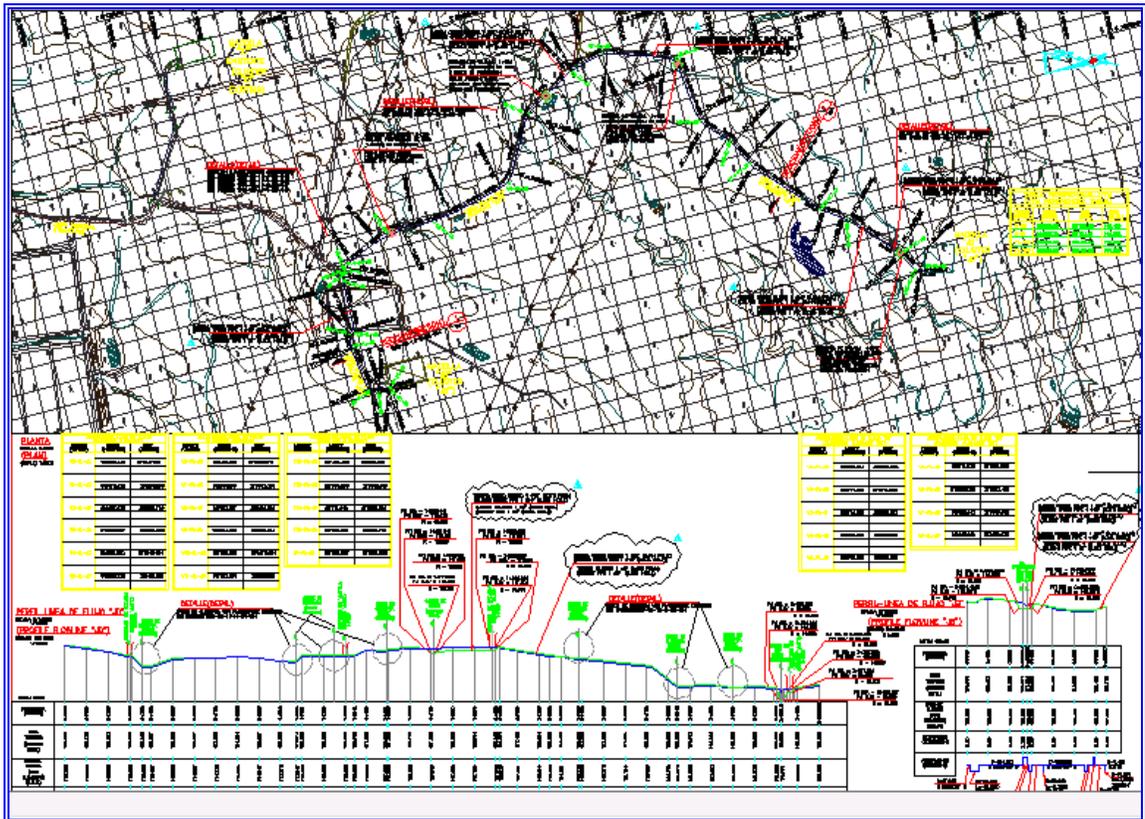


Figura 3.1. Perfil topográfico de la línea de flujo de la macolla JD y JB.

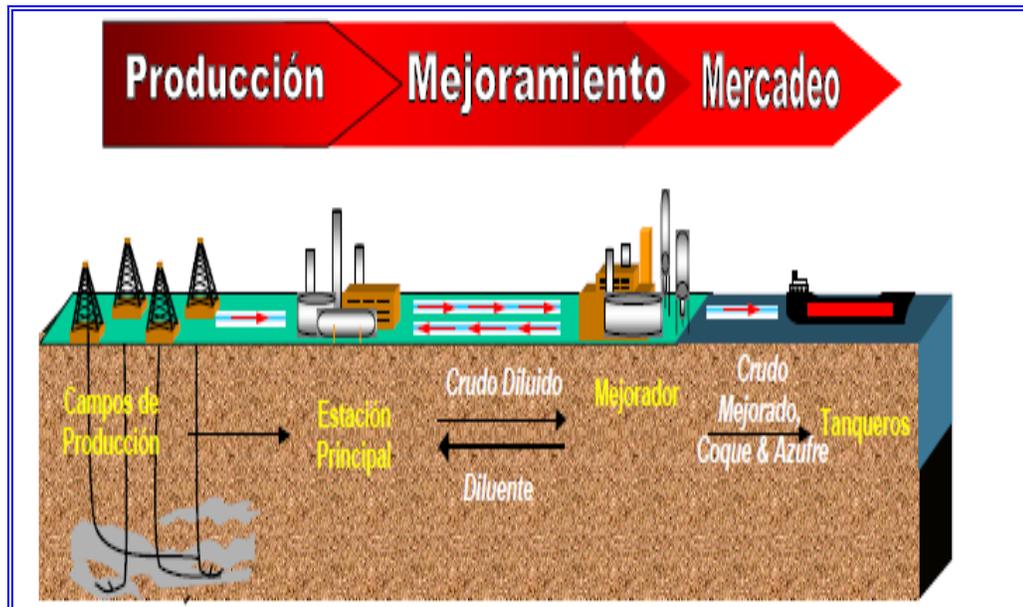
### 3.1.2 Descripción del proceso de recolección de crudo diluido desde las macollas hasta la Estación Principal

El objetivo fundamental de la empresa Petrocedeño en sus instalaciones ubicadas dentro del área de explotación asignada en San Diego de Cabrutica, al sur del estado Anzoátegui (figura 1.2), es la extracción y acondicionamiento de crudo extrapesado previo su bombeo al mejorador ubicado en el Complejo Industrial Petrolero y Petroquímico General José Antonio Anzoátegui (CIPPGJAA), ubicado cerca de la población de Piritu. Para ello cuenta con una Estación Principal donde el crudo proveniente de

los pozos y macollas es recolectado, transportado, deshidratado y desgasificado.

En el esquema actual y para maximizar el recobro del mismo, el crudo extrapesado es diluido con Nafta de 47° API ó crudo Mesa (30° API) para reducir la viscosidad; dicha mezcla es capaz de fluir utilizando equipos e instalaciones convencionales. El objetivo es diluir el crudo pesado hasta 17 °API. La nafta (usada como diluyente) es suministrada hacia la estación principal a través de una tubería proveniente de la estación de bombeo ubicada en la Coordinación Operacional Junín, a 25 km de distancia. La misma es alimentada por un oleoducto de 200 km proveniente del CIPPGJAA. La nafta es recirculada desde el mejorador de Petrocedeño, en un modelo de ciclo cerrado (figura 3.2).

El diluyente puede ser inyectado a cada pozo en la tubería de flujo de producción, en la descarga de la bomba de cavidad progresiva (BCP), a unos 1.000 pies de profundidad o directamente en la zona horizontal del fondo del pozo (a unos 4.000 pies en la zona horizontal). La cantidad de diluyente es medido a través de un rotámetro o medidor de coriolis (dependiendo el año de conexión de cada pozo) y se regula mediante el ajuste automático de una válvula de regulación de crudo. Una tubería de diluyente también se proporciona en la succión de la bomba multifasica (MPP), y con un arreglo similar (válvula globo / rotámetro) se consigue el objetivo de ajustar la dilución del crudo para su bombeo a través de las tuberías de superficie (también llamadas troncales).



**Figura 3.2 Modelo del ciclo de recolección de crudo y distribución de diluyente.**

Las macollas son asociaciones de pozos en una misma localidad de superficie, que se perforan direccionalmente siguiendo las arenas productoras en subsuelo. Las mismas están localizadas dentro de un radio de 10km de la estación principal. Cada una posee un determinado número de pozos (entre 6 y 50). En la figura 3.3 se muestra la fotografía de una macolla en operación.

Las macollas están diseñadas bajo una filosofía de centralización de las instalaciones de superficie, donde se dispone de todos los cabezales de pozo en una misma área, confinando las actividades de operación y mantenimiento al mismo tiempo que se disminuyen los costos y el impacto ambiental. Dentro de ellas se cuenta con instalaciones automatizadas capaces de recolectar los fluidos de producción y bombearlos a través de las

tuberías y redes de recolección hasta la Estación Principal, donde se lleva a cabo el tratamiento y acondicionamiento de los fluidos.



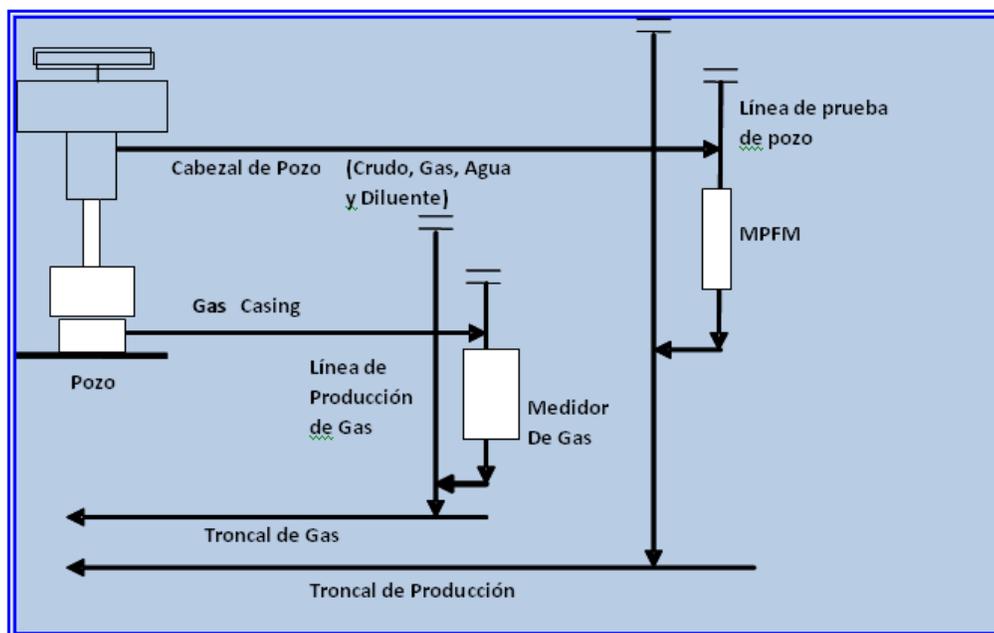
**Figura 3.3. Representación de las macollas en el campo.**

En el cabezal de pozo, el crudo pesado es extraído por levantamiento artificial mediante bombas de cavidad progresiva (BCP) ubicadas en el fondo de pozo. Cada macolla posee una bomba multifásica (MPP), que está diseñada para manejar una producción normal de crudo pesado a 6,2 bar y con la cual se bombea la producción (crudo diluido, gas y agua) a través de las líneas troncales hacia la Estación Principal.

Cada macolla tiene un cabezal distribuidor de diluyente, un cabezal colector de fluidos de producción de los pozos, un cabezal de recolección asociado al gas anular, un medidor fijo de flujo multifásico (MPFM) para pruebas de pozos y un paquete de inhibidor de corrosión. La red de

recolección de gas (*Gas Gathering*) consiste en un sistema independiente paralelo a la red de distribución de diluyente y de recolección de crudo que maneja el gas proveniente del anular de los pozos desde las macollas hasta la estación principal. Con esta red se logra reducir un 65% de los volúmenes de gas que tienen que manejar las bombas multifásicas y el sistema de recolección de crudo (DCO).

Esta modificación le proporcionó a cada pozo la capacidad de separar el gas asociado presente en su producción, y las macollas fueron provistas de cabezales de recolección de gas. Se construyeron cuatro troncales de gas independientes de las cuatro líneas de alimentación de crudo diluido ya existente. En la figura 3.4 se observa la representación de esta modificación.



**Figura 3.4 Descripción del sistema de recolección de gas (*gas gathering*) de las troncales.**

Las líneas asociadas al gas anular de los pozos recogen todo el flujo en el múltiple de producción de gas, y cuenta con un medidor de flujo de gas. También se provee de una estaca de venteo no operacional utilizada bajo demanda (despresurización de la línea por mantenimiento de los medidores de gas).

La prueba de pozo es llevada a cabo desviando el flujo desde el cabezal de producción hacia el cabezal de prueba, el cual está conectado al módulo de prueba.

Este módulo está compuesto de un medidor de flujo multifásico (MPFM) que mide el flujo de gas, crudo y agua asociado a la línea de producción y otro medidor no intrusivo que registra el flujo de gas anular durante la prueba. La alineación de los pozos a prueba es manual, pero el control del módulo de prueba y monitoreo de pozos es remoto. La data obtenida para el flujo de gas, crudo, densidad del gas y el contenido de agua en crudo será recolectada por el PLC (panel de control y seguridad de las macollas) y transferidas hacia la consola SCADA (Sistema de Control Supervisora y Adquisición de Datos para la supervisión remota de las macollas y de las líneas troncales) de la Estación Principal en tiempo real, donde es almacenada en un servidor.

