

Universidad de Matanzas



Facultad de Ciencias Técnicas

Departamento de Química e Ingeniería Química

**Trabajo de diploma presentado en opción
al título académico de Ingeniero Químico**

**“Incidencia en la producción de los pozos que explotan el
yacimiento Varadero Oeste Extendido, al utilizar la red de
medición como línea de producción.”**

Autor:

Eduardo Rodríguez Colina

Tutores:

MSc. Irina Pedroso Rodríguez

MSc. Carlos Alberto Gonzáles Hernández

Matanzas, Cuba

2016

Declaración de autoridad.

Declaro ser el único autor de este Trabajo de Diploma presentado en opción al título académico de Ingeniero Químico; por lo tanto autorizo para su consulta a profesionales, técnicos y demás personal de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro y de la Universidad de Matanzas, que deseen hacer uso del mismo con el objetivo y finalidad que se estime conveniente, quedando prohibida la reproducción total o parcial de este documento.

Eduardo Rodríguez Colina.

Facultad de Ciencias Técnicas.

Universidad de Matanzas

***“Para ser exitoso no tienes que hacer cosas extraordinarias.
Haz cosas ordinarias, extraordinariamente bien...”***

Jim Rohn

A mis padres...

A mi familia...

A mis amigos...

Agradecimientos

“Agradecer una ayuda, es cualidad muy simple pero de gran peso moral.”

Es por eso que quiero dar hoy mis más sinceros agradecimientos:

- ✓ A mis padres Yoharmis y Eduardo por darme la vida, por todos los sacrificios que hicieron para que yo pudiera cumplir este sueño.
- ✓ A mi familia por darme todo su apoyo, su cariño y ser un paradigma en mi formación personal, en especial a mi abuelo Gumercindo; a mis tías Marcia y a Rosa; también a mis primos Yeni, Suri, Henry y Lorenzo A “Papucho”.
- ✓ A Nathalie porque conocerla es lo mejor que me ha pasado en estos cinco años, gracias a ella aprendí que no existen límites y que los sueños se hacen realidad.
- ✓ A Osbel por ser el hermano que la vida me regaló, por compartir conmigo alegrías y tristezas, por permitirme entrar y ser parte de su familia.
- ✓ A Leannis por llegar a mi vida y formar parte de mi familia, por demostrarme que a pesar de la distancia estaremos siempre el uno para el otro.
- ✓ A Modesto e Ileana, por apoyarme y preocuparse como si fuera su propio hijo.
- ✓ A mis tutores Irina Pedroso y Carlos Gonzáles por todo lo que aprendí estando a su lado estos meses, por su atención, preocupación, dedicación y ayuda.
- ✓ A mis amigos, por ayudarme a levantarme siempre que lo necesite, en especial a Ofrey, Israel, Livian, Lester, Nosleydis, Yainiel y Yoeldis.
- ✓ A mis compañeros de aula, por todos los momentos compartidos y que gracias al apoyo de los unos a los otros, hoy todos logramos el mismo sueño, en especial a Laura, Lili, Aliannis, Leonel, Yaisis, Heydi, Lissy, Leysis, Anita, Onel, Addiel, Laurie, Yosmely, Gustavo y Alain.
- ✓ A todos los que empezamos juntos esta grandiosa aventura, pero por una razón u otra hoy no terminan, especialmente a Basulto “Mi tocayo”, Dayamí, Fernando, Anniel y Maylin.
- ✓ A otros compañeros que con el paso de los años fueron entrando al aula y se convirtieron en buenos amigos, en especial a Leonardo, Yanaisi, Karina y Orlando.

- ✓ A mis amigos del barrio, por crecer conmigo y vivir innumerables aventuras, en especial a Robe, Mayita, Mairenis y Mario S.
- ✓ A Melzer, Liudmila y Sandro por el apoyo brindado en este último tiempo.
- ✓ Al profesor Jesús Luis Orozco por confiar en mí, brindarme su apoyo y principalmente por trabajar en este año junto con él, enseñándome como ser un poco mejor.
- ✓ Al resto del colectivo de profesores que con entrega nos han dado lo mejor de sí y por prepararnos para enfrentar el futuro con gran profesionalidad, en especial a Leibis, Santiago, Roberto y Alejandro.
- ✓ A todos los trabajadores de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro que estuvieron involucrados en la realización de este trabajo, en especial al Grupo de Evaluación e Ingeniería, el Grupo de Seguridad Industrial, la Dirección Técnica, el Departamento de Yacimiento, la Dirección del Laboratorio Central y al colectivo del Centro Colector # 11.

Alcanzar esta meta sólo ha sido posible gracias al esfuerzo de todos aquellos que de una forma u otra han estado muy cerca de mí.

A todos muchas gracias...

Resumen

Este documento recoge un estudio realizado en el Centro Colector 11, ubicado dentro de la zona geológica de prospección y desarrollo del yacimiento Varadero Oeste Extendido perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro, con el objetivo de determinar cómo incide en la producción de los pozos la utilización de la red de medición como línea de producción para el transporte del fluido multifásico, en caso de presentarse una avería en dicha línea. Se simulan las redes de recolección utilizando como herramienta de simulación el *software* PIPESIM, a partir de datos de parámetros operacionales recopilados en el período comprendido entre el 12 de noviembre del 2015 hasta el 30 de marzo del presente año, obteniendo que el modelo de transporte de flujo multifásico XIAO es el que más se ajusta a las condiciones reales de operación. El análisis del comportamiento de los patrones de flujo permite conocer que el diámetro de la tubería es el factor determinante en sus variaciones, siendo estos patrones los que definen la caída de presión en el sistema. El caso estudio demuestra que no es posible utilizar la red de medición con este propósito, puesto que provoca una reducción en la producción del centro de 608,91 m³/d, equivalente al 33,03 % de la producción total del yacimiento, por lo que se recomienda solo aplicar esta acción tecnológica en situaciones excepcionales.

