



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA**

**Impacto de la utilización de un ducto de 20” de
diámetro en la producción de petróleo del
Yacimiento Varadero Oeste.**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en
Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo.**

Mención: Producción de petróleo.

Autor: Ing. Melzer Delgado Cruz.

**Matanzas
2017**



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**Impacto de la utilización de un ducto de 20” de
diámetro en la producción de petróleo del
Yacimiento Varadero Oeste.**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en
Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo.**

Mención: Producción de petróleo.

Autor: Ing. Melzer Delgado Cruz.

Tutor: Ms.C. Carlos Alberto González Hernández

Dr.C. Jesús Luis Orozco

Matanzas

2017

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Melzer Delgado Cruz declaro que soy el único autor del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas y al Centro Politécnico del Petróleo a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete la procedencia del mismo.

Ing. Melzer Delgado Cruz

Nombre y Apellidos

Firma

DEDICATORIA

A mi madre que siempre supo donde debía llegar y me condujo hacia allí con un increíble esfuerzo y sacrificio. Gracias por ser el motor de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, Miriam y Antonio por su presencia imprescindible y su apoyo absoluto,

A mi esposa Karina, por su gran significado en mi vida, y por hacer de mis preocupaciones las suyas,

A mi familia, dígase todos, por el afecto que me entregan y el granito de arena que cada uno aportó a mi formación,

A mi amiga Liudmila, por regalarme su amistad ilimitada, sus sabios consejos y sus acertados criterios,

A mis buenos amigos, Savón, Ramón y Julio, aunque estemos lejos, sé que siempre podré contar con ustedes y ustedes conmigo,

Un especial agradecimiento al Ms.C. Carlos Alberto González por el rol tan importante que jugó en el desarrollo, supervisión y culminación del presente trabajo. Por sus valiosos consejos y opiniones.

Al Dr.C Jesús Luis Oroscó, por sus críticas constructivas y su disposición a pesar de los contratiempos,

A todo el grupo del petrolero 18, en especial a todos.

A todo el claustro de profesores y personal de trabajo del Centro Politécnico del Petróleo, en especial a todos.

A todas aquellas personas que de una forma u otra aportaron y contribuyeron al desarrollo de este,

A todos, mis más sinceros Agradecimientos.

PENSAMIENTO

"La ciencia es conocimiento organizado, la sabiduría es la vida organizada"

Immanuel Kant.

SÍNTESIS

La presente investigación se realiza en el oleoducto del Ramal Oeste del yacimiento Varadero, el cual es explotado por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEPC), el mismo está conformado por los Centros Colectores #7, 9, 10 y 11, los que tienen como objetivo recoger toda la producción de petróleo de los pozos y zonas que pertenecen a este yacimiento, para luego bombearlos hacia la Estación de Rebombeo del Oeste (ERO). Con este estudio se determina la capacidad máxima de transporte y los parámetros operacionales del Ramal de tuberías que conforman este oleoducto, mediante la evaluación del comportamiento del flujo multifásico, a partir del prospecto de incremento de los 1000 m³ de fluido en el Ramal Oeste para el año 2015 con las condiciones técnicas actuales. Para apoyar este trabajo se utiliza el Software de Simulación para flujos multifásico PIPESIM, el cual es un simulador en estado estacionario, en el que se introducen la topografía del banco de tuberías del Ramal Oeste y las principales propiedades físicas y químicas de su fluido. Seguidamente se estudian los diferentes escenarios de interés en la operación del oleoducto, entre los que se encuentra la variación de los parámetros de operación del régimen de fluido: aumento del flujo de fluido real bombeado desde los Centros Colectores hacia la ERO y finalmente se estima el caudal a incrementar con el cual el comportamiento operacional del oleoducto no exceda la presión de trabajo máxima permisible en el sistema (35 bar). Después de simular los diferentes escenarios y de analizar los resultados, se obtiene que la capacidad máxima de transporte para el ramal Oeste es de 6892 Sm³/día con los parámetros de operación establecidos para esta red.

SUMMARY

The present investigation comes true in the Oil Pipe Line of the Branch West of the deposit Shipyard, which is exploited by Petroleum's Company of Perforation and Extraction of the Center (EPEPC) which is shaped by the Collecting Centers #7 , 9, 10 and 11, the ones that aim at picking up the whole production of oil of the wells and zones that belong to this deposit and next to pump them toward the Western Repumping Station (ERO). With this study the maximum transporting capacity and the operational parameters of the pipes branch that conform this oil pipe line , by means of the evaluation of the behavior of the multiphasic flow are determined, from the prospect of increment of the 1000 m³ of fluid in the West branch for the year 2015 with the technical present-day conditions. In order to back up this work a multiphasic flow Simulation Software PIPESIM is used, which is a simulator in stationary state, in which the topographic belonging to the bank of pipes of the west branch and the main physical properties of the fluid Chemistry are introduced. The different stages of concern in the operation of the oil pipe line straightaway are studied, between the ones that meet, the variation of the parameters of operation of the fluid regime: flow increase of the real fluid pumped up from the Collecting Centers toward the ERO and finally appreciates the flow to increment with which the operational behavior of the oil pipe line not exceed the maximum permissible working pressure in the system (35 bar). After simulating the different scenes and analyzing the results, it is obtained than the maximum transporting capacity for the West branch comes from 6892 Sm³/ day with the operation parameters established for this net.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO	5
1.1 Propiedades del fluido de producción de los Centros Colectores	5
1.1.1 Gravedad específica del petróleo	6
1.1.2 Gravedad específica del gas en solución	6
1.1.3 Factor volumétrico del petróleo en formación	6
1.1.4 Solubilidad del gas en el petróleo.....	7
1.1.5 Densidad del petróleo vivo (ρ_0).....	8
1.1.6 Presión de burbujeo	8
1.1.7 Viscosidad del petróleo vivo (μ_0)	9
1.1.8 Compresibilidad del petróleo	10
1.1.9 Tensión superficial	11
1.2 Fundamentos del flujo multifásico	11
1.2.1 Ecuaciones que modelan el comportamiento dinámico del flujo multifásico en los sistemas de tuberías	13
1.2.2 Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales, verticales e inclinadas.....	15
1.2.3 Características de las variables de los patrones de flujo	19
1.2.4 Modelos de correlación basados en el comportamiento de los patrones de flujo.....	22
1.3 Softwares de simulación hidrodinámica para flujos multifásicos	24
1.3.1 Generalidades del PIPESIM.....	26
1.4 Conclusiones Parciales	27
CAPÍTULO 2: DISEÑO METODOLÓGICO	28
Figura 2.1 Metodología de la investigación.	28
2.1 Levantamiento del Oleoducto del yacimiento Varadero Oeste	29
2.1.1 Caracterización del Oleoducto del yacimiento Varadero Oeste	29
2.2 Recolección de los datos de producción de los Centros Colectores	32
2.2.1 Características físico - química del fluido de producción por Centros Colectores	32
2.2.2 Recopilación de datos de la producción de fluido por Centros Colectores.....	34
2.3 Metodología para la simulación	34
2.3.1 Introducción al PIPESIM (versión 2010.1.1)	35
2.3.2 Validación de los modelos de simulación	47
CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN	49
3.1 Análisis del caso base	50
3.2 Determinación de la capacidad máxima de transporte de la red de flujo del Ramal Oeste del yacimiento Varadero	54
3.2.1 Incremento de producción en el Centro Colector # 7 (Caso 1)	55
3.2.2 Incremento de producción en el Centro Colector # 11(Caso 2)	57
3.2.3 Incremento de producción en el ramal oeste del yacimiento Varadero	60

3.2.4 Capacidad máxima de la red de transporte de fluido del yacimiento Varadero Oeste	63
CONCLUSIONES	65
RECOMENDACIONES	66
BIBLIOGRAFÍA	67
SIMBOLOGÍA	72
ANEXOS	73

INTRODUCCIÓN

La búsqueda de petróleo en Cuba comenzó desde el siglo XIX, cuando era todavía colonia de España, sin embargo, fue después de 1959 que se trabajó en la búsqueda de campos petroleros tomando un enfoque serio y sistemático. En los últimos tiempos se ha intensificado la exploración, perforación y extracción de petróleo y gas natural acompañante. Particularmente el crudo nacional, ha tomado una importancia vital en el país, por esta razón la industria petrolera debe lograr la mayor eficiencia en la extracción del crudo y su gas acompañante.

En la provincia de Matanzas existen varios yacimientos de petróleo (Cantel, Guásimas, Majagüillar, Varadero), estos yacimientos son atendidos y explotados por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEPC), fundada en el año 1976. Dicha empresa presenta niveles de producción anual por encima de un millón de toneladas de petróleo y 438 millones de metros cúbicos de gas natural. La EPEPC se encuentra enclavada en la finca “La Cachurra”, del poblado de Guásimas, en el municipio Cárdenas.

El Yacimiento Varadero es el de mayor capacidad de producción de todos los yacimientos en explotación, con más de 98% del total de la producción de petróleo y el 100 % de la producción de gas natural. Este yacimiento está ubicado en la parte septentrional de la provincia gasopetrolífera del Norte de Cuba, está separado en varios sectores denominados: Oeste nuevo, Oeste, Central y Este, ellos se diferencian principalmente por sus comportamientos productivos.

Entre las principales características del petróleo crudo Varadero, se encuentra: alta gravedad específica, con valores superiores a la del agua (1.004), alta viscosidad, es importante que se tenga en cuenta que dentro de la clasificación de los crudos a nivel mundial, el petróleo crudo Varadero es considerado como un Bitumen, es decir, presenta propiedades propias de sólidos y líquidos, el mismo se considera como un sólido fluidizado, con un rango de (8 – 11) °API.

La estructura de la Red de Transporte Magistral Interna (RTMI) de la EPEPC, garantiza el trasiego de 98 % de toda la producción de la empresa (Yacimiento Varadero). Esta estructura

está compuesta por dos ramales de 20" de diámetro, los cuales se interconectan a la entrada de la planta de procesamiento de crudo. Uno de los ramales garantiza la recolección del petróleo en la Zona Oeste del yacimiento, mientras que el otro garantiza la recolección de la producción de la Zona Este del Yacimiento, en los cuales se encuentran las Estaciones de Rebombeo Este (ERE) y Rebombeo del Oeste (ERO).

Las Estaciones de Rebombeo (ERO y ERE), están compuestas por recipientes de fases, con el objetivo de recepcionar el fluido proveniente de los Centros Colectores (CC) de cada uno de sus ramales, en los cuales ocurre la primera separación física del gas acompañante del petróleo proveniente de los pozos productores, y del fluido de producción (agua + petróleo).

Esta investigación se desarrolla en el ramal de tuberías de 20" de diámetro que garantiza el trasiego del petróleo en la zona Oeste del yacimiento, el cual debido a sus años de explotación ha impedido su uso en el 100 % de su capacidad, por lo que en la empresa se han tenido que tomar algunas acciones y variantes para darle solución, dentro de las que se encuentra el tema de esta tesis, determinar el impacto de la utilización de un solo ducto de 20" de diámetro para el transporte de toda la producción de petróleo que comprenden a los centros colectores 7, 9, 10 y 11, mediante un modelo de simulación que tiene en cuenta el comportamiento del fluido como un flujo multifásico.

Antecedentes del trabajo

El transporte de un fluido contemplado como flujo multifásico se encuentra presente en la industria petrolera, así como en otras, con una amplia gama de aplicaciones de ingeniería. Por tal motivo, se han estimulado amplias investigaciones desde la década de 1950, hasta la actualidad, estableciendo los distintos patrones de flujo en dependencia de las características constructivas de los ductos horizontales y verticales.

En la EPEPC, no existían antecedentes de simulaciones de redes de transportes internas considerándose como un flujo multifásico, debido a que no se contaba con un *software* especializado en este tema. Los diseños de las redes existentes se han obtenido a partir de considerar que todo el flujo que se transporta es monofásico. Por lo tanto, no se contaba con una herramienta de simulación que posibilitara definir los parámetros operacionales de los oleoductos internos de la empresa.

Además, otro aspecto a tener en cuenta, está dado por las características físico-químico de los fluidos vivos, es decir, tener en cuenta las correcciones a la viscosidad y la densidad del petróleo medido a condiciones de presión y temperatura ambiente (petróleo muerto), con respecto a las condiciones reales de presión y temperatura de trabajo.

Situación Problemática

La red de transporte de fluido multifásico del yacimiento Varadero Oeste, contaba con dos tuberías de 20” de diámetro en paralelo, desde el punto de interconexión de los Centros Colectores # 7, 9, 10 y 11, hasta la Estación de Rebombeo del Oeste (ERO). Por los altos niveles de corrosión y envejecimiento que presentaba uno de los ductos (más de 20 años de explotación), hubo que sacarlo de servicio, siendo necesario garantizar el transporte de toda la producción del yacimiento por una sola tubería de 20” de diámetro.

Atendiendo a lo antes expuesto derivamos como **Problema científico:**

¿Cómo incide en la capacidad de producción de los Centros Colectores # 7, 9, 10, y 11 del yacimiento Varadero Oeste el trasiego de toda su producción por un ducto de 20” de diámetro?

Como una posible respuesta al problema planteado, se establece la siguiente **Hipótesis:** ¿Un ducto de 20” de diámetro garantiza el trasiego de toda la producción de los Centros Colectores # 7, 9, 10 y 11 del yacimiento Varadero Oeste sin que se afecte la capacidad productiva de estos?

Para dar solución al problema se plantea el siguiente **Objetivo General:**

Determinar la capacidad máxima de transporte del fluido multifásico que garantiza un ducto de 20” de diámetro en los Centros Colectores # 7, 9, 10, y 11 del yacimiento Varadero Oeste.

Para darle cumplimiento al objetivo general, se establecen los siguientes **Objetivos Específicos:**

1. Realizar el levantamiento físico de la red de transporte de fluido multifásico del yacimiento Varadero Oeste y las características físico – química del petróleo vivo.
2. Obtener el modelo de simulación, a partir de las características del transporte de fluido multifásico, del yacimiento Varadero Oeste y las propiedades del fluido.

3. Determinar la capacidad máxima de transporte para un ducto de 20" de diámetro.

Estructura del Trabajo: El desarrollo de esta Investigación constará de: tres capítulos,

Capítulo 1: “Análisis Bibliográfico”, constituye el marco teórico de la investigación. Se realizó una búsqueda bibliográfica relacionada con el tema de investigación que permite llegar a conclusiones importantes que darán paso a la realización del capítulo II.

Capítulo 2: “Diseño Metodológico”, se aborda todo el proceso de levantamiento de la red interna entre los Centros Colectores 7, 9, 10 y 11 y la Estación de Rebombeo del Oeste (ERO), el diseño del modelo de simulación, así como los métodos, técnicas y los recursos empleados, para el desarrollo de la misma.

Capítulo 3: “Resultados y Discusión”, se analiza los resultados obtenidos, mediante la metodología expuesta en los capítulos iniciales, abordando en detalles cada una de sus etapas, determinando la capacidad máxima de fluido a transportar.

CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

En el cuerpo de este capítulo se expone el análisis del estado del arte, el cual permite conocer los fundamentos teóricos de esta investigación. En el mismo se muestran los elementos teóricos vinculados a la temática investigada, orientados al estudio del comportamiento de los sistemas de transporte de flujo multifásico en los oleoductos de los Centros Colectores #7, 9, 10 y 11, abordando los fundamentos del flujo multifásico y características de los sistemas de transporte. Además, se enfatiza en las propiedades del fluido, así como en los *softwares* de simulación hidrodinámica para estos tipos de flujo.

1.1 Propiedades del fluido de producción de los Centros Colectores

Un fluido se define como una sustancia que cambia su forma continuamente siempre que esté sometida a un esfuerzo cortante, sin importar qué tan pequeño sea. Los fluidos están compuestos por moléculas con movimientos y colisiones constantes; son agregados de moléculas, muy separadas en los gases y próximas en los líquidos, siendo la distancia entre las moléculas mucho mayor que el diámetro molecular, no estando fijas en una red, sino que se mueven libremente (Shames, 1995).

Según Paris, (2010) y Charón, (2015) el petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos que contiene hidrógeno, carbono, sulfuro, nitrógeno y oxígeno principalmente, cuyas propiedades físicas y químicas varían considerablemente y dependen de la concentración de sus diferentes componentes. De acuerdo a sus propiedades físicas un crudo puede clasificarse en vivo o muerto. El crudo muerto es aquel que a condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente no libera gas, mientras que un crudo vivo contiene gas disuelto y al disminuir la presión y aumentar la temperatura del sistema, libera cantidades significativas de este. De acuerdo a las condiciones de trabajo y características de esta investigación solo se hará referencia a las propiedades más estudiadas del petróleo vivo, las cuales se muestran a continuación:

1.1.1 Gravedad específica del petróleo

La gravedad específica del crudo se define como la relación entre la densidad del petróleo (ρ_o) y la densidad del agua (ρ_w), ambas medidas a 60°F (15.56°C) y presión atmosférica (agua=1) (Paris, 2010) y se calcula por la fórmula (1.1):

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.1)$$

1.1.2 Gravedad específica del gas en solución

La gravedad específica del gas en solución (γ_g), se define por el promedio pesado de las gravedades específicas del gas separado en cada separador. Este promedio se basa en la relación gas-petróleo en el separador y se denota de la siguiente manera (Paris, 2010):

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n (R_{sep})_i (\gamma_{sep})_i + R_{st} \gamma_{st}}{\sum_{i=1}^n (R_{sep})_i + R_{st}} \quad (1.2)$$

1.1.3 Factor volumétrico del petróleo en formación

Se define como la relación que existe entre el volumen de petróleo con su gas en solución a condiciones de presión y temperatura del yacimiento ($(V_o)_{p,t}$) y el volumen de petróleo a condiciones normales de temperatura y presión ($(V_o)_{sc}$), razón por la cual el factor volumétrico siempre es mayor que uno.

$$B_o = \frac{(V_o)_{p,t}}{(V_o)_{sc}} \quad (1.3)$$

Al migrar el petróleo del yacimiento a la superficie sufre una disminución de la presión y por consiguiente se libera gas en solución. A medida que la presión en el sistema disminuye desde la presión interna (P_i) del yacimiento hasta la presión de burbujeo (P_b), el volumen del petróleo aumenta producto de la expansión del gas en solución; una vez que la presión disminuye por debajo de la presión de burbujeo (P_b), el volumen del petróleo disminuye debido a la liberación del gas en solución (Figura 1.1).

Varias correlaciones empíricas son utilizadas para determinar el factor volumétrico del petróleo B_{ob} para presiones $p \leq P_b$, entre ellas Standing, (1947), Glaso, (1980), Al-Marhoun, (1988), Al-Marhoun, (1992), Kartoatmodjo y Schmidt et al, (1991) Petrosky y Farshad et al, (1993) y Vásquez y Beggs et al, (1980) las cuales se aplican a crudos pesados y extra pesados.

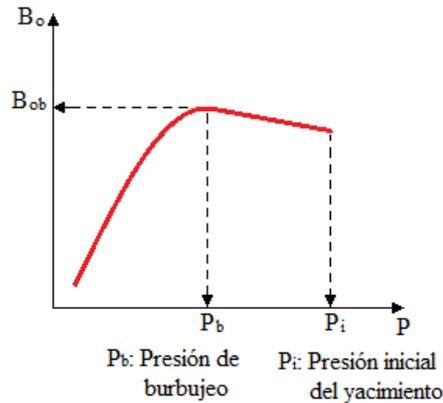


Figura 1.1 Comportamiento del factor volumétrico del petróleo en función de la presión.

1.1.4 Solubilidad del gas en el petróleo

La solubilidad del gas en el petróleo puede ser denominado en diferentes literaturas como: relación gas en solución petróleo, gas en solución, relación gas-petróleo (RGP) y razón gas disuelto (Rivera, 2005) y (Escobar, 2008).

La relación gas-petróleo se define como la relación entre el caudal de gas y el caudal de petróleo, ambos medidos en las condiciones de la superficie. Una relación gas-petróleo elevada podría indicar que el reservorio está muy agotado o que la fracción de componentes más volátiles en la mezcla líquida del reservorio es elevada (Introducción a la Industria Petrolera. , 2013).

Otros autores como Rivera, (2005) plantean que la solubilidad del gas en el petróleo se define como el número de pies cúbicos normales de gas que pueden disolverse en un barril normal de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

El gas en solución (R_s) se calcula en función de la presión, temperatura, gravedad API y gravedad específica del gas. Si la presión es mayor o igual que la presión del punto de burbuja, se obtiene el R_s en el punto de burbuja (R_{sb}). Por encima de la presión de burbuja, el R_s es constante e igual a R_{sb} . La correlación de Standing para determinar R_{sb} o R_s se puede observar en la ecuación (1.4):

$$R_s = \gamma_g \cdot \left(\frac{P}{18 \cdot 10^{\gamma_g}} \right)^{1.204} \quad (1.4)$$

Donde

γ_g - gravedad específica del gas

P - presión (psia)

La correlación de Rollins, J.B., McCain, W.D. fue desarrollada partiendo de datos de campo, RGP_{sep} , temperatura (t_{sep} en °F) y presión (P_{sep} en psi) del separador, gravedad específica del petróleo en el tanque (γ_{otanq}).

Para presiones por encima del punto de burbujeo, R_s , puede ser estimada mediante la fórmula (1.5):

$$R_s = RGP_{sep} + 10^{0.3818 - 5.506 \log \gamma_o + 2.902 \log \gamma_g + 1.327 \log P_{sep} - 0.7355 \log t_{sep}} \quad (1.5)$$

Y para presiones por debajo del punto de burbujeo, se utiliza la fórmula (1.6):

$$R_s = \left(\frac{\frac{P_{sep}}{14.7} + 1.4}{10^{0.00091 \cdot t_{sep} - 0.0125 \cdot \gamma_{API}}} \right)^{1.2} \cdot \gamma_g \quad (1.6)$$

Donde:

γ_g - gravedad específica del gas

γ_{API} - gravedad API

1.1.5 Densidad del petróleo vivo (ρ_0)

Se define como la masa por unidad de volumen en (lb/ft^3). Debido al contenido de gas, la densidad del petróleo vivo (es aquel que contiene aun gas disuelto y al disminuir la presión y temperatura del sistema libera cantidades significativas de gas) es dependiente de la presión y está en función de la cantidad de gas en solución (R_s). (Campbel, 2008), (Chirinos. M., 1983).

$$\rho_0 = \frac{350 \cdot \gamma_o + 0.0764 \cdot \gamma_g \cdot R_s}{5.615 \cdot B_o} \quad (1.7)$$

1.1.6 Presión de burbujeo

La presión de burbujeo (P_b), también llamada presión de saturación, se define como la mayor presión a la cual se libera del petróleo la primera burbuja de gas (Paris, 2010). Por tanto, a presiones menores que la P_b se tiene dos fases en el sistema, la fase líquida y la gaseosa.

Para calcular la presión de burbujeo se han desarrollado correlaciones empíricas que dependen de la razón gas-petróleo, la gravedad °API del crudo, la gravedad del gas y la temperatura. Entre ellas destacan Vásquez y Beggs et al, (1980), Glaso, (1980), Al-Marhoun, (1988), Petrosky y Farshad et al, (1993) y Standing, (1947) con las correcciones de De Ghetto et al, (1995). Esta última por aplicarse a crudos pesados y extra pesados es la que se utiliza para calcular dicha (P_b).

$$P_b = 18,2 \left[\left(\frac{R_g}{\gamma_g} \right)^{0,83} (10)^a - 1,4 \right] \quad (1.8)$$

Donde:

$$a = 0,00091T - 0,0125(^{\circ}API)$$

γ_g - gravedad específica del gas

R_g - solubilidad del gas en el petróleo

Giambattista De Ghetto (De Ghetto et al, 1995), realizó una modificación de la correlación de Standing para crudos pesados.

$$P_b = \left[\left(\frac{R_g}{\gamma_g} \right)^{0,7885} \frac{10^{0,0020 T}}{10^{0,0142 ^{\circ}API}} \right] \quad (1.9)$$

1.1.7 Viscosidad del petróleo vivo (μ_o)

La viscosidad del petróleo vivo es afectada por la presión, la temperatura y principalmente por la cantidad de gas que contenga. La viscosidad de un gas aumenta con la temperatura, pero la viscosidad de un líquido disminuye con la temperatura (Lyons, 1996).

Brill et al, (1999) plantea la ecuación (1.10) para el cálculo de la viscosidad del petróleo (μ_o en cP).

$$\mu_o = 0,32 + \frac{1,8 \cdot 10^7}{API^{4,53}} \cdot \left(\frac{360}{T+200} \right)^A \quad (1.10)$$

Donde:

$$A = 10^{0,43 + \frac{8,33}{API}} \quad (1.11)$$

T - temperatura (°F)

1.1.8 Compresibilidad del petróleo

La compresibilidad de un fluido se define como la variación del volumen con la presión a temperatura constante (Lyons, 1996) y (Rivera, 2005). La compresibilidad del petróleo puede ser obtenida en el laboratorio con datos de presión, volumen y temperatura o mediante correlaciones empíricas.

La correlación planteada por Vázquez y Beggs, según Escobar, (2008), es un medio excelente para obtener valor de la compresibilidad del petróleo C_0 .

$$C_0 = \frac{-1433+5R_s+17,2T-1180\gamma_g+12,61\gamma_{API}}{10^5 P} \quad (1.12)$$

Donde

γ_g - gravedad específica del gas

P - presión (psia)

T - temperatura (°F)

R_s - solubilidad del gas en el petróleo

La compresibilidad del gas acompañante del petróleo que es el coeficiente de expansión a temperatura constante, es una medida del cambio de volumen relativo como respuesta al cambio de presión.

Esta propiedad puede ser determinada para un gas real a cualquier presión y temperatura utilizando la fórmula (1.13) (Wang, 2009).

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z p_{pc}} \left(\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}} \right)_T \quad (1.13)$$

Donde

C_g - compresibilidad del gas

Z - factor de compresibilidad del gas

p_{pc} - presión pseudocrítica

p_{pr} - presión seudorreducida

1.1.9 Tensión superficial

En la interfase entre un gas y un líquido se forma una película debido a la atracción de las moléculas del líquido por debajo de la superficie. La tensión superficial es la fuerza requerida para formar dicha película y se define como la fuerza tangencial ejercida por unidad de longitud en las regiones límites entre las fases líquida y gaseosa, causada por la diferencia entre las fuerzas moleculares de ambas fases y que tiende a reducir el área de contacto entre ellas.

La tensión superficial juega un papel importante en el recobro de petróleo especialmente en los procesos terciarios, ya que si este parámetro se hace despreciable, entonces existirá un único fluido saturando el medio, el cual, fluye más fácilmente. Esta tensión entre la fase líquida y su vapor en equilibrio depende fundamentalmente de la temperatura, presión y composición de las fases.

Para mezclas de hidrocarburos complejas la cual es el caso de estudio, utilizando la correlación de Sugden, (1924), Weinaug y Katz et al (1943), introdujeron la composición de las dos fases en la ecuación. La expresión modificada se denota como:

$$\sigma^{1/4} = \sum_{i=1}^n [(P_{ch})_i (Ax_i - By_i)] \quad (1.16)$$

Con:

$$A = \frac{\sigma_o}{62,4M_o} \quad (1.17)$$

$$B = \frac{\sigma_g}{62,4M_g} \quad (1.18)$$

Esta última expresión fue la que se decidió utilizar para determinar la tensión superficial, debido a que contempla el gas que se encuentra disuelto en el petróleo transportado en el Oleoducto de los Centros Colectores.

1.2 Fundamentos del flujo multifásico

El flujo multifásico es el movimiento de mezclas de fluidos que presentan diferencias en sus propiedades, un flujo simultáneo de dos o más fases distintas en pozos, tuberías y equipos del proceso con movimiento concurrente de gas libre, líquido (agua y petróleo) y trazas de sólidos, que puede estar dado en cualquiera dirección, (Azocar, 2007); (Cartas, 2010); (Tutillo, 2012).

El gas y el líquido pueden existir en forma homogénea, o el líquido puede estar en forma de bala o tapón y el gas detrás empujando. La figura 1.2 muestra ejemplos de flujos multifásicos en la producción de hidrocarburos.

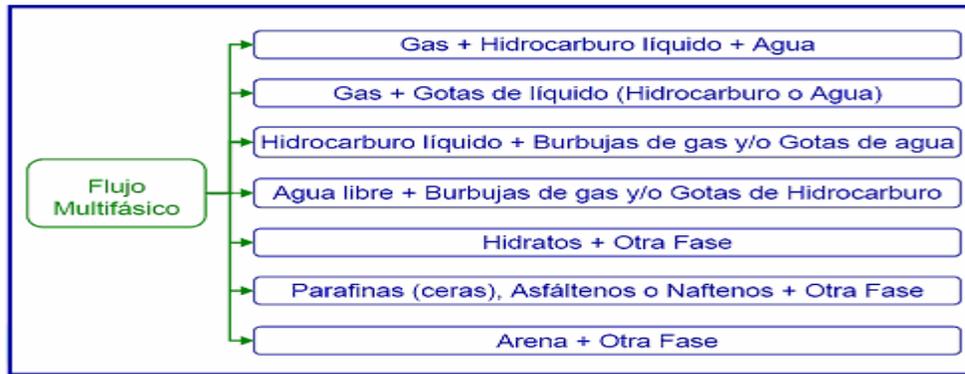


Figura 1.2 Flujos multifásicos en la producción de hidrocarburos.

La combinación de fluidos puede estar presente desde el reservorio hasta las facilidades de recepción. El caso más sencillo de un flujo multifásico es el flujo bifásico (Torres, 2006), mientras Campione, (2008) lo define como el flujo simultáneo de una mezcla heterogénea, donde se presentan dos fases con propiedades físicas distintas, separadas por una interfase definida. Este se observa durante la producción y transporte de las fases líquidas (petróleo y agua) y la fase gaseosa (gas), bien sea en tuberías horizontales, verticales o inclinadas. En algunos casos, alguna de las fases se puede originar durante el transporte, principalmente debido a la disminución de la temperatura, por ejemplo, la formación de condensado de hidrocarburos, agua libre, hidratos o parafinas. En la figura 1.3 se puede observar un ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte.

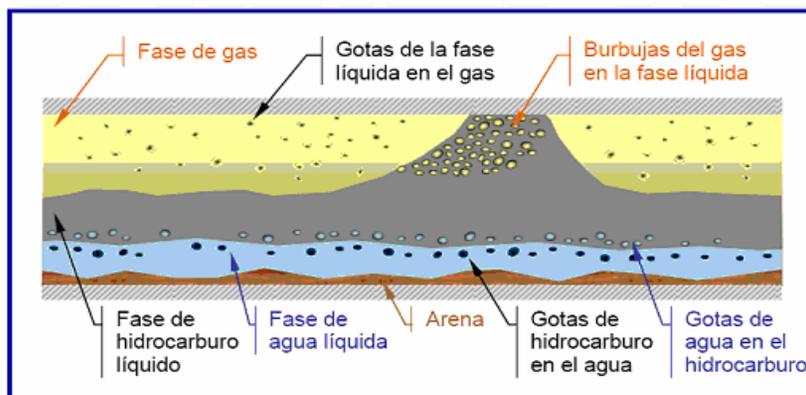


Figura 1.3 Ejemplo de flujo multifásico en una línea de transporte.

Cuando se conoce el comportamiento detallado de las fases dentro de la tubería, es posible manipular las condiciones de trabajo para aprovechar al máximo la presión del flujo, la cantidad de gas, y/o el patrón de flujo presente, para así economizar en equipos de transporte, redes de tuberías y accesorios, medidores, equipos de separación y otros, de acuerdo con las características del sistema y la topografía de la región considerada. También se puede manejar eficientemente el flujo multifásico proveniente de un pozo antes de llegar a la refinería, las ventajas de transportar el crudo sin anteriormente separarlo son considerables ya que la cantidad de gas presente en el crudo tiene como efecto disminuir la viscosidad y densidad del mismo, facilitando así su transporte y manipulación (Castañeda, 2011) y (Tutillo, 2012).

Entre las características del flujo multifásico, según Castañeda, (2011) se pueden destacar las siguientes:

- ✓ Presenta una mecánica de fluidos más compleja que la del flujo monofásico.
- ✓ La caída de presión depende del régimen en el que se encuentre el flujo.
- ✓ La apariencia física del fluido varía con la composición de la mezcla.
- ✓ Las correlaciones existentes tienen mayores restricciones y son menos confiables que aquellas utilizadas para flujos en una fase.

1.2.1 Ecuaciones que modelan el comportamiento dinámico del flujo multifásico en los sistemas de tuberías

(Issa, 2009) Plantea que en estudios realizados por un grupo de investigadores del Departamento de Ingeniería Mecánica del *Imperial College London*, se definen las ecuaciones que modelan el comportamiento dinámico del flujo multifásico en los sistemas de tuberías basadas en la conservación de la masa, la energía y la cantidad de movimiento para las fases gaseosa y líquida a partir de las correlaciones empíricas de Ishii y Mishima en 1984. El modelo se obtiene integrando las propiedades del fluido sobre el área de la sección transversal del conducto como muestra el Anexo 1.

Ecuación de continuidad del gas:

$$\frac{\partial(\rho_g \alpha_g)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_g u_g \alpha_g)}{\partial x} = 0 \quad (1.19)$$

Ecuación de continuidad del líquido:

$$\frac{\partial(\rho_l \alpha_l)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_l u_l \alpha_l)}{\partial x} = 0 \quad (1.20)$$

Ecuación de momentum del gas:

$$\frac{\partial(\rho_g \alpha_g u_g)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_g \alpha_g u_g^2)}{\partial x} = -\alpha_g \frac{\partial p}{\partial x} + \rho_g \alpha_g g \operatorname{sen}(\beta) + F_g + F_i \quad (1.21)$$

Ecuación de momentum del líquido:

$$\frac{\partial(\rho_l \alpha_l u_l)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_l \alpha_l u_l^2)}{\partial x} = -\alpha_l \frac{\partial p}{\partial x} - (\rho_l - \rho_g) \alpha_l g \frac{\partial h}{\partial x} \cos(\beta) + \rho_l \alpha_l g \operatorname{sen}(\beta) + F_l - F_i \quad (1.22)$$

Ecuación de energía:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left[m_g \left(E_{i_g} + \frac{u_g^2}{2} + gh \right) + m_l \left(E_{i_l} + \frac{u_l^2}{2} + gh \right) + m_d \left(E_{i_d} + \frac{u_d^2}{2} + gh \right) \right] = \\ - \frac{\partial}{\partial x} \left[m_g u_g \left(H_{i_g} + \frac{u_g^2}{2} + gh \right) + m_l u_l \left(H_{i_l} + \frac{u_l^2}{2} + gh \right) + m_d u_d \left(H_{i_d} + \frac{u_d^2}{2} + gh \right) \right] + Q + H_s \end{aligned} \quad (1.23)$$

A continuación se encuentran todas las variables que involucran las 5 ecuaciones planteadas anteriormente para una mejor comprensión.

Donde:

F: Fuerza de fricción por unidad de volumen, Nm^{-3} .

g: Aceleración de la gravedad, ms^{-2} .

h: altura de la capa del líquido, m.

u: Velocidad, ms^{-1} .

t: tiempo, s.

x: distancia a través del fluido, m.

α : Fracción de la fase

β : Angulo de inclinación de la tubería horizontal, ($^\circ$).

ρ : Densidad, kgm^{-3} .

p: Presión, Nm^{-2} .

E: Energía interna por unidad de masa, kJkg^{-1} .

H: Entalpía, kJkg^{-1} .

H_S : Entalpía de la corriente, kJkg^{-1} .

m: Masa, kg.

Q: Calor transferido, $\text{kJkg}^{-1}\text{K}^{-1}$.

Subíndices:

g: Gas.

i: Interfase gas-líquido.

l: Líquido.

d: Gotas de líquido.

1.2.2 Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales, verticales e inclinadas

Cuando dos fluidos con diferentes propiedades se desplazan simultáneamente a través de una línea, la fase gaseosa y la líquida se distribuyen dentro de la misma formando diferentes configuraciones, las cuales reciben el nombre de patrones o regímenes de flujo (Ferrer, 2010) y (NORSOK, 2012). Variables como la pérdida de presión, perfiles de velocidad y la retención de líquido son fuertemente dependientes de dichos patrones.

Muchos investigadores como Brill y Beggs, (1991) y Tuttillo, (2012) han tratado de predecir y clasificar los patrones de flujo para varias condiciones y muchos nombres han sido colocados para las diferentes configuraciones, llegando a la conclusión de que para estos tipos de fluidos se identifican principalmente siete patrones de flujo para tuberías horizontales o ligeramente inclinadas, donde la segregación por gravedad influye fuertemente en la distribución geométrica de las fases, mientras que en el flujo vertical se presentan otros patrones de flujo.

1.2.2.1 Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales

Según Brill, (1991) y Tuttillo, (2012) los patrones de flujo horizontales se definen de la siguiente manera: (Observar en la Figura 1.4)

Flujo de burbuja alargada: Las burbujas alargadas y separadas de gas flotan en la porción superior de la línea cuando la cantidad de líquido es intermedia y la velocidad del gas es baja. A velocidades bajas del gas, estas burbujas se aglomeran y forman el equivalente distorsionado de una burbuja uniformemente cilíndrica.

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

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

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

Flujo estratificado liso: A baja velocidad del líquido y muy baja velocidad del gas, ocurre una completa estratificación de los fluidos ocupando el gas la porción superior de la línea sobre una interfase calmada de gas - líquido. Este es el patrón de flujo estratificado de interfase calmada. El incremento de la velocidad del gas produce agitación en la interfase de gas - líquido y ocurre el patrón de flujo estratificado de interfase agitada.

Flujo estratificado ondulado: Una mayor proporción de flujo de gas ocasiona que la velocidad del gas es mayor que la velocidad del líquido, lo cual origina ondas en la superficie del líquido. La amplitud de onda incrementa al hacerse mayor la proporción de gas.

Flujo anular: La alta cantidad de líquido origina que el líquido fluya como una película anular a lo largo de las paredes, mientras que el gas fluye como un núcleo de alta velocidad en el centro de la línea. Este núcleo de vapor transporta algunas gotas del líquido porque el gas desprende parte del líquido de la película. El flujo anular tiene mucha estabilidad y unida al

hecho de que se favorece la transferencia en masa del flujo de gas y líquido, hace muy beneficioso este régimen de flujo para algunas reacciones químicas.

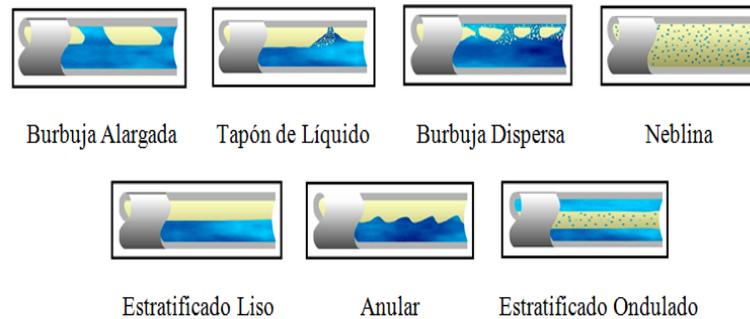


Figura 1.4 Patrones de flujo horizontales.