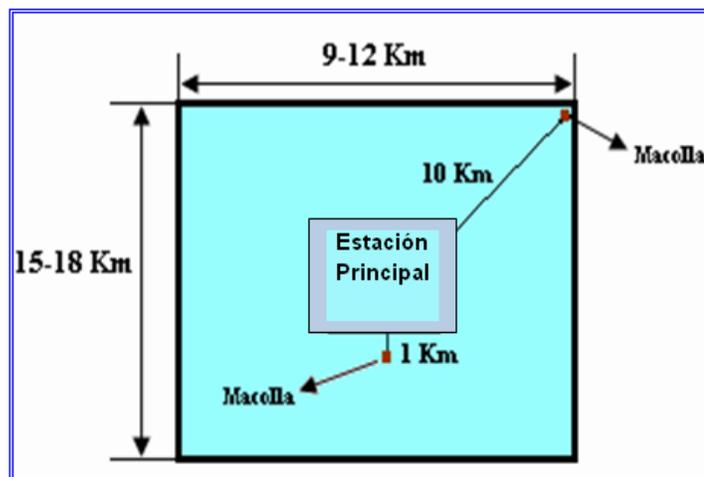
La filosofía de operación de las macollas no requiere la presencia continua del personal, ya que el estatus puede ser monitoreado desde la sala de control de la Estación Principal y por el personal de operaciones mediante el SCADA en tiempo real, y a través de un circuito cerrado de televisión (CCTV).



de las macollas se puede detallar en la figura 3.5. Cada macolla maneja una producción entre 1.000 a 10.000 barriles por día de crudo diluido a diferentes gravedades API. Esta diferenciación nace debido a la dinámica del yacimiento y las distintas arenas en las que los pozos han sido perforados.

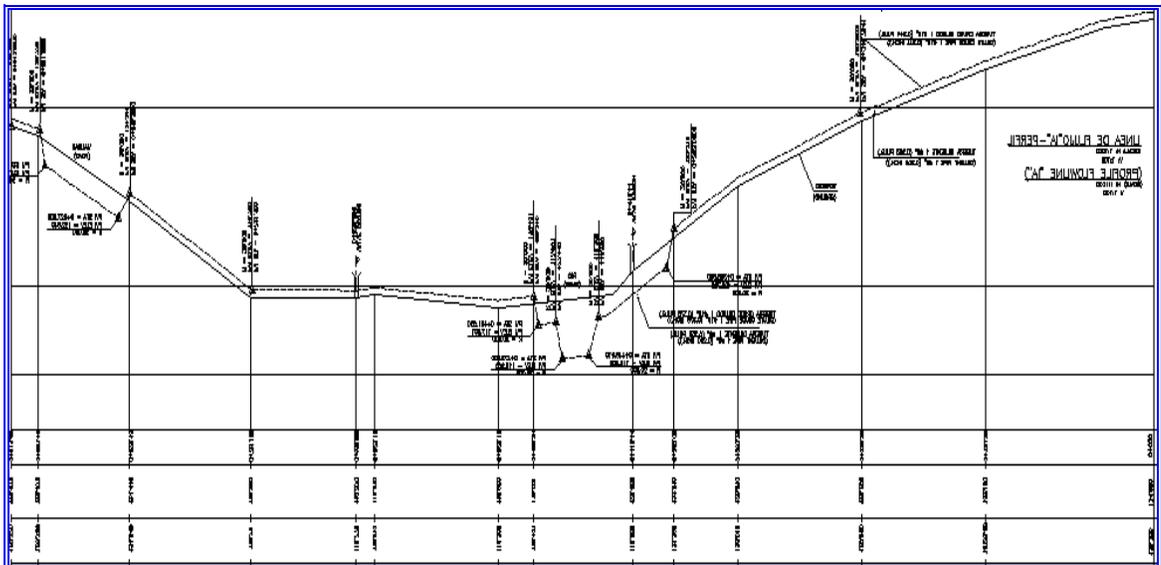
Cada macolla maneja el flujo proveniente de un número de pozos, y por ende, cada uno tiene distintos porcentajes de agua y gas respectivamente. De hecho, hay macollas que manejan cortes de agua entre 1 y 2% y otras con cortes de agua superiores al 80%. En el caso de los pozos con alto corte de agua, las gravedades API de la mezcla son cercanas a la del agua, mientras que en otros casos se obtiene un crudo seco de exportación de 17 °API, cumpliendo con el objetivo de la empresa.

La red es alimentada por todas esas corrientes con características propias, y es en función de dicha complejidad que se evalúa constantemente, de tal manera que las correlaciones utilizadas puedan converger lo más posible con los datos registrados en sitio.



**Figura 3.6 Bloque de San Diego representando las distancias desde la estación principal hasta las macollas.**

Se empezó a realizar la simulación a través del programa Pipephase, versión 9.4; con la carga de los datos asociados a la distancia y perfil topográfico de las líneas (figura 3.7 y 3.8).



**Figura 3.7 Perfil topográfico de un ramal desde la macolla hasta la troncal principal.**

Para definir la distancia recorrida por cada tramo de tubería y su elevación correspondiente, se realizó el siguiente cálculo:

$$D_{(i)} = P_{(1)} - P_{(2)} \quad (\text{Ec.3.1})$$

$$E_{(i)} = E_{(1)} - E_{(2)} \quad (\text{Ec.3.2})$$

Donde:

$D_{(i)}$  = distancia que recorre cada sección de tubería.

$P_{(1)}$  = primer punto de la progresiva.

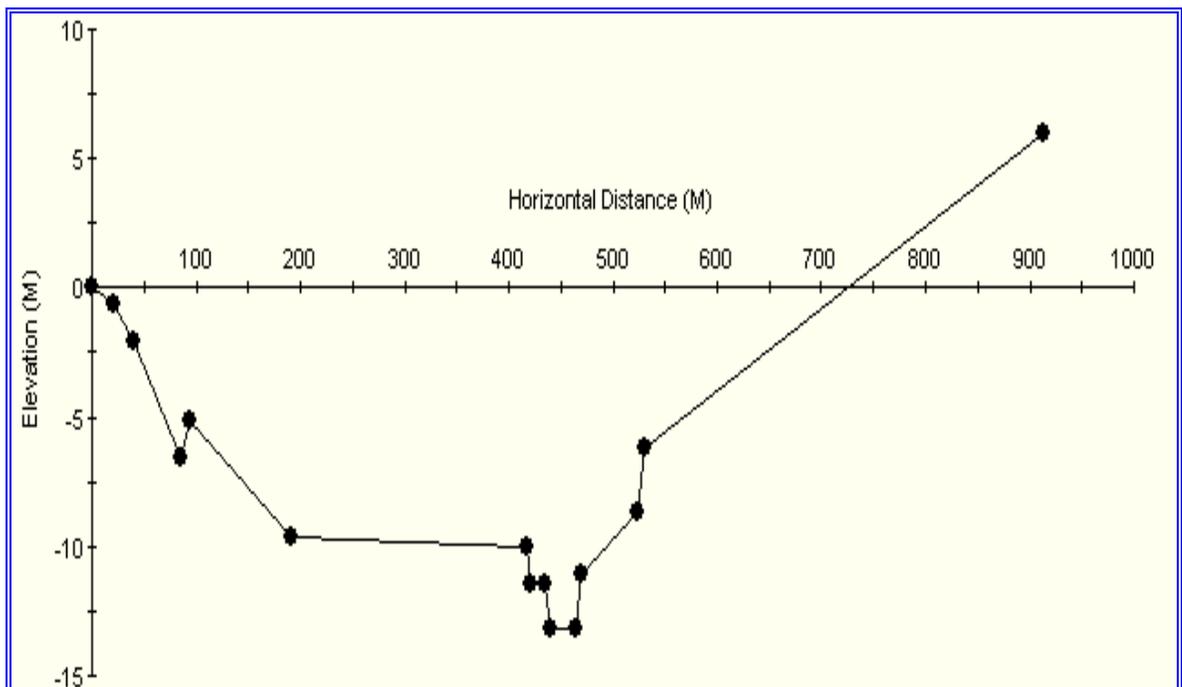
$P_{(2)}$  = puntos sucesivos de la progresiva.

$E_{(i)}$  = elevación de cada sección de tubería.

$E_{(1)}$ = primer punto de elevación de tubería.

$E_{(2)}$ = puntos sucesivos de elevación de tubería.

Esta forma de cálculo, permite obtener la distancia y elevación de tubería en el formato que requiere Pipephase, donde la distancia cero indica el punto de partida en el recorrido del fluido y las elevaciones si el recorrido del fluido va en forma ascendente (valores positivos) o descendentes (valores negativos) (figura 3.8).



**Figura 3.8 Representación del simulador Pipephase una vez cargados los datos desde el documento de ingeniería a los tramos del simulador.**

### 3.1.4 Datos operacionales del sistema

#### 3.1.4.1 Reportes de producción

Esta información fue suministrada por la gerencia de Explotación encargada de la operación de la red de recolección de crudo en estudio. Se obtuvo los reportes diarios de producción de cada una de las macollas operativas del campo para el mes de febrero de 2012, incluyendo los volúmenes de crudo, gas, agua y diluyente; temperaturas, gravedad API, relación gas-crudo (GOR) y presión de descarga de las bombas multifásica de las macollas de las 4 troncales que están en producción.

➤ **Gas transportado a través de la tubería**

El gas producido reportado en la base de datos de Petrocedeño, considera el gas total de los pozos (Tubería + *Gas Gathering*). Para el modelaje de la red de crudo diluido en Pipephase, se consideró que el 35% del gas total producido pasa a través de la tubería de crudo diluido. Este porcentaje de gas fue suministrado por Petrocedeño para cada troncal.

➤ **Relación gas petróleo (GOR)**

El GOR reportado en la base de datos de Petrocedeño, es calculado con el gas total producido (Tubería + *Gas Gathering*). Para el modelaje de la red de crudo diluido en Pipephase fue necesario calcular el GOR que fluye a través de la red de crudo diluido. Para el cálculo de este GOR se utilizó la ecuación 3.3.

$$\text{GOR} = \frac{\text{Gas Total Producido} * (\% \text{Gas tubería DCO})}{\text{Crudo Extrapesado} + \text{Diluyente}} \quad (\text{Ec.3.3})$$

Estos datos fueron necesarios para la realización de posteriores verificaciones y análisis hidráulico, la data de producción de la macolla IC se muestra en la tabla 3.1.

#### **3.1.4.2 Comportamiento de los parámetros de fluido y de producción**

- Se elaboró una base de datos por macollas con las variables: Presión de descarga MPP, tasa total de líquido, gas producido, GOR total, °API, temperatura descarga MPP y %BSW.
- Se realizó la revisión de los datos con la finalidad de determinar anomalías en la data disponible, determinando tendencias y variables estadísticas tales como: mediana, valor promedio, desviación estándar de los datos para el mes de febrero 2012 en Microsoft Excel.
- Luego de procesar todos los datos, se generó una tabla resumen, en el cual se indican los valores de ajuste de cada fuente (macolla). Los valores utilizados para la construcción del modelo de red en Pipephase corresponden a la mediana de los datos mostrados en la tabla 3.2. Para el resto de las macollas se ilustra en el Apéndice B.