Abstract

This document picks up a study carried out in the Collector Center 11, located inside the prospecting and development geological area of the oilfield Varadero West Extended belonging to the Company of Perforation and Extraction of Petroleum of the Center, with the objective of determining how it impacts in the production of the wells the use of the measurement net like production line for the transport of multiphase flow, in case that a breakdown is presented in this line. The gathering nets are simulated using as simulation tool the software PIPESIM, starting from data of operational parameters gathered in the period understood among November 12th, 2015 until March 30th of the present year, obtaining that the model of transport multiphase flow XIAO is the one that present more adjusted to the real conditions of operation. The analysis of the behavior of the flow patterns allows that to know the diameter of the pipe is the decisive factor in its variations, being these patterns the one that define the drop pressure in the system. The case study demonstrates that it is not possible to use the measurement net with this purpose, because it causes a reduction in the center's production of 608,91 m³/d, equivalent to 33,03 % of the total production of the location, it is recommended to apply this technological action only in exceptional situations.

Tabla de Contenido

Introducción	1
Capítulo 1. Análisis Bibliográfico	4
1.1. Fundamentos del flujo multifásico.....	4
1.1.1. Patrones de flujo multifásico	5
1.1.2. Estimación de propiedades	9
1.1.2.1. Factor de entrapamiento (H).....	10
1.1.2.2. Factor de entrapamiento sin deslizamiento (λ).....	11
1.1.2.3. Velocidad.....	11
1.1.2.4. Densidad de la mezcla (ρ_M).....	13
1.1.2.5. Viscosidad de la mezcla (μ_M).....	13
1.1.3. Ecuaciones fundamentales	14
1.1.4. Modelos de correlación	16
1.2. Sistema de transporte en las redes de recolección	18
1.2.1. Sistema de tuberías	18
1.2.1.1. Características de las tuberías.....	18
1.2.1.2. Gradiente de presión en tuberías horizontales.....	19
1.2.2. Válvulas y accesorios.....	19
1.2.2.1. Caída de presión provocada por las válvulas y accesorios.....	20
1.3. Separadores gas - líquido.....	21
1.3.1. Tipos de separadores.....	21
1.4. <i>Softwares</i> de simulación hidrodinámica para flujos multifásicos.....	22
1.4.1. Generalidades del PIPESIM.....	25
1.5. Conclusiones Parciales.....	26
Capítulo 2. Materiales y Métodos	27
2.1. Caracterización tecnológica del proceso	27
2.1.1. Descripción de la Instalación.....	27
2.1.2. Descripción del flujo tecnológico de producción.....	28
2.1.3. Equipos fundamentales	29
2.1.4. Características de la materia prima.....	30
2.2. Recopilación de datos.....	30
2.2.1. Levantamiento de las redes de recolección	30
2.2.2. Variables del proceso	31

2.2.3. Registro de datos e instrumentación utilizada	32
2.2.4. Muestra de estudio	33
2.3. Procesamiento estadístico de los datos.....	34
2.4. Metodología de simulación	34
2.4.1. Estrategia general de simulación	34
2.4.2. Introducción al PIPESIM (versión 2010.1.1).....	36
2.4.2.1. Metodología de trabajo en el software.....	36
2.4.3. Validación de los modelos de simulación.....	48
2.4.4. Caso de estudio	49
Capítulo 3. Análisis de Resultados	51
3.1. Análisis estadístico de las presiones de superficie	51
3.2. Simulación de las redes de recolección.....	52
3.2.1. Construcción del Diagrama de Flujo de Información (DFI).....	52
3.2.2. Determinación del orden de cálculo	53
3.2.3. Selección de los modelos de transporte para la simulación.....	54
3.3. Validación de los modelos de transporte para fluidos multifásicos	56
3.3.1. Validación del modelo en la red de medición	56
3.3.2. Validación del modelo en la red de producción.....	59
3.4. Análisis del comportamiento de los patrones de flujo	61
3.5. Análisis del caso de estudio.....	67
3.6. Conclusiones Parciales.....	71
Conclusiones	72
Recomendaciones.....	73
Glosario de términos y definiciones.....	74
Bibliografía.....	75
Anexos	80

Introducción

En la actualidad el petróleo es uno de los productos naturales más cotizados por ser la principal fuente de energía mundial, a tal extremo que el 35% de la demanda energética es cubierta por dicho combustible, siendo el eje principal de importantes acontecimientos políticos y sociales que más han caracterizado las últimas décadas de la humanidad. Este producto ha dado lugar a una profunda transformación técnica-industrial e influye directamente en la economía de los países que lo procesan, pues sus propiedades permiten que se le utilice en ventajosas aplicaciones industriales como fuente primaria de energía y materia prima para la industria petroquímica.

La amplia demanda de petróleo en la isla, se fundamenta por la gran variedad de aplicaciones que tiene en la sociedad cubana actual. Por ello, nuestra economía presenta una fuerte dependencia de la industria petrolera y al no disponer de una producción de crudo suficiente para garantizar la demanda, el país se ha visto en la necesidad de importarlo independientemente de la inestabilidad del mercado y las fluctuaciones de los precios. La industria petrolera cubana se encuentra en constantes procesos de transformaciones e inversiones, con el objetivo de incrementar la producción nacional de crudo y con ello la capacidad de independencia económica del país.

Hoy la mayor zona de producción de petróleo en Cuba es la franja norte localizada en la región Occidental del país, la misma se extiende desde el Este de la provincia La Habana hasta la Península de Varadero, en Matanzas. Actualmente en esta última provincia existen depósitos de petróleo y gas natural relativamente grandes, como los yacimientos de Cantel, Camarioca, Majaguillar, Guásimas y Varadero. Estos son atendidos y explotados por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), fundada en el año 1976. Dicha empresa se encuentra enclavada en la finca “La Cachurra”, del poblado de Guásimas, municipio Cárdenas, con niveles de producción anual por encima de un millón de toneladas de petróleo y 438 millones de metros cúbicos de gas. (Rodríguez, 2015)

El yacimiento de Varadero es una de las reservas de petróleo más estudiadas debido a sus características geológicas y dimensiones, siendo el de mayor capacidad de producción de la empresa con el 100% de la producción de gas natural y más del 98% de la producción total de petróleo, el cual se caracteriza por ser un crudo pesado y altamente viscoso. Se debe señalar que este yacimiento se encuentra en un proceso de incremento de su capacidad de reserva, debido al descubrimiento de su extensión hacia la zona Oeste del mismo.

La empresa cuenta con siete Centros Colectores que son los encargados de recolectar el fluido multifásico proveniente de los pozos en producción, cuantificar la producción total e individual de los pozos y medir los flujos de gas y líquido; además, se lleva a cabo el proceso de separación entre el gas acompañante y el petróleo para su posterior envío por medio de gasoductos y oleoductos a sus respectivos destinos.