1.2.2.2 Patrones de flujo multifásico en tuberías verticales

Colina, (2016) plantea que en el flujo ascendente concurrente en tuberías verticales el eje del tubo está orientado positivamente en la misma dirección, en estos ángulos de inclinación el patrón estratificado desaparece y se observa un nuevo patrón de flujo denominado transición. Generalmente estos patrones son más simétricos alrededor de la dirección axial y menos dominados por la gravedad. Los investigadores Brill y Beggs, (1991) definen cuatro regímenes que pueden ocurrir en una tubería vertical, mostrados en la Figura 1.5.

Flujo Tipo Burbuja: En este caso, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este patrón es dividido en Flujo Burbuja ocurre a tasas relativamente bajas de líquido, y es caracterizado por deslizamiento entre fases de gas y líquido. El flujo de Burbuja Dispersa en cambio, ocurre a tasas relativamente altas de líquido, logrando esta fase arrastrar las burbujas de gas de tal forma que no exista deslizamiento entre las fases. El flujo de burbujas dispersas se observa sobre un rango completo de inclinación de tubería, mientras que el patrón de flujo burbujeante es observado solamente en flujo vertical y tuberías de diámetro relativamente grandes.

Flujo Tipo Tapón: Este patrón de flujo en tuberías verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa está localizada en bolsillos de gas en forma de una gran bala denominada “Burbuja Taylor” con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido. Una delgada película

líquida fluye corriente abajo entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente tapón líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.

Flujo Tipo Transición: Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, este tipo de flujo es similar al Flujo tipo Tapón, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso. La fase gaseosa arrastra una cantidad significativa de líquido y aunque los efectos del líquido son considerables, el gas es el que predomina.

Flujo Tipo Nieblina: El flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interfase es altamente ondeada, resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En flujo vertical corriente abajo, el patrón anular existe también a bajas tasas de flujo en la forma de “*falling film*”.

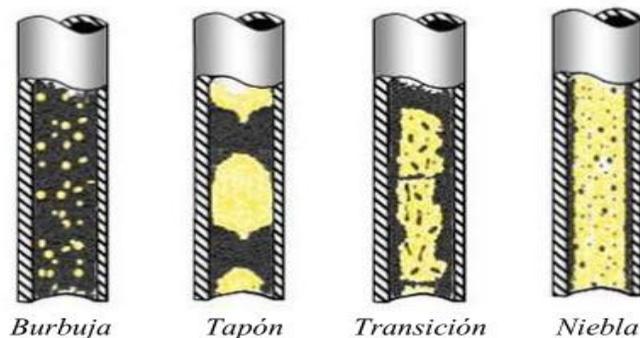


Figura 1.5 Patrones de flujo para sistemas multifásicos en tuberías verticales.

1.2.2.3 Patrones de flujo en tuberías inclinadas

Dentro de los patrones de flujo para tuberías inclinadas, se destacan tres de ellos: tipo Tapón, tipo Anular (para flujo ascendente) y tipo Estratificado (para flujo descendente), estas configuraciones de flujo son similares a las mostradas para el flujo en tuberías verticales y horizontales como se muestra en la Figura 1.6. (Brill y Beggs, 1991).

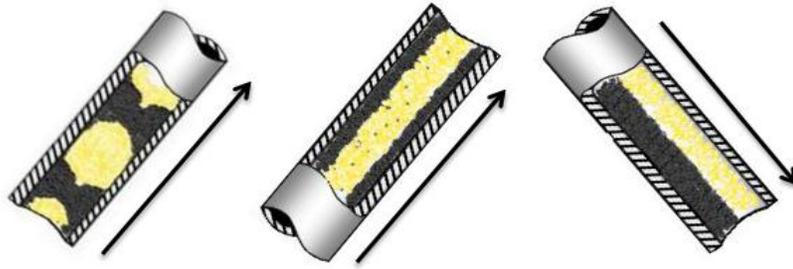


Figura 1.6 Patrones de Flujo en tuberías inclinadas.

1.2.3 Características de las variables de los patrones de flujo

En el estudio de las propiedades de un fluido multifásico se requiere del conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos que lo integran, en este caso está compuesto principalmente por petróleo crudo, agua y gas, como se explica con anterioridad. Estas propiedades se pueden determinar mediante el análisis de las muestras en el laboratorio, pero si la información no está disponible es necesario utilizar correlaciones empíricas para su determinación, y así, conocer cómo se comporta cada fase presente en la mezcla y cómo afecta su movimiento e interacción con las demás.

Las correlaciones para estimar las propiedades físicas del petróleo han sido desarrolladas utilizando sistemas de crudos de varias regiones productoras del mundo según NORSOK, (2012) y Fingas, (2014). Debido a las diferencias de composición geológica, las correlaciones pueden generar resultados erróneos cuando se aplican a crudos de otras regiones, pues su uso efectivo radica en el entendimiento de su desarrollo y sus limitaciones. De Ghetto, (1994) indica que las propiedades más estudiadas del petróleo son la gravedad específica, la presión de burbujeo, el factor volumétrico, la solubilidad del gas, la densidad y la viscosidad.

El cálculo del gradiente de presión requiere conocer la velocidad y las propiedades de los fluidos como densidad, viscosidad entre otros (Brill y Beggs, 1991). Cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico, se utilizan ciertas reglas de mezcla y definiciones únicas. Las propiedades más importantes son las siguientes:

- ✓ Retención de líquido (*liquid hold-up*)
- ✓ Factor de atrapamiento sin deslizamiento (λ)
- ✓ Velocidad

Retención de líquido (*liquid hold-up*)

La retención de líquido se define como la relación entre la cantidad de volumen de líquido en un segmento de tubería y el volumen total de dicho segmento. Este factor puede variar desde cero cuando el fluido se encuentra en fase gaseosa y uno para la fase líquida (Edomwonyi-Otu, L.C. y Angeli, P, 2015).

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento}} \quad (1.24)$$

La definición de HL varía entre cero, fase gaseosa completamente, y uno, fase líquida completamente (Figura 1.7). El volumen restante de la línea ocupado por el gas se denomina hold-up de gas o fracción de vacío.

$$H_G = 1 - H_L \quad (1.25)$$

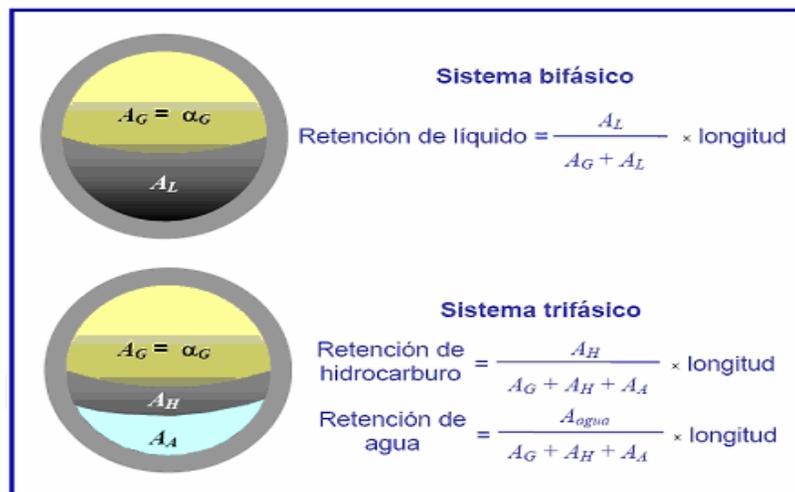


Figura 1.7 Retención de Líquido.

Factor de entrapamiento sin deslizamiento (λ)

Brill y Beggs, (1991) definen al factor de entrapamiento del líquido sin deslizamiento (*No Slip Liquid Holdup*), como la relación de volumen de la fase líquida en un elemento de tubería que podría existir si el líquido y el gas viajaran a la misma velocidad (sin deslizamiento). Esto se puede calcular directamente, si se conocen los valores de las tasas de flujo de líquido y gas, a partir de la ecuación 1.26:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_G} \quad (1.26)$$

Donde:

λ_L : Factor de entrapamiento del líquido sin deslizamiento.

q_L : Flujo volumétrico de líquido, ft³/s.

q_G : Flujo volumétrico de gas, ft³/s.

Hay que tener en cuenta que el flujo de líquido es la sumatoria de las tasas de agua y petróleo presentes en la mezcla. El factor de entrapamiento del gas sin deslizamiento (*No Slip Gas Holdup*), se determina de forma similar a las ecuaciones (1.25) y (1.26).

$$\lambda_G = 1 - \lambda_L = \frac{q_G}{q_G + q_L} \quad (1.27)$$

Velocidad

El movimiento de los patrones de flujo multifásico se caracteriza por diferentes tipos de velocidad, las cuales se detallan a continuación.

➤ Velocidad superficial

La mayoría de las correlaciones de flujo multifásico se basan en una variable denominada velocidad superficial, la cual se define como la velocidad que debe tener una fase de circular individual si fluye a través de toda el área transversal de la tubería y se calcula mediante las expresiones siguientes:

$$V_{sG} = \frac{q_G}{A} \quad (1.28)$$

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A} \quad (1.29)$$

Donde:

V_{sG} y V_{sL} : velocidad superficial del gas y el líquido respectivamente, ft/s.

q_G y q_L : Flujo volumétrico de gas y líquido respectivamente, ft³/s.

A: Área transversal de la tubería, ft².

➤ **Velocidad real (V)**

El área real a través de la cual fluyen las fases en la tubería es reducida, por la presencia del factor de entrapamiento. Por consiguiente, la velocidad real de cada fase se determina como:

$$V_G = \frac{q_G}{A \cdot H_G} = \frac{V_{sG}}{H_G} \quad (1.30)$$

$$V_L = \frac{q_L}{A \cdot H_L} = \frac{V_{sL}}{H_L} \quad (1.31)$$

Como los factores de entrapamiento del líquido y el gas son menores que uno, la velocidad real de las fases es mayor que la velocidad superficial.

➤ **Velocidad de la mezcla (V_M)**

La velocidad de la mezcla es la suma de las velocidades superficiales de cada fase:

$$V_M = V_{sG} + V_{sL} \quad (1.32)$$

➤ **Velocidad de deslizamiento (V_S)**

Las fases líquida y gaseosa pueden viajar a diferentes velocidades en la tubería y en consecuencia presentar deslizamiento entre las fases. La velocidad de deslizamiento está definida como la diferencia entre la velocidad real del gas y el líquido y se expresa de la forma siguiente:

$$V_S = V_G - V_L = \frac{V_{sG}}{H_G} - \frac{V_{sL}}{H_L} \quad (1.33)$$

1.2.4 Modelos de correlación basados en el comportamiento de los patrones de flujo

El flujo multifásico presenta una gran complejidad de fenómenos físicos y un alto número de variables asociadas a él, debido a esto se han desarrollado modelos simplificados basados en el comportamiento de los patrones de flujo, tales como los modelos mecanicistas, las correlaciones empíricas y los modelos homogéneos para resolver los problemas relacionados con este tipo de flujo (Craviño, 2007) y (Fair, 2013).

Los modelos mecanicistas permiten modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio, aplicando los principios de la conservación de la energía, la masa, y cantidad de movimiento a volúmenes de control que consideran como promedios las propiedades y velocidades de los fluidos. Un postulado fundamental de los modelos de flujo multifásico a través de una tubería, es la existencia de varias configuraciones espaciales de las fases o patrones de flujo. El primer objetivo de este tipo de modelado es determinar el patrón de flujo existente, para unas condiciones dadas y luego, se formulan modelos hidrodinámicos para cada uno de los posibles patrones de flujo. Craviño, (2007) señala que los principales modelos mecanicistas fueron desarrollados por: Taitel y Dukler en 1976; Barnea en 1986; Taitel y Barnea en 1990; Xiao et al en 1990; Ouyang en 1998 y Gómez et al. en 1999.

Las correlaciones empíricas son aquellas en que se ajustan una serie de datos experimentales para correlacionar una variable determinada, teniendo mucho cuidado en que las mismas no se extiendan de sus rangos de validez según (Oviedo, C.E y Chaparro, P.C, 2011). Estas correlaciones pueden considerar tanto el deslizamiento entre las fases como la existencia de patrones de flujo, por lo que, requieren de una metodología para determinar el patrón de flujo existente. Una vez determinado este, se evalúa para las condiciones dadas y se determina la correlación más apropiada. Entre las correlaciones empíricas más aplicadas se destacan las desarrolladas por: Lockhart y Martinelli en 1949; Dukler et al en 1964; Beggs y Brill en 1973 y Mukherjee y Brill en 1985.

Los modelos homogéneos desarrollados por Wallis en 1969 y Oliemans en 1976 presuponen que el flujo multifásico se comporta como un fluido pseudohomogéneo, con velocidades y propiedades físicas promedio de la mezcla.

En estudios realizados para flujo multifásico en tuberías horizontales (García et al, 2007), (Fancher, 2004) y (Craviño, 2007) plantean que no existe un criterio que indique bajo qué condiciones operacionales o patrón de flujo es provechoso utilizar un modelo en específico, pues todos presentan sus limitaciones y particularidades. Los modelos mecanicistas tienden en algunos casos a ser muy generales y ciertos modelos presentan errores porcentuales promedio muy elevados en situaciones donde los homogéneos tienen una predicción bastante buena, aunque estos modelos sólo consideran las propiedades físicas promedio de la mezcla y que las fases tienen la misma velocidad, pues desprecian el deslizamiento entre ellas. Las

correlaciones empíricas son muy efectivas, pero solo para condiciones de frontera, parámetros de operación y propiedades físicas del crudo similares a con las que fueron desarrolladas.

1.3 Softwares de simulación hidrodinámica para flujos multifásicos

Según Santibañez, (2007); Bedoya, R.S y Fentocha, D., (2010) en la actualidad con el avance de las tecnologías y la llegada de la informatización a la industria petrolera se han creado distintos softwares de cálculo y modelación, que posibilitan simulaciones hidrodinámicas del flujo multifásico en sistemas de tuberías a partir del desarrollo de correlaciones empíricas y modelos mecanicistas. La evaluación que realizan estos programas tiene un alto grado de complejidad, por lo que necesitan un elevado número de variables para su funcionamiento como: temperatura, presión, propiedades físicas de la emulsión y de cada una de las fases, así como comportamiento del estado de equilibrio.

Velasco, (2013) Indica que los simuladores permiten modelar de una forma más real la amplia variedad de redes de producción que existen en todo el mundo. Esta simulación numérica se ha convertido en una necesidad de vital importancia dentro de la práctica de la ingeniería de producción. La aplicación de los programas computacionales actuales permiten entre otros aspectos el análisis de la estructura de los yacimientos, el diseño y análisis de pozos, el análisis e interpretación de los perfiles hidráulico, el diseño y monitoreo de oleoductos o redes de tuberías, y lo más importante el análisis y predicción de resultados.

Entre los diversos softwares de simulación hidrodinámica para flujos multifásico actualmente se encuentran los siguientes:

PIPEPHASE: Ofrece una capacidad de modelado riguroso e integral para flujos multifásicos de estado continuo en redes de acopio de petróleo y gas y sistemas de tuberías, además ofrece la potencia y la flexibilidad para modelar aplicaciones que van desde análisis de sensibilidad de un solo pozo de parámetros claves, a un estudio de planificación de varios años para un campo de producción completo; (Bedoya, R.S y Fentocha, D., 2010) y (Fernández, 2014).

OLGA: es un modelo de dos fluidos, unidimensional y dinámico (válido para régimen transitorio o variable), en el que se especifica un sistema de ecuaciones constituido por las ecuaciones de conservación, momento y energía; con ecuaciones de ajuste, definidas mediante correlaciones de parámetros tales como la fracción de volumen de líquido y el factor de

fricción interfacial, además de condiciones iniciales y de frontera. Para resolver esta serie de ecuaciones dentro de OLGA, se seleccionaron los métodos implícitos por ser los más adecuados al tratar con regímenes transitorios lentos. (Ellul, 2004); (Schlumberger, 2013) y (Molina, 2015)

PVTLIB™: Petróleo negro/propiedades composicionales: es un programa que trabaja con gran precisión para determinar las propiedades físicas del gas y petróleo utilizando dos ecuaciones de estado Redlich-Kwong-Soave (RKS) y Peng-Robinson (PR) que dan bastante exactitud en el cálculo de reservas y en el cálculo de la producción. Éstas permiten obtener un análisis composicional completo del fluido. Este software enlaza más de 140 correlaciones PVT para gas y petróleo. (Santibañez, 2007)

SARFM (Software Analizador de Redes de Flujo Multifásico): se usa frecuentemente para identificar situaciones que requieren más detallado la simulación transitoria, además del análisis nodal. Presenta una colección variada de otras tareas específicas de simulación y ofrece una solución de modelos para estudiar sistemas multifásico de flujo. Es un simulador totalmente flexible en cuanto a la visualización de los detalles que se muestran, es capaz tanto de mostrar el resultado final de la simulación, como de mostrar cualquiera de los pasos intermedios por los que hay que pasar. (Velasco, 2013)

PIPESOFT-2™: es un simulador de flujo y transferencia de calor ideal para pozos y líneas de tubería. El programa optimiza la producción, para ello se basa en las soluciones de las leyes de flujo de fluidos, evaluando el comportamiento dentro del pozo, las líneas y los sistemas de producción e inyección. (Bedoya, R.S y Fentocha, D., 2010)

PIPESIM: es un simulador de flujo de fluidos multifásicos en estado estacionario, que se utiliza para el diseño y el análisis de diagnóstico de sistemas de producción de petróleo y gas. Las herramientas del software modelan el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, además analiza el desempeño de la línea de flujo y las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción de hidrocarburos vivos. (Schlumberger, 2010).

Como se expone anteriormente existen varias herramientas de software en el mercado internacional, pero sin duda estas son las más utilizadas y reconocidas en la industria petrolera. En la empresa donde se lleva a cabo esta investigación, actualmente solo se cuenta con la

licencia del PIPESIM, este es una de las herramientas para la simulación más eficaces en los últimos tiempos para este tipo de trabajos en la industria. De acuerdo a su disponibilidad y que además es la más adecuada a nuestras características, se decidió utilizar el PIPESIM para nuestra simulación.

1.3.1 Generalidades del PIPESIM

El software PIPESIM fue desarrollado originalmente por una compañía llamada Baker Jardine. La misma se crea en 1985 para proporcionar el software a las industrias que procesaban petróleo y gas. En abril del 2001 el software fue adquirido por la compañía Schlumberger, esta ha intervenido en el desarrollo de los diseños a nivel mundial de la producción de softwares de ingeniería que incluyen el DECIDE, OFM y PIPESIM con el objetivo de cubrir la demanda de la informatización de la industria petrolera actual.

(Schlumberger, 2010) plantea que el PIPESIM es un simulador de flujo multifásico en estado estacionario que incorpora principalmente una tecnología de interfaz de usuario gráfica acoplada a un artefacto del cómputo. El software se utiliza particularmente en el diseño, la optimización y el análisis diagnóstico en yacimientos, pozos, equipos y redes de transporte en sistemas de producción de petróleo y gas que procesan fluidos multifásicos de hidrocarburos vivos. También puede realizar un balance riguroso de calor, modelar las redes generales de un sistema y verificar las inconsistencias en dicha redes. Esta herramienta se ha aplicado con éxito a numerosos sistemas para el procesamiento de datos tomados del campo y el ajuste de modelos para crudos de diversas regiones del mundo.

1.3.1.1 Beneficios principales del PIPESIM

- Aumento de la producción general de todo el activo.
- Mejora el rendimiento de líneas de flujo y de pozos.
- Mejora el diseño de las instalaciones y las tuberías.
- Integra el desarrollo de campo y la planificación.
- Reduce los costos de capital y de operación.
- Aumenta la productividad de ingeniería.

1.3.1.2 Capacidades principales de simulación del PIPESIM

- Redes de acopio de gas y petróleo.
- Distribución y transmisión de gas natural.
- Análisis de sensibilidad.
- Dimensionamiento de líneas.
- Estudios de administración de activo y planificación de campo.
- Redes de inyección de vapor.
- Tuberías de CO₂.
- Análisis de extracción de gas.
- Análisis de transferencia de calor para tuberías de petróleo pesado.
- Predicción hídrica.
- Sistemas de petróleo de aviación.

1.4 Conclusiones Parciales

1. En un flujo multifásico se presentan distribuciones espaciales de las fases dentro de la tubería conocidas como patrones de flujo, que pueden ser horizontales y verticales, pero en este trabajo solo se hará referencia a los primeros puesto que el sistema de tuberías considerado está dispuesto horizontalmente en su mayor parte.
2. Basados en la literatura consultada se escogieron las correlaciones empíricas presentadas por Beggs y Brill (Beggs, y otros, 1973), Mukherjee y Brill (Mukherjee, y otros, 1985) y el método mecanicista de Xiao (Xiao, y otros, 1990), para calcular las variables de flujo multifásico horizontal presentes en el sistema de transporte analizado en este trabajo.
3. La herramienta para la simulación que se utilizará es el software PIPESIM, debido a su disponibilidad y a la amplia gama de aplicaciones que posee para el desarrollo de la investigación.

CAPÍTULO 2: DISEÑO METODOLÓGICO

Esta investigación tiene como objetivo definir la capacidad máxima de transporte de petróleo vivo, a través de la evaluación del comportamiento del flujo multifásico, en la red de transporte entre los centros colectores (CC) 7, 9, 10 y 11 y la estación de rebombeo del oeste (ERO), teniendo en cuenta la utilización de un ducto de 20” de diámetro, la estructura del mismo y el comportamiento de cada uno de los parámetros que intervienen en el proceso.

Según los objetivos propuestos, esta investigación se define como Explicativa -Descriptiva y de Campo, la misma se desarrolla en las siguientes etapas: levantamiento de los ductos, recolección de datos reales del proceso (composición del fluido y condiciones de operación), las cuales definen las características del “caso de estudio”, luego la validación del modelo y finalmente definir la capacidad máxima de transporte.

Con el propósito de dar cumplimiento al objetivo general e hipótesis de esta tesis se diseña la metodología de la investigación, la cual consta de 3 etapas, que a su vez están compuestas por diferentes tareas enumeradas en el orden lógico que se desarrollan, como se muestra en la figura 2.1.

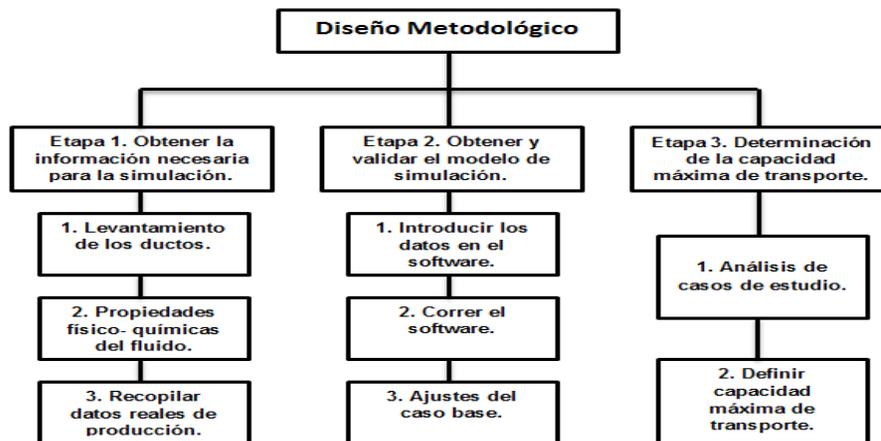


Figura 2.1 Metodología de la investigación.

2.1 Levantamiento del Oleoducto del yacimiento Varadero Oeste

El trabajo en el campo empieza con una primera etapa en que se realiza un levantamiento a las partes aéreas del oleoducto con destino a la ERO y a los sistemas de transporte de los CC # 7, 9, 10 y 11 que conforman la alimentación del oleoducto, lo cual es necesario debido a que se realizan continuos cambios tecnológicos en el proceso con el objetivo de aumentar la eficiencia y la producción de los Centros.

Este proceso de levantamiento se realiza con el fin de adquirir la mayor cantidad de información que esté disponible físicamente en el campo para obtener un resultado más cercano y confiable al entorno de producción que permita definir los fenómenos de transporte del flujo multifásico en el sistema. Para ello se tuvieron en cuenta las características topográficas del terreno, las válvulas y todos los accesorios (*fittings*) presentes en el oleoducto, así como el dimensionamiento de las tuberías conformado por:

1. Longitud.
2. Diámetro Interno.
3. Espesor de la Pared.
4. Rugosidad.

2.1.1 Caracterización del Oleoducto del yacimiento Varadero Oeste

Cuando se va a simular el funcionamiento un oleoducto es muy importante determinar la topografía de las trazas, diámetros internos de la tubería y la rugosidad, para realizar buenas predicciones de los parámetros y las condiciones de flujo, debido a que ellas inciden considerablemente en los resultados obtenidos de la simulación.

El oleoducto del yacimiento Varadero Oeste fue construido en 1996 con 9.5 km de longitud aproximadamente, con 20 años en explotación, el mismo se encuentra soterrado en su mayor extensión a 1,5 m desde el centro de la tubería, este consta con dos tuberías en paralelo, las cuales para una mejor comprensión de sus característica llamaremos A y B ellas se encuentran soterradas en su mayor extensión, además están relacionadas entre sí por un *by pass* aéreo, el cual se denomina tubería C (Figura 2.2). Este oleoducto fue diseñado para trabajar con presiones hasta 35 bar.

La tubería A es la encargada de conectar el Centro Colector (CC) # 10 con la Estación de Rebombeo del Oeste (ERO), tiene una extensión de 3.2 km y un diámetro de 508 mm (20"), debido a sus años de explotación y alta corrosión, no se encuentra en buen estado técnico. Como resultado de esto esta tubería se ha tenido que inutilizar o poner a funcionar a bajos caudales para así soportar las presiones, trayendo como consecuencia el incumplimiento de su objetivo principal, que era el transporte de la mayor producción de petróleo posible.

Hoy en día por la situación existente en la tubería A dada por las características del fluido que ella trasiega, petróleo vivo, generalmente la tubería se daña en la parte inferior, por corrosión interna, que es provocada fundamentalmente por el agua residual, la cual se torna más abrasiva con el aumento de la presión y más aún cuando su deposición es en zonas bajas, lo que provoca que el ducto sufra una gran corrosión interna que ha llegado a pérdidas de espesores considerables, como consecuencia de ello el oleoducto ha colapsado en reiteradas ocasiones.

El impacto del daño de cada una de las averías, así como los recursos a movilizar para mitigar el mismo son muy altos, además de que ellas ocurren en áreas aledañas a la población, tal es el caso de la misma ERO donde las casas están situadas a 10 m del ducto. (EPEPC, 2001). Por las razones antes expuestas la empresa EPEPC tiene la necesidad de trasegar toda la producción de petróleo del yacimiento Varadero Oeste por la tubería B (Figura 2.3).

La tubería B es la que enlaza los CC # 7, 9, 10 y 11 con la ERO, con una longitud de 4.2 km y un diámetro de 508 mm (20"), comienza en las afueras del CC # 9, donde se encuentra el punto de interconexión de dichos Centros con la tubería, ella se encuentra en buen estado técnico por ser más joven. Fue diseñada para aumentar producciones de nuevas zonas de explotación. Esta tubería es el objeto de estudio de nuestra investigación (Figura 2.3).

La tubería C conecta las tuberías A y B, tiene una longitud de 2.1 Km y un diámetro de 406.4 mm (16"). Esta tubería se encuentra en buen estado técnico y es la que permite desviar parte o toda la producción en el caso que haga falta del CC # 10 hacia la tubería B y así poder trabajar en cualquier avería que tenga la tubería A. Esta tubería será la encargada de llevar toda la producción este CC hasta la tubería B (Figura 2.3).

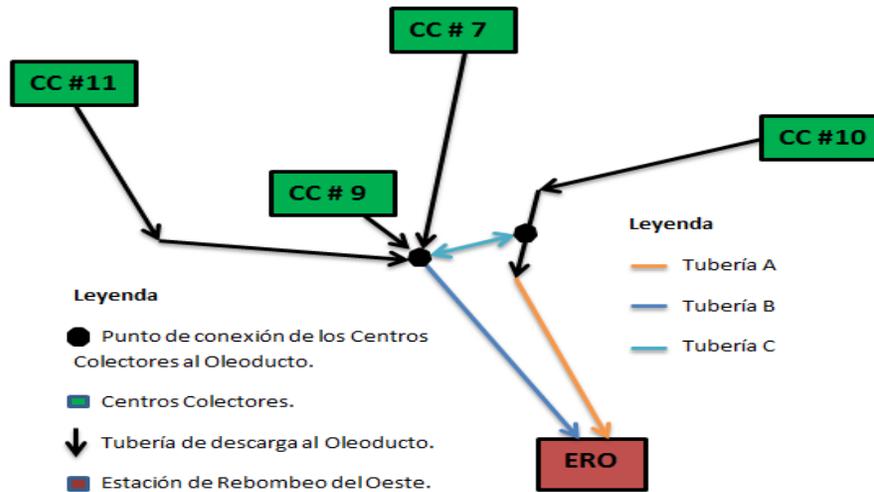


Figura 2.2 Red de transporte del Oleoducto yacimiento Varadero Oeste con tubería A.

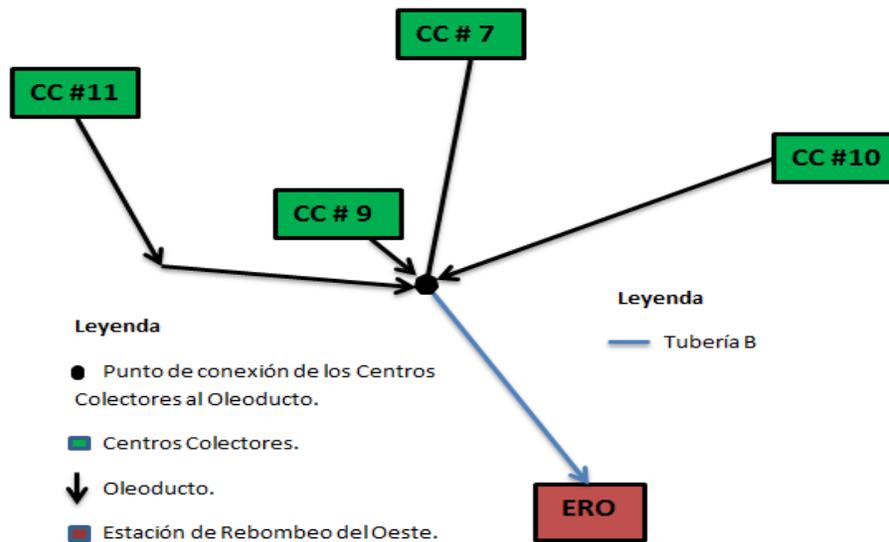


Figura 2.3 Red de transporte del Oleoducto yacimiento Varadero Oeste sin tubería A.

Se considera al punto de interconexión de los Centros Colectores al Oleoducto, como un único punto de mezcla, aunque en realidad ellos se conectan a él en diferentes sitios, como se muestra en la Figura 2.4, pero al ser tan despreciable la distancia de un punto a otro lo consideramos así para un mejor desarrollo de la simulación y comprensión del funcionamiento interno de este Oleoducto.

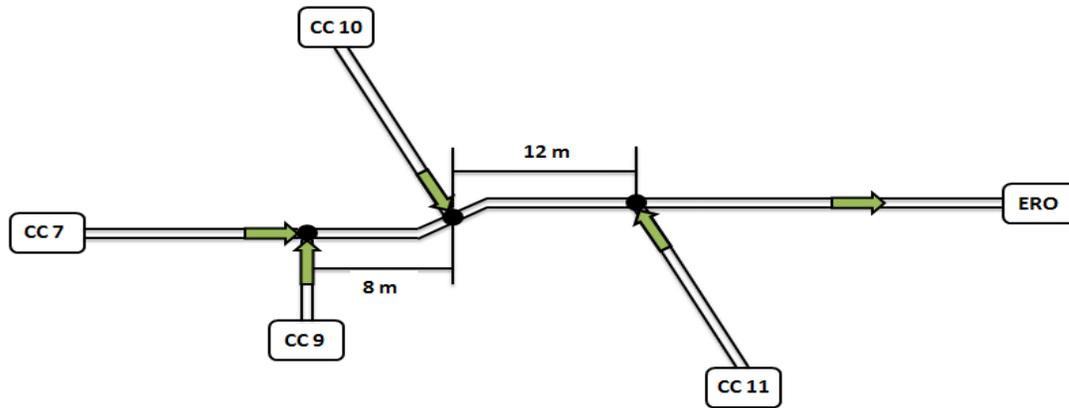


Figura 2.4 Puntos de conexión de los Centros Colectores al Oleoducto del Yacimiento Varadero Oeste.

2.2 Recolección de los datos de producción de los Centros Colectores

2.2.1 Características físico - química del fluido de producción por Centros Colectores

El fluido transportado por el oleoducto del yacimiento Varadero Oeste, representa el 95% de la producción de la EPEPC, por lo que se requiere conocer la información completa de las propiedades físico - químicas de los componentes y pseudocomponentes definidos para la mezcla de fluido a evaluar: composición molar del gas y caracterización de componentes pesados la cual puede ser generada a partir de un análisis composicional o mediante ecuaciones de estado.

Es necesario aclarar que estos datos son el resultado de la caracterización del yacimiento, los cuales son realizados mediante un análisis en los laboratorios de la empresa, el cuál está acreditado por las autoridades correspondientes para este tipo de trabajo, además su objeto social está enmarcado en el estudio sistemático del comportamiento tanto físico como químico de sus fluidos.

Para ello se realizó un composito a las muestras de cada uno de los parámetros evaluados a la salida de los centros colectores y su vez a los pozos más importantes que conforman cada uno de ellos. Las propiedades del petróleo evaluados fueron: la densidad, viscosidad, gravedad API, BSW, agua por destilación y contenido de asfáltenos. Mientras que al gas se le realiza

análisis cromatográfico, obteniendo el % molar de los siguientes gases: pentano, etano, dióxido de carbono, propano, butano y sulfuro de hidrógeno.

Estos parámetros analizados representan las características más importantes a tener en cuenta a la hora de introducir los datos en el software PIPESIM, con el cual se va a simular.

En las Tabla 2.1 y Tabla 2.2 se puede observar las propiedades físicas y químicas del fluido a la salida de los Centros Colectores # 7, 9, 10 Y 11.

Tabla 2.1 Propiedades del petróleo a la salida de los Centros Colectores.

ENSAYOS	U/M	CC 7	CC 9	CC 10	CC 11
Densidad a 15 ° C	g/mL	1,0034	1,0070	1,0275	1,0044
Gravedad API a 60 ° C	° API	9,4	8,95	7,1	9,3
Densidad a 40 ° C	g/mL	0,9977	0,9927	1,0002	0,9932
Densidad a 50 ° C	g/mL	0,9862	0,9865	1,0121	0,9862
Densidad a 60 ° C	g/mL	0,9817	0,9817	0,9932	0,9802
Viscosidad dinámica a 40 ° C	mPa.s	6685	7160	7350	11075
Viscosidad dinámica a 50 ° C	mPa.s	5961	5516	5324	8336
Viscosidad dinámica a 60 ° C	mPa.s	3100	2811	2377	2894
BSW	% v/v	16,0	39,2	42,0	9,5
Agua por destilación	% v/v	17,6	12,1	3,4	10,0
Asfáltenos	% m/m	17,5	22,85	16,2	19,6

Tabla 2.2 Concentración molar del gas a la salida de los Centros Colectores.

COMPONENTE	U/M	CC 7	CC 9	CC 10	CC 11
> Pentano	% Molar	0,846	0,518	0,445	0,327
Etano	% Molar	3,239	3,065	3,388	4,875
Dióxido de carbono	% Molar	11,703	9,211	8,622	16,744
Propano	% Molar	2,078	1,631	1,804	3,633
I Butano	% Molar	0,458	0,296	0,312	0,790
N Butano	% Molar	0,793	0,487	0,513	1,301
Sulfuro de hidrógeno	% Molar	4,400	2,600	3,500	3,148
I Pentano	% Molar	0,436	0,254	0,254	0,525
N Pentano	% Molar	0,164	0,103	0,113	0,211
Nitrógeno	% Molar	0,143	0,309	0,104	0,188
Metano	% Molar	75,617	81,449	80,787	68,259
TOTAL	% Molar	100	100	100	100

2.2.2 Recopilación de datos de la producción de fluido por Centros Colectores

La capacidad de producción de los centros colectores varía en dependencia de la zona del yacimiento en que se encuentre el mismo, además de la cantidad de pozos que estén explotando y trabajando. Para el estudio de la producción de estos centros colectores se decidió tomar los meses de septiembre, octubre y noviembre como ejemplo de su mejor comportamiento productivo histórico y actual, además de ser los meses en los cuales se observa una estabilidad en la información del sistema supervisorio de medición.

En esos meses se tomaron producciones y presiones de bombeo diarias del fluido, petróleo y gas, además de la RGP y el BSW. Una vez recolectados estos datos de los sistemas supervisores creados para su control y almacenamiento, se decidió cuales pares de juegos de datos se simularían para un mejor entendimiento del comportamiento de la producción de dichos centros colectores. Es importante decir que estos valores de caudales y presiones son valores puntuales que se van a trabajar individualmente para cada muestra en la simulación.

2.3 Metodología para la simulación

El modelo simulado de la red de transporte del oleoducto del Ramal Oeste del yacimiento Varadero se obtiene utilizando el *software* PIPESIM 2010.1.1, este *software* es una potente herramienta con la que cuenta la industria petrolera actual. La misma permite resolver problemas con altos grados de dificultad en cortos períodos de tiempo. Viera et al, (1988) sugiere que la simulación de un modelo en cualquier *software* debe responder a una estrategia general de simulación la misma se basa en estos cuatro pasos fundamentales:

1. Construir el Diagrama de Flujo de Información (DFI).

El diagrama de flujo de una planta es una representación gráfica de los flujos de materia y de energía de un proceso, donde las diferentes operaciones pueden ser representadas por uno o varios módulos, en dependencia de la complejidad. Estos diagramas de flujo se transforman en diagramas de flujo de información para la simulación de un proceso, teniendo en cuenta la cantidad de módulos que representa una operación o proceso, además la información fluye de un módulo a otro a través de las corrientes de materia o energía.

2. Determinar el orden de cálculo.

La determinación del orden de cálculo tiene como objetivo seleccionar el módulo que tenga las corrientes de entradas definidas y que permita el cálculo de los restantes módulos de forma consecutiva, la cual depende de la presencia o no de corrientes de recirculación en el DFI. En este estudio no hay presencia de corrientes de recirculación, por lo que la secuencia de cálculo de los módulos se puede determinar con facilidad a partir del análisis de orden de precedencia, debido a que el flujo de información siempre avanza en una dirección.

3. Definir las corrientes de entrada.

En el trabajo con el simulador de procesos, se conoce como definición de una corriente a los datos necesarios para que dicha corriente pueda ser calculada, de tal forma que sean determinadas por el programa de simulación todas sus propiedades físicas, químicas y termodinámicas.

Los datos necesarios son:

- ✓ Temperatura, presión o fracción de vapor (define las características termodinámicas).
- ✓ Flujo, composición o flujo por componente (define las características físicas y químicas).

4. Definir los módulos matemáticos.

En este último paso se define la operación unitaria que realiza cada módulo del DFI, para que corresponda con un módulo apropiado del simulador y se establecen los parámetros que definen la operación de los mismos. La implementación de estos módulos en el *software* PIPESIM se muestra en el epígrafe a continuación.