**Tabla 3.1. Reporte de producción mes de febrero 2012 de la macolla IC.**

Macolla IC										
Data	Flujo EHO	Flujo Agua	Flujo Diluyente	Flujo DCO	BSW	°API	Flujo Gas total	Pres desc. MPP	Temp.	GOR
	Bbls/d	Bbls/d	Bbls/d	Bbls/d	%		SCF/d	Barg	°C	SCF/Bbls
01-feb-12	1.812	4.294	1.092	2.904	59,66	22,2	800.090	30,90	43,97	96,43
02-feb-12	1.741	4.037	1.164	2.905	58,16	23,1	787.341	29,56	44,97	94,86
03-feb-12	1.460	2.879	1.362	2.822	50,50	26,1	679.920	27,15	46,22	84,32
04-feb-12	1.366	2.731	1.271	2.3672	50,87	26,0	650.543	28,26	46,75	86,34
05-feb-12	1.555	4.165	771	2.326	64,17	20,5	776.717	27,41	45,27	117,87
06-feb-12	1.681	4.765	584	2.265	67,78	17,8	809.713	28,21	44,62	125,12
07-feb-12	1.700	3.719	2.282	3.982	48,29	29,4	801.552	27,41	46,57	70,45
08-feb-12	1.705	4.376	1.288	2.993	59,38	24,2	802.623	27,96	45,85	93,85
09-feb-12	1.707	4.287	2.342	4.049	51,42	29,6	793.144	27,38	44,85	68,56
10-feb-12	1.660	4.425	409	2.069	68,15	15,6	791.429	28,08	44,32	133,88
11-feb-12	1.811	3.778	370	2.181	63,40	14,6	812.984	27,75	45,64	130,47
12-feb-12	1.824	4.234	414	2.238	65,42	15,2	799.980	28,35	45,25	125,11
13-feb-12	1.794	4.108	215	2.009	67,16	12,3	800.868	30,26	44,66	139,52
14-feb-12	1.805	3.815	102	1.907	66,67	10,4	791.249	30,57	45,86	145,22
15-feb-12	1.747	4.149	32	1.779	69,99	9,1	792.111	29,36	45,56	155,84
16-feb-12	1.779	4.013	30	1.809	68,94	9,0	773.502	29,99	46,04	149,65
17-feb-12	1.779	4.013	20	1.799	69,05	8,8	773.502	29,93	45,68	150,49
19-feb-12	1.586	4.035	670	1.809	64,14	19,3	671.672	27,94	46,00	104,20
20-feb-12	1.557	4.342	1.085	1.799	62,17	23,4	664.641	28,61	46,88	88,04
21-feb-12	1.535	3.909	1.404	2.256	57,08	16,8	662.655	27,05	48,24	78,91
22-feb-12	1.542	4.064	865	2.642	62,80	14,3	662.192	27,70	74,12	96,29
23-feb-12	1.501	2.947	634	2.939	57,99	13,9	642.889	28,71	44,52	105,39
24-feb-12	1.441	4.359	602	2.407	68,09	12,9	617.306	30,67	43,57	105,75

25-feb-12	1.465	4.051	738	2.135	6,78	13,8	577.30	30,11	44,59	92,72
26-feb-12	1.489	4.184	906	2.043	6,39	14,5	589.250	29,54	45,01	86,11

**Tabla 3.2. Promedios y media aritmética de los reportes de producción mes de febrero 2012 de las macollas de la troncal T1-2.**

	Descripción	Unidad	Mediana	Promedio	Desviación estándar
Macolla IC	Tasa total de liquido	Bbls/d	6.472	6.455	741,4
	Gas producido	Scf/d	776.717	733.007	79.558,4
	GOR	SCF/Bbls	166	109	26,4
	Presión descarga MPP	Barg	28	29	1,2
	API DCO	°API	21	19	6,2
	Temperatura descarga MPP	°C	46	46	1,1
	BSW	%	64	62	6,4
Macolla ID	Tasa total de liquido	Bbls/d	12.476	12.595	696
	Gas producido	Scf/d	343.323	334.667	20.653
	GOR	SCF/Bbls	52	52	1
	Presión descarga MPP	Barg	29	29	1
	API DCO	°API	19,1	19,1	0,41
	Temperatura descarga MPP	°C	47	47	0,55
	BSW	%	71,0	71,7	2,3
Macolla IE	Tasa total de liquido	Bbls/d	4.817	4.840	226
	Gas producido	Scf/d	376.078	375.669	14.141
	GOR	SCF/Bbls	44	44	1
	Presión descarga MPP	Barg	34,7	34,0	1,11
	API DCO	°API	15,7	16,0	1,0
	Temperatura descarga MPP	°C	49,0	49,1	1
	BSW	%	0,9	1,5	1,0
Macolla JB	Tasa total de liquido	Bbls/d	7.996	7.933	992
	Gas producido	Scf/d	1.301.965	1.228.275	211.393
	GOR	SCF/Bbls	124	123	5
	Presión descarga MPP	Barg	31	31	1,47
	API DCO	°API	18,3	18,7	2,1
	Temperatura descarga MPP	°C	48,8	48,4	1,4
	BSW	%	29,4	29,8	4,0
Macolla JC	Tasa total de liquido	Bbls/d	3.307	3.124	600
	Gas producido	Scf/d	336.666	321.963	27.120
	GOR	SCF/Bbls	59	58	7
	Presión descarga MPP	Barg	29	29	1,43
	API DCO	°API	31,8	30,9	2,8

	Temperatura descarga MPP	°C	61	61	5
	BSW	%	3,9	4,0	1,0
Macolla LD	Tasa total de liquido	Bbls/d	1.006	1.016	33
	Gas producido	Scf/d	170.590	169.078	9.308
	GOR	SCF/Bbls	96	96	2
	Presión descarga MPP	Barg	13	13	0,87
	API DCO	°API	32	32	0,42
	Temperatura descarga MPP	°C	33	32	2,22
	BSW	%	3	3	0,50

### 3.1.4.3 Diámetros de las tuberías

La red de recolección de crudo diluido de San Diego de Cabrutica está constituida por varios tramos con tuberías de diferentes diámetros. Los diámetros internos de los tramos de tuberías fueron calculados con la ecuación 2.1 del marco teórico; el espesor de acuerdo al tipo de tubería fue extraído del documento no 1060-08-16-O-SP-001, Infield Pipeline System Piping Material Classes (ver apéndice D.1). A continuación se muestra una tabla con los diámetros nominales, exterior e interior de las tuberías.

**Tabla 3.3. Diámetros de tuberías que conforman la red de recolección de crudo diluido.**

Diámetro nominal (pulg)	Diámetro exterior (pulg)	Espesor (pulg)	Diámetro interno (pulg)
10	10,75	0,279	10,19
12	12,75	0,330	12,09
16	16	0,340	15,33

### 3.1.5 Simulación hidráulica de la red de recolección de crudo diluido del campo San Diego de Cabrutica

El análisis hidráulico es fundamental para evaluar la capacidad y efectividad del sistema en función del propósito de suministro de manera constante. Para llevar a cabo la simulación se utilizó el programa de simulación Pipephase, versión 9.4; el cual predice perfiles de presión, temperatura y retención de líquidos de los pozos en líneas de flujo, sistemas de recolección y otras configuraciones lineales. Tomando en cuenta los pasos descritos en el marco teórico, se procedió a elaborar el esquema de la red de recolección de crudo desde las macollas hasta la Estación Principal de la planta, utilizando la producción independiente de las cuatro troncales a evaluar, bajo condiciones actuales de operación.

Las bases y premisas sobre las cuales se fundamentó la evaluación y diseño de la red de tuberías fueron las siguientes:

- Simulación en estado estacionario.
- Las longitudes y cambios de elevaciones de las tuberías de Pipephase son los mostrados en el perfil topográfico, suministrado por la disciplina Civil (Apéndice A).
- Temperatura promedio del ambiente es de 26,7 °C, según Design Basis Specification, Doc. N° CA04-04-00-B-DC-001 Rev. X2 (Apéndice D.2).
- 65% del volumen total del gas de cada pozo es separado y enviado por la línea de producción de gas (*Gas gathering*) y el 35% del mismo es transportado por las troncales de recolección de crudo diluido (DCO). Por esta razón la relación Gas / Crudo total de la mezcla (GOR) es multiplicado por un factor de 0,35.

- La rugosidad absoluta de la tubería es de 0,0018 pulgadas.
- La viscosidad del crudo diluido seco se calculó de acuerdo a la ecuación 2.15 del marco teórico (extraída de la base de diseño de PDVSA Petrocedeno, apéndice D.2). Para el efecto del contenido de agua sobre la viscosidad de la mezcla se tomó en cuenta los factores multiplicadores para la corrección correspondiente. Estos factores fueron suministrados por la gerencia de Explotación de la empresa.
- El valor considerado para evaluar la eficiencia de flujo de las tuberías utilizadas fué de 100%. El criterio para establecer este valor fue la condición de que la tubería es nueva.
- El máximo número de iteraciones para la resolución del problema fue 50.

#### **3.1.5.1 Definición de la simulación del sistema de tuberías**

El tipo de simulación que se seleccionó fue Network Model; el cual se adapta más al objetivo en estudio, ya 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.

- El tipo de fluido utilizado para definir las líneas de crudo diluido es Blackoil.
- Unidades de medida: Petroleum.
- Los datos PVT de las propiedades de los fluidos ingresados al simulador para las líneas de crudo diluido son las siguientes:
  - La gravedad específica del crudo diluido para cada macolla están reflejadas en la tabla 3.2 y apéndice B.
  - La gravedad específica del gas es de 0,758 a condiciones estándar.

- La gravedad específica del agua es de 1,005 a condiciones estándar.

### **3.1.5.2 Selección de la correlación de flujo**

Se simuló la red de recolección de crudo, con el fin de seleccionar la correlación de flujo adecuada para la simulación del transporte de la mezcla. Se realizaron sensibilidades de las diversas correlaciones de flujo multifásico horizontal existentes en el simulador y se estableció una correlación típica para el esquema en estudio.

Para ello se estimaron las presiones de las líneas de flujo de las macollas activas, fijando el caudal. Luego se compararon los valores estimados con los de producción actual en campo y se evaluó por medio de la fórmula de error porcentual. La correlación que arrojó menor porcentaje de error fue Dukler-Eaton-Flanigan.

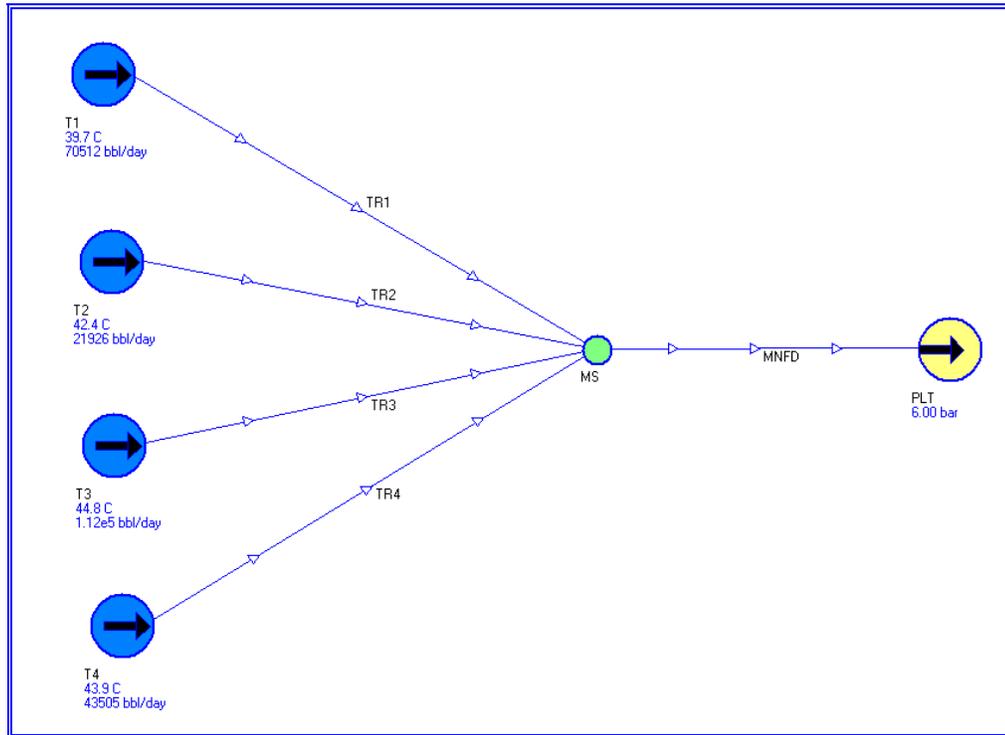
### **3.1.5.3 Construcción de la red en el simulador**

Después de haber definido la simulación y establecido las premisas para el diseño del sistema, se procedió a entrar en la hoja activa del simulador donde se armó tramo por tramo la red de tuberías. 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 nodos son conectados a través de los links, cada link comienza con un nodo y termina con otro nodo. Estos nodos representan una fuente (source), o un sumidero (sink).

La fuente es el punto que introduce el fluido al sistema de tuberías y por lo general constituye el sitio de inicio del sistema a estudiar, en este caso estará representado por las Macollas. Mientras que el sumidero es el punto donde el flujo sale del sistema de tuberías (punto final de la red en estudio) caracterizado por la Estación Principal. Las juntas (junction), representan un punto de unión o separación del fluido.

Cada link constituye las conexiones de tuberías de la red del sistema en estudio. En todas estas líneas fueron definidos los componentes e instrumentos de flujo que cada una posee: tubos, equipos, accesorios (codos, válvulas, contracciones, expansiones), longitudes, diámetros, cambio de elevación, rugosidad entre otros. Una de las consideraciones que se debe tener en cuenta a la hora de introducir datos correspondientes a tuberías son los cambios de elevación (Elevation change), se debe anteponer el signo negativo al valor correspondiente cuando la orientación de la tubería sea descendiente, en caso contrario colocar el signo positivo cuando la tubería asciende.

La dirección del flujo es indicada por unas flechas sobre el link, como se muestra en la figura 3.9.



**Figura 3.9 Mezcla del fluido proveniente de las cuatro troncales hacia la entrada de la Estación principal.**

Como parte final de la representación de la red se procedió a designar los parámetros de fronteras requeridos en la fuente y el sumidero; entre ellos: las presiones y volumetría del crudo diluido en condiciones normales de operación.

Si estos valores son parte de las condiciones de operación pueden indicarse como fijos, ó 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. En este caso para la fuente se fijó la tasa de crudo diluido que es conocida y se estimó la presión; que representa la presión de descarga de las bombas multifasicas. De igual manera se introdujo los valores de temperatura del crudo, corte de agua y la relación gas-crudo

(GOR) de cada macolla. En la figura 3.10 se muestra las condiciones normales de operación de la macolla JD.