El presente trabajo se realiza en el Centro Colector 11 (CC-11), ubicado dentro de la zona de prospección y desarrollo Varadero Oeste Extendido; el mismo cuenta con nueve pozos, caracterizados por tener la mayor producción de todos los operados por la entidad, representando el 25% de la producción total de la EPEP-Centro.

La red primaria de recolección del CC-11 está compuesta inicialmente por tuberías de 152,40 mm de diámetro por donde se trasladan de forma individual las producciones de los pozos hasta el *Manifold*, punto donde se separan en dos líneas de diámetros diferentes, una de 304,80 mm para transportar el fluido del pozo que se desea medir y otra de 508 mm por donde trasiega las producciones de los restantes pozos hacia el separador deseado. Debido a las condiciones de operación, el alto grado de corrosión atmosférica y las propiedades del fluido, este banco de tubería presenta grandes problemas de corrosión (cuenta con más de cinco años de explotación), lo que sugiere la posibilidad real de tener que garantizar frente a una contingencia o avería, el transporte de toda la producción de los pozos, por la tubería del colector de medición.

Al realizar esta acción tecnológica, se desconoce la incidencia que tiene en la producción de los pozos que explotan el yacimiento Varadero Oeste Extendido, debido al desplazamiento del punto de equilibrio hidrodinámico del sistema.

Es por ello que el **problema científico** que da lugar al presente trabajo investigativo es:

¿Cómo incide en la producción de los pozos que explotan el yacimiento Varadero Oeste Extendido la utilización de la red de medición como línea de producción?

Para dar solución a dicho problema, se plantea la siguiente **hipótesis**:

Si se utiliza la red de medición como línea de producción, no se afectará la producción de los pozos que explotan el yacimiento Varadero Oeste Extendido.

Para corroborar la hipótesis planteada, se propone como **objetivo general**:

Determinar cómo incide en la producción de los pozos que explotan el yacimiento Varadero Oeste Extendido la utilización de la red de medición como línea de producción.

Para dar cumplimiento al objetivo general propuesto, se trazan los **objetivos específicos** siguientes:

1. Realizar la caracterización tecnológica del proceso productivo del Centro Colector 11.
2. Obtener el modelo de transporte de flujo multifásico que posea mejor ajuste a las condiciones reales de operación en el sistema de transporte de las redes de recolección del Centro Colector 11.
3. Analizar la influencia que tiene el comportamiento de los patrones de flujos multifásicos sobre la caída de presión existente en el sistema.

Capítulo 1. Análisis Bibliográfico

El análisis de las fuentes bibliográficas que se realiza permite conocer los fundamentos teóricos de la investigación en curso, a través del presente capítulo. 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 las redes primarias de los Centros Colectores, abordando los fundamentos del flujo multifásico y características de los sistemas de transporte en las redes de recolección. Además, se enfatiza en los equipos de separación gas – líquido, así como en los softwares de simulación hidrodinámica para estos tipos de flujo.

1.1. Fundamentos del flujo multifásico

Azocar (2007), Cartas (2010) y Peñarrete (2012) definen al flujo multifásico en la producción de petróleo (Ver Anexo 1) como 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. 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. También pueden fluir de forma paralela uno de otro, u otra combinación de parámetros de flujo pueden estar presentes. El gas puede fluir con dos líquidos (normalmente petróleo y agua), y la posible existencia de estos líquidos emulsificados.

Según Torres y Trauwvitz (2006) el flujo bifásico es el caso más sencillo de flujo multifásico, 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, ejemplo: la formación de condensado de hidrocarburos, agua libre, hidratos o parafinas.

Xiao (2007), Castañeda (2011) y Peñarrete (2012) indican que 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.

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.

1.1.1. Patrones de flujo multifásico

Ferrer (2010) y NORSOK (2013) definen como patrones de flujo a la distribución espacial de las fases dentro de la tubería, estos dependen de la presión y la velocidad de las fases en el sistema. En los fluidos multifásicos estos patrones gobiernan el radio de volúmenes de cada fluido y la distribución de las presiones en la tubería y su estimación es de gran importancia, debido a que muchas de las correlaciones para calcular la caída de presión dependen de sus características.

Según Brill y Beggs (1991) y Peñarrete (2012) 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, tal como se muestra en las Figuras 1.1 y 1.2 respectivamente.

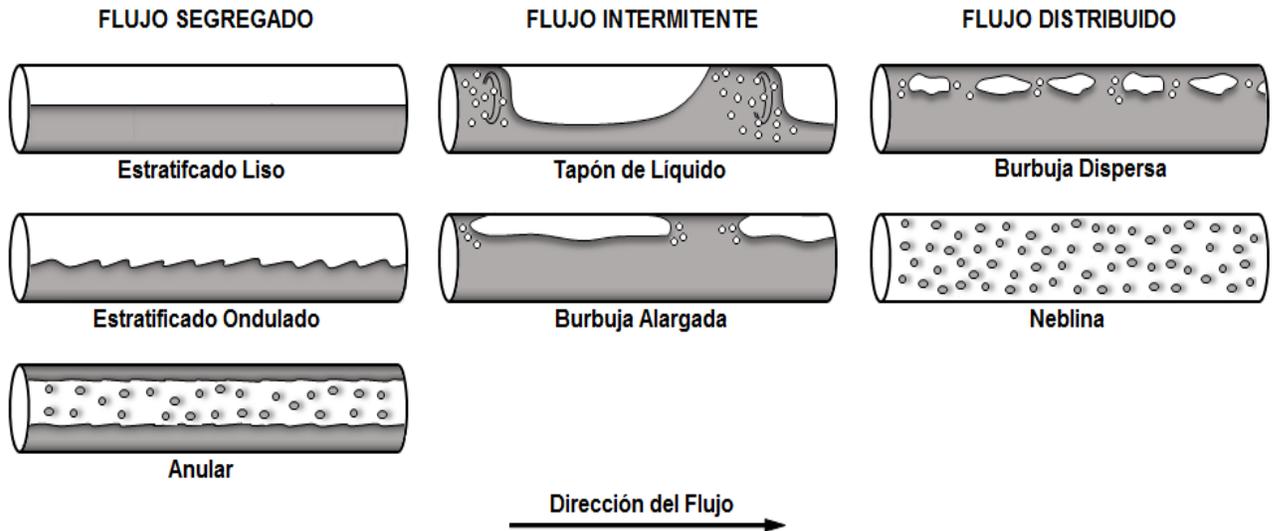


Figura 1.1: Patrones de flujo para sistemas multifásicos en tuberías horizontales o ligeramente inclinadas. (Brill y Beggs, 1991).