2.3.1 Introducción al PIPESIM (versión 2010.1.1)

El PIPESIM es un simulador de flujo multifásico, en estado estacionario, que diseña y diagnostica los sistemas de producción de petróleo y gas, desde el yacimiento hasta las instalaciones de superficie. El *software* es usado por ingenieros como una herramienta para: modelar el comportamiento del pozo, analizar sistemas de análisis nodal, diseñar sistemas artificiales de producción, modelar redes de tuberías y analizar el plan de desarrollo del campo, así como la optimización de su producción.

Al abrir el software, el primer paso es seleccionar la opción de trabajo con que se quiere simular. Teniendo en cuenta las características del objeto de estudio mostradas con anterioridad, para este trabajo se selecciona la opción de crear una nueva red (*New Network*).

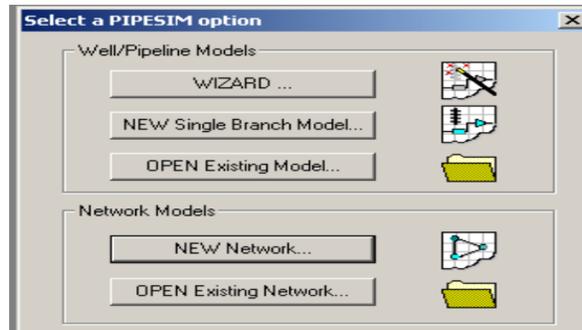


Figura 2.5 Selección de la opción de trabajo.

2.3.1.1 Metodología de trabajo en el *software*

El *software* consiste en simular el objeto de estudio a partir de capas desde el exterior hasta el interior. El mismo presenta una interfaz de usuario mostrada a continuación Figura 2.6.

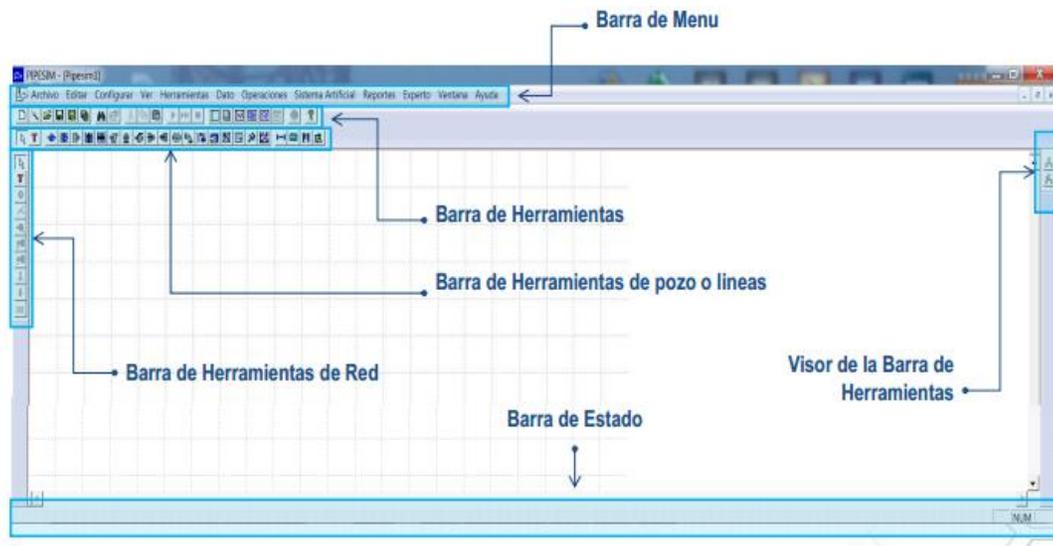


Figura 2.6 Interfaz de usuario del *Software* PIPESIM (versión 2010.1.1).

La etapa de simulación de un sistema de redes utilizando el modo red nueva (*network*) cuenta con ocho etapas. En el Anexo 2 se muestra el diagrama de trabajo con el objetivo de crear una metodología de simulación que logre una mayor organización y permita priorizar las tareas a la hora de realizar el trabajo.

1. Seleccionar y conectar los componentes del modelo de la red.

La primera etapa consiste en seleccionar y conectar los componentes que están presentes en el modelo de cada uno de los segmentos de tubería del oleoducto, a esta etapa también se le conoce como construcción del Diagrama de Flujo de Información (DFI). Para ello se seleccionan los módulos presentes en la Barra de herramientas de la red mostrada en la figura siguiente:

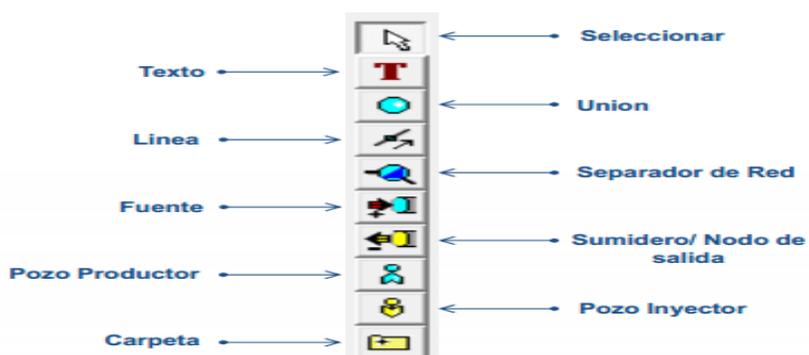


Figura 2.7 Barra de herramientas de la red.

A continuación se describen los módulos usados en la simulación pertenecientes a la Barra de herramientas de la red:



Figura 2.8 Símbolo del módulo Texto.

El módulo Texto (*Text*) se utiliza para organizar el ambiente de simulación del *software*, pues permite agregar una caja del texto al modelo.



Figura 2.9 Símbolo del módulo Unión.

El módulo Unión (*Junction*) representa una situación en el modelo dónde ocurre una unión entre dos o más ramas. El fluido proveniente de las ramas anteriores se mezcla en este módulo, comportándose como un mezclador. Los mezcladores de corrientes son módulos elementales y muy comunes en cualquier simulación de procesos (Schlumberger, 2010).



Figura 2.10 Símbolo del módulo Línea.

El módulo Línea (*Branch*) es un objeto que permite la conexión entre dos módulos ya sea dos uniones o una fuente o un sumidero a una unión. Este módulo cuando está conectando puede contener en su interior líneas de flujo, equipos de procesos y otros módulos de operaciones lógicas (Schlumberger, 2010).

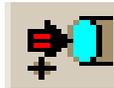


Figura 2.11 Símbolo del módulo Fuente.

El módulo Fuente (*Source*) define las corrientes de entrada pues representa el punto de entrada del fluido en la red y normalmente se utiliza en simulaciones de operaciones de superficie. Un modelo de red va a tener tantas fuentes como entradas de fluido existan en el sistema (Schlumberger, 2010).



Figura 2.12 Símbolo del módulo Sumidero.

El módulo Sumidero o Nodo de salida (*Sink*) representa el punto de salida del fluido en la red. Un modelo de red va a tener tantos sumideros como salidas de fluido existan en el sistema (Schlumberger, 2010).

2. Seleccionar y conectar los objetos de las líneas.

Luego de construir la red de recolección se entra al ambiente de simulación interior del *software*. Aquí se procede a seleccionar y conectar los objetos que están presentes dentro de las líneas. Para ello se utilizan los módulos presentes en la Barra de herramientas de pozos o líneas mostrada en la figura siguiente:

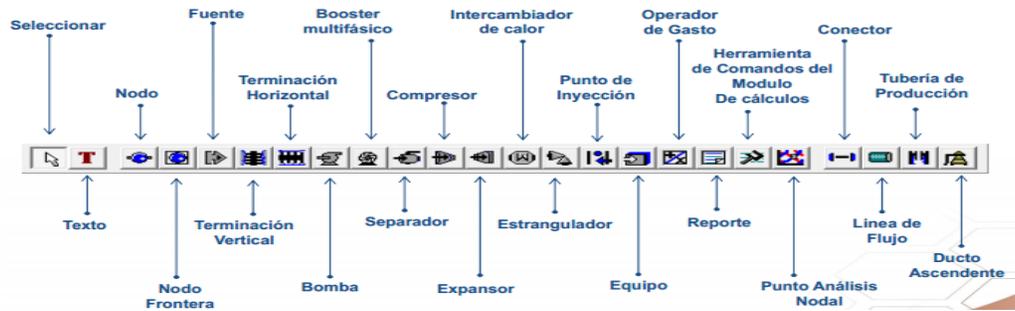


Figura 2.13 Barra de herramientas de pozos o líneas.

A continuación se describen los módulos usados en la simulación pertenecientes a la Barra de herramientas de pozos o líneas:



Figura 2.14 Símbolo del módulo Nodo Frontera.

El módulo *Nodo Frontera (Boundary Node)* sólo aparece en las fronteras del modelo, por lo que puede tener un solo módulo conectado a él (Schlumberger, 2010).



Figura 2.15 Símbolo del módulo Nodo.

El módulo *Nodo (Node)* permite la conexión entre dos objetos sin que se localice ningún equipo entre ellos (Schlumberger, 2010). Es necesario especificar que en simulaciones de ductos el número de nodos se estima mediante la relación siguiente:

$$N = LF - 1 \tag{2.1}$$

Donde:

N: Número de Nodos.

LF: Número de Líneas de Flujo.



Figura 2.16 Símbolo del módulo Línea de Flujo.

El módulo Línea de Flujo (*Flowline*) es una herramienta que permite modelar pedazos de tuberías con: el ángulo de inclinación, la altura de la ondulación, la especificación de coeficientes de transferencia de calor y las características constructivas del montaje de la tubería. Este módulo también define el perfil topográfico del conducto (la distancia horizontal y los cambios de elevación). Según Schlumberger (2010) el número de líneas de flujo debe corresponder con la cantidad de segmentos de diferentes diámetros en una misma línea de producción.

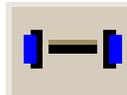


Figura 2.17 Símbolo del módulo Conector.

El módulo Conector (*Connector*) como su nombre lo indica permite conectar dos objetos como una línea de flujo de longitud cero. Esto normalmente se utiliza para conectar un equipo con módulos de operaciones lógicas o dos equipos donde no ocurra ninguna caída de presión significativa o un cambio brusco de temperatura entre ellos (Schlumberger, 2010).



Figura 2.18 Símbolo del módulo Reporte.

El módulo Reporte (*Report*), es una herramienta que permite generar informes de resultados en un punto seleccionado del proceso. Esta herramienta se entra al sistema mediante una conexión en un punto dado a través del módulo Conector y con ella se puede controlar qué rendimiento extra se quiere tener en el informe como el mapa de patrones de flujo y las distintas condiciones de operación (Schlumberger, 2010).

3. Seleccionar las unidades.

En esta etapa se especifican y seleccionan las unidades de medida que se utilizan en la simulación del modelo. Se debe destacar que en esta investigación para simular se trabaja con

las unidades establecidas internacionalmente por la industria petrolera, las cuales se muestran en la figura siguiente:

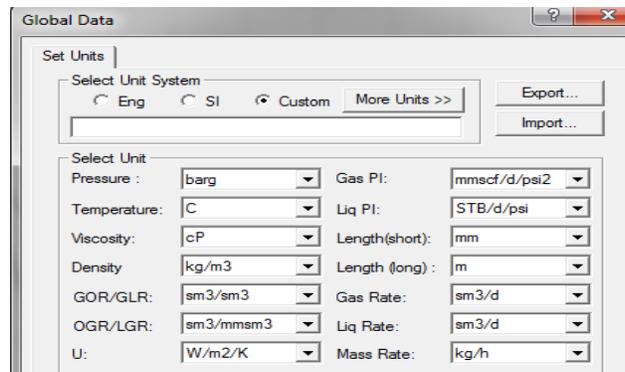


Figura 2.19 Configuración de unidades.

4. Establecer el modelo de fluido.

La selección del modelo de fluido es el segundo paso que configura el módulo Fuente (*Source*); inicialmente es obligatorio introducir el dato de temperatura ambiente en la que se trasiega, luego la presión o el flujo de líquido se pueden introducir como valores puntuales o en forma de data de valores como muestra la Figura 2.20.

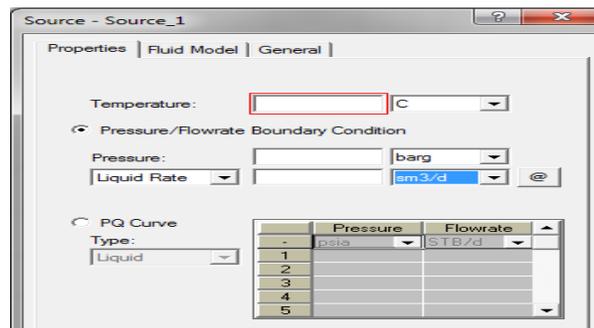


Figura 2.20 Configuración del módulo Fuente.

El modelo del fluido seleccionado es el Petróleo negro (*Black Oil*), para su selección se tuvieron en cuenta las propiedades físico – químicas del fluido que se estudia (Ver tabla 2.1 y 2.2), por tanto, no se necesitan rigurosos cálculos de transferencia de calor y fracciones de fase más exactas.

El modelo seleccionado consiste en definir el flujo como tres fases formadas por petróleo, gas y agua. La cantidad de cada fase es definida a condiciones de tanque (*stock tank*), los datos que son obligatorios especificar mostrados en la Figura 2.19, son el nombre del fluido, la

relación gas-petróleo (GOR) y el corte de agua (WCut), pero también se necesitan la gravedad específica del gas y el agua, así como, la del petróleo en grados API°.

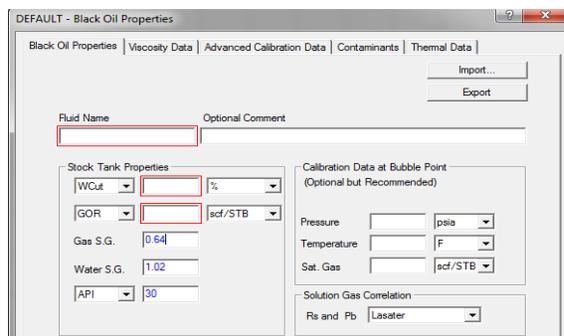


Figura 2.21 Configuración del modelo de fluido petróleo negro.

El *software* permite que la viscosidad para el crudo muerto (*Dead Oil*) se calcule por una serie de correlaciones empíricas o mediante una data de valores (*User-supplied Table*) de viscosidad contra temperatura como se realiza en el trabajo, mostrada en la figura siguiente:

	Temperature	Viscosity
1	C	cP
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		

Figura 2.22 Tabla de viscosidad vs temperatura para el crudo muerto.

Para el cálculo de la viscosidad del crudo vivo (*Life Oil*) se utiliza la correlación empírica (De Ghetto, 1994) pues es la única correlación que utiliza el *software* para crudos pesados y extrapesados vivos en el rango de 7 a 22 ° API. (Ver Anexo 3).

Luego es necesario introducir la fracción molar de los componentes presentes en el gas acompañante que se consideran contaminantes, como muestra la Figura 2.23. Los datos fueron tomados por una cromatografía realizada al gas natural del yacimiento Varadero Oeste por el laboratorio de la empresa donde se realiza la investigación EPEPC.

Contaminants as mole fractions

CO2	<input type="text"/>	(Range [0..1])
H2S	<input type="text"/>	(Range [0..1])
N2	<input type="text"/>	(Range [0..1])
H2	<input type="text"/>	(Range [0..1])
CO	<input type="text"/>	(Range [0..1])

Figura 2.23 Fracción molar de los contaminantes.

Esta etapa de la simulación finaliza con la aceptación de los datos térmicos (*Thermal Data*) de cada una de las tres fases que supone el modelo de fluido petróleo negro. Se debe señalar que los datos de calibración avanzada del fluido (*Advanced Calibration Data*) no son necesarios para este estudio.

5. Crear la línea de flujo.

Cuando se simula el trasiego de un fluido multifásico a través de una tubería es importante realizar la construcción del perfil topográfico del oleoducto, pues las variaciones de la elevación o los cambios de nivel que ocurran a lo largo del conducto provocan cambios en los patrones de flujos existentes, influyendo directamente en la caída de presión del sistema. Para la configuración de las líneas de flujo el *software* tiene en cuenta dos pasos. El primero, denominado vista simple (*Simple View*), muestra las características más generales de la línea, para el cual es necesario introducir los datos de diámetro interno y la temperatura ambiente como muestra la Figura 2.23. Las propiedades espesor de la pared (*Wall Thickness*) y rugosidad (*Roughness*) están en función del modelo de tubería y todo el oleoducto está compuesto por el tipo STD. Los valores de la distancia horizontal (*Horizontal Distance*) y la diferencia de elevación (*Elevation Difference*) total de la línea de flujo el *software* la calcula luego de haber configurado el segundo paso.

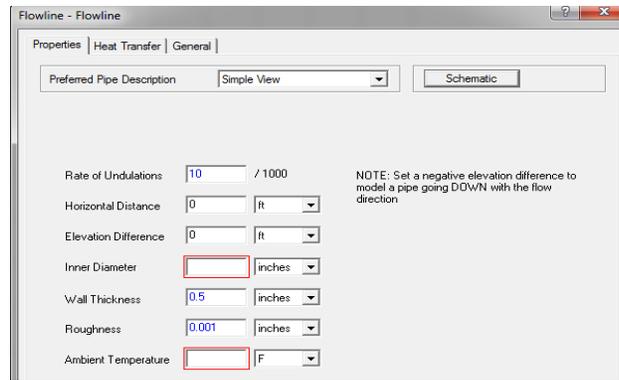


Figura 2.24 Configuración de la vista simple en la línea de flujo.

El modelo de tubería es estándar (STD) desprecia todas las variaciones de la rugosidad con respecto al diámetro interno y la misma toma un valor de 0.0254 mm. En el caso del espesor de la pared sí es necesario considerar el diámetro interno de la tubería, y los valores se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 2.3 Espesor de la pared en función del diámetro para tuberías STD.

Diámetro (Pul)	Diámetro (mm)	Espesor (mm)
12	323,9	9,53
16	406,4	9,53
20	508	9,53

Fuente: (API, 1980).

El segundo paso se denomina vista detallada (Detailed View) y como indica su nombre este muestra los detalles más específicos de los datos geométricos y topográficos. La Figura 2.25 muestra en su lado izquierdo, las propiedades geométricas vistas en el paso anterior y además calcula la longitud total del tramo. Al lado derecho están presentes las características topográficas, como son la distancia con su altura correspondiente. También se necesitan los datos de temperatura y presión en cada segmento, así como la temperatura ambiente y el coeficiente de transferencia de calor, este último el software lo calcula por defecto.

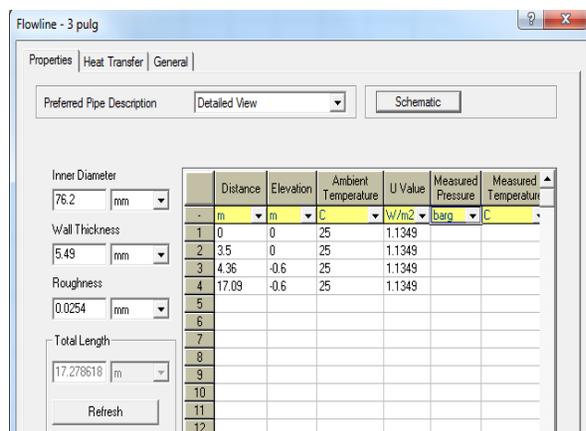


Figura 2.25 Configuración de la vista detallada en la línea de flujo.

6. Seleccionar los modelos de correlación de flujo.

Las correlaciones de flujos multifásicos usan en la predicción de la caída de presión y el *holdup* dos categorías: vertical y horizontal. Ambas dependen de la inclinación que posea el ángulo del conducto (Ver Anexo 4), si este es mayor que 45° o menor que -45° , el *software* considera que la tubería presenta una orientación vertical y se aplican las correlaciones de flujos verticales. De lo contrario, la tubería está orientada horizontalmente y se aplican las correlaciones de flujos horizontales. En trabajos realizados por Charón, (2015) y Colina, (2016) se determina que para la red de transporte del Ramal Oeste del yacimiento Varadero se aplica Beggs & Brill Revised como correlación para flujos verticales y para flujos horizontales Xiao, lo cual se tomó como referencia para esta investigación.

7. Definir condiciones de frontera.

Para resolver el modelo de la red se debe introducir el número correcto de condiciones de frontera (*Boundary Conditions*). El número de condiciones de frontera requerido para correr un modelo es determinado por los grados de libertad, calculados por la relación siguiente:

$$GL = NF + NS \quad (2.2)$$

Donde:

GL: Grados de Libertad

NF: Número de Fuentes, presiones en los Centros Colectores.

NS: Número de Sumidero, flujo de fluido total en la ERO.

Por lo tanto, los grados de libertad para esta red de recolección del ramal oeste del yacimiento varadero son 5. Cada una de estas fronteras, mostradas en la Figura 2.26 se puede especificar en términos de presión o caudal de flujo como valores puntuales o una data que describa la curva de presión vs flujo; además se deben satisfacerse las condiciones siguientes:

- El número de valores de presión o caudal de flujo deben igualar los grados de libertad del modelo.
- Especificar al menos una presión en el sistema.
- Entrar el dato de temperatura del fluido a cada fuente.

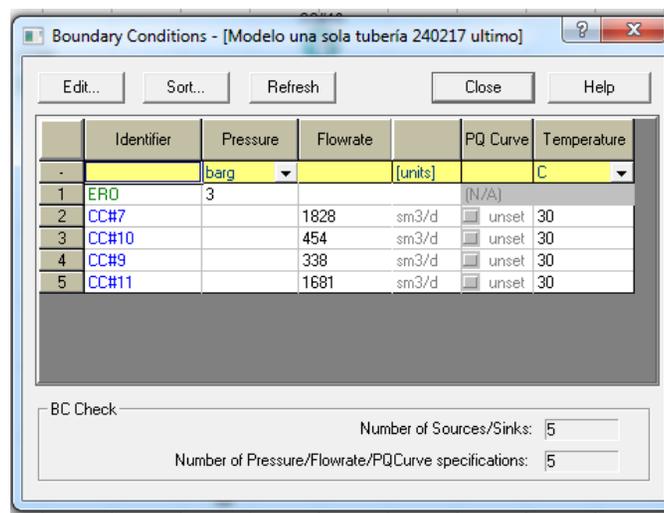


Figura 2.26 Configuración de las condiciones de frontera.

8. Correr el modelo de red.

El último paso de la metodología de simulación planteada por Schlumberger (2010) consiste en presionar el botón correr (*Run*) presente en la barra de herramienta y el *software* calcula las variables de forma iterativa.



Figura 2.27 Símbolo del Botón Correr.

2.3.2 Validación de los modelos de simulación

La validación del modelo de simulación se realiza a partir del ajuste al caso base, el cual permite definir la exactitud y confiabilidad del modelo de correlación seleccionado. Este ajuste se realiza a partir de la simulación con las condiciones actuales de operación para la red transporte del ramal oeste.

Para validar el modelo en la red de transporte se debe realizar el ajuste de forma individual a cada uno de los segmentos del oleoducto, para ello se toman los valores de los parámetros a comparar de los centros colectores dentro del período estudiado. Los módulos Fuente se definen con los valores puntuales de las variables medidas en cada centro colector (Ver Anexo 5), luego se introduce la presión de entrada del separador de la ERO y a partir del modelo seleccionado el software calcula la presión ejercida en la tubería.

Luego de validar el modelo en la red de transporte, se selecciona el que posea mejores resultados y con él se ajusta el caso base en dicha red. En este los módulos se definen con los valores de la última medición realizada a cada centro colector antes de ser conectado al oleoducto (Ver Anexo 5). De igual manera al anterior, el software calcula la presión en la tubería de cada centro colector conectado por esta red al introducirle la presión de entrada del separador de la ERO.

Estos resultados obtenidos para cada modelo se comparan con los datos reales medidos en el proceso de producción y se calcula el porcentaje de error relativo que existen entre los valores reales medidos en el campo y los calculados por el software mediante la ecuación (2.3); para así seleccionar el modelo que posea mejor ajuste en la predicción de las condiciones reales presentes en el sistema de transporte del oleoducto.

$$\%error = \left| \frac{V_{real} - V_{calculado}}{V_{real}} \right| \cdot 100 \quad (2.3)$$

Donde:

V: parámetro que se analiza (Presiones).

Luego de haber calculado el error relativo para la red de transporte se analiza el ajuste al caso base mediante un análisis del valor máximo del error para cada modelo. Para la red de transporte como se obtiene un valor del error para cada una de las mediciones en cada centro

colector conectado en ella, el error relativo de esta red se determina mediante un promedio ponderado a cada una de las mediciones a través de la expresión siguiente:

$$Error = \frac{\sum_{i=1}^n f(i) \cdot E_i}{n} \quad (2.4)$$

Donde:

$f_{(i)}$: fracción de peso para el centro colector. (Caudal)

$E_{(i)}$: error relativo de las mediciones en cada centro colector.

n : flujo total de los centros colectores para cada medición.

La fracción de peso para los centros colectores cuando están conectados en la red de transporte se estima por la producción que posean los mismos, es decir, el centro colector que tiene mayor peso es el que más produce y viceversa.

CAPÍTULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el análisis de los resultados de las simulaciones realizadas, se demuestra la influencia que tienen los parámetros: presión y caudal de fluido sobre el comportamiento del oleoducto del ramal Oeste. Además, se valida el modelo de simulación mediante la comparación de los datos calculados por el PIPESIM y los reales del proceso de los Centros Colectores (CC) # 7, 9, 10 y 11, luego se determina la capacidad máxima de la red de transporte del ramal Oeste del yacimiento Varadero.

Este modelo como se puede observar (Figura 3.1) se concibió para que toda la producción de los CC sea trasegada por una sola tubería B (Figura 2.3) de 20” de diámetro.

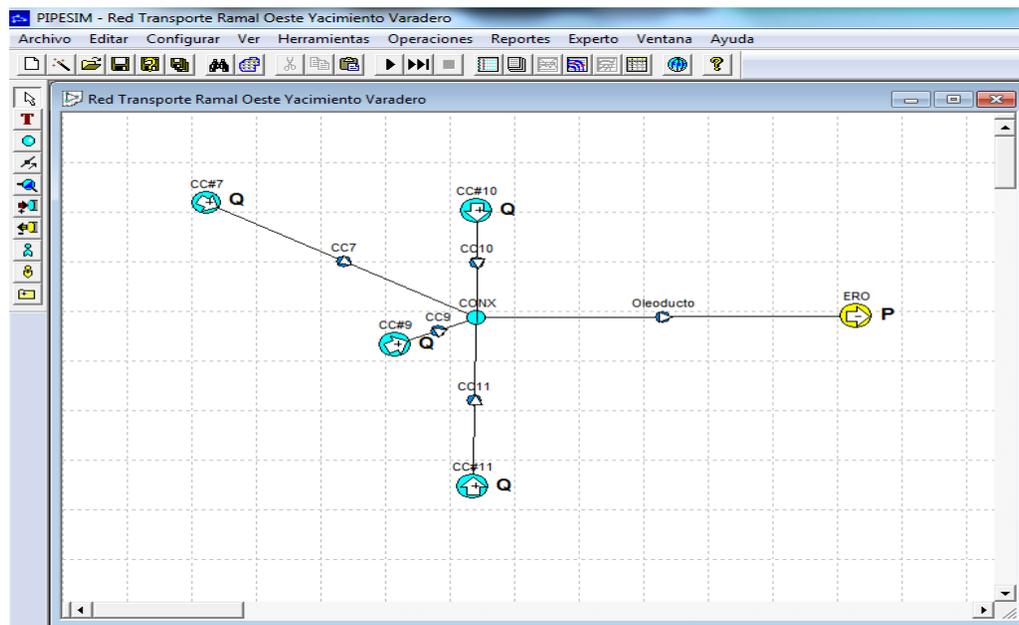


Figura 3.1 Modelo de simulación de la red de transporte del ramal oeste del yacimiento Varadero.

3.1 Análisis del caso base

La validación del modelo de simulación se realiza a partir de la toma de datos de forma aleatoria de las condiciones de operación de los Centros Colectores # 7, 9, 10 y 11, los cuales convergen en un mismo punto de mezcla donde las presiones son iguales, por lo tanto cualquier cambio o modificación en el flujo de uno de los cuatro centros altera directamente la presión en el resto de ellos (Figura 3.1). Es importante decir que para el ajuste del caso base se tomaron valores fijos en el caudal de fluido para cada uno de los CC, que son el resultado del promedio de los valores de su producción real diaria, para el CC#7=1828 Sm³/día, CC#9=338 Sm³/día, CC#10=454 Sm³/día y CC#11=1681 Sm³/día.

Para analizar este caso base se tomaron caudales de flujo y presiones de bombeo específicos a la misma hora y día para los cuatro CC, estos valores son el resultado del bombeo específico de esa hora a partir de la integración de las curvas de la pendiente en el tiempo del separador horizontal de reserva que se encontraba bombeando en ese momento en el CC (Anexo 6), logrando con esto una mayor exactitud de los valores del flujo para cada uno de ellos en ese momento único con la presión que tenía en ese instante, es importante aclarar que este procedimiento se le aplicó a una población de 48 mediciones escogidas al azar dentro del período de estudio en distintas horas, arrojando una producción promedio por día para cada uno de los CC, y el procesamiento estadístico de las diferencias entre los valores de las presiones calculadas y las medidas, lo cual representa una nube de dispersión menor del 5 % de desviación en el error relativo (Figura 3.2), además se determinó el porcentaje de error ponderado medio (Fórmula 2.4) a partir de la incidencia que tiene la capacidad de bombeo de cada CC con respecto al porcentaje de error relativo que está aportando a ese momento.

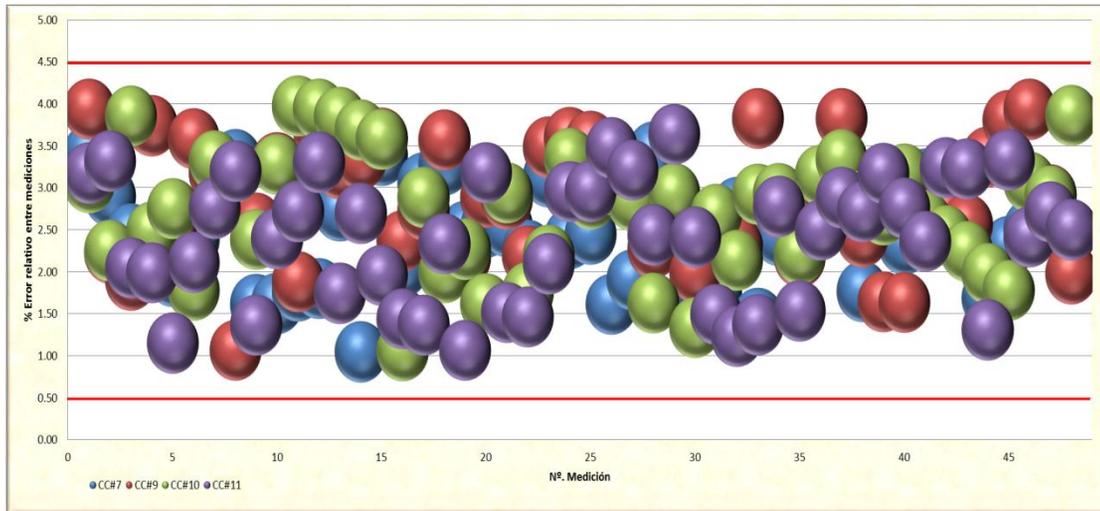


Figura 3.2 Nube de dispersión del porcentaje de error relativo para las 48 mediciones de los cuatro Centros Colectores.

Como se puede apreciar en la Figura 3.2, se refleja la nube de dispersión que representa el porcentaje de error relativo de las 48 mediciones realizadas en cada uno de los Centros Colectores, los cuales oscilan en un rango de 0,5 a 4,5 % de desviación. Las líneas rojas continuas, definen las condiciones de fronteras del rango de validez del modelo de simulación.

En la Tabla 3.1 se muestran los parámetros operacionales utilizados en el caso base y su porcentaje de error relativo. Estos resultados se obtuvieron fijando la presión a la entrada (3 bar) de la Estación de Rebombeo del Oeste (ERO), y colocando cada valor específico del caudal para cada una de las 48 muestras de los Centros Colectores # 7, 9 10 y 11.

Tabla 3.1 Tabla resumen de los parámetros analizados y calculados en los Centros Colectores # 7, 9, 10 y 11.

Nº	Fecha	Hora	CC#7				CC#9				CC#10				CC#11				Flujo Total	% Error Ponderado
			Qf (m³/h)	Presión Med (bar)	Presión Cal (bar)	%Error	Qf (m³/h)	Presión Med (bar)	Presión Cal (bar)	%Error	Qf (m³/h)	Presión Med (bar)	Presión Cal (bar)	%Error	Qf (m³/h)	Presión Med (bar)	Presión Cal (bar)	%Error		
1	02/09/2016	0:30	81,63	20,22	20,91	3,41	11,21	14,21	14,77	3,94	18,96	17,28	17,81	3,07	64,79	19,17	19,78	3,18	176,58	3,32
2	03/09/2016	5:24	81,29	21,04	21,65	2,90	15,67	13,9	14,21	2,23	18,00	18,15	18,56	2,26	73,96	19,86	19,2	3,32	188,92	2,95
3	04/09/2016	15:50	81,67	21,58	21,05	2,46	11,83	13,11	13,36	1,91	16,63	18,13	18,83	3,86	74,17	19,5	19,1	2,05	184,29	2,38
4	05/09/2016	3:30	81,17	20,02	20,51	2,45	17,21	12,29	12,75	3,74	15,92	17,32	17,75	2,48	73,92	19,07	19,45	1,99	188,21	2,39
5	08/09/2016	1:20	71,42	20	20,39	1,95	13,00	13,23	13,54	2,34	21,92	18,14	18,64	2,76	67,38	19,01	19,23	1,16	173,71	1,77
6	09/09/2016	12:59	79,38	21,75	21,23	2,39	12,33	14,21	14,72	3,59	22,21	17,94	18,26	1,78	71,00	19,36	19,77	2,12	184,92	2,29
7	10/09/2016	4:35	81,38	21	21,68	3,24	16,67	14,14	14,59	3,18	19,42	18,33	18,94	3,33	70,88	19,55	19,01	2,76	188,33	3,06
8	11/09/2016	6:49	73,54	20,07	20,74	3,34	15,04	14,94	15,1	1,07	16,50	17,2	17,75	3,20	73,17	19,04	19,65	3,20	178,25	3,08
9	14/09/2016	8:16	78,71	21,03	20,69	1,62	13,96	15,46	15,86	2,59	17,13	17,57	17,99	2,39	73,33	18,96	19,22	1,37	183,13	1,66
10	15/09/2016	10:52	74,71	21,47	21,82	1,63	13,79	15,43	15,94	3,31	19,33	18,58	17,97	3,28	69,96	19,57	19,1	2,40	177,79	2,24
11	16/09/2016	13:28	76,58	21,95	21,56	1,78	13,42	14,81	15,09	1,89	19,25	18,1	18,82	3,98	74,08	19,46	19,99	2,72	183,33	2,40
12	17/09/2016	2:59	78,92	21,58	21,97	1,81	15,08	14,87	15,42	3,70	17,25	18,01	18,72	3,94	70,33	18,73	19,35	3,31	181,58	2,75
13	20/09/2016	5:10	64,71	20,13	19,58	2,73	12,96	13,94	14,39	3,23	19,54	18,2	18,9	3,85	69,50	19,43	19,09	1,75	166,71	2,49
14	22/09/2016	14:39	78,46	21,87	22,1	1,05	13,04	13,75	14,21	3,35	17,04	17,06	17,69	3,69	72,92	18,5	19	2,70	181,46	2,13
15	24/09/2016	3:26	74,88	22,11	22,86	3,39	13,25	13,34	13,82	3,60	19,75	17,31	17,93	3,58	63,42	19,36	19,74	1,96	171,29	2,90
16	26/09/2016	15:45	63,88	21,36	21,8	2,06	12,42	14,74	15,09	2,37	19,29	17,89	18,08	1,06	68,67	19,39	19,67	1,44	164,25	1,71
17	28/09/2016	9:18	73,08	20,9	21,54	3,06	12,79	13,85	14,23	2,74	19,04	17,97	17,45	2,89	73,00	19,69	19,96	1,37	177,92	2,33
18	29/09/2016	7:36	72,29	21,96	22,68	3,28	15,33	13,42	13,9	3,58	20,79	17,53	17,88	2,00	69,58	18,82	19,26	2,34	178,00	2,79
19	01/10/2016	0:53	70,29	21,7	22,24	2,49	15,71	13,78	14,08	2,18	20,63	18,02	17,61	2,28	70,63	18,68	18,88	1,07	177,25	1,87
20	02/10/2016	16:27	81,67	20,15	20,66	2,53	13,83	14,51	14,93	2,89	19,29	17,84	17,55	1,63	69,08	19,78	19,15	3,19	183,88	2,71
21	03/10/2016	14:56	84,79	21,23	21,77	2,54	14,42	14,64	15,06	2,87	21,54	16,99	16,49	2,94	69,92	19,07	19,36	1,52	190,67	2,24
22	04/10/2016	4:40	71,58	21,21	21,69	2,26	13,33	13,68	13,98	2,19	20,29	17,64	17,95	1,76	68,75	19,09	19,37	1,47	173,96	1,88
23	07/10/2016	17:57	74,08	20,08	20,71	3,14	14,08	15,48	16,02	3,49	18,04	18,64	19,05	2,20	68,13	19,5	19,09	2,10	174,33	2,66
24	08/10/2016	2:30	81,58	20,4	20,89	2,40	15,00	14,71	15,24	3,60	17,38	17,88	17,28	3,36	69,92	19,6	20,18	2,96	183,88	2,80

... Continuación.