**Black Oil Source**

Source Name: JD Short Name: JD

**Mandatory Data**

**Pressure**

Fixed  bar gauge

Estimated 31.55 bar gauge

**Enthalpy**

Temperature 49.1 C

**Oil Standard Flowrate**

Fixed 7719.1001 bbl/day

Estimated  bbl/day

**Properties**

PVT Property Set 22

Use Reference Source...

Gas / Oil Ratio 48 ft3/bbl Source Priority 0

Water Cut 4.2 %

Disable Source

OK Cancel Help

**Figura 3.10 Definición de las condiciones de la fuente.**

Los sumideros son utilizados para remover los fluidos del sistema, en este caso se tomó como sumidero la Estación Principal, caracterizado por dos sink; representando los dos trenes de producción de la planta. El nodo sumidero requiere de dos datos para estar completamente acreditado: 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 de cada tren se fijó una presión de llegada requerida de 6 barg y se estima un caudal de 122.500 BPD (figura 3.11). Es importante resaltar que en cada nodo se debe colocar una variable fija y una estimada.

Sink

Sink Name                      Short Name  
TRENA                              TREN

Injection Well

Mandatory Data

Pressure

Fixed      6      bar gauge

Estimated           bar gauge

Liquid Standard Flowrate

Fixed           bbl/day

Estimated      1.225e+005      bbl/day

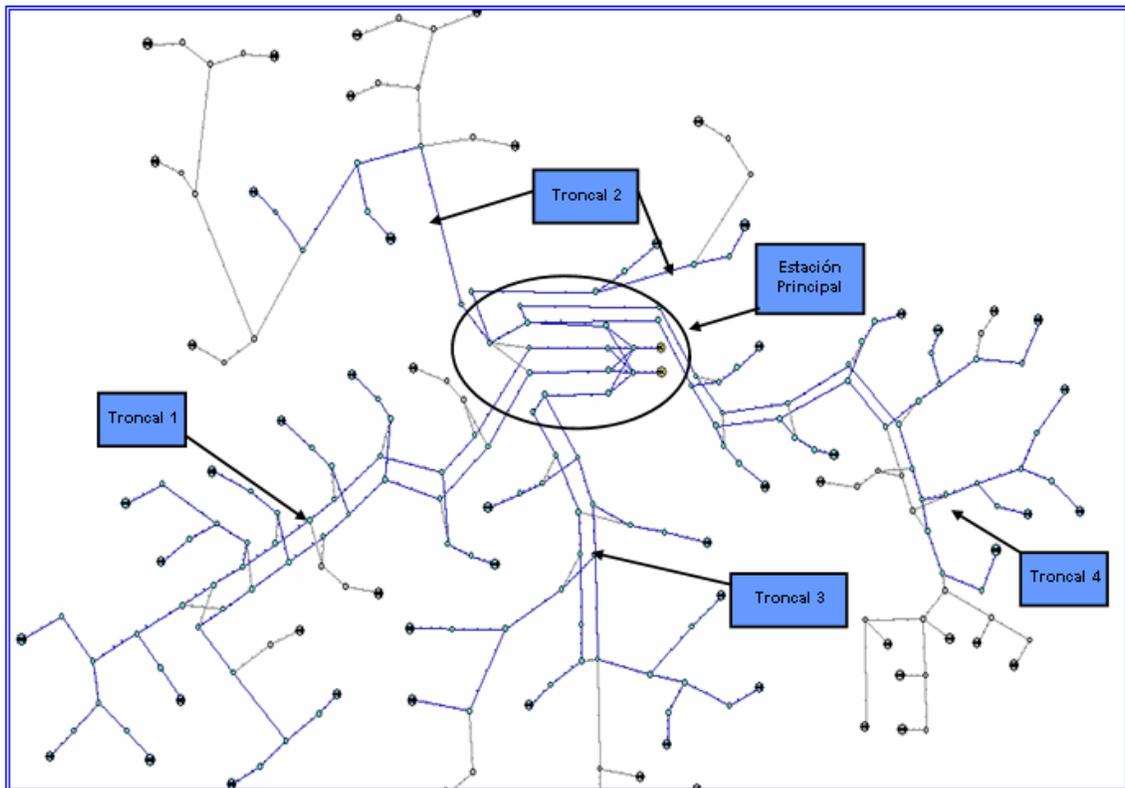
Disable Sink

OK      Cancel      Help

**Figura 3.11 Definición de las condiciones de sumidero (Estación Principal, Tren A).**

Con la incorporación de los datos en cada nodo y link de la red de tuberías, le permite al simulador determinar un perfil de caída de presión, temperatura, velocidades y caudales hasta llegar al sumidero. De esta manera se obtuvo como resultado las presiones requeridas para bombear el crudo diluido desde la macolla hasta la planta, permitiendo visualizar el comportamiento de las presiones, temperatura y velocidad que experimenta el fluido durante el transporte. La red diseñada se muestra en la figura 3.12.

En la cual se representan las 34 macollas que están en operación actualmente, diseñadas para recolectar los fluidos de la producción de los pozos y transportarlos mediante las tuberías y redes de recolección hasta la estación principal (Planta de tratamiento y acondicionamiento).



**Figura 3.12. Modelo hidráulico de la red de recolección de crudo de Petrocedeño en San Diego de Cabrutica.**

### **3.2 Comprobación de los resultados del modelo hidráulico diseñado con los datos de producción en campo**

Por falta de información de la data de diseño de las macollas de Petrocedeno, se realizaron corridas a través del simulador Pipephase, con los reportes diarios de los parámetros de fluido y producción de cada una de las macollas operativas del campo para el mes de febrero de 2012; esta información fue suministrada por el personal de Procesos de la gerencia de Explotación de la empresa (Apéndice B).

Para la validación del modelo hidráulico desarrollado, se comprobaron que los valores de interés calculados por el simulador (presión en las fuentes; representando la presión de descarga de las bombas multifásicas de cada macolla), sean lo más aproximado posible a los datos tomados en campo bajo condiciones actuales de operación, éstas presiones fueron extraídas del Software PI ProcessBook que funciona en las instalaciones de PDVSA Petrocedeno. Para ello, se obtuvieron los promedios de los reportes de la descarga de las bombas multifásicas de cada macolla.

Posteriormente se calcularon desviaciones de presión entre las condiciones actuales de operación (Apéndice C) con respecto a los valores obtenidos por el simulador (Apéndice J), a partir de la ecuación 2.21 del marco teórico; considerando óptimo, un porcentaje de desviación menor al 10 % para garantizar la confiabilidad de la red de recolección de crudo simulada. El cálculo del porcentaje de desviación entre los valores de presión para la macolla JD se muestra a continuación.

$$e = \frac{\text{valor medido} - \text{valor verdadero}}{\text{valor verdadero}} \times 100$$

$$e = \frac{33,73 - 32,78}{32,78} \times 100$$
$$e = 2,89\%$$

De la misma manera se calculó la desviación para el resto de las macollas. Los resultados se muestran en la tabla 4.1 del capítulo IV.

### **3.3 Determinación de las variables hidráulicas que puedan presentarse fuera de las normas PDVSA Petrocedeño en el sistema de recolección de crudo estudiado**

Para el cumplimiento de este objetivo, se estudiaron los parámetros hidráulicos (velocidades y caída de presión), para comparar los resultados generados por el simulador con las normas para el cálculo hidráulico de tuberías y el dimensionamiento de tuberías de proceso (Apéndice D.3), bajo las cuales se rige Petrocedeño. Se pudieron identificar los tramos de la red en donde presentan restricciones en el sistema, los cuales además de ser desviaciones frente al diseño tienen el potencial de ocasionar grandes pérdidas económicas para la empresa, ya que en esos segmentos de tubería se pone en riesgo la integridad mecánica de la instalación. Una vez manejada la información, se pueden tomar medidas operacionales y a mediano plazo modificaciones a las instalaciones y diseños de futuros proyectos.

Los resultados generados por el simulador se presentan en el Apéndice J. De allí se seleccionaron para evaluar de cada link las altas velocidades y caídas de presión del reporte de velocidades (Velocity Summary) y las

presiones y caudales del reporte de los nodos (Node Summary). Se procedió a realizar la evaluación hidráulica de la siguiente manera:

### 3.3.1 Análisis de las velocidades

A partir de las densidades del fluido calculadas por el simulador, se utilizó la ecuación del apéndice D.3 según los criterios de dimensionamiento de tuberías de proceso Petrocedeño (líneas de dos fases, mezcla Líquido-Vapor) para calcular la máxima y mínima velocidad de la mezcla en cada tramo de la red de recolección de crudo diluido.

Se comparó la velocidad de la mezcla calculada por el simulador con la velocidad erosional y la mínima velocidad.

En el enlace L005, la densidad de la mezcla que descarga la bomba multifásica de la macolla JD es 812,57 Kg/m<sup>3</sup> en los nodos Source JD y J002, que son los que separan el enlace L005 (reporte Link Summary). Entonces utilizando la ecuación, la máxima y mínima velocidad en esa línea es:

$$\text{Máxima velocidad de la mezcla para dos fases} = \frac{122}{\sqrt{812,57}} = 4,28 \text{ m/s}$$

En esa línea el fluido posee una velocidad de 0,33 m/s, por lo tanto no supera la velocidad erosional.

$$\text{Mínima velocidad de la mezcla para dos fases} = \frac{73.2}{\sqrt{812,57}} = 2,57 \text{ m/s}$$

La velocidad del fluido en el link L005 es inferior a la mínima velocidad de la mezcla, según las normas de diseño. En el Apéndice G se muestran las velocidades máxima y mínima calculadas para los demás link.

### **3.3.2 Análisis de las caídas de presión**

El simulador calcula la caída de presión por link, se calculó cual sería la caída de presión por fricción para cada link si la longitud son 100m, en los tramos con altas velocidades de la siguiente manera:

Por ejemplo el link L005 posee una caída de presión de 0,000094 bar/m, obtenida en el Apéndice I. Calculando la caída de presión por cada 100m:

$$\Delta P = 100 \times 0,000094 = 0,0094 \text{ bar/100m}$$

En el Apéndice G se muestran las caídas de presión calculadas para el resto de los link.

### **3.4 Propuestas de los cambios necesarios a la red estudiada para la solución de los problemas encontrados**

Para llevar a cabo esta etapa, se tomaron en cuenta los resultados de los análisis realizados en las etapas anteriormente mencionadas, con la finalidad de identificar las posibles fallas y los problemas operacionales que puedan presentarse durante el proceso; para de esta manera proponer alternativas que permitan mejorar el funcionamiento de la red de recolección de crudo diluido y optimizar la producción del campo de San Diego de Cabrutica.

## **CAPÍTULO IV**

### **DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **4.1 Análisis y discusión de resultados**

En este capítulo se presenta el análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, comparando los mismos con los criterios definidos en el capítulo anterior y según las normas de Petrocedefo. El análisis de estos resultados se realizó de acuerdo a los objetivos específicos planteados, tal como se muestra a continuación.

##### **4.1.1 Modelo hidráulico de la red de recolección de crudo diluido bajo condiciones actuales de operación, a través del programa de simulación pipephase**

Las simulaciones del sistema se hacen necesarias para conocer su comportamiento. En estas simulaciones se conoce la velocidad del fluido, caída de presión, presiones en las fuentes, caudales en los sumideros, entre otros valores, que luego se comparan con los límites de diseño según las normas utilizadas. Seguidamente de haber comparado los resultados se verifica que no excedan los límites de diseño, ya que esto afectaría al sistema, bien sea en la parte de entrega del fluido o en la integridad mecánica de las tuberías que conforman dicho sistema.

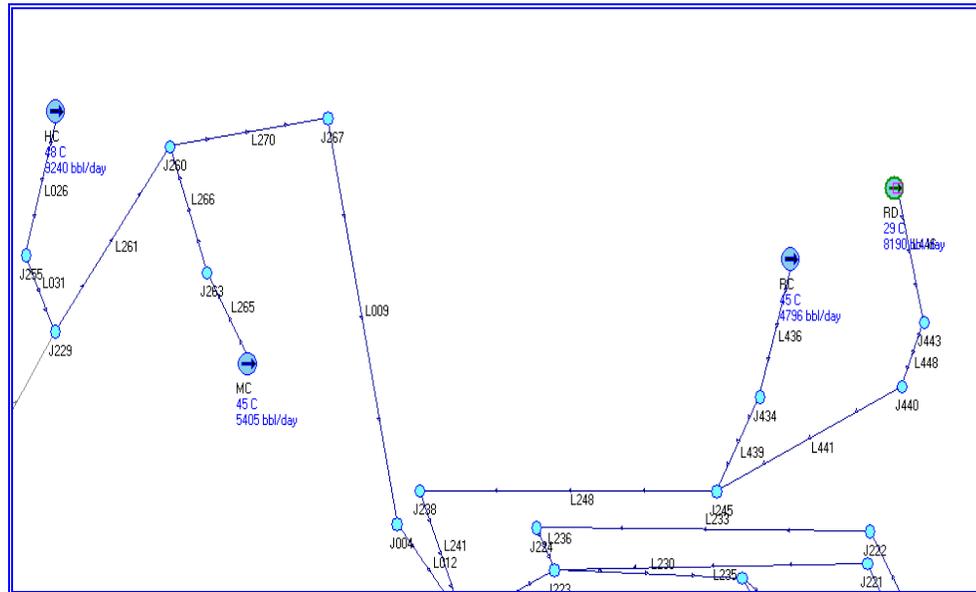
Para la realización del modelo hidráulico, se llevó a cabo la carga de los perfiles topográficos y de los datos de entrada extraídos de la base de datos

de Petrocedeño. Para ello se cuenta con los reportes de producción, cuyos detalles han sido previamente expuestos en el Capítulo III.