Para el flujo horizontal estos patrones de forma general se pueden clasificar en tres grupos: el primero, el flujo segregado que se caracteriza por una baja velocidad de la fase líquida, mientras que en la fase gaseosa esta puede variar entre baja y moderada; el segundo, flujo intermitente, para este patrón la velocidad es moderada para la fase líquida, mientras que oscila entre moderada y alta en la fase gaseosa y se caracteriza por un flujo intermitente de gas; y el tercer flujo, el distribuido que tiene la particularidad de que una de las fases es predominante debido a que el flujo de una de ellas es mucho mayor y por ende su velocidad. Estos patrones se describen a continuación en orden ascendente de la velocidad del gas (Brill y Beggs, 1991).

Burbuja Dispersa (BD).

El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de gas forma burbujas a lo largo del tope de la tubería, las velocidades del gas y el líquido son

aproximadamente iguales. Si las burbujas tienden a dispersarse a través del líquido, eso se llama algunas veces flujo tipo espuma.

Burbuja Alargada (BA).

Al aumentar el flujo de gas, las burbujas se unen y se forman secciones alternadas de gas y líquido a lo largo del tope de la tubería con una fase líquida continua remanente en el fondo.

Estratificado Liso (EL).

Cuando el flujo de gas se incrementa continuamente, los tapones de gas tienden a una fase continua. El gas fluye a lo largo del tope de la tubería y el líquido fluye a lo largo del fondo, esta interfase es relativamente suave y la fracción ocupada por cada fase permanece constante.

Estratificado Ondulado (EO).

Cuando el flujo de gas aumenta aún más, el gas se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante de la interfase forma olas de líquido y la amplitud de estas se incrementan con el aumento del flujo de gas.

Tapón de Líquido (TL).

En el momento que el flujo de gas alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos a una velocidad mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de gas, el líquido es presionado de manera que el gas ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto. Este tapón puede producir pulsaciones y vibraciones en codos, válvulas y otros accesorios, por lo que debe ser evitado en lo posible.

Anular (A).

El flujo anular es un régimen muy estable, donde el líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de la pared, mientras que el gas fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro y hay una gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido se extrae fuera de la película por el gas y se lleva al centro como gotas arrastradas y la película anular en la pared es más espesa

en el fondo que en el tope de la tubería. En este patrón, los efectos de caída de presión sobrepasan los de la gravedad, provocando que la orientación de la tubería y la dirección del flujo influyan en menor medida que en los regímenes anteriores.

Neblina (N).

Este patrón también se le conoce como Rocío y ocurre cuando la velocidad del gas en flujo anular alcanza su valor más alto, donde toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el gas como gotas arrastradas.

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 definen cuatro regímenes que pueden ocurrir en una tubería vertical, mostrados en la Figura 1.2.

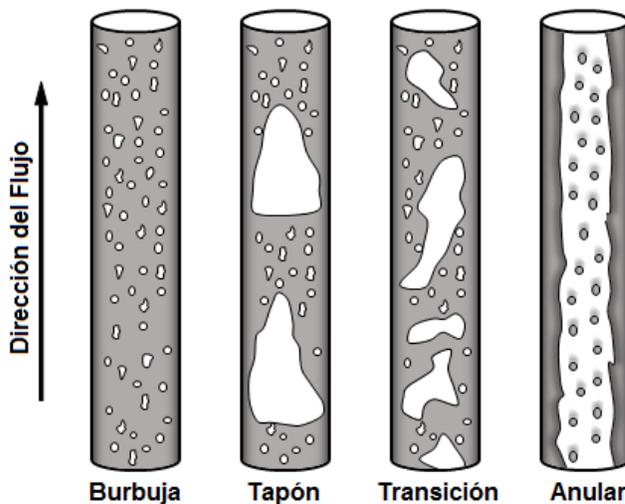


Figura 1.2: Patrones de flujo para sistemas multifásicos en tuberías verticales. (Brill y Beggs, 1991).

Burbuja (B).

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.

Tapón (Ta).

Este régimen 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 "*Taylor Bubble*" con un diámetro casi igual al de la tubería. El flujo consiste en sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido.

Transición (T).

Este patrón de flujo es caracterizado por un movimiento oscilatorio, donde los límites entre las fases no están bien claros y ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.

Anular (An).

Debido a la simetría del flujo, el espesor de la película líquida se encuentra alrededor de la pared de la tubería aproximadamente uniforme y predominan altas velocidades del gas.

1.1.2. Estimación de propiedades

Para 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.

Según NORSOK (2012) y Fingas (2014) las correlaciones para estimar las propiedades físicas del petróleo han sido desarrolladas utilizando sistemas de crudos de varias regiones productoras del mundo. 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.

Brill y Beggs (1991) reafirma que el comportamiento del flujo multifásico depende tanto de la velocidad de cada fase como de las propiedades del fluido, por ello, estas variables se deben tomar en cuenta en el análisis del gradiente de presión, debido a que el estudio incluye una segunda fase y la fase líquida está compuesta por dos líquidos inmiscibles, tal como agua y petróleo. Para estas condiciones este grupo de investigadores definen las propiedades siguientes:

1.1.2.1. Factor de entrapamiento (H)

Edomwonyi-Otu y Angeli (2015) definen el factor de entrapamiento del líquido (*Liquid Holdup*) como la fracción del volumen de un segmento de la tubería ocupada por la fase líquida en cualquier instante. Este factor puede variar desde cero cuando el fluido se encuentra en fase gaseosa y uno para la fase líquida.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento}} \quad (1.1)$$