Nº	Fecha	Hora	CC#7				CC#9				CC#10				CC#11				Flujo Total	% Error Ponderado													
			Qf (m³/h)	Presión Med (bar)	Presión Cal (bar)	%Error	Qf (m³/h)	Presión Med (bar)	Presión Cal (bar)	%Error	Qf (m³/h)	Presión Med (bar)	Presión Cal (bar)	%Error	Qf (m³/h)	Presión Med (bar)	Presión Cal (bar)	%Error															
25	09/10/2016	18:15	82,92	21,62	22,15	2,45	14,88	13,21	13,68	3,56	24,63	17,74	18,25	2,87	65,46	18,89	19,45	2,96	187,88	2,77													
26	10/10/2016	19:42	77,04	21,6	21,95	1,62	17,33	14,94	15,45	3,41	17,25	17,72	18,26	3,05	66,83	19,24	19,91	3,48	178,46	2,63													
27	13/10/2016	8:21	77,67	21,45	21,86	1,91	16,17	14,93	15,36	2,88	18,04	18,59	18,06	2,85	72,08	19,91	20,55	3,21	183,96	2,60													
28	14/10/2016	20:59	69,38	22,16	22,92	3,43	16,67	14,87	15,21	2,29	19,00	17,76	18,05	1,63	72,58	19,62	19,14	2,45	177,63	2,73													
29	15/10/2016	10:39	84,21	21,11	21,67	2,65	16,04	14,92	15,35	2,88	20,38	18,73	19,28	2,94	65,67	20,04	20,77	3,64	186,29	3,05													
30	16/10/2016	9:26	82,21	20,98	21,37	1,86	16,21	13,02	13,28	2,00	17,79	17,91	17,67	1,34	70,00	19,45	19,92	2,42	186,21	2,03													
31	18/10/2016	23:48	70,96	20,91	21,28	1,77	15,04	14,36	14,74	2,65	19,83	17,87	18,35	2,69	72,75	19,38	19,09	1,50	178,58	1,83													
32	20/10/2016	22:31	48,58	21,27	21,86	2,77	13,21	14,3	14,63	2,31	15,88	18,18	18,57	2,15	65,92	19,39	19,15	1,24	143,58	1,96													
33	22/10/2016	3:54	66,75	21,33	21,64	1,45	15,25	13,58	14,1	3,83	15,46	18,42	18,96	2,93	71,21	19,65	19,38	1,37	168,67	1,77													
34	25/10/2016	16:43	84,92	21,37	21,89	2,43	15,00	14,78	15,19	2,77	17,79	17,69	18,21	2,94	69,33	19,04	19,57	2,78	187,04	2,64													
35	26/10/2016	15:30	72,79	20,45	21,02	2,79	16,67	14,21	14,52	2,18	19,21	17,59	17,98	2,22	68,25	19,5	19,8	1,54	176,92	2,19													
36	29/10/2016	10:00	80,25	21,77	22,45	3,12	12,96	13,1	13,5	3,05	17,25	17,75	17,19	3,15	74,42	19,17	19,65	2,50	184,88	2,87													
37	31/10/2016	11:53	81,71	21,02	21,59	2,71	15,00	13,57	13,05	3,83	20,63	17,05	17,62	3,34	74,92	19,04	19,59	2,89	192,25	2,94													
38	03/11/2016	22:10	75,21	20,89	21,26	1,77	14,96	13,22	13,54	2,42	18,00	17,51	18,01	2,86	70,21	19,1	19,62	2,72	178,38	2,31													
39	04/11/2016	19:40	81,17	21,34	21,92	2,72	11,46	13,97	14,2	1,65	18,50	17,51	17,98	2,68	69,25	19,82	19,19	3,18	180,38	2,82													
40	05/11/2016	13:49	75,13	21,89	22,4	2,33	11,42	12,81	13,02	1,64	21,29	18,29	18,87	3,17	70,04	19,9	19,35	2,76	177,88	2,56													
41	06/11/2016	1:38	77,50	20,25	20,88	3,11	12,13	12,09	12,42	2,73	16,83	17,6	18,06	2,61	69,17	19,42	19,88	2,37	175,63	2,74													
42	07/11/2016	6:37	75,46	20,55	21,08	2,58	12,50	13,8	14,18	2,75	17,04	17,26	16,84	2,43	66,04	18,48	19,08	3,25	171,04	2,84													
43	10/11/2016	23:19	78,83	21,25	21,74	2,31	13,54	13,61	13,96	2,57	17,38	17,36	17,75	2,25	66,42	19,2	19,82	3,23	176,17	2,67													
44	11/11/2016	21:59	78,21	21,26	21,62	1,69	11,13	12,45	12,87	3,37	20,92	17,61	17,96	1,99	66,67	19,02	19,27	1,31	176,92	1,69													
45	12/11/2016	17:30	69,29	21,66	22,16	2,31	14,50	13,14	13,64	3,81	19,13	17,93	18,25	1,78	73,17	19,17	19,81	3,34	176,08	2,80													
46	15/11/2016	20:00	72,75	21,51	22,05	2,51	11,88	14,47	15,04	3,94	19,92	18,23	18,79	3,07	69,04	19,85	19,37	2,42	173,58	2,64													
47	20/11/2016	4:50	78,29	21,99	22,57	2,64	14,71	13,69	14,09	2,92	20,38	17,91	18,43	2,90	70,71	19,47	18,94	2,72	184,08	2,72													
48	25/11/2016	22:30	82,33	22,18	22,73	2,48	11,29	14,13	14,41	1,98	21,13	18,1	18,8	3,87	71,58	19,55	19,06	2,51	186,33	2,62													
						Prom (%)	2,44							Prom (%)	2,85							Prom (%)	2,73							Prom (%)	2,40	Prom (%)	2,48
						Dstan (%)	0,58							Dstan (%)	0,71							Dstan (%)	0,71							Dstan (%)	0,74	Dstan (%)	0,43
						Max (%)	3,43							Max (%)	3,94							Max (%)	3,98							Max (%)	3,64	Max (%)	3,32
						Min (%)	1,05							Min (%)	1,07							Min (%)	1,06							Min (%)	1,07	Min (%)	1,66

3.2 Determinación de la capacidad máxima de transporte de la red de flujo del Ramal Oeste del yacimiento Varadero

Después de hecho el ajuste al caso base se procede al análisis de los casos de estudio en la estructura de la red de flujo del Ramal Oeste del yacimiento Varadero, a partir del análisis del comportamiento de crecimiento de la producción de petróleo en los distintos CC que conforman la estructura de producción de este yacimiento, en los cuales se identificaron los pozos y zonas asociados a los CC #9 y 10 por la imposibilidad de incrementar su producción de petróleo en el tiempo, como se observa en la Figura 3.3, por lo que se decidió mantener fijo y constante los valores de flujo para estos centros, no siendo así para los CC #7 y 11, que son los más productores. Solamente se analizan los incrementos y el comportamiento de la presión (máxima permisible 35 bar) en toda la estructura de la red por los probables crecimientos de producción de petróleo para los CC #7 y 11 hasta valores de 2200 Sm³/día de fluido que son los parámetros máximos por diseño en la manipulación y operación de estos CC. Dando como resultado un análisis que comprende las variaciones de las temperaturas del medio ambiente como consecuencia de que las tuberías de los CC #7, 9 y 10 son aéreas y no tienen aislamiento térmico, por lo tanto incide directamente en el fenómeno de transporte la disminución de la temperatura, por consiguiente el incremento de la viscosidad media del fluido (Lyons, 1996), sin embargo en el CC #11 al estar soterrada a ± 2 m de profundidad la tubería se encuentra totalmente aislada no incidiendo directamente, por ende solo se modificará la producción para los centros antes mencionados hasta su máxima permisible por diseño a una temperatura media relativa de (30 y 10) °C.

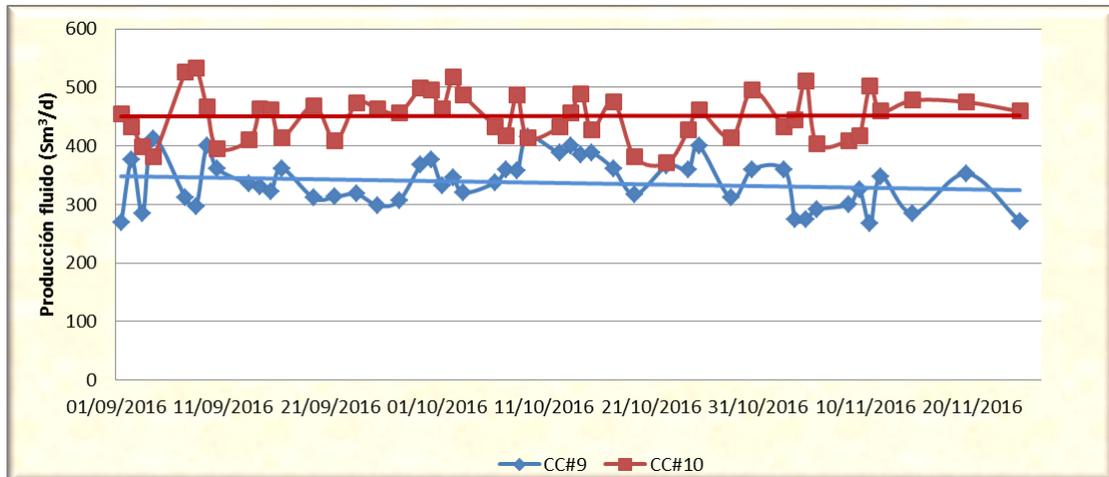


Figura 3.3 Comportamiento de la producción en el tiempo de los CC # 9 y 10.

Como se observa en la Figura 3.3, el comportamiento de la producción en el tiempo está representado por una línea de tendencia para cada uno de los Centros Colectores las cuales reflejan la declinación de la producción en el caso CC# 9 y en el caso del CC#10 tiende a mantenerse fijo en el tiempo, sin posibilidad de incrementar, debido al agotamiento de pozos y zonas petrolíferas asociados a ellos.

3.2.1 Incremento de producción en el Centro Colector # 7 (Caso 1)

Para este primer caso se incrementa la producción hasta su valor máximo permisible por diseño (2200 Sm³/día) modificando la temperatura ambiente para (30 y 10) °C, arrojando los siguientes resultados: para la variante de 30 °C podemos observar que la presión no supera los 29,17 bar (Tabla 3.2, Figura 3.4 y Anexo 7) por lo que si cumple con los requisitos para trasegar su mayor producción al igual que el resto de los CC, no siendo así para la variante de 10 °C en la cual la presión de este centro alcanza un valor de 52,87 bar, valor superior a los 35 bar permisibles, al igual que en los CC #10 y 11 (Tabla 3.2, Figura 3.5 y Anexo 8), esto representaría el colapso de la tubería. Para que este sistema de transporte pueda trasegar este volumen de fluido debe aislarse o soterrarse la tubería del CC#7 o cambiar el diámetro de 16” a 20” (Tabla 3.2, Figura 3.6 y Anexo 9). Como se puede ver para la tubería (aislada o soterrada) no sobrepasaría los 32,63 bar y para el cambio de diámetro tendría un valor de 24,08 bar (Tabla 3.2, Figura 3.7 y Anexo 10) pudiendo transportarse todo el volumen sin dificultad.

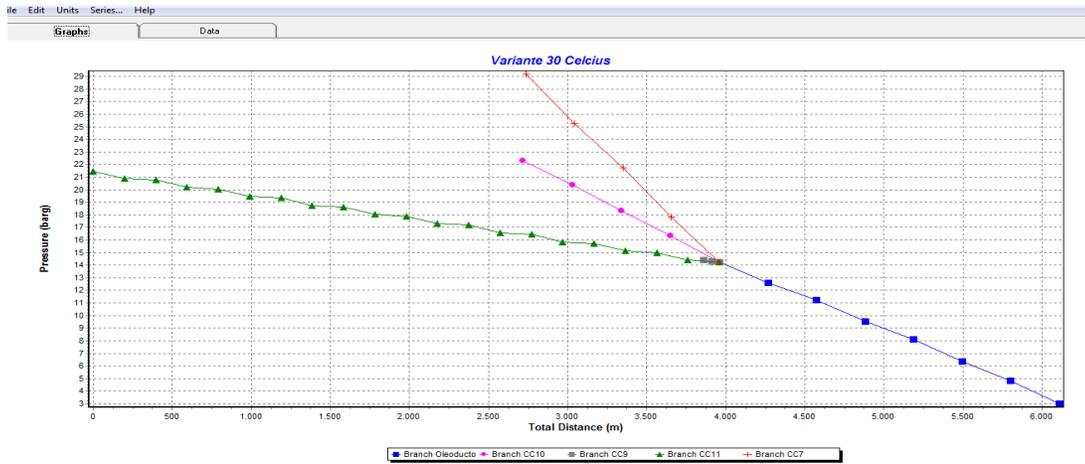


Figura 3.4 Caso 1. Variante 30 °C.

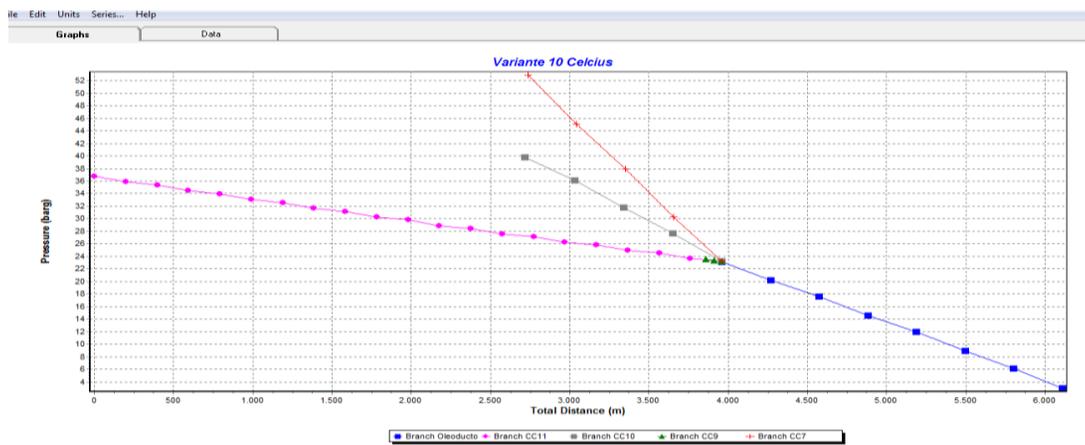


Figura 3.5 Caso 1. Variante 10 °C.

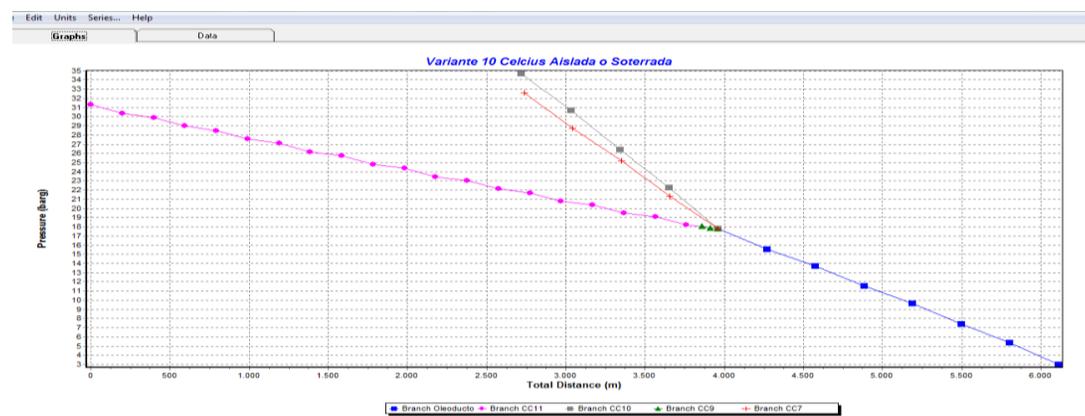


Figura 3.6 Caso 1. Variante 10 °C Aislada o Soterrada.

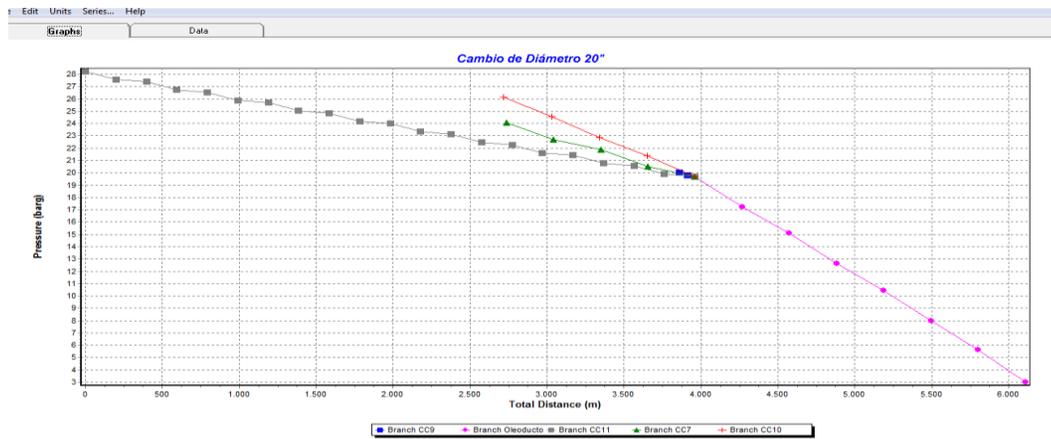


Figura 3.7 Caso 1. Variante 10 °C Cambio de diámetro 20”.

Tabla 3.2 Tabla resumen de valores de presiones para el Caso 1.

Presiones (bar)				
Ubicación	30°C	10°C	10°C Aislada o Soterrada	Cambio de diámetro 20"
CC 7	29,17	52,87	32,63	24,08
CC 9	14,43	23,53	18,1	20,03
CC 10	22,31	39,75	34,71	26,14
CC 11	21,48	36,8	31,34	28,22
Punto mezcla	14,25	23,17	17,77	19,7
ERO	3	3	3	3

3.2.2 Incremento de producción en el Centro Colector # 11(Caso 2)

En el segundo caso también se incrementa la producción hasta 2200 Sm³/día, valor máximo permisible por diseño, modificando la temperatura ambiente para (30 y 10) °C. En la variante de 30 °C la presión en este centro no supera los 24,64 bar (Tabla 3.3, Figura 3.8 y Anexo 11) y en el resto de ellos no excede los 35 bar permisibles, cumpliendo con los requisitos para el trasiego de su mayor producción, sin embargo para la variante de 10 °C la presión alcanza un valor de 42,62 bar lo que representa un colapso de la tubería por ser mayor que la presión permisible del sistema, al igual que los CC#7 y 10 (Tabla 3.3, Figura 3.9 y Anexo 12), esta variante solo sería posible si se aislara o soterrara la tubería del CC#7 o se cambiara de diámetro de 16” a 20” en este mismo CC, que es el otro centro más productor y además su tubería es aérea y el cambio de temperatura influye directamente en el alivio de presiones del CC#11, tal como se había dicho independientemente de mantener la producción del CC#7

estable, se puede notar la interferencia que este provoca solo con aumentar la producción en el CC#11, siendo necesario utilizar una de las dos propuestas anteriores, y así garantizar los incrementos en la producción actual. Como se puede ver si se aislara o soterrara su tubería no sobrepasaría los 26,14 bar, ni el resto de los centros excederían los 35 bar permisible para el sistema, (Tabla 3.3, Figura 3.10 y Anexo 13), para el cambio de diámetro la presión en el CC#11 tendría un valor de 31,24 bar y los demás CC no exceden los 35 bar, para ambas soluciones sería posible el trasiego sin dificultad. (Tabla 3.3, Figura 3.11 y Anexo 14).

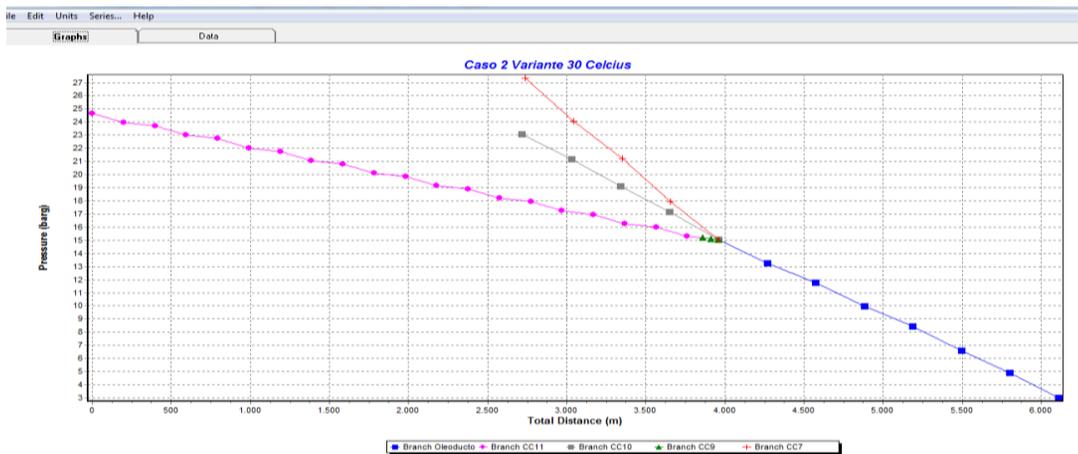


Figura 3.8 Caso 2. Variante 30 °C.

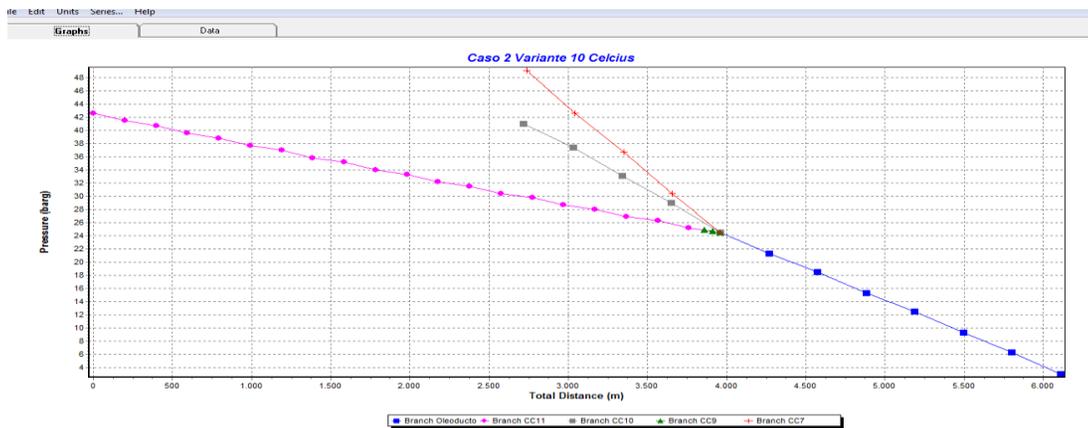


Figura 3.9 Caso 2. Variante 10 °C.

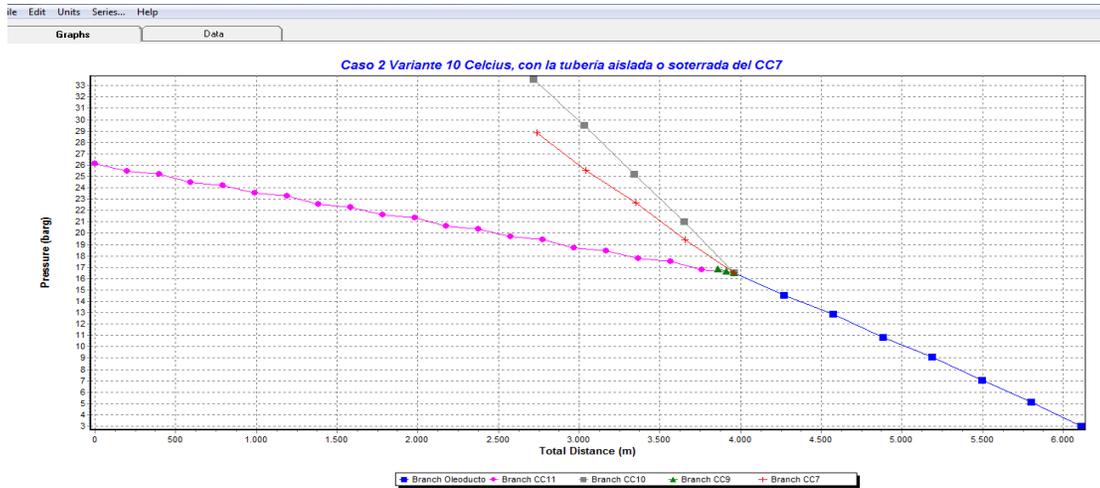


Figura 3.10 Caso 2. Variante 10 °C, con la tubería CC#7 Aislada o Soterrada.

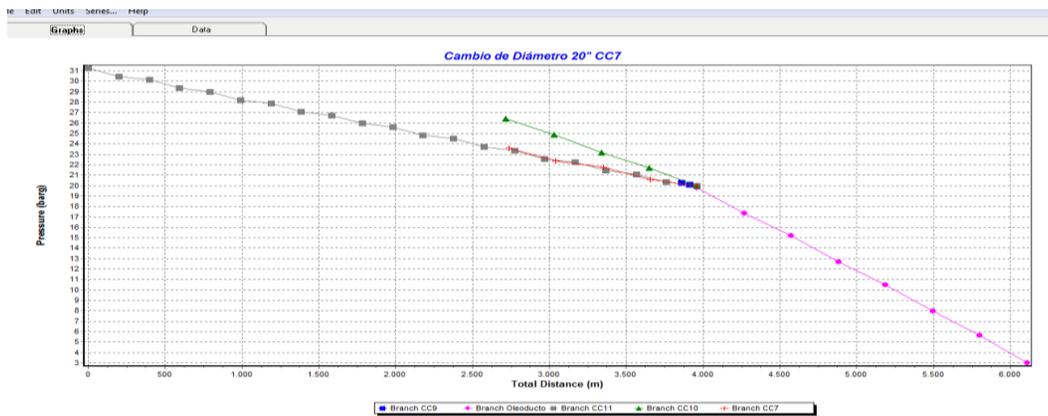


Figura 3.11 Caso 2. Variante 10 °C, Cambio de diámetro 20”.

Tabla 3.3 Tabla resumen de valores de presiones para el Caso 2.

Ubicación	Presiones (bar)			
	30°C	10°C	10°C Aislada o Soterrada	Cambio de diámetro a 20"
CC7	27,34	49,1	28,82	23,56
CC9	15,21	24,87	16,86	20,29
CC10	23,09	40,99	33,54	26,41
CC11	24,64	42,62	26,14	31,24
Punto mezcla	15,04	24,5	16,54	19,81
ERO	3	3	3	3

3.2.3 Incremento de producción en el ramal oeste del yacimiento Varadero

Para este caso particular veremos que sucede con el aumento del caudal de fluido hasta 2200 Sm³/día para ambos CC #7 y 11, modificando la temperatura ambiente para (30 y 10) °C. Al ser estos centros los más productores, se valoran sus resultados como confiables para toda la red de transporte del Ramal Oeste. En la primera variante analizada para 30 °C se obtuvo como respuesta que las presiones todos los CC no superan los 35 bar, siendo de 30,68 bar para el CC#7 y de 25,40 bar para el CC#11 (Tabla 3.4, Figura 3.12 y Anexo 16), lo que significa que ninguno de estos centros presentarían problemas al trasegar toda su producción. En la siguiente variante 10 °C tenemos como respuesta que CC#11 no supera la presión permisible del sistema con 30,67 bar, pero no así de igual manera para el CC#7 y 10 los cuales alcanzarían presiones de 50,74 y 37,76 bar respectivamente, lo que por supuesto traería como consecuencia la rotura inmediata de sus tuberías y del sistema integro (Tabla 3.4, Figura 3.13 y Anexo 17). Para que a esta temperatura de 10 °C sea posible el trasiego de la máxima producción permisible por diseño 2200 Sm³/día en estos centros, se tendría que aislar o soterrar la tubería del CC#7 de ser así las presiones serían de 32,12 y 26,86 bar para los CC#7 y 11 respectivamente (Tabla 3.4, Figura 3.14 y Anexo 18). Después del análisis de los casos anteriores podemos decir que es necesario cambiar de diámetro la tubería del CC #7 de 16” a 20” para que pueda transportar a su máxima producción por diseño. A la temperatura de 10 °C no es posible trasegar este volumen, sin afectar el funcionamiento correcto de este sistema de transporte integro, al igual que en las variantes de los casos de estudio anteriores, como bien lo demuestran sus valores 25,43 bar para el CC#7 y 32,35 bar para el CC#11, los valores de las presiones de los demás centros se encuentran dentro de lo permisible (35 bar) como se muestra en (Tabla 3.4, Figura 3.15 y Anexo 19), por lo que es posible el trasiego sin inconvenientes en el sistema de red de transporte del Ramal Oeste.

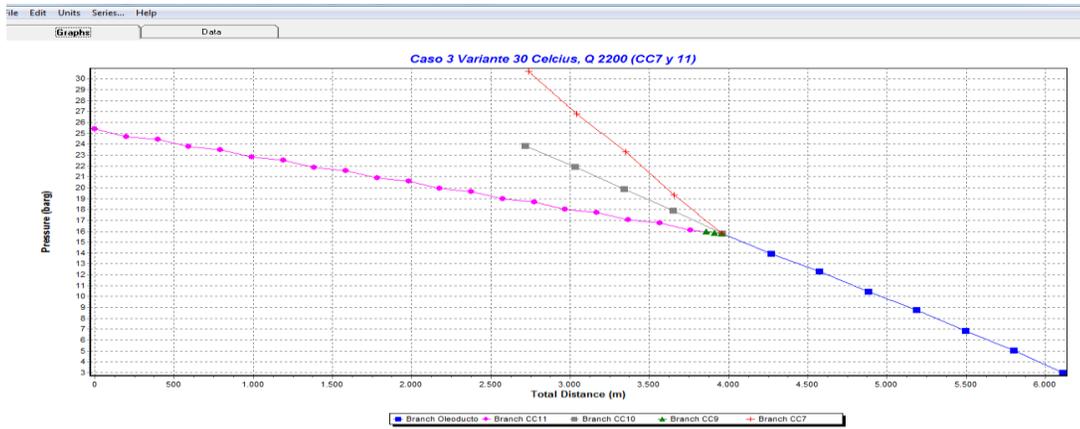


Figura 3.12 Caso 3. Variante 30 °C con caudal de 2200 Sm³/día para ambos CC.

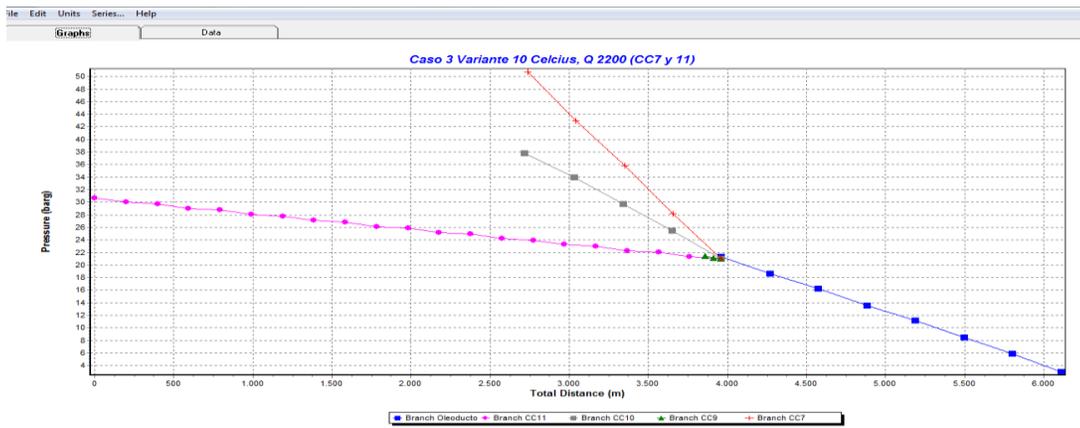


Figura 3.13 Caso 3. Variante 10 °C con caudal de 2200 Sm³/día para ambos CC.

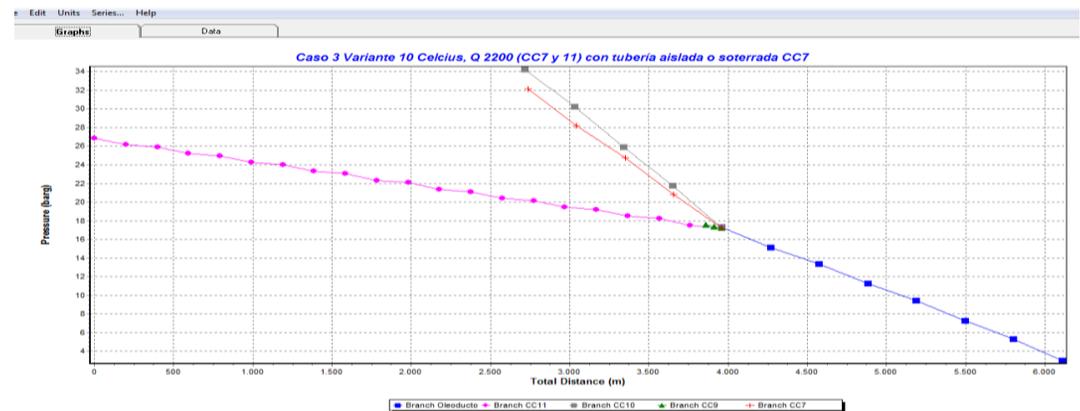


Figura 3.14 Caso 3. Variante 10 °C con caudal de 2200 Sm³/día para ambos CC y tubería aislada o soterrada para CC#7.

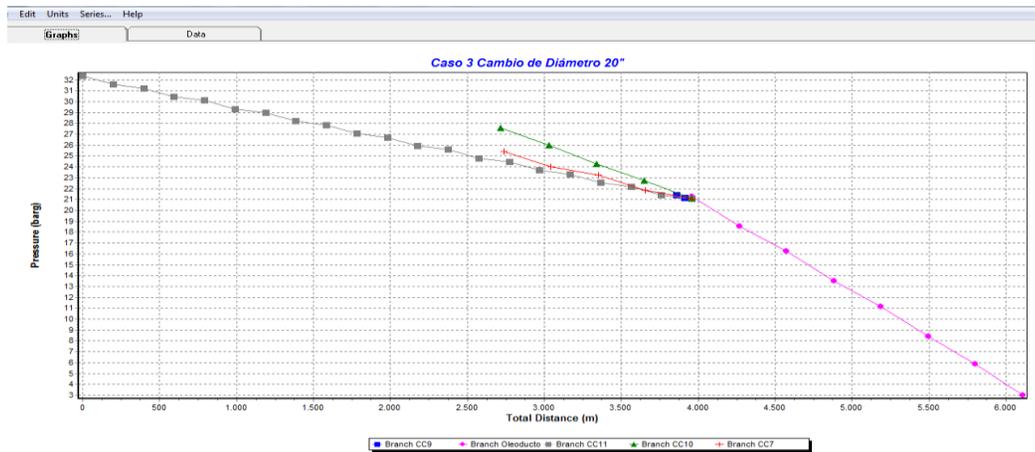


Figura 3.15 Caso 3. Variante 10 °C con caudal de 2200 Sm³/día para ambos CC#7 y 11. Cambio de diámetro para la tubería del CC#7.

Tabla 3.4 Tabla resumen de valores de presiones para el Caso 3.

Ubicación	Presiones (bar)			
	30°C	10°C	10°C Aislada o Soterrada	Cambio de diámetro a 20"
CC7	30,68	50,74	32,12	25,43
CC9	15,97	21,39	17,58	21,39
CC10	23,84	37,76	34,23	27,56
CC11	25,4	30,67	26,86	32,35
Punto mezcla	15,8	21,33	17,27	21,25
ERO	3	3	3	3

Luego de analizar los casos de estudio demostrados anteriormente podemos decir que el modelo de simulación responde apropiadamente a las variaciones del flujo y temperatura en todos los Centros Colectores, teniendo como resultado de estos análisis, que a bajas temperaturas de 10 °C, se tiene la necesidad de aislar o soterrar la tubería del CC#7 utilizando su diámetro actual o cambiar el diámetro de 16” a 20” y así garantizar el transporte de los niveles de producción actuales y futuros en este centro sin interferir en el excelente funcionamiento del sistema. Luego de haber hecho el ajuste al caso base y realizado el análisis de los casos de estudio queda validado el modelo de simulación el cual se puede observar en la Figura 3.1.

3.2.4 Capacidad máxima de la red de transporte de fluido del yacimiento Varadero Oeste

En la determinación de la capacidad máxima de transporte de fluido del yacimiento Varadero Oeste se toma como condición y punto de partida, mantener caudales y condiciones de fronteras para los CC#9 y 10 por sus bajas producciones y flujos constantes debido a la declinación de sus pozos y zonas del yacimiento que le surten y aumentar los caudales de los CC#7 y 11 por ser los más productores en el yacimiento a partir de los 2200 Sm³/día valor máximo de operación de los CC por diseño, hasta alcanzar el valor máximo permisible de presión en el sistema (35 bar), para cambio de diámetro en el CC#7 de 16" a 20" como resultado de los análisis de los casos de estudio.

Para las condiciones antes expuestas se tiene que para temperaturas de 30 °C, la capacidad máxima de transporte sería de 3200 Sm³/día para el CC#7 y 2900 Sm³/día para el CC#11. (Tabla 3.5, Figura 3.16 y Anexo 20)

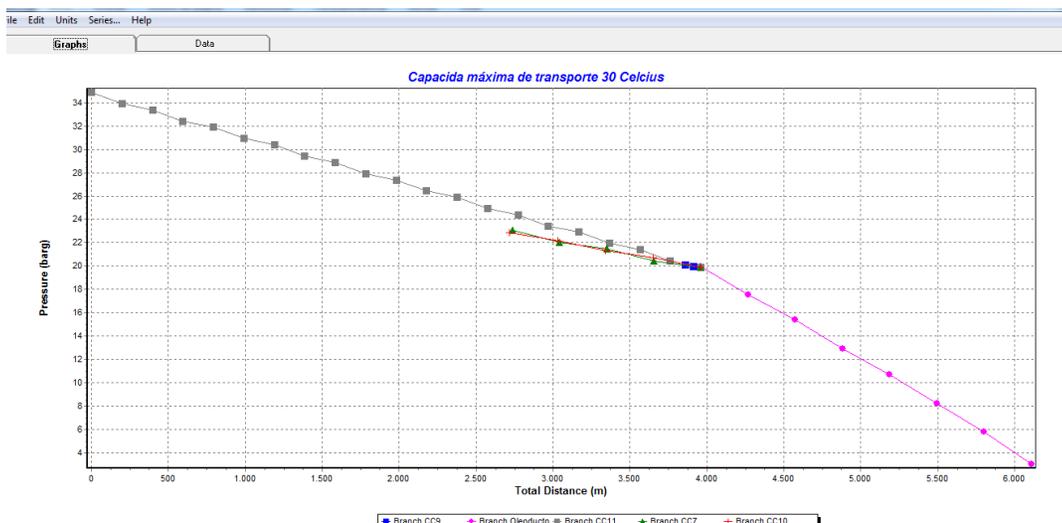


Figura 3.16 Capacidad máxima de transporte a 30 °C.

Para condiciones de bajas temperaturas hasta 10 °C la capacidad máxima de transporte sería de 2350 Sm³/día para el CC#7 y 2400 Sm³/día para el CC#11. (Tabla 3.5, Figura 3.17 y Anexo 21)

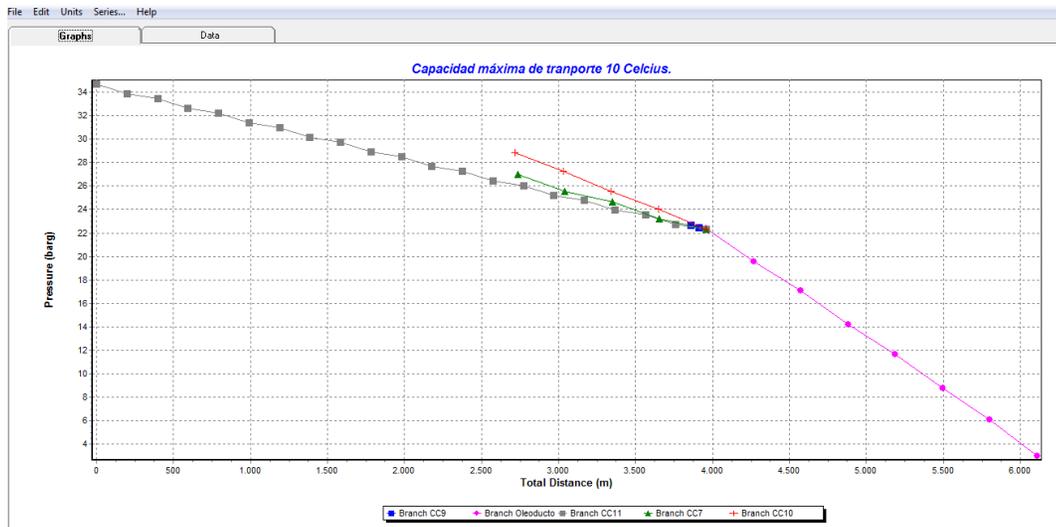


Figura 3.17 Capacidad máxima de transporte a 10 °C.