El modelo hidráulico desarrollado cuenta con un total de 34 fuentes y 2 sumideros (figura 3.12). Los pozos del campo de Petrocedeño están divididos por macollas, es decir, en el campo se encuentran seiscientos cuarenta y nueve (649) pozos, los cuales están contenidos en treinta y cuatro (34) macollas activas.

En la figura 4.1 se muestran las redes de tuberías del campo de San Diego de Cabrutica, diseñadas en el simulador utilizando la producción independiente de la troncal T1, la cual está alineada en dos troncales paralelas T1-1 y T1-2; constituida por 12 macollas activas: IB, IF, JA, LB, LE, IC, ID, IE, JB, JC, LD y JD. Dicha troncal aporta el 25% de la producción total de crudo diluido de Petrocedeño, siendo la primera en ser construida en el año 2002, cuenta con el mayor tiempo de operación. Los caudales manejados por esta troncal permiten alcanzar las metas de producción. Estas troncales permiten distribuir la producción entre ellas, ya que tienen facilidades operacionales (estaciones de válvulas). Las fuentes están representadas por los círculos azules que contienen las flechas, los cuales son las macollas de producción de crudo diluido (crudo, agua y diluyente) y de gas. Las líneas azules (link) contienen las tuberías que integran la red.





**Figura 4.2 Red de tuberías utilizando la producción independiente de la troncal T2.**

Para la validación de la confiabilidad de la red de recolección modelada en Pipephase, se fijaron los caudales de operación de las macollas (fuentes) y la presión de llegada a la Estación Principal de la planta (sumideros), ya que Petrocedaño cuenta con un sistema automatizado de regulación de presión en tiempo real, y que la base de datos de la empresa se encuentra disponible para el personal del departamento de procesos. Por ello, se utiliza el caudal como valor de entrada en el simulador, y se estiman las presiones de descarga de las bombas multifásicas para cada macolla.

Conocidos los diámetros, arreglos de tuberías y parámetros de entrada de las macollas, se hicieron corridas probando las diferentes correlaciones de flujo disponibles dentro del programa Pipephase. Se verificó que la presión de descarga de las bombas multifásicas de cada macolla sean los

más aproximado posible a los datos recopilados en campo en condiciones actuales de operación.

La correlación que arrojó menor porcentaje de error y la que se ajustó mejor al sistema en estudio fue la de Dukler-Eaton-Flanigan; la misma proporciona buenos resultados para flujos en tuberías horizontales o inclinadas en un amplio intervalo de condiciones.

Todo el caudal proveniente del bloque de producción de Petrocedaño es manejado por dos separadores de entrada a la Estación Principal (tren A y B), representados como dos sumideros; círculos amarillos que contienen las flechas (figura 3.12). El valor estimado es utilizado por el simulador para comenzar los cálculos iterativos como se detalla en la figura 3.10 y 3.11 del capítulo III. El programa confirma la concordancia del balance de masa en cada corrida. Se estableció una desviación máxima permisible del 10% entre los valores de presión reportados por el simulador Pipephase y los registrados en campo.

#### **4.1.2 Comprobación de los resultados del modelo hidráulico diseñado con los datos de producción en campo**

Una vez obtenido los resultados del simulador, se recopilaron en campo los datos en condiciones actuales de operación y se procedió a calcular el porcentaje de desviación para validar la confiabilidad del modelo hidráulico. En la tabla 4.1 se muestran las desviaciones de presión correspondiente a las macollas de la troncal T1-1, para el resto de las troncales de toda la red de recolección se visualizan en la tabla F.1, F.2, F.3, F.4, F.5 y F.6 del Apéndice F.

Como se puede observar en la tabla 4.1, las desviaciones entre la presión de descarga de las bombas multifásicas para las macollas IB y LE son negativas, es decir, que las presiones calculadas por el simulador son inferiores a las registradas en campo en condiciones actuales de operación. De la misma manera se puede apreciar para la mayoría de las macollas del campo (Apéndice F). La diferencia entre estos valores puede deberse a obstrucción de la línea de flujo, probablemente por arena.

Este es un caso común en las instalaciones de superficie asociadas a pozos productores de arenas no consolidadas, y que amerita un estudio mayor por parte del personal de yacimientos y superficie para atenuar la cantidad de sólidos producidos.

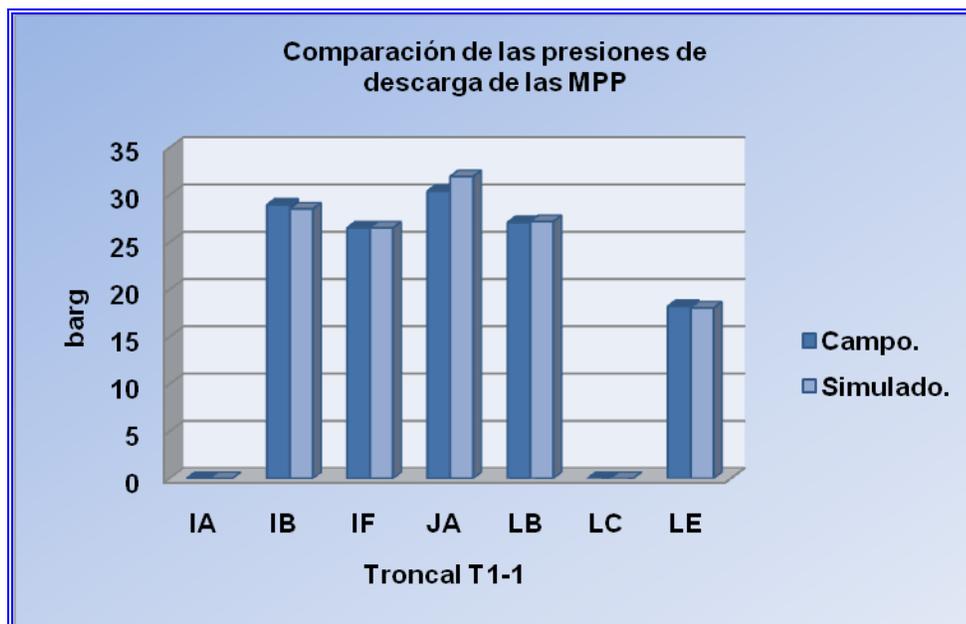
**Tabla 4.1 Resultados del modelo hidráulico simulado y comparación con los datos en campo de las líneas de producción de la troncal T1-1.**

Troncal T1-1	Presión de Descarga MPP (bar)		
	Campo	Simulado	%Desviación
IA	0	0	0
IB	28,94	28,51	-1,49
IF	26,51	26,51	0
JA	30,39	31,94	5,10
LB	27,07	27,18	0,41
LC	0	0	0
LE	18,21	18,04	-0,93

En la figura 4.3 se observan los resultados asociados a la presión del sistema evaluado. En el primer caso de la línea de flujo conocida como

troncal T1-1, los porcentajes de desviación para dicha tubería se encuentran bastante bajos, con una desviación máxima de 5,10% para la macolla JA con respecto al criterio del 10% considerado como válido al inicio del estudio.

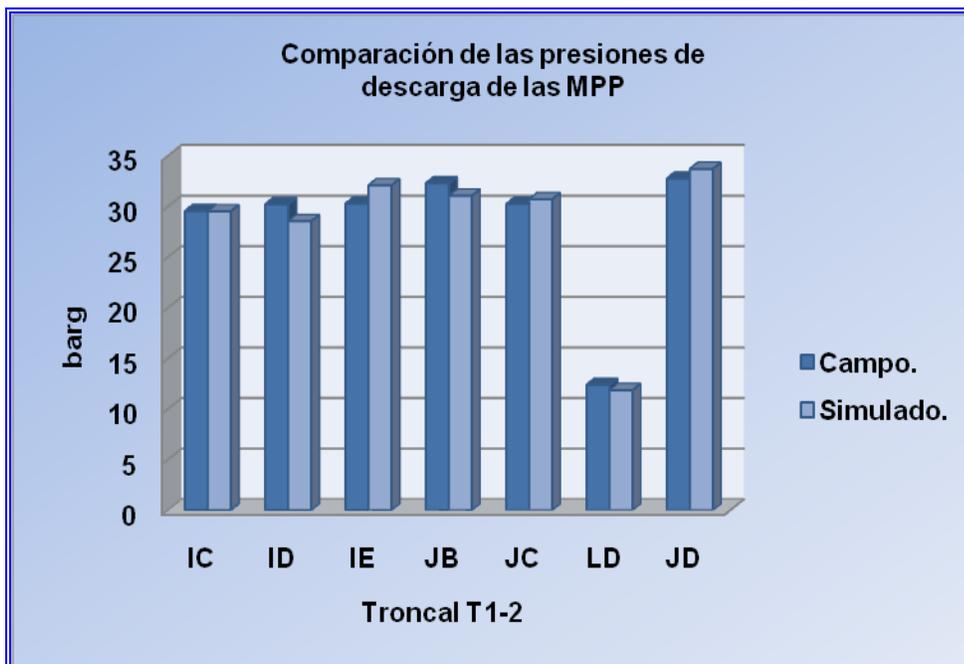
Se diferencia con facilidad en la figura 4.3, que las macollas IA y LC no tienen flujo; esto es porque en el plan de producción actual de la empresa Petrocedefo las mismas fueron cerradas temporalmente por alta producción de agua.



**Figura 4.3 Comparación de las presiones de descarga de las MPP Troncal T1-1 vs. Simulación.**

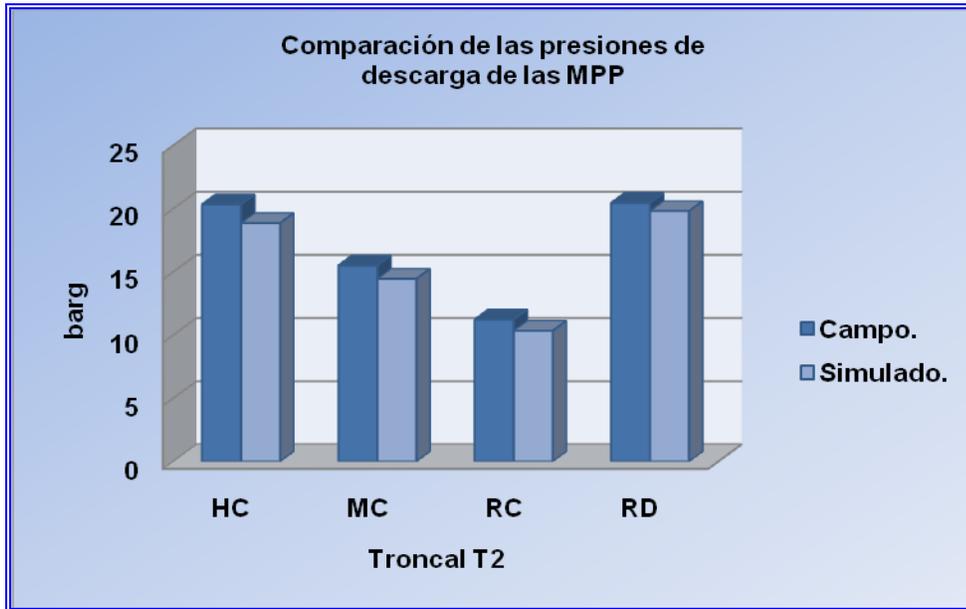
En la figura 4.4 se aprecian los valores de presión registrados en las macollas versus los simulados en el programa Pipephase. Al igual que en el caso anterior, el grado de desviación se encuentra por debajo del 10%, con un máximo de 5,97% para la macolla IE.

Ambas líneas, T1-1 y T1-2, son paralelas y de 16", alimentadas por macollas diferentes para manejar el flujo total. En el esquema de producción de Petrocedaño se utilizan líneas paralelas por razones de filosofía de operación, ya que en caso de ser requerido se alinea toda la producción a una troncal; esto generalmente se da cuando una de las troncales se encuentre fuera de servicio, ya sea por razones de mantenimiento o reemplazo de un segmento, permitiendo que la producción diferida durante dichas labores sea menor.