Esta propiedad puede medirse experimentalmente o por correlaciones empíricas que están en función de las propiedades del fluido, el régimen de flujo y el diámetro e inclinación de la tubería. Por otra parte, el remanente del volumen del segmento de la tubería es ocupado por el gas tal como se muestra en la Figura 1.3, el cual se define como el volumen que ocupa la fase gaseosa respecto al volumen del conducto y se conoce como *Gas Holdup*:

$$H_G = 1 - H_L \quad (1.2)$$

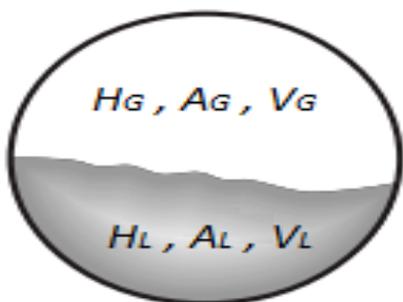


Figura 1.3: *Hold up* de líquido y gas en un segmento de tubería. (Brill y Beggs, 1991)

1.1.2.2. 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 1.3:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_G} \quad (1.3)$$

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 (1.2) y (1.3).

$$\lambda_G = 1 - \lambda_L = \frac{q_G}{q_G + q_L} \quad (1.4)$$

1.1.2.3. Velocidad

El movimiento de los patrones de flujo multifásico se caracteriza por diferentes tipos de velocidad, las cual 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:

$$V_{sG} = \frac{q_G}{A} \quad (1.5)$$

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A} \quad (1.6)$$

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 fluye 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:

$$V_G = \frac{q_G}{A \cdot H_G} = \frac{V_{sG}}{H_G} \quad (1.7)$$

$$V_L = \frac{q_L}{A \cdot H_L} = \frac{V_{sL}}{H_L} \quad (1.8)$$

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 Mezcla (V_M)

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

$$V_M = V_{sG} + V_{sL} \quad (1.9)$$

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:

$$V_S = V_G - V_L = \frac{V_{sG}}{H_G} - \frac{V_{sL}}{H_L} \quad (1.10)$$

1.1.2.4. Densidad de la mezcla (ρ_M)

De Ghetto (1994) indica que la determinación de la densidad de una mezcla gas-líquido es más complicado pues a que hay que tomar en cuenta la separación gravitacional y los fenómenos físicos entre las fases. A continuación, se presentan las ecuaciones generales para determinar la densidad de la mezcla multifásica:

$$\rho_M = \rho_L \cdot H_L + \rho_G \cdot (1 - H_L) \quad (1.11)$$

$$\rho_{MS} = \rho_L \cdot \lambda_L + \rho_G \cdot (1 - \lambda_L) \quad (1.12)$$

Con:

$$\rho_L = \rho_o \cdot f_o + \rho_w \cdot f_w \quad (1.13)$$

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (1.14)$$

$$f_w = 1 - f_o \quad (1.15)$$

Donde:

ρ_M : Densidad de la mezcla multifásica suponiendo deslizamiento entre las fases, lb/ft³.

ρ_{MS} : Densidad de la mezcla multifásica sin deslizamiento entre las fases, lb/ft³.

f_o y f_w : son las fracciones de petróleo y agua respectivamente.

ρ_G y ρ_L : Densidad del gas y el petróleo respectivamente, lb/ft³.

1.1.2.5. Viscosidad de la mezcla (μ_M)

Según Fingas (2014) la viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en el aspecto operacional de transporte, producción y refinación. El concepto de la viscosidad del flujo multifásico está definido de formas diferentes por varios autores y en consecuencia existe una gran variedad

de correlaciones para el cálculo de la misma. Sin embargo, en forma general, se pueden definir las siguientes ecuaciones:

$$\mu_M = \mu_L^{H_L} \cdot \mu_G^{H_G} \quad (1.16)$$

$$\mu_{MS} = \mu_L \cdot \lambda_L + \mu_G \cdot \lambda_H \quad (1.17)$$

Con:

$$\mu_L = \mu_o \cdot f_o + \mu_w \cdot f_w \quad (1.18)$$

Donde:

μ_M : Viscosidad de la mezcla multifásica suponiendo deslizamiento entre las fases, cP.

μ_{MS} : Viscosidad de la mezcla multifásica sin deslizamiento entre las fases, cP.

μ_o : Viscosidad del petróleo, cP.

μ_w : Viscosidad del agua, cP.

μ_G y μ_L : Viscosidad del gas y del líquido respectivamente, cP.

1.1.3. Ecuaciones fundamentales

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 2.

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:

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

Nomenclatura:

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.

1.1.4. Modelos de correlación

Craviño (2007) y Fair (2013) indican que 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.

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.

Según Oviedo y Chaparro (2011) 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. 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, 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.

García *et al.* (2004), Fancher (2004) y Craviño (2007) plantean en estudios realizados para flujo multifásico en tuberías horizontales, 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.

El autor después de analizar los criterios de diferentes investigadores en este tema considera que en los casos donde no se tenga un estudio previo para seleccionar los modelos, es necesario aplicar una metodología de solución que

evalúe todos los modelos según sus limitaciones en el caso de estudio y la confiabilidad en el ajuste de los mismos.

1.2. Sistema de transporte en las redes de recolección

1.2.1. Sistema de tuberías

Campione (2008) indica que el transporte de crudos por tuberías responde satisfactoriamente a la necesidad de despachar y recibir diariamente grandes volúmenes de petróleo. Rodríguez (2015) plantea que actualmente para muchas industrias petroleras, la solución económica más factible es el uso de tuberías que manejan flujos multifásico, ya que disminuye un 25% el costo de producción, con respecto a utilizar tuberías independientes para manejar los fluidos de ambas fases.

1.2.1.1. Características de las tuberías

NORSOK (2012) plantea que la tipología de un conducto depende generalmente de la topografía del terreno, las propiedades del fluido que se quiere transportar y las condiciones de operación del proceso. Las características más comunes de un oleoducto son la longitud, el diámetro externo y la calidad del acero. Según especificaciones del *American Petroleum Institute* API (1980) los tipos de acero más frecuente incluyen la serie desde el grado B hasta el grado X-70 que tienen un punto cedente mínimo de resistencia (capacidad que tiene el material para resistir la deformación bajo la acción de fuerzas que puedan aplicársele) de 2531 kg/cm² y 4921 kg/cm² respectivamente.

Las tuberías de sección circular son las más frecuentes, debido a que ofrecen mayor resistencia estructural, por tanto, los oleoductos abarcan una serie muy amplia de diámetros externos que varían desde 101,6 hasta 1625,6 mm y para ellos hay una gran variedad de diámetros internos que permiten determinar el espesor de la tubería, y por ende, su peso por unidad lineal de los tubos. Este peso es un parámetro fundamental en la selección adecuada del conducto requerido para satisfacer los volúmenes y presiones de bombeo.