Tabla 3.5 Tabla resumen de valores de presiones para la capacidad máxima de transporte para los CC#7 y 11.

Presiones (bar) y Capacidades Máximas (m ³ /día)				
Ubicación	30°C	10°C	Capacidad Máxima 30°C	Capacidad Máxima 10°C
CC7	23,08	27,01	3200	2350
CC9	20,08	22,66	338	338
CC10	22,84	28,86	454	454
CC11	34,89	34,68	2900	2400
Punto mezcla	19,94	22,41	6892	5542
ERO	3	3	6892	5542

CONCLUSIONES

1. Con el levantamiento de las características dimensionales y topográficas de la red de transporte del Ramal Oeste del yacimiento Varadero, se obtiene la información necesaria para la construcción del modelo de simulación y se conoce el estado físico de la misma.
2. El modelo de simulación obtenido representa el proceso objeto de estudio y queda, demostrado con su validación.
3. La capacidad de la red de transporte de fluido del ramal oeste del yacimiento Varadero, es capaz de garantizar la producción de todos los pozos asociados sin exceder los 35 bar de presión máxima permisible en el sistema.
4. Para incrementar el transporte de fluido del Centro Colector #7 a bajas temperaturas es imprescindible sustituir la tubería de 16" por una de 20" de diámetro, garantizando los flujos de producción actuales y futuros.
5. La estructura de la red actual, con cambio de diámetro de 20" en la tubería del Centro Colector #7, garantiza una capacidad máxima de transporte de 6892 Sm³/d, con incrementos de 2350 Sm³/día en el CC#7 y de 2400 Sm³/día en el CC#11.

RECOMENDACIONES

1. Sustituir la tubería del CC#7 al CC#9 por una de 20" de diámetro, para garantizar el transporte de caudales futuros a bajas temperaturas.
2. Utilizar la implementación de este modelo de la red de transporte del Ramal Oeste del yacimiento Varadero, como base de análisis que posibilite determinar las desviaciones de los parámetros de operación en los diferentes escenarios que se presenten.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Al-Marhoun, Muhammad. A. 1992.** *New Correlations for Formation Volumen Factor of Oil and Gas Mixtures.* s.l. : Journal of Petroleum Technology. JPT. Vol 31. No 3.
2. —. **1988.** *PVT Correlations for Middle East Crude Oils.* s.l. : Society of Petroleum Engineers. SPE 17718.
3. **Azocar, A. 2007.** *Dimensionamiento de lineas de transporte con Flujo Multifasico.* Departamento de procesos., INTELECTRA S.A.C.A. Instrucciones de trabajo.
4. **Bedoya, R.S y Fentocha, D. 2010.** *Desarrollo de una herramienta computacional con correlaciones de flujo multifásico aplicando el factor de ajuste para la viscosidad de crudos pesados.* Universidad Industrial de Santander. Colombia. Tesis de Grado.
5. **Beggs, H. D y Brill, J. P. 1973.** *A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes.* s.l. : Journal of Petroleum Technology. 25(5), 607-617.
6. **Brill, J.P y Beggs. H.D. 1991.** *Two Phase Flow Pipes.*
7. **Campbel, Jhon. 2008.** *Petroskills Course - Oil Production and procssing facilities.*
8. **Campione, Ana Isabel. 2008.** *El problema del flujo bifásico.*
9. **Cartas, Juan Luis Aranjó. 2010.** *Aplicacion de la metodologia VCD aun Campo Petrolero para la seleccion de la infraestructura de explotacion optima.* Universidad de Istmo. Santo Domingo Tehuantepec. Tesis de grado.
10. **Castañeda, Pedro Castillo. 2011.** *Propuesta de mejoras de producción en los pozos con mayor potencial productivo pertenecientes al Grupo Periféricos de la EPEP-Centro.* EPEP- Centro. Matanzas.
11. **Charón, Ismaray Scull. 2015.** *Determinación de la capacidad máxima de transporte de las redes magistrales internas de la EPEPC mediante la evaluación del comportamiento de flujo multifásico.* Química e Ingeniería Química, Universidad de Matanzas. Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo.

12. **Chirinos, M., González, J., Layrisse, I. 1983.** *"Rheological Properties of Crude Oils From The Orinoco Oil Belt and Their Mixtures With Diluents . s.l. : Rev. Tec. INTEVEP. págs. 103-115.*
13. **Colina, Eduardo Rodríguez. 2016.** *Incidencia en la producción de los pozos que explotan el yacimiento Varadero Oeste Extendido, al utilizar la red de medición como línea de producción.* Química e Ingeniería Química, Universidad de Matanzas. Trabajo de diploma presentado en opción del título académico de Ingeniero Químico.
14. **Craviño, A. 2007.** *Evaluación de Modelos Homogéneos, de Correlación y Mecanicistas en la Predicción de la caída de Presión de Flujo Multifásico de gas y líquido en tuberías verticales.* [ed.] Universidad Central de Venezuela.
15. **De Ghetto, Giambattista. 1994.** *Artículo. Reliability Analysis on PVT Correlation.* Alberta. Canadá : Society of Petroleum Engineers. SPE-28904.
16. **De Ghetto, Giambattista, Paone, Francesco y Villa, Marco. 1995.** *Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils.* Alberta. Canadá : Society of Petroleum Engineers. SPE-30316.
17. **Edomwonyi-Otu, L.C. y Angeli, P. 2015.** *Pressure drop and holdup predictions in horizontal oil–water flows for curved and wavy interfaces. Chemical Engineering Research and Design.* Vol. 93.
18. **Ellul, I.R et al. 2004.** *The modeling of multiphase systems under steady-state and transient conditions. Pipeline Simulation Interest Group. . [ed.] Write Librarian.* Houston, Texas.
19. **Escobar, F.H. 2008.** *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.* [ed.] Universidad Surcolombiana.
20. *Evaluation of friction factor correlations and equivalent diameter definitions for pipe and annular flow of non-Newtonian fluids.* **Fair, J.R. 2013.** *Journal of Petroleum Science and Engineering,* Vol. 109.
21. **Fancher, G. H y Brown, K. E. 2004.** *Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing.* [ed.] AIME.
22. **Fanchi, J.R. 1985.** *Calculation of Parachors for Composition Simulation.* s.l. *Journal of Petroleum Technology.* JPT 2049-2050.
23. **Fernández, A.N. et al. 2014.** *Análisis de la caídas de presión en sistemas gaseosos, líquidos y bifásicos utilizando el software comercial PIPEPHASE y cálculos manuales.*

- Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente. Anzoátegui. Argentina. Tesis en opción al título de Ingeniero Petrolero.
24. **Ferrer, M.Pv. 2010.** *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* . Maracaibo : Ediciones Astro Data S.A.
 25. *Friction factor improved correlations for laminar and turbulent gas-liquid flow in horizontal pipeline.* **García, F. et al. 2007.** International Journal of Multiphase Flow.
 26. **Glaso, Oistein. 1980.** *Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations.* s.l. : Journal of Petroleum Technology. JPT.
 27. *Introducción a la Industria Petrolera.* . **CUPET. 2013.** [ed.] Ministerio de Energía y Minas. La Habana.
 28. **Issa, R. 2009.** *Simulation of Intermittent Flow in Multiphase Oil and Gas Pipeline. Seventh International Conference on CFD in the minerals and Process Industries.* Department of Mechanical Engineering, Imperial College London. Melbourne. Australia : CSIRO.
 29. **Kartoatmodjo, Trijana y Schmidt, Zelimir. 1991.** *New Correlations for Crude Oils Physical Properties.* s.l. : Society of Petroleum Engineers. SPE 23556.
 30. **Lyons, William.C. 1996.** *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering.* Houston : Gulf Professional Publishing. 0-88415-643-5 (V01.2).
 31. **Molina, E. 2015.** *Curso de aseguramiento de flujo multifasico con OLGA 7.1.* [ed.] Copyright Schlumberger. Mexico DF.
 32. **Mukherjee, H y Brill, J. 1985.** *Empirical Equations to Predict Flow Patterns in Two-Phase Inclined Flow.* s.l. : Int. Multiphase Flow. 11(3), 299-315.
 33. **NORSOK. 2012.** *Drilling facilities. NORSOK Standard D-001.* 3ra. Norway.
 34. **Oviedo, C.E y Chaparro, P.C. 2011.** *Modelado y Simulación de flujo de hidrocarburos en tuberías mediante el Método de Mukherjee & Brill.* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. Tesis de Grado.
 35. **Paris, Magdalena. 2010.** *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.* s.l. : Edición Especial. Goajiro Blanco.
 36. **Petrosky, G.E y Farshad, F.F. 1993.** *Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils.* s.l. : Society of Petroleum Engineers.SPE 26644.

37. **Rivera, J.S. 2005.** *Prácticas Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Universidad de Oriente. Departamento de Ingeniería de Petróleo. Estado Anzoátegui. Venezuela. Departamento de Ingeniería de Petróleo., Universidad de Oriente. Anzoátegui. Venezuela.*
38. **Santibañez, C.N. 2007.** *Elaboracion y validacion de un simulador que permita determinar la capacidad y el funcionamiento de una bomba multifásica.* Caracas.
39. **Schlumberger. 2013.** *OLGA, Mandatory Attribution Slide.* [ed.] Copyright Schlumberger. New York.
40. —. **2010.** *PIPESIM Production System Analysis Software. Version 2010.1. Copyright Schlumberger 08-IS-115.* New York. USA.
41. **Shames, I.H. 1995.** *Mechanics of Fluids.* [ed.] McGRAW-HILL. 3th edition. New York. pág. 829 .
42. **Standing, M.B. 1947.** *A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oil and Gases.* s.l. : Drill & Prod. Pract. American Petroleum Institute. API. 275-286.
43. **Sugden, S. 1924.** *The Variatio of Surface Tension Temperature and Some Related Functions.* s.l. : J. Chem. Soc 125,32.
44. **Torres, Corria Juan Manuel y Trauwvitz Rosas Edgar Fernando. 2006.** *Flujo Multifasico en Tuberias.* Facultad de Ingenieria, UNAN. Mexico D.F. Tesis de Licenciatura.
45. **Tutillo, Ramiro Fabián Peñarrete. 2012.** *Determinación de los patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales en el Campo Libertador.* Universidad Central de Ecuador. Quito. Ecuador. Tesis de Grado.
46. **Vásquez, Milton y Beggs, Dale. 1980.** *Correlations for Fluid Physical Properties Prediction.* s.l. : Journal of Petroleum Technology.
47. **Velasco, E.A. 2013.** *Simulación y dimensionamiento de equipos de procesos para la deshidratación de petróleo en facilidades de producción.* Universidad Central de Ecuador . Quito. Ecuador. Tesis de Maestría.
48. **Wang, X. 2009.** *Advanced Natural Gas Engineering.* [ed.] Gulf Publishing Company. Texas. pág. 340.
49. *Water in Oil Emulsions: Formation and Predictions.* **Fingas, M.F. 2014.** Journal of Petroleum Science Research, Vol. 3.

50. **Weinaug, C y Katz, D.L. 1943.** *Surface Tension of Methane-Propane Mixtures.* s.l. : Ind. & Eng. Chem. Vol 25, 35.
51. **Xiao, J, Shoham, O y Brill, J. 1990.** *A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines.* s.l. : In The 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 20631.

SIMBOLOGÍA

Símbolo	Descripción	Unidad
API	<i>American Petroleum Institute</i>	-
EPEPC	Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro	-
ERO	Estación de Rebombeo del Oeste	-
CC	Centro Colector	-
BSW	Porcentaje de agua y sólido	%
R_{sep}	Relación gas-petróleo en el separador,	[PCN/BN]
R_{st}	Relación gas-petróleo en el tanque	[PCN/BN]
γ_{sep}	Gravedad del gas en el separador	-
γ_{st}	Gravedad del gas en condiciones de tanque.	-
μ	Viscosidad	cPs
ρ	Densidad	Kg/m ³
B ₀	Factor Volumétrico	-
γ_0	Gravedad específica	scf / STB
°API	Grados de disolución	-
ρ_0	Densidad del petróleo	Kg/m ³
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	-

ANEXOS

Anexo 1

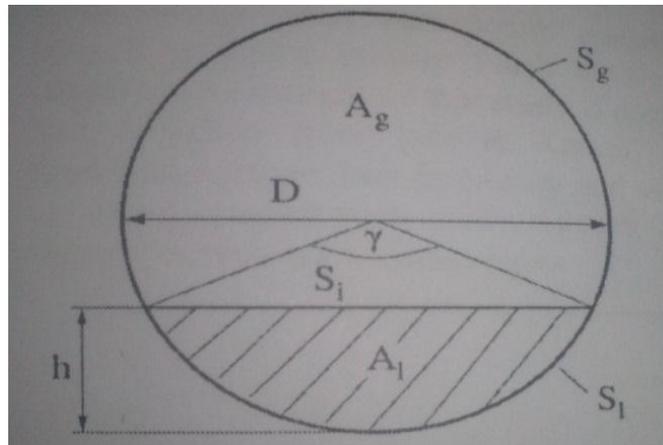


Figura A.1 Sección transversal de una tubería. (Issa, 2009).

Anexo 2

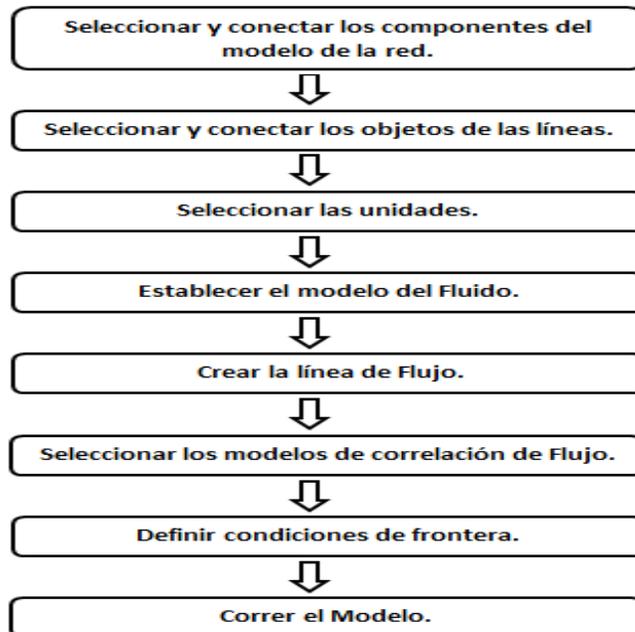


Figura A.2 Diagrama del flujo de trabajo en el software PIPESIM.

Anexo 3

Tabla A.3 Rango de aplicaciones de las correlaciones para la determinación de la viscosidad.

Crudo Vivo			Crudo Muerto		
Correlaciones	Liviano	Pesado a Extrapesado	Correlaciones	Liviano	Pesado a Extrapesado
De Ghetto		X	Glaso	X	X
Kartoamodjo	X		De Ghetto		X
Chew -Connaly	X		Kartoamodjo	X	
Khan	X		Petrosky-Farshad	X	
Petrosky-Farshad	X		Hossain	X	
Hossain	X		Begg-Robinson	X	

Fuente: (Schlumberger, 2010).

Anexo 4

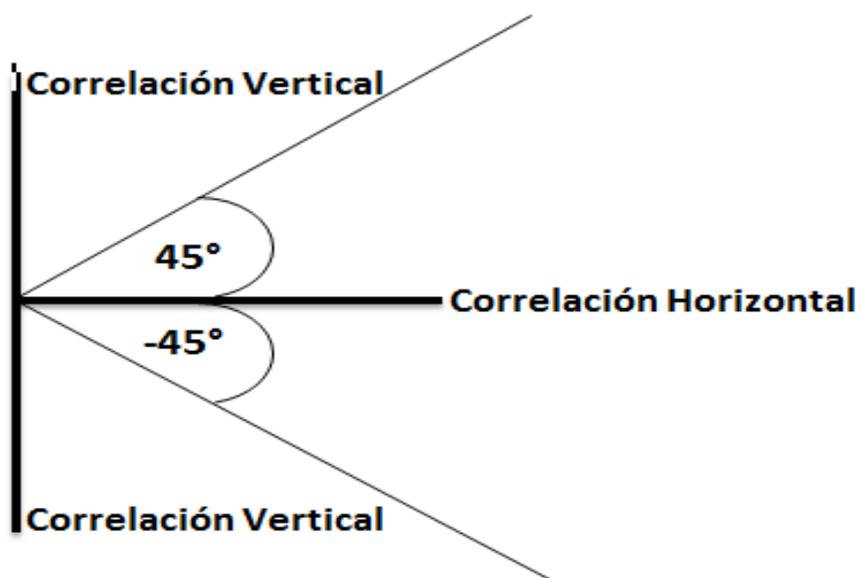


Figura A.4 Representación del ángulo de inclinación del conducto. (Schlumberger, 2010).

Anexo 5

Tabla A.5 Variables puntuales medidas en cada Centro Colector.

DATOS COMUNES			PRESIONES (bar)				PRODUCCIÓN (m ³ /día)				DATOS COMUNES			PRESIONES (bar)				PRODUCCIÓN (m ³ /día)			
Nº	Día	Hora	CC#7	CC#9	CC#10	CC#11	CC#7	CC#9	CC#10	CC#11	Nº	Día	Hora	CC#7	CC#9	CC#10	CC#11	CC#7	CC#9	CC#10	CC#11
1	02/09/2016	0:30	20,22	14,21	17,28	19,17	1959	269	455	1555	25	09/10/2016	18:15	21,62	13,21	17,74	18,89	1990	357	591	1571
2	03/09/2016	5:24	21,04	13,9	18,15	19,86	1951	376	432	1775	26	10/10/2016	19:42	21,6	14,94	17,72	19,24	1849	416	414	1604
3	04/09/2016	15:50	21,58	13,11	18,13	19,5	1960	284	399	1780	27	13/10/2016	8:21	21,45	14,93	18,59	19,91	1864	388	433	1730
4	05/09/2016	3:30	20,02	12,29	17,32	19,07	1948	413	382	1774	28	14/10/2016	20:59	22,16	14,87	17,76	19,62	1665	400	456	1742
5	08/09/2016	1:20	20	13,23	18,14	19,01	1714	312	526	1617	29	15/10/2016	10:39	21,11	14,92	18,73	20,04	2021	385	489	1576
6	09/09/2016	12:59	21,75	14,21	17,94	19,36	1905	296	533	1704	30	16/10/2016	9:26	20,98	13,02	17,91	19,45	1973	389	427	1680
7	10/09/2016	4:35	21	14,14	18,33	19,55	1953	400	466	1701	31	18/10/2016	23:48	20,91	14,36	17,87	19,38	1703	361	476	1746
8	11/09/2016	6:49	20,07	14,94	17,2	19,04	1765	361	396	1756	32	20/10/2016	22:31	21,27	14,3	18,18	19,39	1166	317	381	1582
9	14/09/2016	8:16	21,03	15,46	17,57	18,96	1889	335	411	1760	33	23/10/2016	3:54	21,33	13,58	18,42	19,65	1602	366	371	1709
10	15/09/2016	10:52	21,47	15,43	18,58	19,57	1793	331	464	1679	34	25/10/2016	16:43	21,37	14,78	17,69	19,04	2038	360	427	1664
11	16/09/2016	13:28	21,95	14,81	18,1	19,46	1838	322	462	1778	35	26/10/2016	15:30	20,45	14,21	17,59	19,5	1747	400	461	1638
12	17/09/2016	2:59	21,58	14,87	18,01	18,73	1894	362	414	1688	36	29/10/2016	10:00	21,77	13,1	17,75	19,17	1926	311	414	1786
13	20/09/2016	5:10	20,13	13,94	18,2	19,43	1553	311	469	1668	37	31/10/2016	11:53	21,02	13,57	17,05	19,04	1961	360	495	1798
14	22/09/2016	14:39	21,87	13,75	17,06	18,5	1883	313	409	1750	38	03/11/2016	22:10	20,89	13,22	17,51	19,1	1805	359	432	1685
15	24/09/2016	3:26	22,11	13,34	17,31	19,36	1797	318	474	1522	39	04/11/2016	19:40	21,34	13,97	17,51	19,82	1948	275	444	1662
16	26/09/2016	15:45	21,36	14,74	17,89	19,39	1533	298	463	1648	40	05/11/2016	13:49	21,89	12,81	18,29	19,9	1803	274	511	1681
17	28/09/2016	9:18	20,9	13,85	17,97	19,69	1754	307	457	1752	41	06/11/2016	1:38	20,25	12,09	17,6	19,42	1860	291	404	1660
18	30/09/2016	7:36	21,96	13,42	17,53	18,82	1735	368	499	1670	42	09/11/2016	6:37	20,55	13,8	17,26	18,48	1811	300	409	1585
19	01/10/2016	0:53	21,7	13,78	18,02	18,68	1687	377	495	1695	43	10/11/2016	23:19	21,25	13,61	17,36	19,2	1892	325	417	1594
20	02/10/2016	16:27	20,15	14,51	17,84	19,78	1960	332	463	1658	44	11/11/2016	21:59	21,26	12,45	17,61	19,02	1877	267	502	1600
21	03/10/2016	14:56	21,23	14,64	16,99	19,07	2035	346	517	1678	45	12/11/2016	17:30	21,66	13,14	17,93	19,17	1663	348	459	1756
22	04/10/2016	4:40	21,21	13,68	17,64	19,09	1718	320	487	1650	46	15/11/2016	20:00	21,51	14,47	18,23	19,85	1746	285	478	1657
23	07/10/2016	17:57	20,08	15,48	18,64	19,5	1778	338	433	1635	47	20/11/2016	4:50	21,99	13,69	17,91	19,47	1879	353	489	1697
24	08/10/2016	2:30	20,4	14,71	17,88	19,6	1958	360	417	1678	48	25/11/2016	22:30	22,18	14,13	18,1	19,55	1976	271	507	1718

Anexo 6

Tablas A.6 Valores del Caudal a partir de la integración de las curvas de la pendiente en el tiempo y el separador horizontal de reserva que se encontraba bombeando en ese momento para cada Centro Colector.

Tabla A.6.1

Centro Colector # 7

Presión medida	20,22	Presión medida	21,04	Presión medida	21,58
Fecha medición	02/09/2016	Fecha medición	03/09/2016	Fecha medición	04/09/2016
Hora medición	0:30	Hora medición	5:24	Hora medición	15:50
Flujo (m ³ /d)	1959	Flujo (m ³ /d)	1951	Flujo (m ³ /d)	1960
Flujo (m ³ /h)	81,63	Flujo (m ³ /h)	81,29	Flujo (m ³ /h)	81,67
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	1,00	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
0:10:23	63,3	5:12:04	88,63	15:35:48	93,78
0:11:23	61,87	5:13:04	87,15	15:36:48	92,49
0:12:23	60,47	5:14:04	85,62	15:37:48	91,1
0:13:23	59,01	5:15:04	84,28	15:38:48	89,7
0:14:23	57,42	5:16:04	82,91	15:39:48	88,38
0:15:23	56,13	5:17:04	81,46	15:40:48	87,02
0:16:23	54,68	5:18:04	80,06	15:41:48	85,73
0:17:23	53,32	5:19:04	78,71	15:42:48	84,33
0:18:23	51,98	5:20:04	77,3	15:43:48	82,85
0:19:23	50,45	5:21:04	75,98	15:44:48	81,57
0:20:23	49,23	5:22:04	74,58	15:45:48	80,23
0:21:23	47,79	5:23:04	73,25	15:46:48	78,82
0:22:23	46,44	5:24:04	71,87	15:47:48	77,5
0:23:23	45,01	5:25:04	70,56	15:48:48	76,23
0:24:23	43,57	5:26:04	69,16	15:49:48	74,83
0:25:23	42,27	5:27:04	67,85	15:50:48	73,64
0:26:23	40,87	5:28:04	66,54	15:51:48	72,08
0:27:23	39,5	5:29:04	65,1	15:52:48	70,69
0:28:23	38,21	5:30:04	63,78	15:53:48	69,67
0:29:23	36,86	5:31:04	62,39	15:54:48	68,22
0:30:23	35,49	5:32:04	61,04	15:55:48	66,85
0:31:23	34,12	5:33:04	59,8	15:56:48	65,39
0:32:23	32,76	5:34:04	58,45	15:57:48	63,95
0:33:23	31,47	5:35:04	57,19	15:58:48	62,59
0:34:23	30,29	5:36:04	55,82	15:59:48	61,08
0:35:23	28,92	5:37:04	54,51	16:00:48	59,64
0:36:23	27,6	5:38:04	53,18	16:01:48	58,3
0:37:23	26,34	5:39:04	51,77	16:02:48	56,79
0:38:23	24,99	5:40:04	50,38		
0:39:23	23,67	5:41:04	49,05		
0:40:23	22,32	5:42:04	47,68		
0:41:23	21,09	5:43:04	46,36		

Tabla A.6.2

Presión medida	20,02	Presión medida	20	Presión medida	21,75
Fecha medición	05/09/2016	Fecha medición	08/09/2016	Fecha medición	09/09/2016
Hora medición	3:30	Hora medición	1:20	Hora medición	12:59
Flujo (m³/d)	1948	Flujo (m³/d)	1714	Flujo (m³/d)	1905
Flujo (m³/h)	81,17	Flujo (m³/h)	71,42	Flujo (m³/h)	79,38
ajuste regresión	1,00	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
3:15:48	64,06	1:10:15	64,23	12:50:04	70,22
3:16:48	62,8	1:11:15	62,96	12:51:04	68,95
3:17:48	61,51	1:12:15	61,85	12:52:04	67,73
3:18:48	60,09	1:13:15	60,61	12:53:04	66,31
3:19:48	58,68	1:14:15	59,36	12:54:04	65,02
3:20:48	57,39	1:15:15	58,22	12:55:04	63,72
3:21:48	56	1:16:15	56,91	12:56:04	62,35
3:22:48	54,59	1:17:15	55,7	12:57:04	61,03
3:23:48	53,3	1:18:15	54,49	12:58:04	59,66
3:24:48	51,87	1:19:15	53,21	12:59:04	58,3
3:25:48	50,56	1:20:15	52,05	13:00:04	56,93
3:26:48	49,07	1:21:15	50,85	13:01:04	55,58
3:27:48	47,78	1:22:15	49,59	13:02:04	54,36
3:28:48	46,47	1:23:15	48,45	13:03:04	52,99
3:29:48	45,12	1:24:15	47,21	13:04:04	51,7
3:30:48	43,69	1:25:15	46,02	13:05:04	50,45
3:31:48	42,37	1:26:15	44,95	13:06:04	49,12
3:32:48	40,98	1:27:15	43,76	13:07:04	47,78
3:33:48	39,61	1:28:15	42,58	13:08:04	46,44
3:34:48	38,35	1:29:15	41,45	13:09:04	45,25
3:35:48	36,99	1:30:15	40,21	13:10:04	43,85
3:36:48	35,69	1:31:15	39,12		
3:37:48	34,41	1:32:15	37,98		
3:38:48	32,99	1:33:15	36,81		
3:39:48	31,61	1:34:15	35,7		
3:40:48	30,34	1:35:15	34,45		
3:41:48	28,98				
3:42:48	27,53				
3:43:48	26,29				

Tabla A.6.3

Presión medida	21	Presión medida	20,7	Presión medida	21,03
Fecha medición	10/09/2016	Fecha medición	11/09/2016	Fecha medición	14/09/2016
Hora medición	4:35	Hora medición	6:49	Hora medición	8:16
Flujo (m³/d)	1953	Flujo (m³/d)	1765	Flujo (m³/d)	1889
Flujo (m³/h)	81,38	Flujo (m³/h)	73,54	Flujo (m³/h)	78,71
ajuste regresión	1,00	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
4:20:58	61,75	6:35:33	48,55	8:00:30	70,8
4:21:58	60,28	6:36:33	47,25	8:01:30	69,37
4:22:58	58,83	6:37:33	45,92	8:02:30	67,92
4:23:58	57,54	6:38:33	44,74	8:03:30	66,56
4:24:58	56,14	6:39:33	43,4	8:04:30	65,2
4:25:58	54,79	6:40:33	42,21	8:05:30	63,91
4:26:58	53,5	6:41:33	40,94	8:06:30	62,46
4:27:58	51,97	6:42:33	39,67	8:07:30	61,13
4:28:58	50,65	6:43:33	38,48	8:08:30	59,82
4:29:58	49,24	6:44:33	37,22	8:09:30	58,5
4:30:58	47,81	6:45:33	35,92	8:10:30	57,14
4:31:58	46,56	6:46:33	34,76	8:11:30	55,74
4:32:58	45,21	6:47:33	33,64	8:12:30	54,43
4:33:58	43,84	6:48:33	32,39	8:13:30	53,21
4:34:58	42,48	6:49:33	30,98	8:14:30	51,89
4:35:58	41,2	6:50:33	29,96	8:15:30	50,53
4:36:58	39,83	6:51:33	28,63	8:16:30	49,22
4:37:58	38,43	6:52:33	27,45	8:17:30	48,04
4:38:58	37,17	6:53:33	26,14	8:18:30	46,66
4:39:58	35,76	6:54:33	24,94	8:19:30	45,31
4:40:58	34,45	6:55:33	23,7	8:20:30	44,09
4:41:58	33,06	6:56:33	22,5	8:21:30	42,76
4:42:58	31,65	6:57:33	21,27	8:22:30	41,43
4:43:58	30,41	6:58:33	20,92	8:23:30	40,22
4:44:58	29,01			8:24:30	38,88
4:45:58	27,64			8:25:30	37,72
4:46:58	26,26			8:26:30	36,4
4:47:58	24,86			8:27:30	35,18
4:48:58	23,66			8:28:30	33,81
4:49:58	22,28			8:29:30	32,56
4:50:58	20,92			8:30:30	31,25

Tabla A.6.4

Presión medida	21,47	Presión medida	21,95	Presión medida	21,58
Fecha medición	15/09/2016	Fecha medición	16/09/2016	Fecha medición	17/09/2016
Hora medición	10:52	Hora medición	13:28	Hora medición	2:59
Flujo (m³/d)	1793	Flujo (m³/d)	1838	Flujo (m³/d)	1894
Flujo (m³/h)	74,71	Flujo (m³/h)	76,58	Flujo (m³/h)	78,92
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	1,00
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
10:40:15	44,29	13:18:11	72,42	2:45:11	70,04
10:41:15	43,08	13:19:11	71,18	2:46:11	68,69
10:42:15	41,78	13:20:11	69,89	2:47:11	67,32
10:43:15	40,48	13:21:11	68,54	2:48:11	66,05
10:44:15	39,3	13:22:11	67,3	2:49:11	64,73
10:45:15	37,98	13:23:11	65,94	2:50:11	63,35
10:46:15	36,73	13:24:11	64,73	2:51:11	62
10:47:15	35,53	13:25:11	63,39	2:52:11	60,68
10:48:15	34,28	13:26:11	62,09	2:53:11	59,35
10:49:15	32,96	13:27:11	60,68	2:54:11	57,96
10:50:15	31,8	13:28:11	59,48	2:55:11	56,71
10:51:15	30,38	13:29:11	58,12	2:56:11	55,49
10:52:15	29,13	13:30:11	56,93	2:57:11	54,11
10:53:15	27,93	13:31:11	55,64	2:58:11	52,77
10:54:15	26,6	13:32:11	54,28	2:59:11	51,57
10:55:15	25,36	13:33:11	53,13	3:00:11	50,17
10:56:15	24,18	13:34:11	51,79	3:01:11	48,82
10:57:15	22,91	13:35:11	50,49	3:02:11	47,56
10:58:15	21,57	13:36:11	49,26	3:03:11	46,28
10:59:15	20,41	13:37:11	47,94	3:04:11	45,02
11:00:15	20,28	13:38:11	46,75	3:05:11	43,65
		13:39:11	45,52	3:06:11	42,32
		13:40:11	44,24	3:07:11	41,14
		13:41:11	43,03	3:08:11	39,73
		13:42:11	41,8	3:09:11	38,31
		13:43:11	40,51		
		13:44:11	39,41		

Tabla A.6.5

Presión medida	20,13	Presión medida	21,87	Presión medida	22,11
Fecha medición	20/09/2016	Fecha medición	22/09/2016	Fecha medición	24/09/2016
Hora medición	5:10	Hora medición	14:39	Hora medición	3:26
Flujo (m³/d)	1553	Flujo (m³/d)	1883	Flujo (m³/d)	1797
Flujo (m³/h)	64,71	Flujo (m³/h)	78,46	Flujo (m³/h)	74,88
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
5:00:40	68,37	14:30:35	36,76	3:12:39	64,98
5:01:40	67,51	14:31:35	35,23	3:13:39	63,69
5:02:40	66,56	14:32:35	33,84	3:14:39	62,48
5:03:40	65,75	14:33:35	32,49	3:15:39	61,17
5:04:40	64,8	14:34:35	31,54	3:16:39	59,93
5:05:40	63,94	14:35:35	29,85	3:17:39	58,61
5:06:40	63,04	14:36:35	28,42	3:18:39	57,42
5:07:40	61,94	14:37:35	27,35	3:19:39	54,88
5:08:40	60,86	14:38:35	25,91	3:20:39	54,94
5:09:40	59,81	14:39:35	24,69	3:21:39	53,64
5:10:40	58,66	14:40:35	23,89	3:22:39	52,48
5:11:40	57,62	14:41:35	22,11	3:23:39	51,22
5:12:40	56,47	14:42:35	20,81	3:24:39	49,99
5:13:40	55,33	14:43:35	19,53	3:25:39	48,75
5:14:40	54,06	14:44:35	18,24	3:26:39	47,46
5:15:40	53,02	14:45:35	16,93	3:27:39	46,23
5:16:40	51,87			3:28:39	44,91
5:17:40	50,74			3:29:39	43,64
5:18:40	49,6			3:30:39	42,45
5:19:40	48,36			3:31:39	41,23
5:20:40	47,32			3:32:39	39,88
5:21:40	46,13			3:33:39	38,6
5:22:40	45,01			3:34:39	37,48
				3:35:39	36,14
				3:36:39	34,89
				3:37:39	33,62
				3:38:39	32,35
				3:39:39	31,13
				3:40:39	29,86

Tabla A.6.6

Presión medida	21,36	Presión medida	20,9	Presión medida	21,96
Fecha medición	26/09/2016	Fecha medición	28/09/2016	Fecha medición	29/09/2016
Hora medición	15:45	Hora medición	9:18	Hora medición	7:36
Flujo (m³/d)	1533	Flujo (m³/d)	1754	Flujo (m³/d)	1735
Flujo (m³/h)	63,88	Flujo (m³/h)	73,08	Flujo (m³/h)	72,29
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	1,00
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2
15:38:04	35,41	9:10:33	36,25	7:27:05	69,87
15:39:04	34,35	9:11:33	34,98	7:28:05	68,46
15:40:04	33,2	9:12:33	33,64	7:29:05	66,98
15:41:04	32,06	9:13:33	32,42	7:30:05	65,49
15:42:04	30,96	9:14:33	31,09	7:31:05	64,12
15:43:04	29,79	9:15:33	29,78	7:32:05	63,65
15:44:04	28,64	9:16:33	28,49	7:33:05	62,25
15:45:04	27,56	9:17:33	27,32	7:34:05	60,73
15:46:04	26,45	9:18:33	25,96	7:35:05	59,36
15:47:04	25,39	9:19:33	24,73	7:36:05	58,91
15:48:04	24,28	9:20:33	23,48	7:37:05	57,44
15:49:04	23,07	9:21:33	22,14	7:38:05	56,08
15:50:04	21,96	9:22:33	20,96	7:39:05	55,65
15:51:04	20,91	9:23:33	21,66	7:40:05	53,16
15:52:04	19,92			7:41:05	52,84
15:53:04	19,28			7:42:05	51,4
15:54:04	18,87				
15:55:04	17,25				
15:56:04	16,36				

Tabla A.6.7

Presión medida	21,7	Presión medida	20,15	Presión medida	21,23
Fecha medición	01/10/2016	Fecha medición	02/10/2016	Fecha medición	03/10/2016
Hora medición	0:53	Hora medición	16:27	Hora medición	14:56
Flujo (m³/d)	1687	Flujo (m³/d)	1960	Flujo (m³/d)	2035
Flujo (m³/h)	70,29	Flujo (m³/h)	81,67	Flujo (m³/h)	84,79
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	1,00
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2
0:40:18	58,06	16:19:11	49,93	14:45:27	61,58
0:41:18	56,81	16:20:11	48,57	14:46:27	60,09
0:42:18	55,71	16:21:11	47,23	14:47:27	58,69
0:43:18	54,37	16:22:11	45,95	14:48:27	57,33
0:44:18	53,22	16:23:11	44,56	14:49:27	55,83
0:45:18	52,01	16:24:11	43,29	14:50:27	54,33
0:46:18	50,8	16:25:11	41,88	14:51:27	53,03
0:47:18	49,7	16:26:11	40,52	14:52:27	51,59
0:48:18	48,49	16:27:11	39,15	14:53:27	50,08
0:49:18	47,4	16:28:11	37,87	14:54:27	48,71
0:50:18	46,21	16:29:11	36,29	14:55:27	47,37
0:51:18	45,06	16:30:11	34,94	14:56:27	45,94
0:52:18	43,83	16:31:11	33,72	14:57:27	44,46
0:53:18	42,59	16:32:11	32,41	14:58:27	43,1
0:54:18	41,49	16:33:11	31,06	14:59:27	41,69
0:55:18	40,29	16:34:11	29,6	15:00:27	40,24
0:56:18	39,09	16:35:11	28,16	15:01:27	38,89
0:57:18	38,01	16:36:11	26,88	15:02:27	37,49
0:58:18	36,8	16:37:11	25,49	15:03:27	36,03
0:59:18	35,68	16:38:11	24,07	15:04:27	34,61
1:00:18	34,53	16:39:11	22,74	15:05:27	33,36
1:01:18	33,38				
1:02:18	32,16				
1:03:18	31				
1:04:18	29,86				

Tabla A.6.8

Presión medida	21,21	Presión medida	20,8	Presión medida	20,4
Fecha medición	04/10/2016	Fecha medición	07/10/2016	Fecha medición	08/10/2016
Hora medición	4:40	Hora medición	17:57	Hora medición	2:30
Flujo (m³/d)	1718	Flujo (m³/d)	1778	Flujo (m³/d)	1958
Flujo (m³/h)	71,58	Flujo (m³/h)	74,08	Flujo (m³/h)	81,58
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
4:25:38	66,13	17:46:10	42,77	2:20:17	69,98
4:26:38	65,1	17:47:10	41,68	2:21:17	68,54
4:27:38	64,98	17:48:10	40,46	2:22:17	67,21
4:28:38	62,6	17:49:10	39,26	2:23:17	65,76
4:29:38	61,45	17:50:10	38	2:24:17	64,45
4:30:38	60,22	17:51:10	36,68	2:25:17	63,01
4:31:38	59,04	17:52:10	35,47	2:26:17	61,59
4:32:38	57,78	17:53:10	34,16	2:27:17	60,28
4:33:38	56,58	17:54:10	32,83	2:28:17	58,84
4:34:38	55,44	17:55:10	31,6	2:29:17	57,45
4:35:38	54,22	17:56:10	30,26	2:30:17	56,13
4:36:38	53,08	17:57:10	29,03	2:31:17	54,65
4:37:38	51,89	17:58:10	27,72	2:32:17	53,31
4:38:38	50,68	17:59:10	26,42	2:33:17	51,92
4:39:38	49,46	18:00:10	25,24	2:34:17	50,53
4:40:38	48,34	18:01:10	23,98	2:35:17	49,24
4:41:38	47,1	18:02:10	22,74	2:36:17	47,85
4:42:38	45,96	18:03:10	21,46	2:37:17	46,47
4:43:38	44,74	18:04:10	20,28	2:38:17	45,23
4:44:38	43,5	18:05:10	19,28	2:39:17	43,86
4:45:38	42,36	18:06:10	19,61	2:40:17	42,5
4:46:38	41,16			2:41:17	41,22
4:47:38	40,06			2:42:17	39,81
4:48:38	38,84			2:43:17	38,45
4:49:38	37,69			2:44:17	37,17
4:50:38	36,48			2:45:17	35,78
4:51:38	35,34			2:46:17	34,49
4:52:38	34,16			2:47:17	33,13
4:53:38	32,92			2:48:17	31,83
4:54:38	31,72			2:49:17	30,46
4:55:38	30,59			2:50:17	29,14