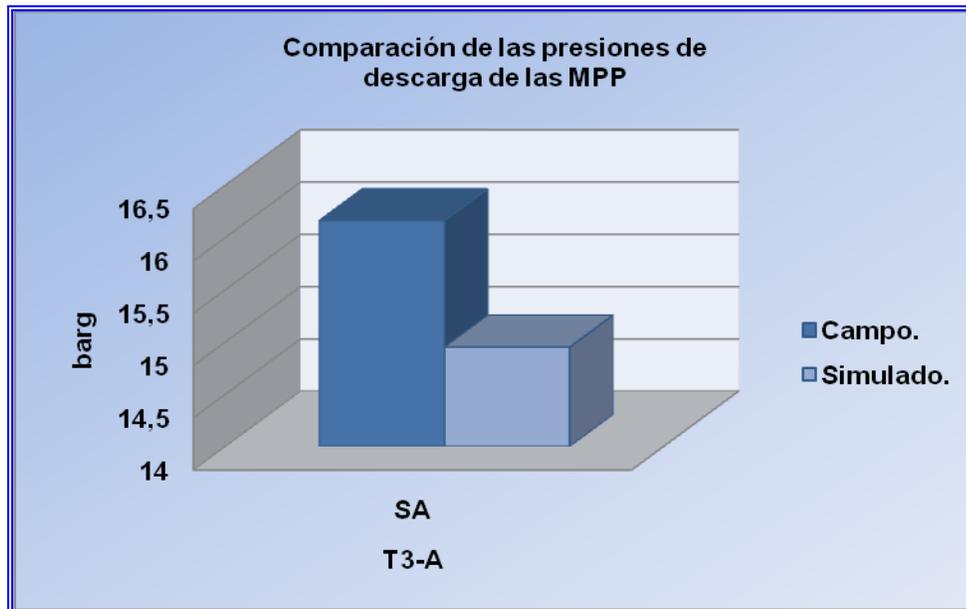
**Figura 4.4 Comparación de las presiones de descarga de las MPP Troncal T1-2 vs. Simulación.**

En la figura 4.5 se muestra el caso de la troncal T2. El porcentaje de desviación entre la presión calculada por el simulador y el valor operacional esperado para las macollas fue menor al 10%, por lo cual estos resultados se consideran como aceptables, según el criterio establecido.



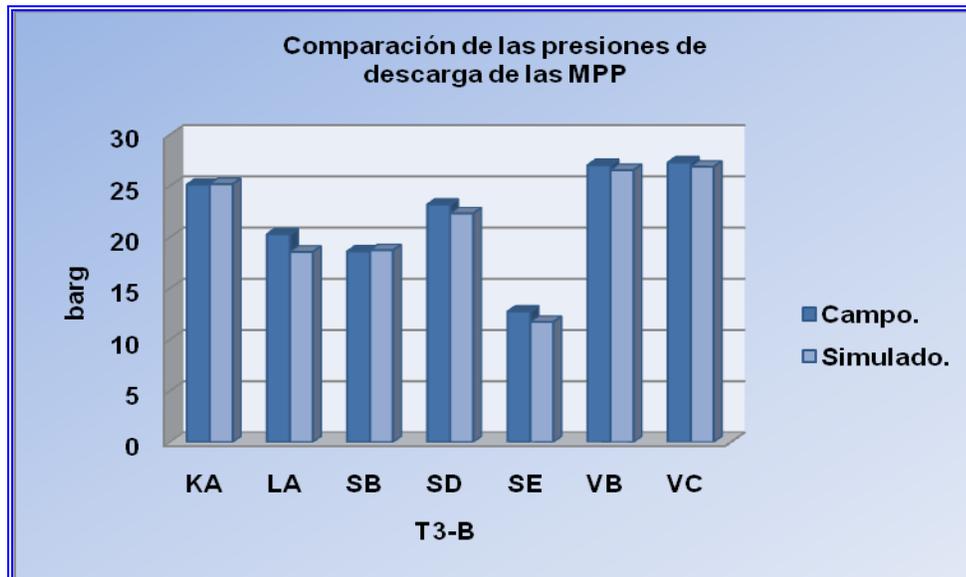
**Figura 4.5 Comparación de las presiones de descarga de las MPP Troncal T2 vs. Simulación.**

En la figura 4.6 se puede apreciar el caso de la troncal T3-A. Para esta línea en particular, se encuentra alineada sólo una macolla. Para la tubería en cuestión, la desviación del modelo empleado en el simulador Pipephase se adapta con una desviación de 7,49%, por lo que se acepta bajo según el criterio de desviación previamente definido.



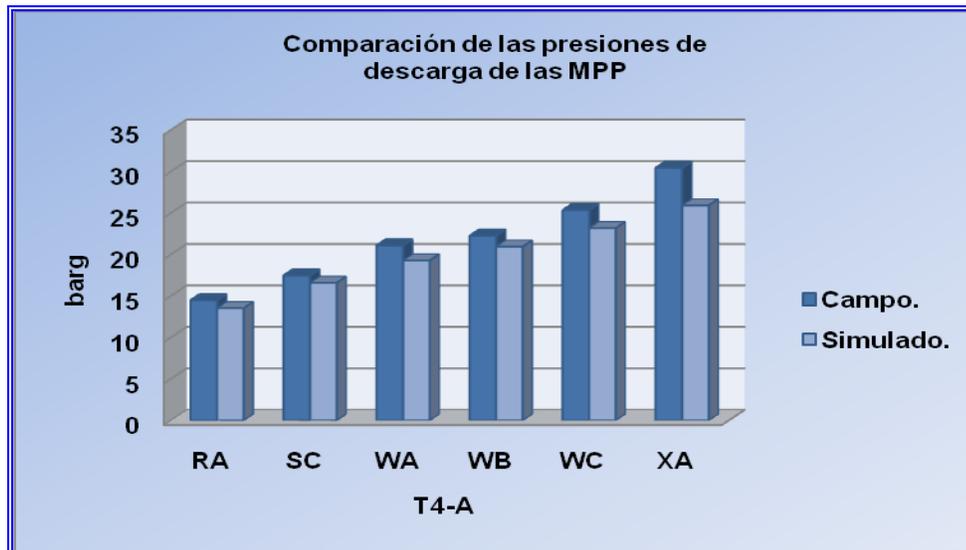
**Figura 4.6 Comparación de las presiones de descarga de las MPP Troncal T3-A vs. Simulación.**

En la figura 4.7 se muestran los valores asociados a la troncal T3-B. En la misma se observa que el modelo empleado para la simulación desarrollada con el programa Pipephase se adapta bastante bien, ya que la desviación mayor es de 8,52% para la macolla LA.



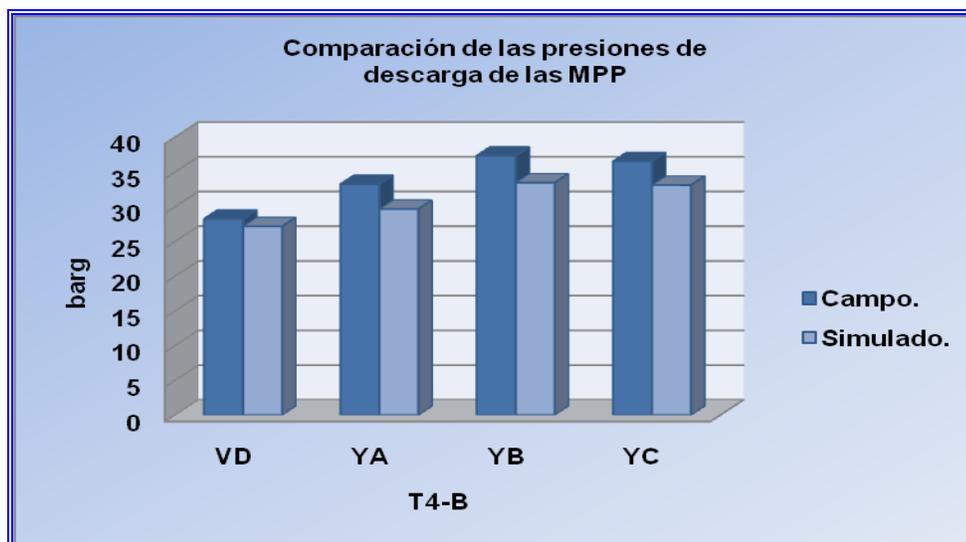
**Figura 4.7 Comparación de las presiones de descarga de las MPP Troncal T3-B vs. Simulación.**

En la figura 4.8 se muestran las presiones registradas en campo vs. las correspondientes al reporte de simulación de la troncal T4-A. Para este caso en particular se observa que la macolla XA presenta desviaciones superiores al criterio del 10% en las presiones calculadas. Esta fuente tiene una desviación de 14,84%.



**Figura 4.8 Comparación de las presiones de descarga de las MPP Troncal T4-A vs. Simulación**

En la figura 4.9 se pueden apreciar las diferencias entre las presiones de campo vs. las calculadas por el simulador Pipephase para la troncal T4-B.



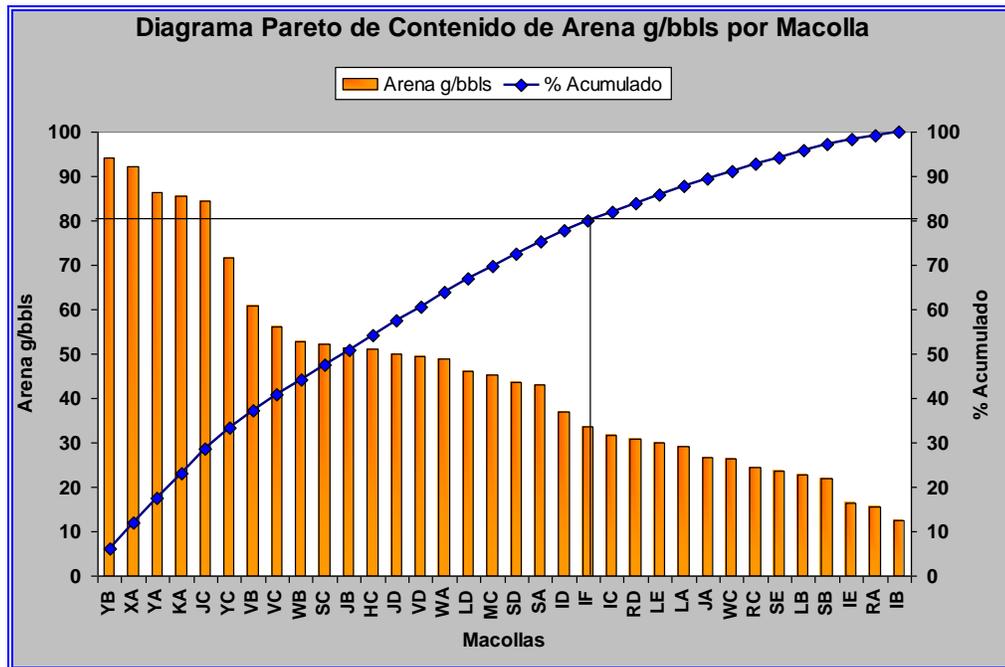
**Figura 4.9 Comparación de las presiones de descarga de las MPP Troncal T4-B vs. Simulación.**

En las macollas YA y YB de la troncal T4-B y macolla XA de la troncal T4-A, se obtuvo una desviación dentro del rango de 10 a 15% en las presiones calculadas con respecto, a las presiones reportadas en campo. También la macolla YC presenta una desviación muy cercana al 10%, por lo cual se considera que debe ser evaluada.

Esto fue revisado con la gerencia de Explotación y se identificó que los pozos asociados a dichas macollas tienen tendencia de producción de arena, lo cual puede generar depositación de sólidos en las tuberías de recolección de crudo diluido, causando una disminución en los diámetros y por lo tanto aumento en las presiones operacionales de la descarga de las bombas multifasicas.

La gerencia de explotación realizó estudios para la identificación de los puntos críticos del campo donde se tiene mayor producción de arena mediante la realización de un Diagrama Pareto en Microsoft Excel, que separa los problemas muy importantes de los menos importantes, estableciendo un orden de prioridades, y fue creado sobre la base del principio Pareto, según el cual, el 80% de los problemas provienen del 20% de las causas, los detalles concernientes para la realización de este diagrama Pareto se muestran en el Apéndice H. En la figura 4.10, se aprecia el diagrama para el aporte de arena del campo.

En este diagrama se identificó que el 80% del problema de arenamiento del campo está concentrado entre las macollas YB e IF. De las 34 macollas activas pertenecientes al campo de Petrocedeño; 21 macollas representan la mayoría del problema, es decir más del 50% de la totalidad presenta problemas de arenamiento.



**Figura 4.10 Diagrama pareto del aporte de arena del campo de Petrocedeño.**

Además comprobaron que a medida que se tiene mayor producción de crudo, mayor es el aporte de arena en el campo, entre éstas macollas se encuentran YA, YB, YC y XA que presentaron desviaciones superiores al criterio del 10% en las presiones calculadas. Por esta razón, se consideran estos resultados como aceptables aun cuando el error es ligeramente mayor al 10%.