1.2.1.2. Gradiente de presión en tuberías horizontales

Para Arcia (1999) un parámetro importante a la hora de diseñar una línea de flujo es la caída de presión que el fluido tendrá a lo largo de esta, por lo que ha sido objeto de estudio para varios investigadores citados por Ellul *et al.* (2004); los mismos han determinado que las pérdidas de presión en flujo multifásico horizontal pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores que las ocurridas en flujos monofásicos, esto se debe a que la fase gaseosa se desliza sobre la fase líquida, separadas ambas por una interfase que puede ser lisa o irregular dependiendo del patrón de flujo existente.

GPSA (1998) y Laurencio *et al.* (2012) consideran que las pérdidas de presión generadas son de dos tipos: primarias y secundarias, las primeras se producen por el contacto del fluido con las paredes de la tubería y por el rozamiento de unas capas de fluido con otras en régimen laminar o de las partículas del fluido entre sí (régimen turbulento); mientras que las segundas son producidas por las transiciones del flujo (estrechamientos o expansiones de la corriente) y por los accesorios presentes en el sistema de tuberías.

De forma general, para obtener la caída de presión entre dos puntos de una tubería se necesita realizar un balance de energía mecánica en el sistema. Aplicando la primera ley de la termodinámica y la ley de conservación de la energía, se establece que la energía de un fluido que se almacena en cualquier región del sistema más cualquier trabajo adicional realizado sobre o por el fluido menos la energía perdida por calor en el sistema es igual a la energía del fluido que sale de dicha sección.

1.2.2. Válvulas y accesorios

Crane (2010) clasifica las válvulas según la resistencia que ofrecen al flujo. Las que presentan un cambio en la dirección del flujo, como las válvulas de globo y angulares, están en el grupo de alta resistencia y las que tienen un paso directo del flujo, como las válvulas de compuerta, bola, macho y de mariposa pertenecen al grupo de baja resistencia. Para el petróleo se utilizan cada una de ellas en diversas partes del mundo.

Los acoplamientos o accesorios para la conexión de los sistemas de tuberías según criterios de Crane (2010) se dividen en los grupos siguientes: derivación, reducción, ampliación y desviación. Los conectores de reducción o ampliación son aquellos que cambian la superficie de paso del fluido. Los accesorios como las “T”, cruces, codos con salida lateral, se agrupan como accesorios de derivación, los cuales se caracterizan por cambiar la dirección del flujo.

1.2.2.1. Caída de presión provocada por las válvulas y accesorios

Chang y Paul (2006) y Crane (2010) indican que cuando un fluido se desplaza uniformemente por una tubería recta, larga y de diámetro constante, la configuración del flujo indicada por la distribución de la velocidad sobre el diámetro de la tubería adopta una forma característica. Cualquier obstáculo en la tubería cambia la dirección de la corriente en forma total o parcial, altera la configuración característica de flujo y ocasiona turbulencia, causando una pérdida de energía mayor de la que normalmente se produce en un flujo por una tubería recta. Además, las válvulas y accesorios en una línea de tuberías alteran la configuración de flujo, por lo que se produce una pérdida de presión adicional.

Crane (2010) define que la pérdida de presión total producida por una válvula o accesorio se integra por:

- ✓ La pérdida de presión dentro de la válvula.
- ✓ La pérdida de presión en la tubería de entrada es mayor de la que se produce normalmente si no existe válvula en la línea. (Este efecto es pequeño)
- ✓ La pérdida de presión en la tubería de salida es superior a la que se produce normalmente si no hubiera válvula en la línea. (Este efecto puede ser muy pequeño)

Desde el punto de vista experimental es difícil medir las tres caídas de presión por separado. Sin embargo, su efecto combinado es la cantidad deseada y puede medirse con métodos bien conocidos. El Anexo 3 muestra dos tramos de tubería del mismo diámetro y longitud. El tramo superior contiene una válvula de globo. Si las pérdidas de presión ΔP_1 y ΔP_2 se miden entre los puntos indicados, se encuentra que ΔP_1 es mayor que ΔP_2 . En realidad, la pérdida provocada por la

válvula de longitud “d” es ΔP_1 menos la pérdida en un tramo de tubería con longitud “a + b”.

1.3. Separadores gas - líquido

Ramírez (2014) y García (2015) indican que cuando el crudo a través de la red de recolección llega a los Centros Colectores, inmediatamente entra a los separadores gas-líquido, donde ocurre la separación inmediata de las diferentes fases que integran el fluido multifásico, además, se cuantifica la producción del flujo de gas y líquido total o individual de cada pozo, teniendo en cuenta los volúmenes que se registran en los niveles visuales y los sensores.

Según GPSA (1998), Barker *et al.* (2007) y API (2009) estos equipos tienen dos secciones básicas. Una sección superior donde el gas fluye hacia arriba o a través del recipiente y las gotitas de líquido caen a través del mismo hacia la fase de líquido. La sección inferior permite que las burbujas de gas en el líquido emerjan y pasen a la fase gaseosa. Un recipiente de tamaño satisfactorio garantiza un espacio apropiado en cada sección para que estas funciones se lleven a cabo con alguna eficiencia arbitraria.

Existen varios principios para lograr la separación de las fases que componen el fluido, como la separación gravitacional que plantea que los fluidos más ligeros tienden a flotar sobre los más densos, por tanto, mientras mayor sea la diferencia de densidad más efectiva será la separación. En Cuba debido a las características del fluido que se extrae de los yacimientos este es el principio que más se aplica.