Tabla A.6.9

Presión medida	21,62	Presión medida	21,6	Presión medida	21,45
Fecha medición	09/10/2016	Fecha medición	10/10/2016	Fecha medición	13/10/2016
Hora medición	18:15	Hora medición	19:42	Hora medición	8:21
Flujo (m³/d)	1990	Flujo (m³/d)	1849	Flujo (m³/d)	1864
Flujo (m³/h)	82,92	Flujo (m³/h)	77,04	Flujo (m³/h)	77,67
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	1
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
18:05:00	49,51	19:34:30	44,03	8:13:11	79,8
18:06:00	48,16	19:35:30	42,72	8:14:11	78,45
18:07:00	46,53	19:36:30	41,49	8:15:11	77,18
18:08:00	45,23	19:37:30	40,19	8:16:11	75,86
18:09:00	43,68	19:38:30	38,86	8:17:11	74,56
18:10:00	42,34	19:39:30	37,69	8:18:11	73,21
18:11:00	40,85	19:40:30	36,33	8:19:11	72
18:12:00	39,36	19:41:30	35,09	8:20:11	70,65
18:13:00	38,99	19:42:30	33,73	8:21:11	69,3
18:14:00	37,48	19:43:30	32,41	8:22:11	68,06
18:15:00	35,1	19:44:30	31,2	8:23:11	66,73
18:16:00	34,61	19:45:30	29,73	8:24:11	65,47
18:17:00	33,23	19:46:30	28,52	8:25:11	64,14
18:18:00	32,71	19:47:30	27,19	8:26:11	62,82
18:19:00	30,38	19:48:30	26	8:27:11	61,64
18:20:00	28,85	19:49:30	24,65	8:28:11	60,22
18:21:00	27,4	19:50:30	23,33	8:29:11	59,01
18:22:00	26	19:51:30	22,13	8:30:11	57,7
18:23:00	24,53	19:52:30	20,83	8:31:11	56,4
18:24:00	22,19	19:53:30	19,72	8:32:11	55,23
18:25:00	21,72	19:54:30	18,63	8:33:11	53,94
18:26:00	20,35				
18:27:00	19,1				

Tabla A.6.10

Presión medida	22,16	Presión medida	21,11	Presión medida	20,98
Fecha medición	14/10/2016	Fecha medición	15/10/2016	Fecha medición	16/10/2016
Hora medición	20:59	Hora medición	10:39	Hora medición	9:26
Flujo (m³/d)	1665	Flujo (m³/d)	2021	Flujo (m³/d)	1973
Flujo (m³/h)	69,38	Flujo (m³/h)	84,21	Flujo (m³/h)	82,21
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	1
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
20:50:31	92,55	10:27:15	65,71	9:18:32	52,69
20:51:31	91,38	10:28:15	64,22	9:19:32	51,31
20:52:31	90,89	10:29:15	62,75	9:20:32	49,82
20:53:31	89,56	10:30:15	61,31	9:21:32	48,37
20:54:31	88,34	10:31:15	59,89	9:22:32	46,88
20:55:31	87,56	10:32:15	58,55	9:23:32	45,42
20:56:31	86,01	10:33:15	57,12	9:24:32	43,95
20:57:31	85,79	10:34:15	55,65	9:25:32	42,59
20:58:31	84,46	10:35:15	54,3	9:26:32	41,16
20:59:31	82,25	10:36:15	52,85	9:27:32	39,7
21:00:31	81,02	10:37:15	51,4	9:28:32	38,34
21:01:31	80,57	10:38:15	49,8	9:29:32	36,85
21:02:31	79,26	10:39:15	48,68	9:30:32	35,44
21:03:31	78,05	10:40:15	47,3	9:31:32	34,94
21:04:31	76,04	10:41:15	45,83	9:32:32	33,45
		10:42:15	44,4	9:33:32	32,08
		10:43:15	43,08	9:34:32	31,59
		10:44:15	41,64	9:35:32	28,08
		10:45:15	40,21	9:36:32	27,69
		10:46:15	38,86	9:37:32	26,15
		10:47:15	37,46	9:38:32	25,78
		10:48:15	36,05	9:39:32	23,32
		10:49:15	34,73		
		10:50:15	33,31		
		10:51:15	31,86		
		10:52:15	30,53		

Tabla A.6.11

Presión medida	20,91	Presión medida	21,27	Presión medida	21,33
Fecha medición	18/10/2016	Fecha medición	20/10/2016	Fecha medición	22/10/2016
Hora medición	23:48	Hora medición	22:31	Hora medición	3:54
Flujo (m³/d)	1703	Flujo (m³/d)	1166	Flujo (m³/d)	1602
Flujo (m³/h)	70,96	Flujo (m³/h)	48,58	Flujo (m³/h)	66,75
ajuste regresión	0,18	ajuste regresión	0,60	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
23:41:20	38,78	22:20:45	22,62	3:44:07	73,8
23:42:20	37,97	22:21:45	37,88	3:45:07	72,55
23:43:20	36,78	22:22:45	36,8	3:46:07	71,47
23:44:20	35,67	22:23:45	35,6	3:47:07	70,27
23:45:20	34,5	22:24:45	34,52	3:48:07	69,21
23:46:20	33,23	22:25:45	33,31	3:49:07	68,03
23:47:20	31,99	22:26:45	32,29	3:50:07	66,98
23:48:20	30,85	22:27:45	31,14	3:51:07	65,74
23:49:20	29,68	22:28:45	30,15	3:52:07	64,71
23:50:20	28,39	22:29:45	29,01	3:53:07	63,52
23:51:20	27,25	22:30:45	28,02	3:54:07	62,44
23:52:20	26,08	22:31:45	26,81	3:55:07	61,33
23:53:20	24,87	22:32:45	25,82	3:56:07	60,26
23:54:20	23,67	22:33:45	24,63	3:57:07	59,17
23:55:20	22,54	22:34:45	23,63	3:58:07	57,95
23:56:20	21,35	22:35:45	22,46	3:59:07	56,86
		22:36:45	21,43	4:00:07	55,85
		22:37:45	20,22	4:01:07	54,84
				4:02:07	53,58
				4:03:07	52,63
				4:04:07	51,46

Tabla A.6.12

Presión medida	21,37	Presión medida	20,45	Presión medida	21,77
Fecha medición	25/10/2016	Fecha medición	26/10/2016	Fecha medición	29/10/2016
Hora medición	16:43	Hora medición	15:30	Hora medición	10:00
Flujo (m³/d)	2038	Flujo (m³/d)	1747	Flujo (m³/d)	1926
Flujo (m³/h)	84,92	Flujo (m³/h)	72,79	Flujo (m³/h)	80,25
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
16:31:05	65,34	15:19:13	51,34	9:55:39	68,65
16:32:05	63,93	15:20:13	50,02	9:56:39	67,39
16:33:05	62,24	15:21:13	48,87	9:57:39	65,99
16:34:05	61,04	15:22:13	47,55	9:58:39	64,75
16:35:05	59,48	15:23:13	46,4	9:59:39	63,24
16:36:05	58,02	15:24:13	45,12	10:00:39	61,98
16:37:05	56,73	15:25:13	43,97	10:01:39	60,23
16:38:05	55,14	15:26:13	42,7	10:02:39	59,25
16:39:05	53,87	15:27:13	41,55	10:03:39	57,91
16:40:05	52,44	15:28:13	40,27	10:04:39	56,61
16:41:05	50,85	15:29:13	39,07	10:05:39	55,29
16:42:05	49,55	15:30:13	37,77	10:06:39	54,1
16:43:05	48,16	15:31:13	36,63		
16:44:05	46,69	15:32:13	35,39		
16:45:05	45,31	15:33:13	34,26		
16:46:05	43,94	15:34:13	33		
16:47:05	42,64	15:35:13	31,86		
16:48:05	41,1	15:36:13	30,56		
16:49:05	39,75	15:37:13	29,45		
16:50:05	38,48	15:38:13	28,19		
16:51:05	36,85	15:39:13	27,05		

Tabla A.6.13

Presión medida	21,02	Presión medida	20,89	Presión medida	21,34
Fecha medición	31/10/2016	Fecha medición	03/11/2016	Fecha medición	04/11/2016
Hora medición	11:53	Hora medición	22:10	Hora medición	19:40
Flujo (m³/d)	1961	Flujo (m³/d)	1805	Flujo (m³/d)	1948
Flujo (m³/h)	81,71	Flujo (m³/h)	75,21	Flujo (m³/h)	81,17
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
11:45:53	71,02	22:05:38	60,92	19:30:09	47,02
11:46:53	70,8	22:06:38	59,35	19:31:09	45,72
11:47:53	69,4	22:07:38	58,8	19:32:09	44,17
11:48:53	67,9	22:08:38	57,29	19:33:09	42,9
11:49:53	66,51	22:09:38	56,8	19:34:09	41,45
11:50:53	65,15	22:10:38	55,26	19:35:09	40,27
11:51:53	63,76	22:11:38	53,73	19:36:09	38,7
11:52:53	62,4	22:12:38	52,27	19:37:09	36,88
11:53:53	60,89	22:13:38	51,87	19:38:09	36,1
11:54:53	59,61	22:14:38	49,25	19:39:09	34,81
11:55:53	58,1	22:15:38	48,73	19:40:09	33,42
11:56:53	56,83	22:16:38	46,92	19:41:09	32,05
11:57:53	55,37			19:42:09	30,7
11:58:53	54,09			19:43:09	29,37
11:59:53	52,69			19:44:09	28,09
12:00:53	51,55			19:45:09	26,6
12:01:53	50,02			19:46:09	25,29
				19:47:09	23,92
				19:48:09	22,66
				19:49:09	21,13

Tabla A.6.14

Presión medida	21,89	Presión medida	20,25	Presión medida	20,55
Fecha medición	05/11/2016	Fecha medición	06/11/2016	Fecha medición	07/11/2016
Hora medición	13:49	Hora medición	1:38	Hora medición	6:37
Flujo (m³/d)	1803	Flujo (m³/d)	1860	Flujo (m³/d)	1811
Flujo (m³/h)	75,13	Flujo (m³/h)	77,50	Flujo (m³/h)	75,46
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
13:40:21	69,28	1:29:19	56,52	6:26:48	73,01
13:41:21	68,1	1:30:19	55,18	6:27:48	71,09
13:42:21	66,73	1:31:19	53,69	6:28:48	69,22
13:43:21	65,59	1:32:19	52,46	6:29:48	68,22
13:44:21	64,14	1:33:19	51,11	6:30:48	67,43
13:45:21	63,02	1:34:19	49,89	6:31:48	65,45
13:46:21	61,69	1:35:19	48,49	6:32:48	64,56
13:47:21	60,61	1:36:19	47,26	6:33:48	63,5
13:48:21	59,24	1:37:19	45,83	6:34:48	62,84
13:49:21	58,02	1:38:19	44,69	6:35:48	61,69
13:50:21	56,68	1:39:19	43,31	6:36:48	60,03
13:51:21	55,47	1:40:19	42,16	6:37:48	59,02
13:52:21	54,28	1:41:19	40,69	6:38:48	58,39
13:53:21	52,96	1:42:19	39,48	6:39:48	56,26
13:54:21	51,79	1:43:19	38,12	6:40:48	55,49
13:55:21	50,52	1:44:19	36,93	6:41:48	53,62
		1:45:19	35,63	6:42:48	52,9
		1:46:19	34,45	6:43:48	50,95
		1:47:19	33,1	6:44:48	49,14
		1:48:19	31,88	6:45:48	48,27
		1:49:19	30,62	6:46:48	46,43

Tabla A.6.15

Presión medida	21,25	Presión medida	21,26	Presión medida	21,66
Fecha medición	10/11/2016	Fecha medición	11/11/2016	Fecha medición	12/11/2016
Hora medición	23:19	Hora medición	21:59	Hora medición	17:30
Flujo (m³/d)	1892	Flujo (m³/d)	1877	Flujo (m³/d)	1663
Flujo (m³/h)	78,83	Flujo (m³/h)	78,21	Flujo (m³/h)	69,29
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	1
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
23:15:21	30,11	21:55:09	18,39	17:27:09	29,65
23:16:21	29,66	21:56:09	17,39	17:28:09	28,56
23:17:21	28,15	21:57:09	15,41	17:29:09	26,87
23:18:21	26,64	21:58:09	14,42	17:30:09	25,75
23:19:21	25,13	21:59:09	12,44	17:31:09	24,76
23:20:21	24,44	22:00:09	11,48	17:32:09	23,97
23:21:21	22,63	22:01:09	10,67	17:33:09	22,26
23:22:21	21,17	22:02:09	9,51	17:34:09	21,67

Tabla A.6.16

Presión medida	21,51	Presión medida	21,99	Presión medida	22,18
Fecha medición	15/11/2016	Fecha medición	20/11/2016	Fecha medición	25/11/2016
Hora medición	20:00	Hora medición	4:50	Hora medición	22:30
Flujo (m³/d)	1746	Flujo (m³/d)	1879	Flujo (m³/d)	1976
Flujo (m³/h)	72,75	Flujo (m³/h)	78,29	Flujo (m³/h)	82,33
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
19:55:09	25,89	4:43:30	91,56	22:22:21	90,12
19:56:09	24,77	4:44:30	90,23	22:23:21	88,78
19:57:09	23,65	4:45:30	88,84	22:24:21	87,07
19:58:09	21,51	4:46:30	87,6	22:25:21	85,74
19:59:09	20,34	4:47:30	86,34	22:26:21	84,19
20:00:09	19,22	4:48:30	84,95	22:27:21	82,92
20:01:09	18,79	4:49:30	83,53	22:28:21	81,1
20:02:09	17,67	4:50:30	82,39	22:29:21	79,85
20:03:09	16,45	4:51:30	80,9	22:30:21	78,18
20:04:09	15,51	4:52:30	79,76	22:31:21	76,83
20:05:09	14,24	4:53:30	78,39	22:32:21	75,32
20:06:09	12,12	4:54:30	77,15	22:33:21	74,95
20:07:09	11,81	4:55:30	75,87	22:34:21	73,46
20:08:09	9,78	4:56:30	74,51	22:35:21	72,98
20:09:09	8,07	4:57:30	73,27	22:36:21	70,61
		4:58:30	71,97		

Tabla A.6.17

Centro Colector # 9

Presión medida	14,21	Presión medida	13,9	Presión medida	13,11
Fecha medición	02/09/2016	Fecha medición	03/09/2016	Fecha medición	04/09/2016
Hora medición	0:30	Hora medición	5:24	Hora medición	15:50
Flujo (m³/d)	269	Flujo (m³/d)	376	Flujo (m³/d)	284
Flujo (m³/h)	11,21	Flujo (m³/h)	15,67	Flujo (m³/h)	11,83
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
0:20:23	36,84	5:20:00	23,94	15:47:33	19,05
0:21:23	36,55	5:21:00	23,62	15:48:33	18,88
0:22:23	36,49	5:22:00	23,38	15:49:33	18,65
0:23:23	36,25	5:23:00	23,12	15:50:33	18,35
0:24:23	36,06	5:24:00	22,89	15:51:33	18,28
0:25:23	35,89	5:25:00	22,68	15:52:33	18,09
0:26:23	35,69	5:26:00	22,43	15:53:33	17,83
0:27:23	35,44	5:27:00	22,05	15:54:33	17,68
0:28:23	35,28	5:28:00	21,78		
0:29:23	35,14				
0:30:23	34,88				
0:31:23	34,85				
0:32:23	34,65				
0:33:23	34,38				
0:34:23	34,21				
0:35:23	34,02				
0:36:23	33,84				
0:37:23	33,75				
0:38:23	33,41				
0:39:23	33,19				
0:40:23	33,01				

Tabla A.6.18

Presión medida	12,29	Presión medida	13,23	Presión medida	14,21
Fecha medición	05/09/2016	Fecha medición	08/09/2016	Fecha medición	09/09/2016
Hora medición	3:30	Hora medición	1:20	Hora medición	12:59
Flujo (m³/d)	413	Flujo (m³/d)	312	Flujo (m³/d)	296
Flujo (m³/h)	17,21	Flujo (m³/h)	13,00	Flujo (m³/h)	12,33
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
3:22:23	24,94	1:12:23	23,25	12:49:04	26,17
3:23:23	24,62	1:13:23	23,04	12:50:04	25,73
3:24:23	24,38	1:14:23	22,93	12:51:04	25,64
3:25:23	24,12	1:15:23	22,48	12:52:04	25,44
3:26:23	23,89	1:16:23	22,45	12:53:04	25,24
3:27:23	23,68	1:17:23	22,15	12:54:04	25,13
3:28:23	23,43	1:18:23	22,02	12:55:04	25,01
3:29:23	23,05	1:19:23	21,74	12:56:04	24,63
3:30:23	22,78	1:20:23	21,46	12:57:04	24,18
3:31:23	22,46	1:21:23	21,07	12:58:04	24,11
3:32:23	22,05	1:22:23	20,89	12:59:04	23,91
3:33:23	21,85	1:23:23	20,81	13:00:04	23,81
3:34:23	21,35	1:24:23	20,69	13:01:04	23,55
3:35:23	21,28	1:25:23	20,49	13:02:04	23,29
3:36:23	20,99	1:26:23	20,22	13:03:04	23,21
3:37:23	20,73	1:27:23	20,03	13:04:04	23,06
3:38:23	20,38	1:28:23	19,84	13:05:04	22,85
				13:06:04	22,77
				13:07:04	22,51
				13:08:04	21,99
				13:09:04	21,79

Tabla A.6.19

Presión medida	14,14	Presión medida	14,94	Presión medida	15,46
Fecha medición	10/09/2016	Fecha medición	11/09/2016	Fecha medición	14/09/2016
Hora medición	4:35	Hora medición	6:49	Hora medición	8:16
Flujo (m³/d)	400	Flujo (m³/d)	361	Flujo (m³/d)	335
Flujo (m³/h)	16,67	Flujo (m³/h)	15,04	Flujo (m³/h)	13,96
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2
4:26:58	31,72	6:41:33	26,96	12:08:30	15,87
4:27:58	31,59	6:42:33	26,75	12:09:30	15,69
4:28:58	31,24	6:43:33	26,45	12:10:30	15,41
4:29:58	30,72	6:44:33	26,26	12:11:30	15,14
4:30:58	30,41	6:45:33	26,18	12:12:30	14,86
4:31:58	30,13	6:46:33	25,83	12:13:30	14,57
4:32:58	29,83	6:47:33	25,59	12:14:30	14,12
4:33:58	29,57	6:48:33	25,39	12:15:30	13,94
4:34:58	29,27	6:49:33	25,19	12:16:30	13,66
4:35:58	28,89	6:50:33	24,86	12:17:30	13,54
4:36:58	28,69	6:51:33	24,61	12:18:30	13,37
4:37:58	28,59	6:52:33	24,35	12:19:30	13,15
4:38:58	28,22	6:53:33	24,01	12:20:30	13,01
4:39:58	27,94	6:54:33	23,83	12:21:30	12,78
4:40:58	27,66	6:55:33	23,67	12:22:30	12,49
4:41:58	27,52	6:56:33	23,11	12:23:30	12,35
4:42:58	27,06	6:57:33	22,89	12:24:30	12,13
4:43:58	26,99			12:25:30	11,91
4:44:58	26,91				

Tabla A.6.20

Presión medida	15,43	Presión medida	14,81	Presión medida	14,87
Fecha medición	15/09/2016	Fecha medición	16/09/2016	Fecha medición	17/09/2016
Hora medición	10:52	Hora medición	13:28	Hora medición	2:59
Flujo (m³/d)	331	Flujo (m³/d)	322	Flujo (m³/d)	362
Flujo (m³/h)	13,79	Flujo (m³/h)	13,42	Flujo (m³/h)	15,08
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
10:45:15	33,52	13:20:11	21,66	2:51:11	43,66
10:46:15	33,29	13:21:11	21,39	2:52:11	42,85
10:47:15	33,04	13:22:11	21,38	2:53:11	42,58
10:48:15	32,89	13:23:11	21,17	2:54:11	42,25
10:49:15	32,64	13:24:11	21,07	2:55:11	41,94
10:50:15	32,33	13:25:11	20,84	2:56:11	41,7
10:51:15	32,17	13:26:11	20,53	2:57:11	41,34
10:52:15	31,89	13:27:11	20,27	2:58:11	41,02
10:53:15	31,65	13:28:11	20,09	2:59:11	40,84
10:54:15	31,45	13:29:11	19,9	3:00:11	40,69
10:55:15	31,29	13:30:11	19,47	3:01:11	40,31
10:56:15	31,06	13:31:11	19,32	3:02:11	40,15
10:57:15	30,81	13:32:11	19,15	3:03:11	40,08
10:58:15	30,41	13:33:11	18,89	3:04:11	39,82
10:59:15	30,35	13:34:11	18,65	3:05:11	39,58
11:00:15	30,05	13:35:11	18,51	3:06:11	39,29
		13:36:11	18,07	3:07:11	38,95

Tabla A.6.21

Presión medida	13,94	Presión medida	13,75	Presión medida	13,34
Fecha medición	20/09/2016	Fecha medición	22/09/2016	Fecha medición	24/09/2016
Hora medición	5:10	Hora medición	14:39	Hora medición	3:26
Flujo (m³/d)	311	Flujo (m³/d)	313	Flujo (m³/d)	318
Flujo (m³/h)	12,96	Flujo (m³/h)	13,04	Flujo (m³/h)	13,25
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
5:02:40	29,94	14:32:35	32,46	3:17:39	29,58
5:03:40	29,63	14:33:35	32,26	3:18:39	29,38
5:04:40	29,31	14:34:35	32,02	3:19:39	29,12
5:05:40	29,15	14:35:35	31,83	3:20:39	29,01
5:06:40	28,98	14:36:35	31,64	3:21:39	28,91
5:07:40	28,73	14:37:35	31,41	3:22:39	28,41
5:08:40	28,58	14:38:35	31,19	3:23:39	28,17
5:09:40	28,29	14:39:35	31,02	3:24:39	28,06
5:10:40	28,02	14:40:35	30,86	3:25:39	27,98
5:11:40	27,87	14:41:35	30,68	3:26:39	27,89
5:12:40	27,64	14:42:35	30,33	3:27:39	27,48
5:13:40	27,32	14:43:35	30,15	3:28:39	27,23
5:14:40	27,18	14:44:35	29,99	3:29:39	26,99
5:15:40	27,04	14:45:35	29,71	3:30:39	26,75
5:16:40	26,82	14:46:35	29,44	3:31:39	26,35
5:17:40	26,69	14:47:35	29,14	3:32:39	26,15
5:18:40	26,37	14:48:35	28,91	3:33:39	26,07
5:19:40	26,14			3:34:39	25,91
				3:35:39	25,74

Tabla A.6.22

Presión medida	14,74	Presión medida	13,85	Presión medida	13,42
Fecha medición	26/09/2016	Fecha medición	28/09/2016	Fecha medición	29/09/2016
Hora medición	15:45	Hora medición	9:18	Hora medición	7:36
Flujo (m³/d)	298	Flujo (m³/d)	307	Flujo (m³/d)	368
Flujo (m³/h)	12,42	Flujo (m³/h)	12,79	Flujo (m³/h)	15,33
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
15:36:53	21,87	9:11:33	27,89	7:28:05	31,85
15:37:53	21,61	9:12:33	27,67	7:29:05	31,54
15:38:53	21,35	9:13:33	27,31	7:30:05	31,23
15:39:53	21,15	9:14:33	27,16	7:31:05	31,05
15:40:53	20,96	9:15:33	26,91	7:32:05	30,84
15:41:53	20,77	9:16:33	26,73	7:33:05	30,61
15:42:53	20,58	9:17:33	26,55	7:34:05	30,33
15:43:53	20,22	9:18:33	26,34	7:35:05	30,12
15:44:53	20,05	9:19:33	26,15	7:36:05	29,85
15:45:53	19,94	9:20:33	26,07	7:37:05	29,54
15:46:53	19,76	9:21:33	25,83	7:38:05	29,15
15:47:53	19,53	9:22:33	25,57	7:39:05	28,99
15:48:53	19,27	9:23:33	25,14	7:40:05	28,71
15:49:53	19,08	9:24:33	24,94	7:41:05	28,45
15:50:53	18,95			7:42:05	28,25
15:51:53	18,79			7:43:05	28,08
15:52:53	18,43				
15:53:53	18,25				
15:54:53	18,07				

Tabla A.6.23

Presión medida	13,78	Presión medida	14,51	Presión medida	14,64
Fecha medición	01/10/2016	Fecha medición	02/10/2016	Fecha medición	03/10/2016
Hora medición	0:53	Hora medición	16:27	Hora medición	14:56
Flujo (m³/d)	377	Flujo (m³/d)	332	Flujo (m³/d)	346
Flujo (m³/h)	15,71	Flujo (m³/h)	13,83	Flujo (m³/h)	14,42
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
0:43:18	40,74	16:17:11	18,84	14:49:27	49,87
0:44:18	40,55	16:18:11	18,66	14:50:27	49,69
0:45:18	40,28	16:19:11	18,54	14:51:27	49,31
0:46:18	40,01	16:20:11	18,27	14:52:27	49,14
0:47:18	39,88	16:21:11	18,04	14:53:27	49,02
0:48:18	39,65	16:22:11	17,84	14:54:27	48,85
0:49:18	39,36	16:23:11	17,57	14:55:27	48,73
0:50:18	39,1	16:24:11	17,27	14:56:27	48,27
0:51:18	38,81	16:25:11	17,01	14:57:27	48,09
0:52:18	38,72	16:26:11	16,9	14:58:27	47,83
0:53:18	38,46	16:27:11	16,69	14:59:27	47,61
0:54:18	38,02	16:28:11	16,37	15:00:27	47,28
0:55:18	37,84	16:29:11	16,1	15:01:27	47,05
0:56:18	37,25	16:30:11	15,92	15:02:27	46,86
0:57:18	37,09	16:31:11	15,71	15:03:27	46,51
0:58:18	36,82	16:32:11	15,47	15:04:27	46,19
0:59:18	36,64	16:33:11	15,28		
1:00:18	36,38	16:34:11	15,01		
1:01:18	36,16	16:35:11	14,89		
1:02:18	35,91	16:36:11	14,55		
1:03:18	35,67	16:37:11	14,17		

Tabla A.6.24

Presión medida	13,68	Presión medida	15,48	Presión medida	14,71
Fecha medición	04/10/2016	Fecha medición	07/10/2016	Fecha medición	08/10/2016
Hora medición	4:40	Hora medición	17:57	Hora medición	2:30
Flujo (m³/d)	320	Flujo (m³/d)	338	Flujo (m³/d)	360
Flujo (m³/h)	13,33	Flujo (m³/h)	14,08	Flujo (m³/h)	15,00
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
4:30:38	33,72	17:49:10	29,98	2:22:17	25,96
4:31:38	33,59	17:50:10	29,69	2:23:17	25,66
4:32:38	33,26	17:51:10	29,52	2:24:17	25,31
4:33:38	33,08	17:52:10	29,25	2:25:17	24,96
4:34:38	32,82	17:53:10	29,02	2:26:17	24,71
4:35:38	32,68	17:54:10	28,83	2:27:17	24,29
4:36:38	32,26	17:55:10	28,71	2:28:17	24,01
4:37:38	32,03	17:56:10	28,56	2:29:17	23,88
4:38:38	31,86	17:57:10	28,29	2:30:17	23,65
4:39:38	31,69	17:58:10	27,98	2:31:17	23,32
4:40:38	31,31	17:59:10	27,6	2:32:17	23,12
4:41:38	31,16	18:00:10	27,34	2:33:17	22,98
4:42:38	31,01	18:01:10	27,05	2:34:17	22,72
4:43:38	30,88	18:02:10	26,86	2:35:17	22,35
4:44:38	30,67	18:03:10	26,61	2:36:17	22,19
4:45:38	30,31	18:04:10	26,49	2:37:17	22,07
4:46:38	30,11	18:05:10	26,21	2:38:17	21,89
4:47:38	29,94	18:06:10	26,06	2:39:17	21,64
4:48:38	29,78	18:07:10	25,87		
4:49:38	29,51				
4:50:38	29,25				

Tabla A.6.25

Presión medida	13,21	Presión medida	14,94	Presión medida	14,93
Fecha medición	09/10/2016	Fecha medición	10/10/2016	Fecha medición	13/10/2016
Hora medición	18:15	Hora medición	19:42	Hora medición	8:21
Flujo (m³/d)	357	Flujo (m³/d)	416	Flujo (m³/d)	388
Flujo (m³/h)	14,88	Flujo (m³/h)	17,33	Flujo (m³/h)	16,17
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
18:08:00	39,16	19:32:30	47,24	8:14:11	29,98
18:09:00	38,91	19:33:30	47,01	8:15:11	29,71
18:10:00	38,64	19:34:30	46,65	8:16:11	29,29
18:11:00	38,28	19:35:30	46,29	8:17:11	29,16
18:12:00	38,02	19:36:30	46,15	8:18:11	28,93
18:13:00	37,81	19:37:30	45,86	8:19:11	28,64
18:14:00	37,64	19:38:30	45,5	8:20:11	28,29
18:15:00	37,32	19:39:30	45,24	8:21:11	28,08
18:16:00	37,09	19:40:30	45,01	8:22:11	27,89
18:17:00	36,83	19:41:30	44,89	8:23:11	27,58
18:18:00	36,51	19:42:30	44,73	8:24:11	27,23
18:19:00	36,32	19:43:30	44,2	8:25:11	27,05
18:20:00	36,11	19:44:30	43,94	8:26:11	26,64
18:21:00	35,94	19:45:30	43,64	8:27:11	26,45
18:22:00	35,71	19:46:30	43,37	8:28:11	26,15
		19:47:30	43,14	8:29:11	25,92
		19:48:30	42,8		
		19:49:30	42,46		
		19:50:30	41,92		
		19:51:30	41,63		
		19:52:30	41,24		

Tabla A.6.26

Presión medida	14,87	Presión medida	14,97	Presión medida	13,02
Fecha medición	14/10/2016	Fecha medición	15/10/2016	Fecha medición	16/10/2016
Hora medición	20:59	Hora medición	10:39	Hora medición	9:26
Flujo (m³/d)	400	Flujo (m³/d)	385	Flujo (m³/d)	389
Flujo (m³/h)	16,67	Flujo (m³/h)	16,04	Flujo (m³/h)	16,21
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2
20:52:31	18,53	10:30:15	31,12	9:18:32	18,16
20:53:31	18,16	10:31:15	30,93	9:19:32	17,94
20:54:31	17,81	10:32:15	30,61	9:20:32	17,79
20:55:31	17,52	10:33:15	30,25	9:21:32	17,53
20:56:31	17,29	10:34:15	30,03	9:22:32	17,01
20:57:31	17,07	10:35:15	29,88	9:23:32	16,82
20:58:31	16,87	10:36:15	29,58	9:24:32	16,31
20:59:31	16,62	10:37:15	29,26	9:25:32	16,19
21:00:31	16,19	10:38:15	28,94	9:26:32	16,04
21:01:31	15,89	10:39:15	28,58	9:27:32	15,83
21:02:31	15,75	10:40:15	28,38	9:28:32	15,66
21:03:31	15,24	10:41:15	28,15	9:29:32	15,23
21:04:31	15,09	10:42:15	27,95	9:30:32	15,07
21:05:31	14,8	10:43:15	27,68	9:31:32	14,74
21:06:31	14,63	10:44:15	27,31	9:32:32	14,32
		10:45:15	27,15	9:33:32	14,08
		10:46:15	26,92		
		10:47:15	26,86		
		10:48:15	26,24		
		10:49:15	25,94		
		10:50:15	25,7		

Tabla A.6.27

Presión medida	14,36	Presión medida	14,3	Presión medida	13,58
Fecha medición	18/10/2016	Fecha medición	20/10/2016	Fecha medición	22/10/2016
Hora medición	23:48	Hora medición	22:31	Hora medición	3:54
Flujo (m³/d)	361	Flujo (m³/d)	317	Flujo (m³/d)	366
Flujo (m³/h)	15,04	Flujo (m³/h)	13,21	Flujo (m³/h)	15,25
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
23:41:20	31,81	22:23:45	55,83	3:46:07	47,13
23:42:20	31,54	22:24:45	55,57	3:47:07	46,94
23:43:20	31,26	22:25:45	55,29	3:48:07	46,72
23:44:20	31,11	22:26:45	55,16	3:49:07	46,29
23:45:20	30,96	22:27:45	54,95	3:50:07	46,02
23:46:20	30,69	22:28:45	54,88	3:51:07	45,91
23:47:20	30,29	22:29:45	54,64	3:52:07	45,65
23:48:20	30,07	22:30:45	54,35	3:53:07	45,27
23:49:20	29,88	22:31:45	54,16	3:54:07	45,03
23:50:20	29,64	22:32:45	53,91	3:55:07	44,88
23:51:20	29,31	22:33:45	53,73	3:56:07	44,66
23:52:20	29,12	22:34:45	53,37	3:57:07	44,28
23:53:20	28,91	22:35:45	53,18	3:58:07	44,01
23:54:20	28,66	22:36:45	52,99	3:59:07	43,87
23:55:20	28,24	22:37:45	52,74	4:00:07	43,61
23:56:20	27,98	22:38:45	52,52	4:01:07	43,22
		22:39:45	52,25	4:02:07	43,05
				4:03:07	42,9

Tabla A.6.28

Presión medida	14,78	Presión medida	14,21	Presión medida	13,1
Fecha medición	25/10/2016	Fecha medición	26/10/2016	Fecha medición	29/10/2016
Hora medición	16:43	Hora medición	15:30	Hora medición	10:00
Flujo (m³/d)	360	Flujo (m³/d)	400	Flujo (m³/d)	311
Flujo (m³/h)	15,00	Flujo (m³/h)	16,67	Flujo (m³/h)	12,96
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
16:34:05	32,14	15:21:13	27,59	9:55:39	73,13
16:35:05	31,89	15:22:13	27,27	9:56:39	72,88
16:36:05	31,55	15:23:13	26,92	9:57:39	72,64
16:37:05	31,25	15:24:13	26,6	9:58:39	72,29
16:38:05	31,04	15:25:13	26,28	9:59:39	72,12
16:39:05	30,81	15:26:13	26,13	10:00:39	71,92
16:40:05	30,58	15:27:13	25,91	10:01:39	71,74
16:41:05	30,21	15:28:13	25,76	10:02:39	71,59
16:42:05	30,04	15:29:13	25,27	10:03:39	71,32
16:43:05	29,87	15:30:13	25,09	10:04:39	71,09
16:44:05	29,56	15:31:13	24,89	10:05:39	70,89
16:45:05	29,24	15:32:13	24,58	10:06:39	70,62
16:46:05	29,02	15:33:13	24,16		
16:47:05	28,82	15:34:13	23,94		
16:48:05	28,65	15:35:13	23,66		
16:49:05	28,22	15:36:13	23,27		
16:50:05	28,07	15:37:13	23,09		
16:51:05	27,89	15:38:13	22,89		
16:52:05	27,69	15:39:13	22,42		
16:53:05	27,19	15:40:13	22,21		
		15:41:13	22,01		

Tabla A.6.29

Presión medida	13,57	Presión medida	13,22	Presión medida	13,97
Fecha medición	31/10/2016	Fecha medición	03/11/2016	Fecha medición	04/11/2016
Hora medición	11:53	Hora medición	22:10	Hora medición	19:40
Flujo (m³/d)	360	Flujo (m³/d)	359	Flujo (m³/d)	275
Flujo (m³/h)	15,00	Flujo (m³/h)	14,96	Flujo (m³/h)	11,46
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2
11:45:53	23,91	22:05:38	27,34	19:30:09	31,09
11:46:53	23,7	22:06:38	26,99	19:31:09	30,9
11:47:53	23,43	22:07:38	26,7	19:32:09	30,75
11:48:53	23,14	22:08:38	26,33	19:33:09	30,57
11:49:53	22,96	22:09:38	26,11	19:34:09	30,33
11:50:53	22,65	22:10:38	25,97	19:35:09	30,11
11:51:53	22,28	22:11:38	25,72	19:36:09	29,98
11:52:53	22,12	22:12:38	25,32	19:37:09	29,82
11:53:53	21,99	22:13:38	25,16	19:38:09	29,6
11:54:53	21,63	22:14:38	24,93	19:39:09	29,35
11:55:53	21,24	22:15:38	24,85	19:40:09	29,18
11:56:53	21,08	22:16:38	24,49	19:41:09	28,96
11:57:53	20,85			19:42:09	28,77
11:58:53	20,63			19:43:09	28,55
11:59:53	20,31			19:44:09	28,32
12:00:53	20,19			19:45:09	28,13
12:01:53	20,08			19:46:09	28,07
				19:47:09	27,9
				19:48:09	27,71
				19:49:09	27,54

Tabla A.6.30

Presión medida	12,81	Presión medida	12,09	Presión medida	13,8
Fecha medición	05/11/2016	Fecha medición	06/11/2016	Fecha medición	07/11/2016
Hora medición	13:49	Hora medición	1:38	Hora medición	6:37
Flujo (m³/d)	274	Flujo (m³/d)	291	Flujo (m³/d)	300
Flujo (m³/h)	11,42	Flujo (m³/h)	12,13	Flujo (m³/h)	12,50
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
13:42:21	24,63	1:29:19	31,05	6:27:48	53,11
13:43:21	24,39	1:30:19	30,9	6:28:48	52,91
13:44:21	24,13	1:31:19	30,75	6:29:48	52,72
13:45:21	24,06	1:32:19	30,57	6:30:48	52,58
13:46:21	23,99	1:33:19	30,33	6:31:48	52,3
13:47:21	23,74	1:34:19	30,11	6:32:48	52
13:48:21	23,63	1:35:19	29,98	6:33:48	51,85
13:49:21	23,32	1:36:19	29,82	6:34:48	51,62
13:50:21	23,18	1:37:19	29,6	6:35:48	51,22
13:51:21	22,99	1:38:19	29,35	6:36:48	51,04
13:52:21	22,78	1:39:19	29,18	6:37:48	50,91
13:53:21	22,52	1:40:19	28,96	6:38:48	50,69
13:54:21	22,31	1:41:19	28,77	6:39:48	50,48
13:55:21	22,13	1:42:19	28,45	6:40:48	50,26
13:56:21	21,96	1:43:19	28,22	6:41:48	50,13
13:57:21	21,75	1:44:19	28,13	6:42:48	50,03
		1:45:19	27,97	6:43:48	49,89
		1:46:19	27,78	6:44:48	49,69
		1:47:19	27,36	6:45:48	49,31
		1:48:19	27,21	6:46:48	49,13
		1:49:19	27,18	6:47:48	48,9