Según los resultados calculados en toda la red en términos de presiones la mayoría de las desviaciones son menores al 10%, lo cual valida la simulación; es decir, establece un punto de referencia que permite confiar en los resultados del modelo hidráulico desarrollado para futuras corridas a condiciones actuales de operación.

### 4.1.3 Determinación de las variables hidráulicas fuera de las normas PDVSA Petrocedeo en el sistema de recolección de crudo estudiado

Se pudo determinar los valores correspondientes a las velocidades y caídas de presiones en cada uno de los tramos de tuberías que conforman el sistema de recolección de crudo diluido. Estos resultados fueron evaluados considerando que las velocidades de la mezcla no deben exceder la velocidad máxima (velocidad erosional), ni ser inferiores a los recomendados según los criterios de PDVSA Petrocedeo.

A continuación se presenta un esquemático de la red de recolección de crudo diluido de la troncal T4 donde se muestran las macollas a evaluar.

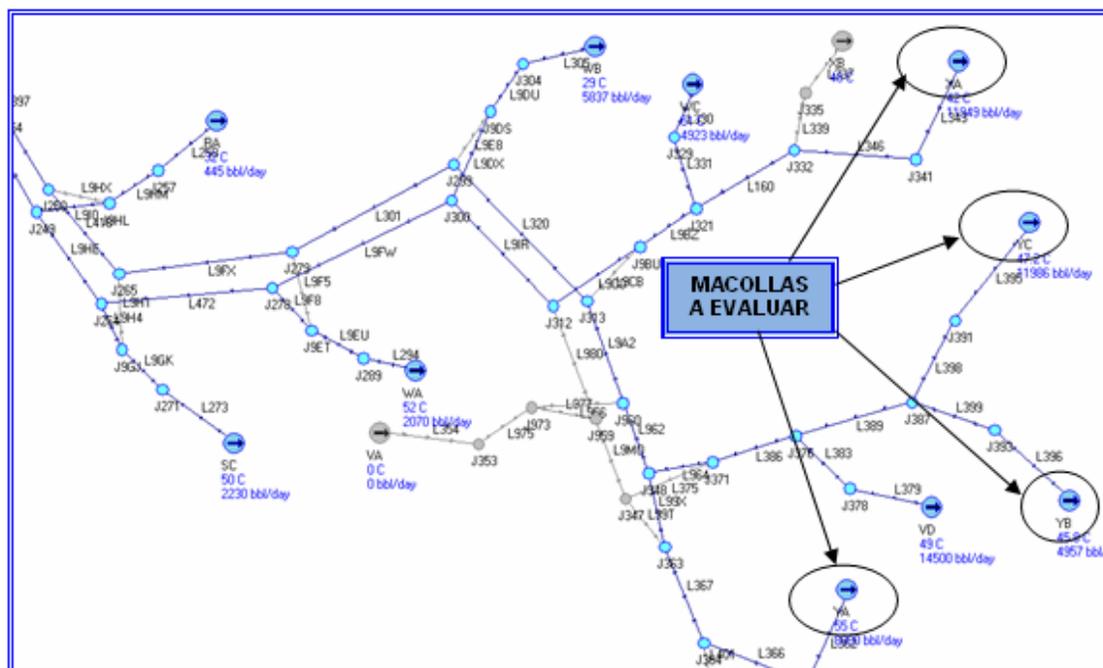


Figura 4.11. Esquemático de la red de recolección de la troncal T4.

Los tramos de la red de recolección se evaluarán de la siguiente manera:

- Macolla XA hasta conexión de la macolla XA-XB (2500 metros).
- Macolla YA hasta conexión de la macolla YB-YC-VD (4560 metros).
- Macolla YB hasta conexión de la macolla YB-YC (1560 metros).
- Macolla YC hasta conexión de la macolla YB-YC (1930 metros).
- Conexión de la macolla YB-YC hasta conexión YA T4-B (8130 metros).

#### **4.1.3.1 Relación entre la desviación por presión de descarga y las velocidades de flujo en los segmentos analizados, Troncal T4-A**

En la figura 4.8 se muestra el caso de la troncal T4-A. En base a la máxima desviación de 14,84% para la macolla XA, se procedió a verificar las velocidades de flujo en las líneas. La extracción de los datos de velocidades de flujo procedentes de la simulación se presenta en la tabla 4.1. Los valores donde las velocidades son inferiores a las recomendadas se presentan en negritas.

**Tabla 4.2 Velocidades de flujo de los segmentos de tubería asociados a la macolla XA.**

Tramo		Nombre del Link	Velocidad en tubería (m/s)	Vel.Máxima permisible(m/s)	Vel.Mínima permisible(m/s)	$\Delta P$ (bar/100 m)
Desde	Hasta					
XA	Descarga MPP XA	L343	<b>0,77</b>	4,59	2,76	0,0473
Descarga MPP XA	Conexión XA, XB	L346	<b>0,78</b>	4,61	2,77	0,0504
Conexión XA, XB	Conexión WC, T4-A	L160	<b>0,56</b>	4,61	2,87	0,0241

Como se puede observar en la tabla 4.1, los parámetros de velocidad conseguidos en las líneas de descarga de la macolla XA hacia la troncal T4-A son inferiores a los recomendados para flujo en tuberías. Se considera que, una baja velocidad permite que se sedimente en el fondo de la tubería una masa importante de sólidos, ocasionando pérdida de área transversal de flujo; dicha disminución en los diámetros incrementa las caídas de presión, que son compensadas con la bomba multifásica.

Las bombas multifásicas son tipo tornillo, ejercen una fuerza en el fluido a través de la línea, lo que se convierte en un incremento de la presión de descarga requerida de la misma para enviar el crudo diluido hacia las troncales de la red de recolección. Probablemente el ramal de salida de la macolla XA hacia la conexión de la macolla XA-XB se encuentre obstruido, ya que la macolla XA es productora de arena (aporta aproximadamente 92% de arena) como se muestra en la figura 4.10.

Las tuberías de la red de recolección de crudo diluido de Petrocededño fueron diseñadas para manejar un máximo caudal de crudo extrapesado, hoy en día, el potencial de producción de la planta ha disminuido aproximadamente un 28%, debido a estos cambios generados, es que existen velocidades inferiores a la mínima permisible, de acuerdo a las normas PDVSA Petrocededño.

#### **4.1.3.2 Relación entre la desviación por presión de descarga y las velocidades de flujo en los segmentos analizados, Troncal T4-B**

En la figura 4.9 se muestran las presiones calculadas por el simulador Pipephase y las medidas en campo. Para las macollas YA, YB y YC se encontraron desviaciones de 10,77%, 10,39% y 9,34% respectivamente. Al igual que en el caso de la troncal T4-A, se realizó una aproximación similar a las causas, considerando como factor de máxima influencia las velocidades de flujo de dichas tuberías. En la tabla 4.2 se pueden apreciar los tramos pertenecientes a la troncal T4-B, de acuerdo al simulador Pipephase.

**Tabla 4.3 Velocidades de flujo de los segmentos de tubería asociados a la macollas YA, YB y YC.**

Tramo		Nombre del Link	Velocidad en tubería (m/s)	Vel.Máxima permisible(m/s)	Vel.Mínima permisible(m/s)	$\Delta P$ (bar/100 m)
Desde	Hasta					
YA	Descarga MPP YA	L362	<b>0,39</b>	4,48	2,69	0,0138
Descarga MPP YA	Conexión YA,T4-B	L366	<b>0,27</b>	4,41	2,69	0,0074
Conexión YA,T4-B	Conexión YA,T4-A, T4-B	L367	<b>0,28</b>	4,36	2,71	0,0086
Conexión YA,T4-A, T4-B	Conexión YB,YC,VD	L99X	<b>0,28</b>	4,46	2,72	0,7822
YB	Descarga MPP YB	L396	<b>0,23</b>	4,35	2,61	0,0050
Descarga MPP YB	Conexión YB,YC	L399	<b>0,23</b>	4,36	2,61	0,0054
YC	Descarga MPP YC	L395	<b>0,50</b>	4,19	2,51	0,0224
Descarga MPP YC	Conexión YB,YC	L398	<b>0,50</b>	4,20	2,52	0,0236
Conexión YB,YC	Conexión VD, T4-B	L389	<b>0,53</b>	4,28	2,57	0,0228
Conexión VD,T4-B	Conexión YB,YC,VD, T4-B	L386	<b>1,34</b>	4,47	2,68	0,0975
Conexión YB,YC,VD, T4-B	Conexión YA,T4-B	L964	<b>1,34</b>	4,47	2,68	0,0978

Como se ha podido observar a lo largo del presente capítulo, la mayoría de las desviaciones entre las presiones de descarga calculadas más allá de lo estipulado como aceptable al inicio del presente capítulo, están por debajo de lo registrado en campo. Nuevamente, se observan velocidades de flujo por debajo de lo recomendado, y particularmente bajas en el caso de las líneas de salida asociadas a las macollas YA y YB.

De acuerdo a la norma de PDVSA N° L-TP1.5 Calculo Hidráulico de Tuberías (Apéndice D.4), en los tramos donde se encuentren velocidades por debajo de 0,91m/s (3pie/s) favorece enormemente la obstrucción de dichos tramos (deposición de arena). En la tabla 4.2 se aprecia que la velocidad del fluido correspondiente a los tramos de la conexión de la macolla VD hasta la conexión de YA específicamente de los link L386 y L964, esta por encima de la velocidad mínima recomendada según esta norma. En el Apéndice G se reflejan las velocidades de los distintos tramos de la red de recolección. Se solicitó información sobre problemas de taponamiento de estas líneas, y la gerencia de Explotación confirmó que la línea asociada a la macolla YA fue sustituida en el año 2006. Esta tubería es la que presenta la desviación más alta de las analizadas en la troncal T4-B según los cálculos llevados por el simulador Pipephase y la presión medida en campo. De acuerdo a las velocidades de flujo observadas en la tabla anterior, las probabilidades de una obstrucción temprana de dicha línea por sedimentación son muy elevadas. Además con el diagrama de pareto se confirma que la macolla YA y YB presentan problemas de arenamiento (con un 88% y 94%, respectivamente), y esto sumado, a la disminución del potencial de crudo diluido de dichas macollas. En la figura 4.12 se observa un detalle de la línea obstruida.



**Figura 4.12 Imágenes de línea de 12" sustituida en 2006 por obstrucción con arena. Fuente: Petrocedeño.**

Cabe destacar que muchos tramos de la red de recolección poseen topografías bajas (arreglos de codo de 90°), lo cual acelera el proceso de sedimentación, ya que la arenilla, el CO<sub>2</sub>, el agua y los condensados se almacenan en dichos tramos, trayendo como consecuencia la corrosión de las líneas. La disminución de espesor de una tubería es un problema que debe ser controlado, pues las presiones ejercidas por el fluido en ellas las va debilitando hasta llegar al punto de la ruptura, ocasionando fugas en el sistema.

#### **4.1.4 Propuestas de los cambios necesarios a la red de recolección para la solución de los problemas encontrados**

Para cumplir con los objetivos de la investigación, se procedió a realizar un análisis objetivo de los resultados obtenidos de las etapas anteriores. Con la finalidad de identificar las causas que originan las desviaciones de las velocidades y presiones en el sistema de recolección de crudo diluido, y de esta manera proponer alternativas que permitan mejorar el funcionamiento de la red y optimizar la producción del campo de San Diego de Cabrutica.

1- Actualmente Petrocedeno cuenta con facilidades de limpieza con herramienta (Piggable) en las líneas de crudo diluido de ciertas macollas de la troncal T4-B y T3-B. Por lo que se recomienda a la gerencia de explotación y operaciones realizar un análisis del sistema de recolección que permita optimizar la ubicación de las facilidades para la instalación de trampas de cochinos en toda la red, y a su vez cumplir con el mantenimiento preventivo de las tuberías.

Además, se propone implementar un programa de limpieza de las líneas de superficie con las facilidades existentes que el departamento de mantenimiento o de integridad mecánica maneje en función de las velocidades de flujo halladas en el presente estudio, para evitar operar a alta presión en las macollas que puedan causar paradas no programadas y la consecuente producción diferida.

La finalidad de la modificación propuesta es proporcionar al sistema equipos permanentes para la realización de las actividades requeridas por un programa más frecuente de limpieza y monitoreo de la línea. Las nuevas

instalaciones incluyen trampas permanentes para lanzamiento y recepción de cochino con sus correspondientes conexiones para venteo y drenaje.

- **Descripción de las herramientas de cochino**

La selección de la herramienta de cochino apropiada para ser utilizada en cada troncal es una decisión delicada que requiere la participación de personal especializado de PETROCEDEÑO, de la compañía de servicio de inspección y/o mantenimiento encargada de la corrida, así como el apoyo de los fabricantes y suplidores de las herramientas en sí mismas.

Una herramienta de cochino es definida como un dispositivo diseñado para ser enviado a través de una línea que maneja productos líquidos o gaseosos, con propósitos de limpieza, inspección geométrica o inspección del estado de corrosión de la misma. Esta definición abarca una amplia variedad de dispositivos diseñados para operaciones y servicios específicos que deben ser cuidadosamente seleccionados en cada caso. En la figura 4.13 se muestran varios tipos de cochinos disponibles en el mercado internacional.