1.3.1. Tipos de separadores

Lyons *et al.* (1996); Frankiewicz *et al.* (2001) y API (2009) plantean que los separadores generalmente se clasifican por su forma y por el número de fases que separan, si son dos fluidos como gas y petróleo se les llama bifásicos, o si se separan tres fluidos (gas, petróleo y agua) son trifásicos. El número de fases se refiere a las corrientes que salen del equipo no a las presentes en la entrada, por lo que la arena y los sedimentos que se depositan en el fondo no se consideran como una fase. El CC-11 opera con crudos generalmente pesados, y estos

presentan densidades muy similares al agua lo que hace la separación agua - petróleo más difícil, por tanto, los tipos de separadores con que trabaja son bifásicos. Estos autores clasifican los separadores en los tipos siguientes:

- ✓ Separadores Verticales: Operan con elevados flujo de gases, requieren menor área del plano que los recipientes horizontales equivalentes y facilitan la remoción de sólidos acumulados. (Ver Anexo 4)
- ✓ Separadores Horizontales: Manejan grandes volúmenes de líquido en relación con los verticales, debido a que el área de interfaz es más grande en un separador vertical y es más fácil separar las burbujas de gas en crudos pesados y espumosos. (Ver Anexo 5)
- ✓ Separadores Esféricos: Este diseño puede ser muy eficiente desde el punto de vista de contención de presión, pero debido a su capacidad limitada de flujo de líquido y dificultades con la fabricación son poco usados en la industria petrolera. (Ver Anexo 6)
- ✓ Separadores Ciclónicos: Son separadores eficientes que se fundamentan en el principio de la aceleración centrífuga, que no son comúnmente utilizados en las operaciones de producción porque son sensibles a la tasa de flujo y requieren de caídas en presión mayores a las de los separadores convencionales.

Chin *et al.* (2002) indican que no debe se debe seleccionar arbitrariamente entre un separador vertical y horizontal, sino que lo importante es que el diseño sea correcto. El autor considera que la elección debe estar basada en varios factores, incluyendo la base económica, reafirmando que un separador horizontal ofrece más capacidad por el mismo gasto que uno vertical cuando se comparan los costos del equipo; sin embargo, señala que un separador vertical puede ser preferible en situaciones donde el espacio está limitado o la arena es un problema.

1.4. Softwares de simulación hidrodinámica para flujos multifásicos

Según Santibáñez (2007), Bedoya y Fontecha (2010) en la actualidad con el avance de las tecnologías y la llegada de la informatización a la industria petrolera se han creado diversos 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.

Por otra parte, 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:

1. 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 y Fontecha, 2010)
2. 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), con bastante exactitud en el cálculo de reservas y de la producción. Éstas permiten obtener un análisis composicional completo del fluido. Este software enlaza más de 140 correlaciones PVT para gas y petróleo. (Santibáñez, 2007)

3. 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 seleccionan los métodos implícitos por ser los más adecuados al tratar con regímenes transitorios lentos. (Ellul *et al.*, 2004; Schlumberger, 2013 y Molina, 2015).
4. PIPEPHASE: es un simulador de flujo multifásico en estado estacionario y permite simular pozos, tuberías y redes de tuberías, tanto para el transporte de hidrocarburos como de agua y vapor. Este simulador cuenta con una interfaz de usuario que facilita la construcción de modelos y el análisis de resultados, además de un módulo para optimización de flujo en redes de conducción de fluidos. (Bedoya y Fontecha, 2010 y Fernández *et al.*, 2014).
5. 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)
6. PIPESIM: es un simulador de flujo multifásico en estado estacionario que se utiliza 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. (Schlumberger, 2010)

1.4.1. Generalidades del PIPESIM

El 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 permite 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 en numerosos sistemas para el procesamiento de datos tomados del campo y el ajuste de modelos para crudos de diversas regiones del mundo.

En el mercado hay otras herramientas de softwares pero sin duda estas son las más utilizadas y reconocidas en la industria petrolera. Se deba aclarar que la empresa actualmente solo cuenta con la licencia del PIPESIM, por tanto, será la herramienta a utilizar, el mismo resulta muy apropiado para el trabajo en cuestión considerando las ventajas señaladas anteriormente.

1.5. Conclusiones Parciales

1. El flujo multifásico presenta distribuciones espaciales de las fases conocidas como patrones de flujo, los cuales están sometidos por fenómenos de transporte que rigen el perfil de las presiones del fluido a lo largo del sistema.
2. Fundamentado en las características del objeto de estudio y en la bibliografía consultada, el modelo de transporte de flujo multifásico se estimará mediante las correlaciones empíricas presentadas por Beggs y Brill Original, Beggs y Brill Revisada, Mukherjee y Brill, el método mecanicista propuesto por Xiao *et al.* y el modelo homogéneo de Oliemans.
3. En la selección de los separadores se debe tener en cuenta criterios técnicos y económicos, dependiendo de las condiciones de operación, características de los fluidos y los costos de compra e instalación del equipo.
4. De los programas utilizados para la simulación de procesos petroleros, la herramienta que se utiliza en el trabajo es el *software* PIPESIM, debido a la amplia gama de aplicaciones que posee.

Capítulo 2. Materiales y Métodos

En este capítulo el autor diseña una estrategia de trabajo que permita organizar las tareas que den solución al problema planteado (Ver Anexo 7), además muestra la caracterización tecnológica del proceso del Centro Colector 11 perteneciente a la UEB de Producción de la EPEP-Centro, con el objetivo de reflejar en el informe las características técnicas necesarias del objeto de estudio. También se definen los procedimientos y las metodologías aplicadas en las diferentes etapas del estudio de la problemática para una mejor comprensión de los análisis de resultados en el capítulo siguiente.

2.1. Caracterización tecnológica del proceso

2.1.1. Descripción de la Instalación

El Centro Colector 11 se encuentra ubicado en el territorio de la comunidad Julián Alemán “La Conchita” en el km 26, Vía Blanca, Cárdenas, Matanzas y se localiza dentro de la zona geológica de prospección y desarrollo del yacimiento Varadero Oeste Extendido; cuenta en el campo con un ramillete integrado por nueve pozos (Ver Anexo 8), de ellos ocho explotan el yacimiento Varadero Oeste y el pozo restante el yacimiento Camarioca. Estos son caracterizados por tener la mayor producción de todos los operados por la entidad, representando el 25% de la producción total de la EPEP-Centro. El proceso de producción se realiza de forma continua durante todo el año y cuenta con cinco áreas fundamentales:

1. Área de Extracción.
2. Área de Separación.
3. Área de Almacenamiento.
4. Área de Trasiego.
5. Área de Tanques.

Dentro de la instalación del Centro se encuentran la oficina de control del Jefe de Turno, pantry, oficina del tecnólogo y baño; además está la oficina de Jefe de Centro y dos locales donde se sitúan los medios de protección del hombre, los medios contra incendios y los productos para la limpieza de equipos. También

existe un local donde están ubicadas las taquillas de los trabajadores con su baño y un Grupo Electrógeno de 500 kW para una emergencia al ocurrir avería en el Sistema Energético Nacional o en situación de un Evento Meteorológico.