Tabla A.6.31

Presión medida	13,61	Presión medida	12,45	Presión medida	13,14
Fecha medición	10/11/2016	Fecha medición	11/11/2016	Fecha medición	12/11/2016
Hora medición	23:19	Hora medición	21:59	Hora medición	17:30
Flujo (m³/d)	325	Flujo (m³/d)	267	Flujo (m³/d)	348
Flujo (m³/h)	13,54	Flujo (m³/h)	11,13	Flujo (m³/h)	14,50
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
23:10:21	57,9	21:50:21	30,21	17:20:21	34,85
23:11:21	57,67	21:51:21	30,04	17:21:21	34,56
23:12:21	57,31	21:52:21	29,92	17:22:21	34,2
23:13:21	57,19	21:53:21	29,7	17:23:21	33,98
23:14:21	56,99	21:54:21	29,33	17:24:21	33,68
23:15:21	56,71	21:55:21	29,19	17:25:21	33,37
23:16:21	56,45	21:56:21	29,04	17:26:21	33,16
23:17:21	56,21	21:57:21	28,91	17:27:21	33,07
23:18:21	56,02	21:58:21	28,76	17:28:21	32,98
23:19:21	55,86	21:59:21	28,51	17:29:21	32,67
23:20:21	55,65	22:00:21	28,37	17:30:21	32,31
23:21:21	55,31	22:01:21	28,18	17:31:21	32,16
23:22:21	55,13	22:02:21	28,02	17:32:21	31,93
23:23:21	54,93	22:03:21	27,95	17:33:21	31,68
23:24:21	54,77	22:04:21	27,71	17:34:21	31,27
23:25:21	54,35	22:05:21	27,52	17:35:21	31,12
23:26:21	54,16	22:06:21	27,28	17:36:21	30,96
23:27:21	54,05	22:07:21	27,11	17:37:21	30,66
23:28:21	53,88	22:08:21	26,91	17:38:21	30,25
23:29:21	53,62	22:09:21	26,62	17:39:21	30,09
23:30:21	53,26	22:10:21	26,27	17:40:21	29,92

Tabla A.6.32

Presión medida	14,47	Presión medida	13,69	Presión medida	14,13
Fecha medición	15/11/2016	Fecha medición	20/11/2016	Fecha medición	25/11/2016
Hora medición	20:00	Hora medición	4:50	Hora medición	22:30
Flujo (m³/d)	285	Flujo (m³/d)	353	Flujo (m³/d)	271
Flujo (m³/h)	11,88	Flujo (m³/h)	14,71	Flujo (m³/h)	11,29
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
20:54:29	33,97	4:43:29	56,26	22:25:15	60,93
20:55:29	33,71	4:44:29	56,09	22:26:15	60,79
20:56:29	33,38	4:45:29	55,93	22:27:15	60,62
20:57:29	33,14	4:46:29	55,77	22:28:15	60,35
20:58:29	32,97	4:47:29	55,55	22:29:15	60,19
20:59:29	32,89	4:48:29	55,19	22:30:15	60,05
21:00:29	32,63	4:49:29	54,91	22:31:15	59,92
21:01:29	32,45	4:50:29	54,78	22:32:15	59,78
21:02:29	32,36	4:51:29	54,34	22:33:15	59,45
21:03:29	32,19	4:52:29	54,15	22:34:15	59,18
21:04:29	31,93	4:53:29	53,96	22:35:15	59,01
21:05:29	31,77	4:54:29	53,64	22:36:15	58,93
21:06:29	31,52	4:55:29	53,37		
21:07:29	31,21	4:56:29	53,12		
21:08:29	30,98	4:57:29	52,95		
		4:58:29	52,84		

Tabla A.6.33

Centro Colector # 10

Presión medida	17,28	Presión medida	18,15	Presión medida	18,13
Fecha medición	02/09/2016	Fecha medición	03/09/2016	Fecha medición	04/09/2016
Hora medición	0:30	Hora medición	5:24	Hora medición	15:50
Flujo (m³/d)	455	Flujo (m³/d)	432	Flujo (m³/d)	399
Flujo (m³/h)	18,96	Flujo (m³/h)	18,00	Flujo (m³/h)	16,63
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
0:22:23	60,88	5:17:04	30,48	15:42:48	53,14
0:23:23	60,67	5:18:04	30,02	15:43:48	53,02
0:24:23	60,43	5:19:04	29,83	15:44:48	52,97
0:25:23	59,71	5:20:04	29,57	15:45:48	52,76
0:26:23	59,67	5:21:04	29,29	15:46:48	52,29
0:27:23	59,40	5:22:04	28,94	15:47:48	51,95
0:28:23	59,05	5:23:04	28,79	15:48:48	51,71
0:29:23	58,77	5:24:04	28,24	15:49:48	51,54
0:30:23	58,39	5:25:04	27,93	15:50:48	51,10
0:31:23	58,01	5:26:04	27,41	15:51:48	50,83
0:32:23	57,74	5:27:04	27,29	15:52:48	50,56
0:33:23	57,46	5:28:04	27,08	15:53:48	50,32
0:34:23	57,04	5:29:04	26,97	15:54:48	50,06
0:35:23	56,88	5:30:04	26,67	15:55:48	49,97
0:36:23	56,68	5:31:04	26,24	15:56:48	49,46
0:37:23	56,16	5:32:04	25,89	15:57:48	49,14
0:38:23	55,74			15:58:48	48,89
				15:59:48	48,62

Tabla A.6.34

Presión medida	17,32	Presión medida	18,14	Presión medida	17,94
Fecha medición	05/09/2016	Fecha medición	08/09/2016	Fecha medición	09/09/2016
Hora medición	3:30	Hora medición	1:20	Hora medición	12:59
Flujo (m³/d)	382	Flujo (m³/d)	526	Flujo (m³/d)	533
Flujo (m³/h)	15,92	Flujo (m³/h)	21,92	Flujo (m³/h)	22,21
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
3:25:48	66,78	1:16:15	58,38	12:55:04	29,64
3:26:48	66,55	1:17:15	57,99	12:56:04	29,24
3:27:48	66,15	1:18:15	57,59	12:57:04	28,90
3:28:48	65,91	1:19:15	57,19	16:58:04	28,66
3:29:48	65,61	1:20:15	56,93	12:59:04	28,13
3:30:48	65,37	1:21:15	56,43	1:00:04	27,88
3:31:48	65,13	1:22:15	56,16	1:01:04	27,42
3:32:48	64,93	1:23:15	55,84	1:02:04	27,01
3:33:48	64,62	1:24:15	55,41		
3:34:48	64,27				
3:35:48	64,06				
3:36:48	63,85				
3:37:48	63,59				

Tabla A.6.35

Presión medida	18,33	Presión medida	17,2	Presión medida	17,57
Fecha medición	10/09/2016	Fecha medición	11/09/2016	Fecha medición	14/09/2016
Hora medición	4:35	Hora medición	6:49	Hora medición	8:16
Flujo (m³/d)	466	Flujo (m³/d)	396	Flujo (m³/d)	411
Flujo (m³/h)	19,42	Flujo (m³/h)	16,50	Flujo (m³/h)	17,13
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
4:26:58	80,78	6:40:33	38,98	8:08:30	45,45
4:27:58	80,39	6:41:33	38,76	8:09:30	45,06
4:28:58	80,09	6:42:33	38,26	8:10:30	44,93
4:29:58	79,9	6:43:33	37,89	8:11:30	44,69
4:30:58	79,6	6:44:33	37,65	8:12:30	44,28
4:31:58	79,38	6:45:33	37,18	8:13:30	43,95
4:32:58	79,17	6:46:33	36,93	8:14:30	43,74
4:33:58	78,87	6:47:33	36,53	8:15:30	43,43
4:34:58	78,61	6:48:33	36,26	8:16:30	42,92
4:35:58	78,29	6:49:33	36,05	8:17:30	42,75
4:36:58	77,95	6:50:33	35,83	8:18:30	42,33
4:37:58	77,56	6:51:33	35,57	8:19:30	42,11
4:38:58	77,09	6:52:33	35,24	8:20:30	41,99
4:39:58	76,84	6:53:33	35,08	8:21:30	41,76
4:40:58	76,37	6:54:33	34,84	8:22:30	41,5
4:41:58	75,89	6:55:33	34,77	8:23:30	41,16
4:42:58	75,52	6:56:33	34,32	8:24:30	40,95
4:43:58	75,32	6:57:33	34,09		
4:44:58	74,97	6:58:33	33,83		
		6:59:33	33,51		
		7:00:33	33,26		
		7:01:33	33,06		

Tabla A.6.36

Presión medida	18,58	Presión medida	18,1	Presión medida	18,01
Fecha medición	15/09/2016	Fecha medición	16/09/2016	Fecha medición	17/09/2016
Hora medición	10:52	Hora medición	13:28	Hora medición	2:59
Flujo (m³/d)	464	Flujo (m³/d)	462	Flujo (m³/d)	414
Flujo (m³/h)	19,33	Flujo (m³/h)	19,25	Flujo (m³/h)	17,25
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
10:46:15	39,1	13:22:11	28,08	2:52:11	19,02
10:47:15	38,42	13:23:11	27,87	2:53:11	18,69
10:48:15	38,06	13:24:11	27,62	2:54:11	18,23
10:49:15	37,88	13:25:11	27,3	2:55:11	18,08
10:50:15	37,55	13:26:11	27	2:56:11	17,87
10:51:15	37,13	13:27:11	26,78	2:57:11	17,54
10:52:15	36,84	13:28:11	26,23	2:58:11	17,19
10:53:15	36,54	13:29:11	25,98	2:59:11	16,99
10:54:15	36,11	13:30:11	25,55	3:00:11	16,7
10:55:15	35,81	13:31:11	25,16	3:01:11	16,34
10:56:15	35,63	13:32:11	24,96	3:02:11	16,12
10:57:15	35,5	13:33:11	24,7	3:03:11	15,82
10:58:15	34,99	13:34:11	24,26	3:04:11	15,47
		13:35:11	24,19	3:05:11	15,17
				3:06:11	14,98
				3:07:11	14,66
				3:08:11	14,31

Tabla A.6.37

Presión medida	18,2	Presión medida	17,06	Presión medida	17,31
Fecha medición	20/09/2016	Fecha medición	22/09/2016	Fecha medición	24/09/2016
Hora medición	5:10	Hora medición	14:39	Hora medición	3:26
Flujo (m³/d)	469	Flujo (m³/d)	409	Flujo (m³/d)	474
Flujo (m³/h)	19,54	Flujo (m³/h)	17,04	Flujo (m³/h)	19,75
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
5:03:40	48,05	14:35:35	27,14	3:19:39	19,72
5:04:40	47,44	14:36:35	26,92	3:20:39	19,19
5:05:40	46,92	14:37:35	26,51	3:21:39	18,82
5:06:40	46,68	14:38:35	26,29	3:22:39	18,3
5:07:40	46,27	14:39:35	25,89	3:23:39	18,03
5:08:40	45,83	14:40:35	25,65	3:24:39	18
5:09:40	45,67	14:41:35	25,33	3:25:39	17,33
5:10:40	45,33	14:42:35	25,13	3:26:39	17,03
5:11:40	44,96	14:43:35	24,97	3:27:39	16,88
5:12:40	44,72			3:28:39	16,39
5:13:40	44,34			3:29:39	16,01
5:14:40	44,16			3:30:39	15,95
5:15:40	43,91			3:31:39	15,49
5:16:40	43,55			3:32:39	15,28
5:17:40	43,17			3:33:39	14,96

Tabla A.6.38

Presión medida	17,89	Presión medida	17,97	Presión medida	17,53
Fecha medición	26/09/2016	Fecha medición	28/09/2016	Fecha medición	29/09/2016
Hora medición	15:45	Hora medición	9:18	Hora medición	7:36
Flujo (m³/d)	463	Flujo (m³/d)	457	Flujo (m³/d)	499
Flujo (m³/h)	19,29	Flujo (m³/h)	19,04	Flujo (m³/h)	20,79
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
15:39:53	45,3	9:14:33	42,24	7:31:05	19,29
15:40:53	44,76	9:15:33	41,94	7:32:05	19,09
15:41:53	44,38	9:16:33	41,5	7:33:05	18,67
15:42:53	44,08	9:17:33	41,17	7:34:05	18,54
15:43:53	43,88	9:18:33	40,85	7:35:05	18,19
15:44:53	43,41	9:19:33	40,59	7:36:05	18
15:45:53	43,19	9:20:33	40,19	7:37:05	17,49
15:46:53	42,81	9:21:33	40	7:38:05	16,97
15:47:53	42,51	9:22:33	39,78	7:39:05	16,7
15:48:53	42,22			7:40:05	16,26
15:49:53	41,92			7:41:05	15,88
15:50:53	41,71				
15:51:53	41,23				
15:52:53	40,9				

Tabla A.6.39

Presión medida	18,02	Presión medida	17,84	Presión medida	16,99
Fecha medición	01/10/2016	Fecha medición	02/10/2016	Fecha medición	03/10/2016
Hora medición	0:53	Hora medición	16:27	Hora medición	14:56
Flujo (m³/d)	495	Flujo (m³/d)	463	Flujo (m³/d)	517
Flujo (m³/h)	20,63	Flujo (m³/h)	19,29	Flujo (m³/h)	21,54
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
0:47:18	19,55	16:19:11	25,27	14:51:27	17,64
0:48:18	18,85	16:20:11	24,99	14:52:27	17,34
0:49:18	18,7	16:21:11	24,53	14:53:27	16,75
0:50:18	18,34	16:22:11	24,03	14:54:27	16,33
0:51:18	17,83	16:23:11	23,85	14:55:27	16,19
0:52:18	17,58	16:24:11	23,37	14:56:27	15,84
0:53:18	17,2	16:25:11	23,28	14:57:27	15,47
0:54:18	16,98	16:26:11	22,86	14:58:27	15,12
0:55:18	16,67	16:27:11	22,61	14:59:27	14,63
0:56:18	16,23	16:28:11	22,24	15:00:27	14,39
0:57:18	15,87	16:29:11	21,84		
0:58:18	15,64	16:30:11	21,49		
		16:31:11	21,11		
		16:32:11	20,84		
		16:33:11	20,74		
		16:34:11	20,33		
		16:35:11	20,02		
		16:36:11	19,92		

Tabla A.6.40

Presión medida	17,64	Presión medida	18,64	Presión medida	17,88
Fecha medición	04/10/2016	Fecha medición	07/10/2016	Fecha medición	08/10/2016
Hora medición	4:40	Hora medición	17:57	Hora medición	2:30
Flujo (m³/d)	487	Flujo (m³/d)	433	Flujo (m³/d)	417
Flujo (m³/h)	20,29	Flujo (m³/h)	18,04	Flujo (m³/h)	17,38
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
4:34:38	36,54	17:51:10	63,17	2:23:17	30,07
4:35:38	35,88	17:52:10	62,98	2:24:17	29,78
4:36:38	35,54	17:53:10	62,58	2:25:17	29,34
4:37:38	35,1	17:54:10	62,21	2:26:17	29,15
4:38:38	34,85	17:55:10	61,82	2:27:17	28,93
4:39:38	34,54	17:56:10	61,49	2:28:17	28,70
4:40:38	34,19	17:57:10	61,06	2:29:17	28,34
4:41:38	33,91	17:58:10	60,91	2:30:17	28,03
4:42:38	33,49	17:59:10	60,74	2:31:17	27,84
4:43:38	33,11	18:00:10	60,38	2:32:17	27,52
4:44:38	32,96	18:01:10	60,15	2:33:17	27,21
4:45:38	32,49	18:02:10	59,87	2:34:17	26,86
4:46:38	32,14	18:03:10	59,53	2:35:17	26,58
4:47:38	32,05	18:04:10	59,26	2:36:17	26,09
				2:37:17	25,99
				2:38:17	25,78

Tabla A.6.41

Presión medida	17,74	Presión medida	18,72	Presión medida	18,59
Fecha medición	09/10/2016	Fecha medición	10/10/2016	Fecha medición	13/10/2016
Hora medición	18:15	Hora medición	19:42	Hora medición	8:21
Flujo (m³/d)	591	Flujo (m³/d)	414	Flujo (m³/d)	433
Flujo (m³/h)	24,63	Flujo (m³/h)	17,25	Flujo (m³/h)	18,04
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
18:09:00	38,03	19:35:30	46,15	8:27:11	20,37
18:10:00	37,52	19:36:30	45,53	8:28:11	19,91
18:11:00	36,87	19:37:30	45,29	8:29:11	19,61
18:12:00	36,55	19:38:30	44,92	8:30:11	19,22
18:13:00	35,92	19:39:30	44,61	8:31:11	18,97
18:14:00	35,52	19:40:30	44,32	8:32:11	18,77
18:15:00	35,34	19:41:30	44,05	8:33:11	18,46
18:16:00	34,8	19:42:30	43,91	8:34:11	18,15
18:17:00	34,64	19:43:30	43,7	8:35:11	17,87
18:18:00	34,22	19:44:30	43,34	8:36:11	17,53
18:19:00	33,72	19:45:30	43,13		
18:20:00	33,34	19:46:30	42,86		
		19:47:30	42,48		
		19:48:30	42,22		
		19:49:30	41,77		
		19:50:30	41,43		

Tabla A.6.42

Presión medida	17,76	Presión medida	18,73	Presión medida	17,91
Fecha medición	14/10/2016	Fecha medición	15/10/2016	Fecha medición	16/10/2016
Hora medición	20:59	Hora medición	10:39	Hora medición	9:26
Flujo (m³/d)	456	Flujo (m³/d)	489	Flujo (m³/d)	427
Flujo (m³/h)	19,00	Flujo (m³/h)	20,38	Flujo (m³/h)	17,79
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
20:55:31	35,69	10:36:15	16,46	9:20:32	47,06
20:56:31	35,46	10:37:15	15,96	9:21:32	46,87
20:57:31	35,19	10:38:15	15,61	9:22:32	46,58
20:58:31	34,95	10:39:15	15,36	9:23:32	46,29
20:59:31	34,55	10:40:15	14,98	9:24:32	45,98
21:00:31	34,28	10:41:15	14,72	9:25:32	45,68
21:01:31	33,84	10:42:15	14,42	9:26:32	45,34
21:02:31	33,63	10:43:15	13,92	9:27:32	45,06
21:03:31	33,15			9:28:32	44,89
				9:29:32	44,75
				9:30:32	44,19
				9:31:32	43,85
				9:32:32	43,56
				9:33:32	43,16

Tabla A.6.43

Presión medida	17,87	Presión medida	18,18	Presión medida	18,42
Fecha medición	18/10/2016	Fecha medición	20/10/2016	Fecha medición	22/10/2016
Hora medición	23:48	Hora medición	22:31	Hora medición	3:54
Flujo (m³/d)	476	Flujo (m³/d)	381	Flujo (m³/d)	371
Flujo (m³/h)	19,83	Flujo (m³/h)	15,88	Flujo (m³/h)	15,46
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
23:42:20	108,82	22:28:45	24,36	3:47:07	16,57
23:43:20	108,54	22:29:45	23,99	3:48:07	16,26
23:44:20	108,25	22:30:45	23,75	3:49:07	15,87
23:45:20	107,99	22:31:45	23,45	3:50:07	15,64
23:46:20	107,37	22:32:45	23,28	3:51:07	15,28
23:47:20	106,99	22:33:45	22,92	3:52:07	15
23:48:20	106,79	22:34:45	22,76	3:53:07	14,91
23:49:20	106,41			3:54:07	14,72
23:50:20	106,04			3:55:07	14,47
23:51:20	105,83			3:56:07	14,11
23:52:20	105,43			3:57:07	13,87
23:53:20	105,27			3:58:07	13,69
23:54:20	105,01			3:59:07	13,39
				4:00:07	13,17
				4:01:07	12,94
				4:02:07	12,38

Tabla A.6.44

Presión medida	17,69	Presión medida	17,59	Presión medida	17,75
Fecha medición	25/10/2016	Fecha medición	26/10/2016	Fecha medición	29/10/2016
Hora medición	16:43	Hora medición	15:30	Hora medición	10:00
Flujo (m³/d)	427	Flujo (m³/d)	461	Flujo (m³/d)	414
Flujo (m³/h)	17,79	Flujo (m³/h)	19,21	Flujo (m³/h)	17,25
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
16:37:05	25,65	15:27:13	15,02	10:57:39	23,67
16:38:05	25,23	15:28:13	14,9	10:58:39	23,44
16:39:05	24,97	15:29:13	14,56	10:59:39	23,21
16:40:05	24,63	15:30:13	14,22	11:00:39	22,96
16:41:05	24,47	15:31:13	13,93	11:01:39	22,59
16:42:05	24,12	15:32:13	13,55	11:02:39	22,28
16:43:05	23,81	15:33:13	13,08	11:03:39	21,9
16:44:05	23,47	15:34:13	12,95	11:04:39	21,77
16:45:05	23,22				
16:46:05	22,98				
16:47:05	22,76				
16:48:05	22,19				
16:49:05	21,94				
16:50:05	21,77				
16:51:05	21,44				

Tabla A.6.45

Presión medida	17,05	Presión medida	17,51	Presión medida	17,51
Fecha medición	31/10/2016	Fecha medición	03/11/2016	Fecha medición	04/11/2016
Hora medición	11:53	Hora medición	22:10	Hora medición	19:40
Flujo (m³/d)	495	Flujo (m³/d)	432	Flujo (m³/d)	444
Flujo (m³/h)	20,63	Flujo (m³/h)	18,00	Flujo (m³/h)	18,50
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
11:50:53	50,06	22:06:38	45,22	19:35:09	19,01
11:51:53	49,88	22:07:38	44,99	19:36:09	18,77
11:52:53	49,48	22:08:38	44,53	19:37:09	18,43
11:53:53	49,23	22:09:38	44,3	19:38:09	18,12
11:54:53	48,73	22:10:38	43,99	19:39:09	17,89
11:55:53	48,38	22:11:38	43,61	19:40:09	18
11:56:53	48,1	22:12:38	43,3	19:41:09	17,2
		22:13:38	43	19:42:09	16,95
		22:14:38	42,87	19:43:09	16,66
				19:44:09	16,15
				19:45:09	15,99

Tabla A.6.46

Presión medida	18,29	Presión medida	17,6	Presión medida	17,26
Fecha medición	05/11/2016	Fecha medición	06/11/2016	Fecha medición	07/11/2016
Hora medición	13:49	Hora medición	1:38	Hora medición	6:37
Flujo (m³/d)	511	Flujo (m³/d)	404	Flujo (m³/d)	409
Flujo (m³/h)	21,29	Flujo (m³/h)	16,83	Flujo (m³/h)	17,04
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
13:45:21	52,32	1:31:19	31,04	6:34:48	25,39
13:46:21	52,02	1:32:19	30,92	6:35:48	25,15
13:47:21	51,77	1:33:19	30,77	6:36:48	24,88
13:48:21	51,2	1:34:19	30,45	6:37:48	24,56
13:49:21	50,87	1:35:19	30,09	6:38:48	24,2
13:50:21	50,44	1:36:19	29,88	6:39:48	23,98
13:51:21	50,13	1:37:19	29,61	6:40:48	23,74
13:52:21	49,88	1:38:19	29,14		
13:53:21	49,61	1:39:19	28,97		
		1:40:19	28,75		
		1:41:19	28,51		
		1:42:19	28,06		
		1:43:19	27,99		
		1:44:19	27,59		
		1:45:19	27,09		

Tabla A.6.47

Presión medida	17,36	Presión medida	17,61	Presión medida	17,93
Fecha medición	10/11/2016	Fecha medición	11/11/2016	Fecha medición	12/11/2016
Hora medición	23:19	Hora medición	21:59	Hora medición	17:30
Flujo (m³/d)	417	Flujo (m³/d)	502	Flujo (m³/d)	459
Flujo (m³/h)	17,38	Flujo (m³/h)	20,92	Flujo (m³/h)	19,13
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
23:15:21	62,24	21:53:13	19,1	17:23:13	27,27
23:16:21	61,99	21:54:13	18,89	17:24:13	27,02
23:17:21	61,7	21:55:13	18,29	17:25:13	26,89
23:18:21	61,41	21:56:13	17,94	17:26:13	26,67
23:19:21	61,07	21:57:13	17,37	17:27:13	26,21
23:20:21	60,82	21:58:13	17,02	17:28:13	25,98
23:21:21	60,54	21:59:13	16,91	17:29:13	25,52
23:22:21	60,22	22:00:13	16,62	17:30:13	25,17
		22:01:13	16,22	17:31:13	24,96
		22:02:13	15,94	17:32:13	24,65
		22:03:13	15,64	17:33:13	24,26
		22:04:13	15,12	17:34:13	23,99
		22:05:13	14,95	17:35:13	23,59
		22:06:13	14,42	17:36:13	23,24
				17:37:13	22,92

Tabla A.6.48

Presión medida	18,23	Presión medida	17,91	Presión medida	18,1
Fecha medición	15/11/2016	Fecha medición	20/11/2016	Fecha medición	25/11/2016
Hora medición	20:00	Hora medición	4:50	Hora medición	22:30
Flujo (m³/d)	478	Flujo (m³/d)	489	Flujo (m³/d)	507
Flujo (m³/h)	19,92	Flujo (m³/h)	20,38	Flujo (m³/h)	21,13
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
20:54:29	33,82	4:43:29	33,92	22:24:15	55,78
20:55:29	33,52	4:44:29	33,42	22:25:15	55,29
20:56:29	33,14	4:45:29	33,18	22:26:15	54,87
20:57:29	32,85	4:46:29	32,95	22:27:15	54,56
20:58:29	32,43	4:47:29	32,53	22:28:15	54,24
20:59:29	32,17	4:48:29	32,17	22:29:15	53,95
21:00:29	31,88	4:49:29	31,88	22:30:15	53,52
21:01:29	31,37	4:50:29	31,37	22:31:15	53,19
21:02:29	31,13	4:51:29	31,03	22:32:15	52,86
21:03:29	30,89	4:52:29	30,85	22:33:15	52,33
21:04:29	30,34	4:53:29	30,34	22:34:15	52,15
21:05:29	30,17	4:54:29	30,17	22:35:15	51,90
21:06:29	29,95	4:55:29	29,92		
21:07:29	29,57	4:56:29	29,35		
21:08:29	29,09	4:57:29	29,09		
		4:58:29	28,81		

Tabla A.6.49

Centro Colector # 11

Presión medida	19,17	Presión medida	19,86	Presión medida	19,5
Fecha medición	02/09/2016	Fecha medición	03/09/2016	Fecha medición	04/09/2016
Hora medición	0:30	Hora medición	5:24	Hora medición	15:50
Flujo (m³/d)	1555	Flujo (m³/d)	1775	Flujo (m³/d)	1780
Flujo (m³/h)	64,79	Flujo (m³/h)	73,96	Flujo (m³/h)	74,17
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
0:20:21	55,75	5:18:04	91,56	15:40:48	69,28
0:21:21	54,47	5:19:04	90,23	15:41:48	68,10
0:22:21	53,35	5:20:04	88,84	15:42:48	67,73
0:23:21	52,61	5:21:04	87,60	15:43:48	66,59
0:24:21	51,54	5:22:04	86,34	15:44:48	64,14
0:25:21	50,22	5:23:04	85,95	15:45:48	63,02
0:26:21	49,79	5:24:04	84,53	15:46:48	62,69
0:27:21	48,37	5:25:04	83,39	15:47:48	60,61
0:28:21	47,45	5:26:04	82,90	15:48:48	59,24
0:29:21	46,51	5:27:04	80,76	15:49:48	58,02
0:30:21	45,24	5:28:04	79,39	15:50:48	57,68
0:31:21	44,22	5:29:04	77,15	15:51:48	56,47
0:32:21	43,51	5:30:04	76,87	15:52:48	55,28
0:33:21	42,68	5:31:04	75,51	15:53:48	53,96
0:34:21	41,09	5:32:04	74,27	15:54:48	52,79
0:35:21	40,53	5:33:04	72,97	15:55:48	51,52
0:36:21	39,42			15:56:48	49,27
0:37:21	38,07			15:57:48	48,51
0:38:21	36,25			15:58:48	47,68
0:39:21	34,58			15:59:48	45,81
0:40:21	32,64			16:00:48	44,42

Tabla A.6.50

Presión medida	19,07	Presión medida	19,01	Presión medida	19,36
Fecha medición	05/09/2016	Fecha medición	08/09/2016	Fecha medición	09/09/2016
Hora medición	3:30	Hora medición	1:20	Hora medición	12:59
Flujo (m³/d)	1774	Flujo (m³/d)	1617	Flujo (m³/d)	1704
Flujo (m³/h)	73,92	Flujo (m³/h)	67,38	Flujo (m³/h)	71,00
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
3:20:48	90,12	1:12:15	25,89	12:52:04	30,11
3:21:48	88,78	1:13:15	24,77	12:53:04	29,66
3:22:48	87,07	1:14:15	23,65	12:54:04	28,15
3:23:48	86,74	1:15:15	22,51	12:55:04	27,64
3:24:48	85,19	1:16:15	21,34	12:56:04	26,13
3:25:48	84,92	1:17:15	20,22	12:57:04	24,44
3:26:48	83,1	1:18:15	19,79	12:58:04	23,63
3:27:48	81,85	1:19:15	18,67	12:59:04	22,17
3:28:48	80,18	1:20:15	17,45	13:00:04	20,39
3:29:48	79,83	1:21:15	16,51	13:01:04	19,39
3:30:48	77,32	1:22:15	15,24	13:02:04	18,41
3:31:48	76,95	1:23:15	13,12	13:03:04	17,42
3:32:48	75,46	1:24:15	12,81	13:04:04	16,44
3:33:48	74,98	1:25:15	10,78	13:05:04	15,48
3:34:48	73,61	1:26:15	10,07	13:06:04	14,67
3:35:48	71,59			13:07:04	12,51
3:36:48	70,25				
3:37:48	69,58				
3:38:48	67,75				
3:39:48	66,84				
3:40:48	65,15				

Tabla A.6.51

Presión medida	19,55	Presión medida	19,04	Presión medida	18,96
Fecha medición	10/09/2016	Fecha medición	11/09/2016	Fecha medición	14/09/2016
Hora medición	4:35	Hora medición	6:49	Hora medición	8:16
Flujo (m³/d)	1701	Flujo (m³/d)	1756	Flujo (m³/d)	1760
Flujo (m³/h)	70,88	Flujo (m³/h)	73,17	Flujo (m³/h)	73,33
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2
4:25:58	48,02	6:40:33	75,02	8:08:30	51,34
4:26:58	46,72	6:41:33	74,8	8:09:30	50,02
4:27:58	45,17	6:42:33	72,4	8:10:30	49,87
4:28:58	44,9	6:43:33	71,9	8:11:30	48,55
4:29:58	42,45	6:44:33	70,51	8:12:30	47,4
4:30:58	41,27	6:45:33	69,15	8:13:30	46,12
4:31:58	40,7	6:46:33	68,76	8:14:30	44,97
4:32:58	39,88	6:47:33	67,4	8:15:30	43,7
4:33:58	38,1	6:48:33	65,89	8:16:30	42,55
4:34:58	37,81	6:49:33	64,61	8:17:30	40,27
4:35:58	35,42	6:50:33	62,1	8:18:30	39,07
4:36:58	34,05	6:51:33	61,83	8:19:30	38,77
4:37:58	33,7	6:52:33	60,37	8:20:30	37,63
4:38:58	32,37	6:53:33	59,09	8:21:30	36,39
4:39:58	31,09	6:54:33	58,69	8:22:30	35,26
4:40:58	30,6	6:55:33	57,55	8:23:30	34
4:41:58	28,29	6:56:33	56,02	8:24:30	32,86
4:42:58	27,92			8:25:30	31,56
4:43:58	26,66			8:26:30	29,45
4:44:58	25,13			8:27:30	28,19
4:45:58	24,35			8:28:30	27,05

Tabla A.6.52

Presión medida	19,57	Presión medida	19,46	Presión medida	18,73
Fecha medición	15/09/2016	Fecha medición	16/09/2016	Fecha medición	17/09/2016
Hora medición	10:52	Hora medición	13:28	Hora medición	2:59
Flujo (m³/d)	1679	Flujo (m³/d)	1778	Flujo (m³/d)	1688
Flujo (m³/h)	69,96	Flujo (m³/h)	74,08	Flujo (m³/h)	70,33
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2
10:43:15	33,29	13:20:11	55,42	2:47:11	64,73
10:44:15	32,08	13:21:11	54,18	2:48:11	63,35
10:45:15	31,78	13:22:11	53,89	2:49:11	62
10:46:15	30,48	13:23:11	52,54	2:50:11	61,68
10:47:15	29,28	13:24:11	50,3	2:51:11	60,35
10:48:15	28,94	13:25:11	49,94	2:52:11	59,96
10:49:15	27,49	13:26:11	48,73	2:53:11	57,71
10:50:15	26,54	13:27:11	47,39	2:54:11	56,49
10:51:15	25,41	13:28:11	46,09	2:55:11	55,11
10:52:15	24,84	13:29:11	44,68	2:56:11	54,77
10:53:15	22,57	13:30:11	43,48	2:57:11	53,57
10:54:15	21,68	13:31:11	42,12	2:58:11	52,17
10:55:15	20,82	13:32:11	40,93	2:59:11	51,82
10:56:15	19,4	13:33:11	39,64	3:00:11	49,56
10:57:15	17,61	13:34:11	38,28	3:01:11	48,28
10:58:15	16,34	13:35:11	37,13	3:02:11	47,02
10:59:15	15,67	13:36:11	36,79	3:03:11	46,65
11:00:15	14,12	13:37:11	34,49	3:04:11	45,32
11:01:15	12,28			3:05:11	43,14
11:02:15	11,94			3:06:11	42,02
11:03:15	10,48			3:07:11	41,65

Tabla A.6.53

Presión medida	19,43	Presión medida	18,5	Presión medida	19,36
Fecha medición	20/09/2016	Fecha medición	22/09/2016	Fecha medición	24/09/2016
Hora medición	5:10	Hora medición	14:39	Hora medición	3:26
Flujo (m³/d)	1668	Flujo (m³/d)	1750	Flujo (m³/d)	1522
Flujo (m³/h)	69,50	Flujo (m³/h)	72,92	Flujo (m³/h)	63,42
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
5:03:40	67,37	14:34:35	31,37	3:19:39	45,98
5:04:40	66,51	14:35:35	30,27	3:20:39	43,69
5:05:40	65,56	14:36:35	29,09	3:21:39	42,48
5:06:40	64,75	14:37:35	28,84	3:22:39	41,17
5:07:40	63,8	14:38:35	27,68	3:23:39	40,93
5:08:40	61,94	14:39:35	25,5	3:24:39	39,61
5:09:40	60,04	14:40:35	24,26	3:25:39	38,42
5:10:40	59,94	14:41:35	23,18	3:26:39	37,88
5:11:40	59,26	14:42:35	21,88	3:27:39	36,94
5:12:40	58,51	14:43:35	20,65	3:28:39	35,64
5:13:40	56,66	14:44:35	19,63	3:29:39	34,48
5:14:40	55,62	14:45:35	18,34	3:30:39	33,22
5:15:40	54,47			3:31:39	32,99
5:16:40	52,33			3:32:39	31,75
5:17:40	51,06			3:33:39	30,46
5:18:40	50,02			3:34:39	28,23

Tabla A.6.54

Presión medida	19,39	Presión medida	19,69	Presión medida	18,82
Fecha medición	26/09/2016	Fecha medición	28/09/2016	Fecha medición	29/09/2016
Hora medición	15:45	Hora medición	9:18	Hora medición	7:36
Flujo (m³/d)	1648	Flujo (m³/d)	1752	Flujo (m³/d)	1670
Flujo (m³/h)	68,67	Flujo (m³/h)	73,00	Flujo (m³/h)	69,58
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2
15:36:04	58,06	9:12:33	65,71	7:28:05	42,77
15:37:04	57,81	9:13:33	64,22	7:29:05	41,68
15:38:04	56,71	9:14:33	63,75	7:30:05	40,46
15:39:04	55,37	9:15:33	62,31	7:31:05	39,26
15:40:04	54,22	9:16:33	60,89	7:32:05	38
15:41:04	52,01	9:17:33	58,85	7:33:05	36,68
15:42:04	51,8	9:18:33	57,42	7:34:05	35,47
15:43:04	50,7	9:19:33	56,65	7:35:05	34,16
15:44:04	49,49	9:20:33	55,3	7:36:05	33,83
15:45:04	48,4	9:21:33	54,85	7:37:05	32,6
15:46:04	46,21	9:22:33	53,4	7:38:05	31,26
15:47:04	45,06	9:23:33	52,8	7:39:05	30,03
15:48:04	44,83	9:24:33	51,68	7:40:05	29,72
15:49:04	43,59	9:25:33	49,3	7:41:05	27,42
15:50:04	42,49			7:42:05	26,24
15:51:04	41,29			7:43:05	24,98
15:52:04	40,09				
15:53:04	39,01				
15:54:04	38,8				

Tabla A.6.55

Presión medida	18,68	Presión medida	19,78	Presión medida	19,07
Fecha medición	01/10/2016	Fecha medición	02/10/2016	Fecha medición	03/10/2016
Hora medición	0:53	Hora medición	16:27	Hora medición	14:56
Flujo (m³/d)	1695	Flujo (m³/d)	1658	Flujo (m³/d)	1678
Flujo (m³/h)	70,63	Flujo (m³/h)	69,08	Flujo (m³/h)	69,92
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	1,00
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
0:44:18	43,66	16:18:11	29,94	14:48:27	40,74
0:45:18	42,85	16:19:11	28,63	14:49:27	39,55
0:46:18	41,58	16:20:11	27,31	14:50:27	38,28
0:47:18	40,25	16:21:11	26,15	14:51:27	37,01
0:48:18	39,94	16:22:11	25,98	14:52:27	36,88
0:49:18	38,7	16:23:11	23,73	14:53:27	34,65
0:50:18	37,34	16:24:11	22,58	14:54:27	33,36
0:51:18	36,02	16:25:11	21,29	14:55:27	32,1
0:52:18	35,84	16:26:11	20,02	14:56:27	31,81
0:53:18	34,69	16:27:11	19,87	14:57:27	30,72
0:54:18	32,31	16:28:11	18,64	14:58:27	29,46
0:55:18	31,15	16:29:11	17,32	14:59:27	27,02
0:56:18	30,08	16:30:11	16,18	15:00:27	26,84
0:57:18	29,82	16:31:11	14,04	15:01:27	25,25
0:58:18	27,58	16:32:11	13,82	15:02:27	24,09
0:59:18	26,29	16:33:11	12,69	15:03:27	23,82
1:00:18	25,95	16:34:11	11,37		
1:01:18	24,59	16:35:11	10,14		
1:02:18	22,68				
1:03:18	21,94				
1:04:18	19,75				