- **Descripción de las trampas de lanzamiento y/o recepción de herramientas de cochino**

Las trampas de lanzamiento y/o recepción de herramientas de cochino son facilidades de equipos, tuberías, accesorios e instrumentación requeridas para permitir la carga o descarga de las herramientas de cochino dentro o desde una línea de transferencia que maneja productos líquidos o gaseosos.

Las trampas de lanzamiento están destinadas a proporcionar un medio seguro de insertar y lanzar herramientas de cochino, a través de líneas de transferencia sin interrupción del flujo de producto.

Las trampas de recepción están destinadas a proporcionar un medio seguro de recibir y extraer herramientas de cochino de líneas de transferencia sin interrupción del flujo de producto.

- **Objetivo**

La configuración de las trampas de lanzamiento y recepción de herramientas de cochino es relativamente sencilla y está destinada a satisfacer varias necesidades de manera simultánea:

- Proveer acceso desde y hacia la línea de transferencia.
- Proveer los medios para que la sección requerida para el acceso al interior del sistema pueda ser aislada eficientemente del interior de la línea de transferencia, la cual permanecerá presurizada durante las operaciones asociadas al lanzamiento y recepción de herramientas.
- Proveer los medios para abrir el acceso a la línea de manera rápida, segura y práctica.
- Proveer un lugar de permanencia para la herramienta que se encuentra lista para ser lanzada permitiendo así una selección independiente para el inicio de la rutina de lanzamiento.
- Proveer un lugar de permanencia para la herramienta que ha sido recibida.
- Proveer los medios para que la herramienta pueda pasar desde la condición “comprimida” que es requerida para el desplazamiento por dentro de la tubería hasta la condición de “libremente expandida”

que se produce al separarse los sellos de la herramienta de las paredes internas de la tubería.

- Proveer los medios para controlar el flujo, la presión y el movimiento mecánico de la herramienta dentro de la línea.



**Cuerpo de Metal (Raspatubos) Servicio de Inspección**



**Diámetro Dual y Multi-diámetro**



**Copas y Discos de Poliuretano**



**Diablos Limpiadores**



**Balas Chanchos  
Polly pigs scrappers**

**Figura 4.13. Tipos de herramientas de cochinos disponibles en el mercado internacional.**

- 2- La gerencia de Petróleo debe considerar el estudio de tecnologías disponibles en el mercado internacional, para el sistema de control de arenamiento en las macollas, se recomienda que este estudio se realice a

nivel de pozos. De esta manera disminuiría la cantidad de arena en las redes de tuberías de las troncales, solucionando el problema de raíz, y los equipos de superficie trabajarían en mejores condiciones, lo que implica mayor eficiencia.

Inicialmente se deben revisar las condiciones de operación de las macollas (presión, temperatura, flujo de crudo, gas, agua, diámetros de las tuberías), las cuales son fundamentales para la selección de la tecnología a utilizar.

También se deben realizar pruebas de laboratorios con la finalidad de hallar el tamaño de las partículas que se desean separar. Para luego proceder a realizar una investigación exhaustiva de todo lo referente a las tecnologías disponibles en el mercado para la separación de la arena presente en el crudo, así como también contactar diferentes empresas que presenten propuestas efectivas para la solución del problema, con la finalidad de obtener un producto de mejor calidad.

- 3- Se propone realizar una evaluación económica para cambiar la especificación de las tuberías que soporten más presión, de tal manera de utilizar diámetros menores para velocidades de flujo más altas que eviten el taponamiento de las líneas de las troncales, al que se han visto expuestas en los últimos años de operación.

## **4.2 CONCLUSIONES**

1. Las simulaciones realizadas para validar la red de recolección de crudo diluido del Bloque de Producción de Petrocedaño presentaron

desviaciones menores al 10% en el 85% de los casos, por lo que se considera que el modelo propuesto se ajusta al proceso.

2. La macolla cuya presión de descarga presenta mayor desviación entre lo calculado con el programa Pipephase y lo medido en campo es la macolla XA, con un 14,86%.
3. Se confirmaron desviaciones del parámetro velocidad en las líneas de flujo de crudo del bloque de Petrocedeño, presentándose en todos los casos bajas velocidades según los criterios utilizados.
4. El tramo cuya velocidad de flujo resultó menor fue la línea asociada a la descarga de la macolla YB, con una velocidad de flujo de apenas 0,23 m/s, 92,6 % menor a la recomendada por la norma de Criterios de Dimensionamiento de Procesos de Petrocedeño.
5. La observación de bajas velocidades de flujo, altas presiones y probable sedimentación se corresponden con los hallazgos de la empresa Petrocedeño en las líneas de superficie, y se repiten en el caso de la macolla YA y YB, con el agravante de una velocidad de flujo muy baja que favorece enormemente la obstrucción de la línea (taponamiento de arena).
6. El aporte de arena en el campo esta asociado a la producción de crudo, es decir, a mayor producción de crudo mayor es el aporte de arena.
7. Petrocedeño cumplirá con el mantenimiento preventivo de las tuberías con la instalación de facilidades de limpieza (lanzadores y recibidores de

cochino) en toda la red del campo, evitando así, operar a alta presión en las macollas.

8. Con la implementación de nuevas tecnologías a nivel de pozo, disminuiría el problema de arenamiento en las líneas de recolección de crudo diluido.

#### **4.3 RECOMENDACIONES**

1. Realizar una revisión de las líneas de flujo de las macollas donde se identificó mayor producción de arena.
2. Se deben realizar con mayor frecuencia, muestreo de arena en fluidos producidos en superficie (cabezal de pozos y entrada de la estación principal).
3. Mantener estables las velocidades de operación (rpm) en cada uno de los pozos, según las condiciones que presenten cada uno de ellos, para evitar que el incremento de este parámetro sea causante principal de la producción de arena y así lograr tener por más tiempo la vida productiva del yacimiento.
4. Realizar limpiezas constantes en líneas de flujo y pozos.
5. Se requiere un análisis por parte del departamento de inspección o de integridad mecánica de los segmentos de las líneas con baja velocidad de flujo, poniendo especial atención en aquellos tramos cuya topografía puede favorecer la sedimentación.

6. Implementar un sistema de lavado y recolección de los sólidos separados a la salida de las macollas.
7. Para nuevas líneas de tuberías, replantear la selección de diámetro, para que los mismos estén asociados siempre al caudal de trabajo. Con ello se evitarán futuras sustituciones y los costos asociados a las mismas.
8. Implementar nuevas tecnologías que permitan aumentar la tasa de producción de crudo a un costo razonable.
9. Revisar el funcionamiento de los medidores de gas en las macollas y troncales, con la finalidad de validar los porcentajes de gas total que circulan a través de la línea de recolección de crudo diluido.

## BIBLIOGRAFIA

Bertucci, M. (2006). "Análisis del Comportamiento Hidráulico del Sistema de Recolección de Crudo, en el Campo Uracoa, Unidad Monagas Sur, Harvest Inccler; C.A". Tesis de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas. Departamento de Petróleo, Maturín, Venezuela.

Hernández, C. (2006). "Evaluación Técnica – Económica de un Sistema de Dilución de Crudo Pesado para su Transporte entre las Estaciones sdn-1 y buef-2, Distrito Sur San Tomé". Tesis de Grado. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas. Departamento de Petróleo, Maturín, Venezuela.

Cárdenas, F y Castillo, I. (2007). "Desarrollo de un procedimiento de cálculo para la evaluación y determinación del rendimiento a tiempo real en bombas multifásicas de doble tornillo". Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. Departamento de Mecanica, Caracas, Venezuela.

PDVSA. (1996). "Manual de diseño de procesos, flujo bifásico Liquido-Vapor". MDP-02-FF-05.

Streeter, V. y Wylie, B. (2000). "Mecánica de los Fluidos. Sexta edición". Editorial McGraw-Hill. México.

Mataix, (2001). "Mecánica de los fluidos y máquinas hidráulicas". Segunda Edición, HARLA, S.A. México.

Perry, Green y Maloney, Robert H., Don W. y James O. (2001). Manual del Ingeniero Químico. España. Editorial McGraw-Hill. Volumen I, séptima edición.

Crane. (1992). "Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías". Editorial McGraw-Hill. Interamericana. México.

Barberii, F. (1998). "El Pozo Ilustrado". Cuarta Edición, Editorial FONCIED, Caracas.

Irving H. Shames. (1995). "Mecánica de Fluidos". Editorial McGraw-Hill. Tercera edición.

Simsci-Esscor. (2005). Guía de Usuario – Pipephase 9.0, USA, Invensys Systems, Inc.

Manual de Ingeniería de diseño de PDVSA n° LTP 1.5. (1994). "Calculo hidráulico de tuberías", volumen 13-III, Petróleos de Venezuela.

Giles R. (1969). "Mecánica de los Fluidos e Hidráulica". Editorial McGraw-Hill, Segunda Edición, México.

Jaimieson, A.W. y Shell U.K. (1998). Explotación y Producción, "Multiphase Metering- The Challenge of Implementation, 16<sup>th</sup>. North Sea Flow Measurement Workshop.

Flexilatina de Venezuela C.A. (2006). Análisis Estático de Tensiones en Tuberías-Flexibilidad. Caracas, PDVSA.

Mitchell L. y Shigley J. (1990). Manual de Diseño Mecánico, México, Mc Graw Hill.

Craft. (1978). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos y Gas; Omega. Editores.

Mott, R. (2006). "Mecánica de los fluidos". Editorial Pearson Educación. Sexta Edición.

Karassika, I y Messina, J. (2001). Pump Handbook. McGraw-Hill. Third Edition. Estados Unidos.

Cermeño, J. (2007). Manual Estadística aplicada y diseño de experimentos. Fondo Editorial UDO Anzoátegui. Segunda Edición.

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

<b>TÍTULO</b>	<b>EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE LA RED DE RECOLECCIÓN DE CRUDO DILUÍDO DE PETROCEDEÑO</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

### AUTOR (ES):

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
Rivero L., Mary C.	CVLAC: V- 19.612.652 E MAIL: rivero.mary18@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

### PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Evaluación Hidráulica

Modelo Hidráulico

Red de Recolección

Crudo diluido

Petrocedeno

Pipephase

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

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

### RESUMEN (ABSTRACT):

Se realizó una evaluación hidráulica de la red de recolección de crudo diluido de PDVSA Petrocedño en los campos de San Diego de Cabrutica, ubicado al sur del estado Anzoátegui, con la finalidad de determinar las limitaciones y restricciones operacionales del sistema. En primer lugar, se definió el esquema de transporte del crudo multifásico desde las macollas hasta la Estación Principal de la planta, con información facilitada por la empresa encargada de la operación de la red. Posteriormente se realizó un modelo hidráulico de dicha red bajo condiciones actuales de operación, usando el programa de simulación Pipephase; versión 9.4, con cuyos datos se pudo validar la red de recolección para la producción independiente de las macollas de la troncal 1 (T1-1, T1-2), troncal 2 y troncal 3 (T3-A, T3-B). De las troncales antes mencionadas, se obtuvieron resultados satisfactorios, siendo sus desviaciones respecto a lo medido menores al 10 %, a diferencia de la producción de las macollas YA, YB y XA (troncal T4), presentando desviaciones de 10,77%, 10,39% y 14,84%, respectivamente. Además, se calcularon las velocidades máxima y mínima, las cuales se compararon con las velocidades de la mezcla y junto a las caídas de presión se verificaron con las normas establecidas de PDVSA Petrocedño. Se observaron bajas velocidades de flujo y probable sedimentación correspondiente con los hallazgos de la empresa Petrocedño en las líneas de superficie, lo cual se repite en el caso de la macolla YA y YB con el agravante de una velocidad de flujo muy baja que favorece enormemente la obstrucción de la línea (taponamiento de arena). Existen considerables restricciones que impiden el óptimo funcionamiento del sistema que la compone, lo que implica que se debe asignar un programa de limpieza de las líneas de superficie en función de las velocidades de flujo halladas en el presente estudio. Permitiendo esto a su vez, cubrir los niveles de producción de crudo pronosticados por la empresa Petrocedño.

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

**CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
Alexis Cova	ROL	CA	AS(X)	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Freddy Malpica	ROL	CA	AS	TU(X)	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Fidelina Moncada	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Yaneis Obando	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>2013</b>	<b>01</b>	<b>15</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

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

**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Hidraulica.Red.Crudo.Diluido.Petrocede.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: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TEMPORAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

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

Ingeniero Químico

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Ingeniería Química

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

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

### **DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

Mary Carmen Rivero Laguna

**AUTOR**

Ing. Quím. Alexis Cova

**TUTOR ACADEMICO**

Ing. Quím. Fidelina Moncada

**JURADO**

Ing. Quím. Yaneis Obando

**JURADO**

Ing. Quím. Freddy Malpica

**ASESOR INDUSTRIAL**

Ing. Yraima Salas

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**