Tabla A.6.56

Presión medida	19,09	Presión medida	19,5	Presión medida	19,6
Fecha medición	04/10/2016	Fecha medición	07/10/2016	Fecha medición	08/10/2016
Hora medición	4:40	Hora medición	17:57	Hora medición	2:30
Flujo (m³/d)	1650	Flujo (m³/d)	1635	Flujo (m³/d)	1678
Flujo (m³/h)	68,75	Flujo (m³/h)	68,13	Flujo (m³/h)	69,92
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
4:31:38	33,72	17:49:10	39,16	2:20:17	47,24
4:32:38	32,59	17:50:10	38,91	2:21:17	46,01
4:33:38	31,26	17:51:10	37,64	2:22:17	45,65
4:34:38	30,08	17:52:10	36,28	2:23:17	44,29
4:35:38	29,82	17:53:10	35,02	2:24:17	43,15
4:36:38	28,68	17:54:10	34,81	2:25:17	41,86
4:37:38	27,26	17:55:10	33,64	2:26:17	40,5
4:38:38	25,03	17:56:10	32,32	2:27:17	39,24
4:39:38	24,86	17:57:10	31,09	2:28:17	38,01
4:40:38	23,69	17:58:10	29,83	2:29:17	37,89
4:41:38	22,31	17:59:10	28,51	2:30:17	36,73
4:42:38	21,16	18:00:10	27,32	2:31:17	35,2
4:43:38	20,01	18:01:10	26,11	2:32:17	33,94
4:44:38	19,88	18:02:10	25,94	2:33:17	32,64
4:45:38	18,67	18:03:10	23,71	2:34:17	31,37
4:46:38	16,31	18:04:10	22,84	2:35:17	30,14
4:47:38	15,11	18:05:10	21,54	2:36:17	29,8
4:48:38	14,94	18:06:10	20,19	2:37:17	28,46
4:49:38	13,78	18:07:10	19,88	2:38:17	26,92
4:50:38	11,51	18:08:10	18,35	2:39:17	24,57
4:51:38	10,25	18:09:10	16,91	2:40:17	23,41

Tabla A.6.57

Presión medida	18,89	Presión medida	19,24	Presión medida	19,91
Fecha medición	09/10/2016	Fecha medición	10/10/2016	Fecha medición	13/10/2016
Hora medición	18:15	Hora medición	19:42	Hora medición	8:21
Flujo (m³/d)	1571	Flujo (m³/d)	1604	Flujo (m³/d)	1730
Flujo (m³/h)	65,46	Flujo (m³/h)	66,83	Flujo (m³/h)	72,08
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2
18:06:00	55,83	19:35:30	74,13	8:15:11	32,14
18:07:00	54,57	19:36:30	72,88	8:16:11	31,89
18:08:00	53,29	19:37:30	71,64	8:17:11	29,55
18:09:00	52,16	19:38:30	70,29	8:18:11	28,25
18:10:00	51,95	19:39:30	69,12	8:19:11	27,04
18:11:00	50,88	19:40:30	68,92	8:20:11	25,81
18:12:00	49,64	19:41:30	67,74	8:21:11	24,58
18:13:00	48,35	19:42:30	66,59	8:22:11	23,21
18:14:00	47,16	19:43:30	65,32	8:23:11	22,04
18:15:00	46,91	19:44:30	64,09	8:24:11	21,87
18:16:00	45,73	19:45:30	63,89	8:25:11	20,56
18:17:00	44,37	19:46:30	62,62	8:26:11	19,24
18:18:00	42,18	19:47:30	60,54	8:27:11	18,02
18:19:00	41,99	19:48:30	59,81	8:28:11	16,82
18:20:00	40,74	19:49:30	58,29	8:29:11	15,65
18:21:00	39,52	19:50:30	56,34	8:30:11	13,22
18:22:00	38,25				
18:23:00	36,84				

Tabla A.6.58

Presión medida	19,62	Presión medida	20,04	Presión medida	19,45
Fecha medición	14/10/2016	Fecha medición	15/10/2016	Fecha medición	16/10/2016
Hora medición	20:59	Hora medición	10:39	Hora medición	9:26
Flujo (m³/d)	1742	Flujo (m³/d)	1576	Flujo (m³/d)	1680
Flujo (m³/h)	72,58	Flujo (m³/h)	65,67	Flujo (m³/h)	70,00
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2
20:51:31	92,55	10:30:15	31,05	9:17:09	53,11
20:52:31	91,38	10:31:15	30,9	9:18:09	52,91
20:53:31	90,89	10:32:15	29,75	9:19:09	51,72
20:54:31	89,56	10:33:15	28,57	9:20:09	50,58
20:55:31	88,34	10:34:15	27,33	9:21:09	49,3
20:56:31	86,1	10:35:15	25,11	9:22:09	48
20:57:31	85,01	10:36:15	24,98	9:23:09	47,85
20:58:31	84,79	10:37:15	23,82	9:24:09	46,62
20:59:31	83,46	10:38:15	22,6	9:25:09	45,22
21:00:31	82,25	10:39:15	21,35	9:26:09	43,04
21:01:31	80,02	10:40:15	20,18	9:27:09	42,91
21:02:31	79,57	10:41:15	19,96	9:28:09	40,69
21:03:31	78,26	10:42:15	18,77	9:29:09	39,48
21:04:31	77,05	10:43:15	17,45	9:30:09	38,37
21:05:31	76,04	10:44:15	16,22	9:31:09	37,13
		10:45:15	15,13	9:32:09	36,03
		10:46:15	14,97	9:33:09	35,89
		10:47:15	13,78	9:34:09	34,69
		10:48:15	11,36	9:35:09	33,31
		10:49:15	10,21	9:36:09	31,13
		10:50:15	9,18	9:37:09	30,9

Tabla A.6.59

Presión medida	19,38	Presión medida	19,39	Presión medida	19,65
Fecha medición	18/10/2016	Fecha medición	20/10/2016	Fecha medición	22/10/2016
Hora medición	23:48	Hora medición	22:31	Hora medición	3:54
Flujo (m³/d)	1746	Flujo (m³/d)	1582	Flujo (m³/d)	1709
Flujo (m³/h)	72,75	Flujo (m³/h)	65,92	Flujo (m³/h)	71,21
ajuste regresión	0,18	ajuste regresión	0,60	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2
23:39:20	57,9	22:22:09	31,09	3:46:07	34,85
23:40:20	56,67	22:23:09	30,9	3:47:07	33,56
23:41:20	55,31	22:24:09	29,75	3:48:07	32,2
23:42:20	54,19	22:25:09	28,57	3:49:07	31,98
23:43:20	52,99	22:26:09	27,33	3:50:07	30,68
23:44:20	51,71	22:27:09	26,11	3:51:07	29,37
23:45:20	50,45	22:28:09	24,98	3:52:07	28,16
23:46:20	49,21	22:29:09	23,82	3:53:07	27,07
23:47:20	47,02	22:30:09	22,6	3:54:07	26,98
23:48:20	46,86	22:31:09	21,35	3:55:07	25,67
23:49:20	45,65	22:32:09	20,18	3:56:07	23,31
23:50:20	44,31	22:33:09	19,96	3:57:07	22,16
23:51:20	43,13	22:34:09	18,77	3:58:07	21,93
23:52:20	42,93	22:35:09	17,55	3:59:07	19,68
23:53:20	40,77	22:36:09	16,32	4:00:07	18,27
23:54:20	39,35	22:37:09	15,13	4:01:07	17,12
		22:38:09	14,07	4:02:07	16,96
		22:39:09	12,9	4:03:07	14,66
		22:40:09	11,71	4:04:07	13,25
		22:41:09	10,54	4:05:07	12,09
		22:42:09	9,87	4:06:07	11,92

Tabla A.6.60

Presión medida	19,04	Presión medida	19,5	Presión medida	19,17
Fecha medición	25/10/2016	Fecha medición	26/10/2016	Fecha medición	29/10/2016
Hora medición	16:43	Hora medición	15:30	Hora medición	10:00
Flujo (m³/d)	1664	Flujo (m³/d)	1638	Flujo (m³/d)	1786
Flujo (m³/h)	69,33	Flujo (m³/h)	68,25	Flujo (m³/h)	74,42
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1
16:35:05	56,26	15:23:13	38,97	9:55:39	69,93
16:36:05	55,09	15:24:13	39,71	9:56:39	68,79
16:37:05	54,93	15:25:13	37,38	9:57:39	67,62
16:38:05	53,77	15:26:13	36,14	9:58:39	66,35
16:39:05	52,55	15:27:13	35,97	9:59:39	64,79
16:40:05	50,19	15:28:13	34,89	10:00:39	63,05
16:41:05	49,91	15:29:13	33,63	10:01:39	62,92
16:42:05	48,78	15:30:13	32,45	10:02:39	61,78
16:43:05	47,34	15:31:13	31,36	10:03:39	60,45
16:44:05	46,15	15:32:13	29,19	10:04:39	58,18
16:45:05	44,96	15:33:13	28,93	10:05:39	57,01
16:46:05	43,64	15:34:13	27,77	10:06:39	56,83
16:47:05	42,37	15:35:13	26,52		
16:48:05	41,12	15:36:13	25,21		
16:49:05	40,95	15:37:13	23,98		
16:50:05	39,84	15:38:13	22,49		

Tabla A.6.61

Presión medida	19,04	Presión medida	19,1	Presión medida	19,82
Fecha medición	31/10/2016	Fecha medición	03/11/2016	Fecha medición	04/11/2016
Hora medición	11:53	Hora medición	22:10	Hora medición	19:40
Flujo (m³/d)	1798	Flujo (m³/d)	1685	Flujo (m³/d)	1662
Flujo (m³/h)	74,92	Flujo (m³/h)	70,21	Flujo (m³/h)	69,25
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 1
11:46:09	53,14	22:00:09	38,98	19:35:09	66,98
11:47:09	52,02	22:01:09	37,76	19:36:09	65,75
11:48:09	51,97	22:02:09	36,26	19:37:09	64,55
11:49:09	50,76	22:03:09	35,89	19:38:09	63,21
11:50:09	48,29	22:04:09	34,65	19:39:09	61,01
11:51:09	47,95	22:05:09	33,18	19:40:09	59,97
11:52:09	46,71	22:06:09	31,93	19:41:09	58,73
11:53:09	45,54	22:07:09	30,53	19:42:09	57,23
11:54:09	43,1	22:08:09	29,26	19:43:09	56,02
11:55:09	42,83	22:09:09	28,05	19:44:09	55,87
11:56:09	41,56	22:10:09	27,83	19:45:09	54,56
11:57:09	39,32	22:11:09	26,57	19:46:09	53,35
11:58:09	38,06	22:12:09	24,24	19:47:09	52,19
11:59:09	37,97	22:13:09	23,08	19:48:09	51,38
12:00:09	36,46	22:14:09	22,84	19:49:09	50,19
12:01:09	35,14	22:15:09	21,77		
		22:16:09	20,32		
		22:17:09	19,09		

Tabla A.6.62

Presión medida	19,9	Presión medida	19,42	Presión medida	18,48
Fecha medición	05/11/2016	Fecha medición	06/11/2016	Fecha medición	07/11/2016
Hora medición	13:49	Hora medición	1:38	Hora medición	6:37
Flujo (m³/d)	1681	Flujo (m³/d)	1660	Flujo (m³/d)	1585
Flujo (m³/h)	70,04	Flujo (m³/h)	69,17	Flujo (m³/h)	66,04
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
13:40:21	80,78	1:30:19	38,98	6:29:48	45,45
13:41:21	79,39	1:31:19	37,76	6:30:48	44,06
13:42:21	78,09	1:32:19	36,26	6:31:48	42,93
13:43:21	77,9	1:33:19	35,89	6:32:48	41,69
13:44:21	76,6	1:34:19	34,65	6:33:48	40,28
13:45:21	74,38	1:35:19	32,18	6:34:48	39,95
13:46:21	73,17	1:36:19	31,93	6:35:48	38,74
13:47:21	72,87	1:37:19	30,53	6:36:48	37,43
13:48:21	70,61	1:38:19	29,26	6:37:48	36,92
13:49:21	69,29	1:39:19	28,05	6:38:48	35,75
13:50:21	68,95	1:40:19	27,83	6:39:48	34,33
13:51:21	67,56	1:41:19	26,57	6:40:48	33,11
13:52:21	66,09	1:42:19	25,24	6:41:48	32,99
13:53:21	65,84	1:43:19	23,08	6:42:48	30,76
13:54:21	64,37	1:44:19	22,84	6:43:48	29,5
13:55:21	63,89	1:45:19	21,77	6:44:48	28,16

Tabla A.6.63

Presión medida	19,2	Presión medida	19,02	Presión medida	19,17
Fecha medición	10/11/2016	Fecha medición	11/11/2016	Fecha medición	12/11/2016
Hora medición	23:19	Hora medición	21:59	Hora medición	17:30
Flujo (m³/d)	1594	Flujo (m³/d)	1600	Flujo (m³/d)	1756
Flujo (m³/h)	66,42	Flujo (m³/h)	66,67	Flujo (m³/h)	73,17
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
23:14:21	27,94	21:56:20	49,05	17:25:13	42,74
23:15:21	26,92	21:57:20	47,84	17:26:13	41,94
23:16:21	25,51	21:58:20	46,92	17:27:13	40,5
23:17:21	24,29	21:59:20	45,68	17:28:13	39,17
23:18:21	23,89	22:00:20	44,27	17:29:13	38,25
23:19:21	22,65	22:01:20	43,83	17:30:13	36,59
23:20:21	21,33	22:02:20	42,67	17:31:13	35,19
23:21:21	19,93	22:03:20	40,93	17:32:13	34,73

Tabla A.6.64

Presión medida	19,85	Presión medida	19,47	Presión medida	19,55
Fecha medición	15/11/2016	Fecha medición	20/11/2016	Fecha medición	25/11/2016
Hora medición	20:00	Hora medición	4:50	Hora medición	22:30
Flujo (m³/d)	1657	Flujo (m³/d)	1697	Flujo (m³/d)	1718
Flujo (m³/h)	69,04	Flujo (m³/h)	70,71	Flujo (m³/h)	71,58
ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99	ajuste regresión	0,99
Hora	Volumen SHR 1	Hora	Volumen SHR 2	Hora	Volumen SHR 2
19:53:20	63,17	4:42:30	29,08	22:24:21	36,54
19:54:20	62,98	4:43:30	28,57	22:25:21	35,88
19:55:20	61,58	4:44:30	27,62	22:26:21	34,54
19:56:20	59,21	4:45:30	25,3	22:27:21	33,1
19:57:20	58,82	4:46:30	23,68	22:28:21	31,85
19:58:20	57,49	4:47:30	22,78	22:29:21	30,54
19:59:20	56,06	4:48:30	21,23	22:30:21	29,19
20:00:20	55,91	4:49:30	20,98	22:31:21	28,91
20:01:20	54,74	4:50:30	19,55	22:32:21	27,49
20:02:20	53,38	4:51:30	18,16	22:33:21	25,11
20:03:20	52,15	4:52:30	17,96	22:34:21	24,96
20:04:20	50,87	4:53:30	16,7	22:35:21	23,49
20:05:20	49,53	4:54:30	15,26	22:36:21	22,14
20:06:20	48,26	4:55:30	13,19	22:37:21	21,05
20:07:20	47,35	4:56:30	12,39	22:38:21	20,61
		4:57:30	11,84		

Anexo 7

Graphs		Data									
	Total Distance (m)	Pressure (barg)									
	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC10	Branch CC10	Branch CC9	Branch CC9	Branch CC11	Branch CC11	Branch CC7	Branch CC7	
3	3960,1980	14,2596	2719,1360	22,3185	3860,1930	14,4306	0,0000	21,4804	2739,1370	29,1758	
4	3960,1980	14,2596	2719,1360	22,3185	3860,1930	14,4306	0,0000	21,4804	2739,1370	29,1758	
5	4267,3562	12,5766	3029,4015	20,3814	3910,1955	14,2893	198,0099	20,8966	3044,4022	25,2649	
6	4574,5144	11,2084	3339,6670	18,3319	3960,1980	14,2516	396,0198	20,7663	3349,6675	21,7541	
7	4881,6726	9,5176	3649,9325	16,3635	3960,1980	14,2516	594,0297	20,1819	3654,9327	17,8414	
8	5188,8309	8,0849	3960,1980	14,2516			792,0396	20,0504	3960,1980	14,2516	
9	5495,9891	6,3615	3960,1980	14,2516			990,0495	19,4652	3960,1980	14,2516	
10	5803,1473	4,7965					1188,0594	19,3325			
11	6110,2901	3,0000					1386,0693	18,7467			
12	6110,2901	3,0000					1584,0792	18,6126			
13							1782,0891	18,0264			
14							1980,0990	17,8909			
15							2178,1089	17,3041			
16							2376,1188	17,1671			
17							2574,1287	16,5800			
18							2772,1386	16,4413			
19							2970,1485	15,8539			
20							3168,1584	15,7135			
21							3366,1683	15,1258			
22							3564,1782	14,9836			
23							3762,1881	14,3958			
24							3960,1980	14,2516			
25							3960,1980	14,2516			
26											
27											
28											
29											
30											
31											

Figura A.7 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 8

Graphs		Data									
	Total Distance (m)	Pressure (barg)									
	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC11	Branch CC11	Branch CC10	Branch CC10	Branch CC9	Branch CC9	Branch CC7	Branch CC7	
3	3960,1980	23,1717	0,0000	36,8091	2719,1360	39,7564	3860,1930	23,5308	2739,1370	52,8793	
4	3960,1980	23,1717	0,0000	36,8091	2719,1360	39,7564	3860,1930	23,5308	2739,1370	52,8793	
5	4267,3562	20,1679	198,0099	35,8686	3029,4015	36,0775	3910,1955	23,3079	3044,4022	45,1148	
6	4574,5144	17,5825	396,0198	35,3723	3339,6670	31,7953	3960,1980	23,1993	3349,6675	37,9290	
7	4881,6726	14,5954	594,0297	34,4404	3649,9325	27,6329	3960,1980	23,1993	3654,9327	30,3195	
8	5188,8309	11,9561	792,0396	33,9542	3960,1980	23,1993			3960,1980	23,1993	
9	5495,9891	8,9548	990,0495	33,0306	3960,1980	23,1993			3960,1980	23,1993	
10	5803,1473	6,1585	1188,0594	32,5541					3960,1980	23,1993	
11	6110,2901	3,0000	1386,0693	31,6384							
12	6110,2901	3,0000	1584,0792	31,1711							
13			1782,0891	30,2632							
14			1980,0990	29,8048							
15			2178,1089	28,9042							
16			2376,1188	28,4543							
17			2574,1287	27,5609							
18			2772,1386	27,1191							
19			2970,1485	26,2326							
20			3168,1584	25,7986							
21			3366,1683	24,9187							
22			3564,1782	24,4922							
23			3762,1881	23,6188							
24			3960,1980	23,1993							
25			3960,1980	23,1993							
26											
27											
28											
29											
30											
31											

Figura A.8 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 9

Graphs		Data								
	Total Distance (m)	Pressure (barg)								
	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC11	Branch CC11	Branch CC10	Branch CC10	Branch CC9	Branch CC9	Branch CC7	Branch CC7
3	3960,1980	17,7764	0,0000	31,3408	2719,1360	34,7130	3860,1930	18,1044	2739,1370	32,6310
4	3960,1980	17,7764	0,0000	31,3408	2719,1360	34,7130	3860,1930	18,1044	2739,1370	32,6310
5	4267,3562	15,5752	198,0099	30,4003	3029,4015	30,7252	3910,1955	17,8833	3044,4022	28,7157
6	4574,5144	13,7340	396,0198	29,9098	3339,6670	26,4072	3960,1980	17,7724	3349,6675	25,2249
7	4881,6726	11,5326	594,0297	28,9779	3649,9325	22,2595	3960,1980	17,7724	3654,9327	21,3164
8	5188,8309	9,6273	792,0396	28,4971	3960,1980	17,7724			3960,1980	17,7724
9	5495,9891	7,3977	990,0495	27,5736	3960,1980	17,7724			3960,1980	17,7724
10	5803,1473	5,3444	1188,0594	27,1021						
11	6110,2901	3,0000	1386,0693	26,1866						
12	6110,2901	3,0000	1584,0792	25,7240						
13			1782,0891	24,8162						
14			1980,0990	24,3621						
15			2178,1089	23,4617						
16			2376,1188	23,0157						
17			2574,1287	22,1226						
18			2772,1386	21,6841						
19			2970,1485	20,7982						
20			3168,1584	20,3668						
21			3366,1683	19,4878						
22			3564,1782	19,0631						
23			3762,1881	18,1910						
24			3960,1980	17,7724						
25			3960,1980	17,7724						
26										
27										
28										
29										
30										
31										

Figura A.9 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 10

Graphs		Data								
	Total Distance (m)	Pressure (barg)								
	Branch CC9	Branch CC9	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC11	Branch CC11	Branch CC7	Branch CC7	Branch CC10	Branch CC10
3	3860,1930	20,0392	3960,1980	19,7055	0,0000	28,2235	2739,1370	24,0825	2719,1360	26,1464
4	3860,1930	20,0392	3960,1980	19,7055	0,0000	28,2235	2739,1370	24,0825	2719,1360	26,1464
5	3910,1955	19,8173	4267,3562	17,2182	198,0099	27,5775	3044,4022	22,6914	3029,4015	24,5790
6	3960,1980	19,7074	4574,5144	15,1130	396,0198	27,3787	3349,6675	21,8845	3339,6670	22,8781
7	3960,1980	19,7074	4881,6726	12,6309	594,0297	26,7318	3654,9327	20,5117	3649,9325	21,4114
8			5188,8309	10,4641	792,0396	26,5323	3960,1980	19,7074	3960,1980	19,7074
9			5495,9891	7,9579	990,0495	25,8847	3960,1980	19,7074	3960,1980	19,7074
10			5803,1473	5,6379	1188,0594	25,6845				
11			6110,2901	3,0000	1386,0693	25,0361				
12			6110,2901	3,0000	1584,0792	24,8352				
13					1782,0891	24,1861				
14					1980,0990	23,9844				
15					2178,1089	23,3347				
16					2376,1188	23,1321				
17					2574,1287	22,4817				
18					2772,1386	22,2783				
19					2970,1485	21,6273				
20					3168,1584	21,4229				
21					3366,1683	20,7714				
22					3564,1782	20,5660				
23					3762,1881	19,9140				
24					3960,1980	19,7074				
25					3960,1980	19,7074				
26										
27										
28										
29										
30										
31										

Figura A.10 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 11

Graphs		Data										
	Total Distance (m)	Pressure (barg)										
	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC9	Branch CC9	Branch CC7	Branch CC7		
3	3960,1980	15,0480	0,0000	24,6447	2719,1360	23,0933	3860,1930	15,2120	2739,1370	27,3463		
4	3960,1980	15,0480	0,0000	24,6447	2719,1360	23,0933	3860,1930	15,2120	2739,1370	27,3463		
5	4267,3562	13,2436	198,0099	23,9478	3029,4015	21,1550	3910,1955	15,0703	3044,4022	24,0690		
6	4574,5144	11,7703	396,0198	23,6887	3339,6670	19,1093	3960,1980	15,0333	3349,6675	21,2131		
7	4881,6726	9,9606	594,0297	22,9915	3649,9325	17,1403	3960,1980	15,0333	3654,9327	17,9405		
8	5188,8309	8,4236	792,0396	22,7316	3960,1980	15,0333			3960,1980	15,0333		
9	5495,9891	6,5842	990,0495	22,0344	3960,1980	15,0333			3960,1980	15,0333		
10	5803,1473	4,9145	1188,0594	21,7736								
11	6110,2901	3,0000	1386,0693	21,0762								
12	6110,2901	3,0000	1584,0792	20,8145								
13			1782,0891	20,1171								
14			1980,0990	19,8542								
15			2178,1089	19,1569								
16			2376,1188	18,8928								
17			2574,1287	18,1956								
18			2772,1386	17,9300								
19			2970,1485	17,2332								
20			3168,1584	16,9659								
21			3366,1683	16,2696								
22			3564,1782	16,0004								
23			3762,1881	15,3046								
24			3960,1980	15,0333								
25			3960,1980	15,0333								
26												
27												
28												
29												
30												
31												

Figura A.11 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 12

Graphs		Data										
	Total Distance (m)	Pressure (barg)										
	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC9	Branch CC9	Branch CC7	Branch CC7		
3	3960,1980	24,5018	0,0000	42,6279	2719,1360	40,9904	3860,1930	24,8781	2739,1370	49,1052		
4	3960,1980	24,5018	0,0000	42,6279	2719,1360	40,9904	3860,1930	24,8781	2739,1370	49,1052		
5	4267,3562	21,2908	198,0099	41,4608	3029,4015	37,3789	3910,1955	24,6549	3044,4022	42,6282		
6	4574,5144	18,5169	396,0198	40,7258	3339,6670	33,1043	3960,1980	24,5467	3349,6675	36,7308		
7	4881,6726	15,3291	594,0297	39,5693	3649,9325	28,9683	3960,1980	24,5467	3654,9327	30,3809		
8	5188,8309	12,5073	792,0396	38,8466	3960,1980	24,5467			3960,1980	24,5467		
9	5495,9891	9,3130	990,0495	37,7005	3960,1980	24,5467			3960,1980	24,5467		
10	5803,1473	6,3400	1188,0594	36,9896								
11	6110,2901	3,0000	1386,0693	35,8534								
12	6110,2901	3,0000	1584,0792	35,1539								
13			1782,0891	34,0273								
14			1980,0990	33,3388								
15			2178,1089	32,2215								
16			2376,1188	31,5435								
17			2574,1287	30,4353								
18			2772,1386	29,7673								
19			2970,1485	28,6680								
20			3168,1584	28,0096								
21			3366,1683	26,9188								
22			3564,1782	26,2696								
23			3762,1881	25,1873								
24			3960,1980	24,5467								
25			3960,1980	24,5467								
26												
27												
28												
29												
30												
31												

Figura A.12 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 13

Graphs		Data									
	Total Distance (m)	Pressure (barg)									
	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC11	Branch CC11	Branch CC10	Branch CC10	Branch CC9	Branch CC9	Branch CC7	Branch CC7	
3	3960,1980	16,5456	0,0000	26,1415	2719,1360	33,5471	3860,1930	16,8637	2739,1370	28,8249	
4	3960,1980	16,5456	0,0000	26,1415	2719,1360	33,5471	3860,1930	16,8637	2739,1370	28,8249	
5	4267,3562	14,5201	198,0099	25,4441	3029,4015	29,5049	3910,1955	16,6431	3044,4022	25,5449	
6	4574,5144	12,8450	396,0198	25,1851	3339,6670	25,1781	3960,1980	16,5315	3349,6675	22,6968	
7	4881,6726	10,8171	594,0297	24,4875	3649,9325	21,0323	3960,1980	16,5315	3654,9327	19,4236	
8	5188,8309	9,0785	792,0396	24,2278	3960,1980	16,5315			3960,1980	16,5315	
9	5495,9891	7,0230	990,0495	23,5299	3960,1980	16,5315			3960,1980	16,5315	
10	5803,1473	5,1449	1188,0594	23,2696							
11	6110,2901	3,0000	1386,0693	22,5715							
12	6110,2901	3,0000	1584,0792	22,3104							
13			1782,0891	21,6122							
14			1980,0990	21,3502							
15			2178,1089	20,6520							
16			2376,1188	20,3889							
17			2574,1287	19,6907							
18			2772,1386	19,4265							
19			2970,1485	18,7284							
20			3168,1584	18,4628							
21			3366,1683	17,7650							
22			3564,1782	17,4978							
23			3762,1881	16,8004							
24			3960,1980	16,5315							
25			3960,1980	16,5315							
26											
27											
28											
29											
30											
31											

Figura A.13 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 14

Graphs		Data									
	Total Distance (m)	Pressure (barg)									
	Branch CC9	Branch CC9	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC11	Branch CC11	Branch CC10	Branch CC10	Branch CC7	Branch CC7	
3	3860,1930	20,2941	3960,1980	19,8198	0,0000	31,2485	2719,1360	26,4175	2739,1370	23,5679	
4	3860,1930	20,2941	3960,1980	19,8198	0,0000	31,2485	2719,1360	26,4175	2739,1370	23,5679	
5	3910,1955	20,0721	4267,3562	17,3085	198,0099	30,4690	3029,4015	24,8463	3044,4022	22,3551	
6	3960,1980	19,9624	4574,5144	15,1861	396,0198	30,1217	3339,6670	23,1462	3349,6675	21,7548	
7	3960,1980	19,9624	4881,6726	12,6813	594,0297	29,3420	3649,9325	21,6654	3654,9327	20,5586	
8			5188,8309	10,4991	792,0396	28,9946	3960,1980	19,9624	3960,1980	19,9624	
9			5495,9891	7,9732	990,0495	28,2147	3960,1980	19,9624	3960,1980	19,9624	
10			5803,1473	5,6424	1188,0594	27,8671					
11			6110,2901	3,0000	1386,0693	27,0872					
12			6110,2901	3,0000	1584,0792	26,7394					
13					1782,0891	25,9593					
14					1980,0990	25,6112					
15					2178,1089	24,8312					
16					2376,1188	24,4826					
17					2574,1287	23,7026					
18					2772,1386	23,3535					
19					2970,1485	22,5736					
20					3168,1584	22,2238					
21					3366,1683	21,4442					
22					3564,1782	21,0935					
23					3762,1881	20,3142					
24					3960,1980	19,9624					
25					3960,1980	19,9624					
26											
27											
28											
29											
30											
31											

Figura A.14 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 15

Graphs		Data								
	Total Distance (m)	Pressure (barg)								
	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC9	Branch CC9	Branch CC7	Branch CC7
3	3960,1980	15,8090	0,0000	25,4024	2719,1360	23,8458	3860,1930	15,9705	2739,1370	30,6830
4	3960,1980	15,8090	0,0000	25,4024	2719,1360	23,8458	3860,1930	15,9705	2739,1370	30,6830
5	4267,3562	13,9090	198,0099	24,7052	3029,4015	21,9062	3910,1955	15,8283	3044,4022	26,7705
6	4574,5144	12,3356	396,0198	24,4462	3339,6670	19,8641	3960,1980	15,7919	3349,6675	23,2693
7	4881,6726	10,4277	594,0297	23,7488	3649,9325	17,8944	3960,1980	15,7919	3654,9327	19,3593
8	5188,8309	8,7857	792,0396	23,4891	3960,1980	15,7919			3960,1980	15,7919
9	5495,9891	6,8410	990,0495	22,7914	3960,1980	15,7919			3960,1980	15,7919
10	5803,1473	5,0506	1188,0594	22,5309						
11	6110,2901	3,0000	1386,0693	21,8332						
12	6110,2901	3,0000	1584,0792	21,5718						
13			1782,0891	20,8740						
14			1980,0990	20,6116						
15			2178,1089	19,9138						
16			2376,1188	19,6502						
17			2574,1287	18,9525						
18			2772,1386	18,6877						
19			2970,1485	17,9902						
20			3168,1584	17,7238						
21			3366,1683	17,0267						
22			3564,1782	16,7586						
23			3762,1881	16,0620						
24			3960,1980	15,7919						
25			3960,1980	15,7919						
26										
27										
28										
29										
30										
31										

Figura A.15 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 16

Graphs		Data								
	Total Distance (m)	Pressure (barg)								
	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC9	Branch CC9	Branch CC7	Branch CC7
3	3960,1980	21,3364	0,0000	30,6780	2719,1360	37,7605	3860,1930	21,3937	2739,1370	50,7449
4	3960,1980	21,3364	0,0000	30,6780	2719,1360	37,7605	3860,1930	21,3937	2739,1370	50,7449
5	4267,3562	18,6208	198,0099	29,9798	3029,4015	33,9663	3910,1955	21,1714	3044,4022	42,9894
6	4574,5144	16,2955	396,0198	29,7199	3339,6670	29,6709	3960,1980	21,0620	3349,6675	35,8034
7	4881,6726	13,5859	594,0297	29,0212	3649,9325	25,5151	3960,1980	21,0620	3654,9327	28,1979
8	5188,8309	11,1975	792,0396	28,7610	3960,1980	21,0620			3960,1980	21,0620
9	5495,9891	8,4614	990,0495	28,0619	3960,1980	21,0620			3960,1980	21,0620
10	5803,1473	5,9076	1188,0594	27,8014						
11	6110,2901	3,0000	1386,0693	27,1020						
12	6110,2901	3,0000	1584,0792	26,8412						
13			1782,0891	26,1414						
14			1980,0990	25,8801						
15			2178,1089	25,1800						
16			2376,1188	24,9182						
17			2574,1287	24,2179						
18			2772,1386	23,9556						
19			2970,1485	23,2551						
20			3168,1584	22,9920						
21			3366,1683	22,2914						
22			3564,1782	22,0275						
23			3762,1881	21,3268						
24			3960,1980	21,0620						
25			3960,1980	21,0620						
26										
27										
28										
29										
30										
31										

Figura A.16 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 17

Graphs		Data								
	Total Distance (m)	Pressure (barg)								
	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC11	Branch CC11	Branch CC10	Branch CC10	Branch CC9	Branch CC9	Branch CC7	Branch CC7
3	3960,1980	17,2743	0,0000	26,8676	2719,1360	34,2305	3860,1930	17,5897	2739,1370	32,1237
4	3960,1980	17,2743	0,0000	26,8676	2719,1360	34,2305	3860,1930	17,5897	2739,1370	32,1237
5	4267,3562	15,1589	198,0099	26,1701	3029,4015	30,2189	3910,1955	17,3688	3044,4022	28,2093
6	4574,5144	13,3883	396,0198	25,9110	3339,6670	25,8972	3960,1980	17,2577	3349,6675	24,7159
7	4881,6726	11,2679	594,0297	25,2132	3649,9325	21,7504	3960,1980	17,2577	3654,9327	20,8072
8	5188,8309	9,4291	792,0396	24,9536	3960,1980	17,2577			3960,1980	17,2577
9	5495,9891	7,2738	990,0495	24,2554	3960,1980	17,2577			3960,1980	17,2577
10	5803,1473	5,2800	1188,0594	23,9952						
11	6110,2901	3,0000	1386,0693	23,2969						
12	6110,2901	3,0000	1584,0792	23,0359						
13			1782,0891	22,3374						
14			1980,0990	22,0757						
15			2178,1089	21,3771						
16			2376,1188	21,1144						
17			2574,1287	20,4157						
18			2772,1386	20,1520						
19			2970,1485	19,4534						
20			3168,1584	19,1885						
21			3366,1683	18,4901						
22			3564,1782	18,2237						
23			3762,1881	17,5256						
24			3960,1980	17,2577						
25			3960,1980	17,2577						
26										
27										
28										
29										
30										
31										

Figura A.17 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 18

Graphs		Data								
	Total Distance (m)	Pressure (barg)								
	Branch CC9	Branch CC9	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC11	Branch CC11	Branch CC10	Branch CC10	Branch CC7	Branch CC7
3	3860,1930	21,3937	3960,1980	21,2512	0,0000	32,3527	2719,1360	27,5654	2739,1370	25,4348
4	3860,1930	21,3937	3960,1980	21,2512	0,0000	32,3527	2719,1360	27,5654	2739,1370	25,4348
5	3910,1955	21,1714	4267,3562	18,5482	198,0099	31,5730	3029,4015	25,9804	3044,4022	24,0399
6	3960,1980	21,0620	4574,5144	16,2346	396,0198	31,2252	3339,6670	24,2840	3349,6675	23,2377
7	3960,1980	21,0620	4881,6726	13,5374	594,0297	30,4452	3649,9325	22,7613	3654,9327	21,8607
8			5188,8309	11,1606	792,0396	30,0974	3960,1980	21,0620	3960,1980	21,0620
9			5495,9891	8,4366	990,0495	29,3172	3960,1980	21,0620	3960,1980	21,0620
10			5803,1473	5,8945	1188,0594	28,9693				
11			6110,2901	3,0000	1386,0693	28,1890				
12			6110,2901	3,0000	1584,0792	27,8410				
13					1782,0891	27,0605				
14					1980,0990	26,7123				
15					2178,1089	25,9318				
16					2376,1188	25,5833				
17					2574,1287	24,8028				
18					2772,1386	24,4538				
19					2970,1485	23,6734				
20					3168,1584	23,3238				
21					3366,1683	22,5435				
22					3564,1782	22,1932				
23					3762,1881	21,4132				
24					3960,1980	21,0620				
25					3960,1980	21,0620				
26										
27										
28										
29										
30										
31										

Figura A.18 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 19

Graphs		Data								
	Total Distance (m)	Pressure (barg)								
	Branch CCS	Branch CCS	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC7	Branch CC7	Branch CC10	Branch CC10
3	3860,1930	20,0869	3960,1980	19,9490	0,0000	34,8902	2739,1370	23,0898	2719,1360	22,8408
4	3860,1930	20,0869	3960,1980	19,9490	0,0000	34,8902	2739,1370	23,0898	2719,1360	22,8408
5	3910,1955	19,9430	4267,3562	17,4979	198,0099	33,9291	3044,4022	22,0469	3029,4015	22,1399
6	3960,1980	19,9094	4574,5144	15,3772	396,0198	33,3855	3349,6675	21,5026	3339,6670	21,3456
7	3960,1980	19,9094	4881,6726	12,9114	594,0297	32,4253	3654,9327	20,4630	3649,9325	20,7170
8			5188,8309	10,7051	792,0396	31,8825	3960,1980	19,9094	3960,1980	19,9094
9			5495,9891	8,1762	990,0495	30,9232	3960,1980	19,9094	3960,1980	19,9094
10			5803,1473	5,7516	1188,0594	30,3813				
11			6110,2901	3,0000	1386,0693	29,4230				
12			6110,2901	3,0000	1584,0792	28,8816				
13					1782,0891	27,9243				
14					1980,0990	27,3834				
15					2178,1089	26,4273				
16					2376,1188	25,8865				
17					2574,1287	24,9316				
18					2772,1386	24,3908				
19					2970,1485	23,4373				
20					3168,1584	22,8962				
21					3366,1683	21,9442				
22					3564,1782	21,4024				
23					3762,1881	20,4522				
24					3960,1980	19,9094				
25					3960,1980	19,9094				
26										
27										
28										
29										
30										
31										

Figura A.19 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.

Anexo 20

Graphs		Data								
	Total Distance (m)	Pressure (barg)								
	Branch CCS	Branch CCS	Branch Oleo	Branch Oleo	Branch CC1	Branch CC1	Branch CC7	Branch CC7	Branch CC10	Branch CC10
3	3860,1930	22,6623	3960,1980	22,4120	0,0000	34,6883	2739,1370	27,0118	2719,1360	28,8663
4	3860,1930	22,6623	3960,1980	22,4120	0,0000	34,6883	2739,1370	27,0118	2719,1360	28,8663
5	3910,1955	22,4395	4267,3562	19,5494	198,0099	33,8565	3044,4022	25,5407	3029,4015	27,2693
6	3960,1980	22,3307	4574,5144	17,0789	396,0198	33,4515	3349,6675	24,6602	3339,6670	25,5769
7	3960,1980	22,3307	4881,6726	14,2221	594,0297	32,6197	3654,9327	23,2072	3649,9325	24,0255
8			5188,8309	11,6867	792,0396	32,2151	3960,1980	22,3307	3960,1980	22,3307
9			5495,9891	8,7999	990,0495	31,3833	3960,1980	22,3307	3960,1980	22,3307
10			5803,1473	6,0876	1188,0594	30,9790				
11			6110,2901	3,0000	1386,0693	30,1473				
12			6110,2901	3,0000	1584,0792	29,7432				
13					1782,0891	28,9116				
14					1980,0990	28,5076				
15					2178,1089	27,6762				
16					2376,1188	27,2722				
17					2574,1287	26,4410				
18					2772,1386	26,0368				
19					2970,1485	25,2060				
20					3168,1584	24,8015				
21					3366,1683	23,9711				
22					3564,1782	23,5662				
23					3762,1881	22,7362				
24					3960,1980	22,3307				
25					3960,1980	22,3307				
26										
27										
28										
29										
30										
31										

Figura A.20 Data brindada por el PIPESIM para argumentar gráfico.