2.1.2. Descripción del flujo tecnológico de producción

El flujo tecnológico de producción (Ver Anexo 9) comienza con el trasiego del fluido multifásico extraído de los pozos ubicados en el campo hasta el *Manifold* (punto donde se dirige el flujo al colector deseado, sea el de producción o medición). El fluido que pasa por el colector de producción o total mediante las válvulas correspondientes se dirige al depulsador hasta llegar al Separador Horizontal Total (SHT), al decidir que pozo se mide por motivos operacionales, el fluido fluye igual que el caso anterior pero por el colector de medición hasta llegar al Separador Horizontal de Medición (SHM), en ambos separadores tiene lugar la primera separación del gas y el líquido.

De estos separadores sale un fluido parcialmente desgasificado que se traslada por diferencia de presión hacia los Separadores Horizontales de Reserva (SHR) donde se almacena y se realiza la última separación del centro, y el mismo es succionado por las bombas encargadas de trasegarlo por el oleoducto hacia la Estación de Rebombeo Oeste (ERO), desde donde se rebombea hacia la Planta de Procesamiento de Crudo (PPC).

El gas que sale del SHM pasa por las líneas de medición estando estas conectadas al gasómetro y en dependencia del comportamiento del pozo se utiliza el diámetro adecuado de dos, cuatro o seis pulgadas. Posteriormente este gas se une al que sale del SHT, pasando a través de los Separadores Verticales de Arrastre de Reserva (SVA-R) y al lazo de medición donde está ubicado el gasómetro para cuantificar el gas total producido por los pozos del centro. Estos gases producto de la separación se envían por gasoducto hacia la Planta de ENERGAS o se combustionan en el *flare* mediante un sistema hermético, por lo que minimiza el escape de gas a la atmósfera y las posibilidades de riesgos de incendio.

En caso de paradas imprevistas o averías en el oleoducto, la instalación cuenta con tres tanques de 200 m³ de capacidad para almacenar el fluido sin parar la producción del centro y en casos de emergencia por paradas de la Planta de ENERGAS o averías en el gasoducto, el gas se evacua y se quema en el *flare*.

2.1.3. Equipos fundamentales

A continuación se muestran los parámetros operacionales de los diferentes equipos involucrados en el proceso:

1. Separador Horizontal Total (SHT):

- Separador de 200 m³ de capacidad, con aditamentos interiores para facilitar la separación gas – petróleo.
- Trabaja a una capacidad del 50 %, para evitar posibles arrastres de petróleos a las líneas de gas.
- Recibe el petróleo de todos los pozos conectados al colector de producción.

2. Separador Horizontal de Medición (SHM):

- Separador de 200 m³ de capacidad, con aditamentos interiores para facilitar la separación gas – petróleo.
- Trabaja a una capacidad del 50 %, para evitar posibles arrastres de petróleos a las líneas de gas.
- Se realiza la medición individual de petróleo y gas de cada pozo.

3. Separador Horizontal de Reserva (SHR):

- Dos separadores de 200 m³ de capacidad, sin aditamentos interiores.
- Trabaja a una capacidad del 50 %, para evitar posibles arrastres de petróleos a las líneas de gas.
- Se cuantifica la producción del fluido total de centro (gas y petróleo).

4. Separador Vertical de Arrastre (SVA):

- Separador vertical instalado en las líneas de salida de cada separador horizontal del centro con el objetivo de recuperar el petróleo arrastrado por el gas.

5. Bombas:

- Tres bombas *NETZSCH* con capacidad de bombeo de 35 m³/h cada una.

- Una bomba *Worthington* con capacidad de bombeo de 60 m³/h.
6. Oleoducto:
- Tubería de 508 mm de diámetro y longitud de 3900 m que conecta el CC # 11 con el CC # 9.
7. Compresor:
- Tipo: Comp. Air L07
 - Capacidad máxima de 16 bar y potencia del motor de 7.5 kW.
8. Tanques de almacenamiento:
- Tres tanques de 200 m³ de capacidad.
9. *Flare* de alta:
- Situado a 169 m de distancia de la línea de gas que va desde el SHT a la entrada de los SHR.
 - Está compuesto por un tubo vertical con un quemador en la parte superior.

La instalación cuenta además con un sistema de control automático SCADA compuesto por transmisores de presión y válvulas electroneumáticas. También existen válvulas de operación manual en el by pass del SHM, SHT y los SHR, que da la posibilidad de regular la presión manualmente ante un mal funcionamiento de la válvula electroneumática o una salida de servicio de la misma.

2.1.4. Características de la materia prima

La materia prima que se procesa en el Centro es el fluido multifásico extraído en el campo a los yacimientos de Varadero Oeste y Camarioca, que presenta como característica más compleja su composición, integrada principalmente por petróleo, agua y gas como se abordó en el capítulo anterior. En los Anexos 10, 11 y 12 se muestran las propiedades fundamentales de cada uno de estos componentes.

2.2. Recopilación de datos

2.2.1. Levantamiento de las redes de recolección

El trabajo en el campo de pozos empieza con una primera etapa en que se realiza un levantamiento a los sistemas que conforman las redes de recolección (Ver Anexo 13), lo cual es necesario debido a que se realizan continuos cambios

tecnológicos en el proceso con el objetivo de perforar nuevos pozos para aumentar la eficiencia y la producción del Centro.

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 las redes, así como el dimensionamiento de las tuberías conformado por:

- Longitud.
- Diámetro Interno.
- Espesor de la Pared.
- Rugosidad.

2.2.2. Variables del proceso

Con el fin de determinar las presiones de superficie de los pozos cuando estos tributan por los colectores de medición y/o producción es necesario analizar el comportamiento del flujo multifásico en ambos conductos, por lo que se definen las variables de estudio siguientes:

Variable Dependiente:

- Presión en la cabeza del pozo, (P_b).

La presión en la cabeza del pozo, durante el proceso se considera numéricamente igual a la presión de *tubing* (P_t), debido a que es la presión existente en la línea de producción y se calcula mediante la relación siguiente:

$$P_b = P_{sep} + \Delta P_{LP} \quad (2.1)$$

Donde:

P_{sep} : Presión de separación.

ΔP_{LP} : Caída de presión en la línea de producción.

Como se explica en el capítulo anterior los patrones de flujo son los que rigen la distribución de presiones en los sistemas de fluidos multifásicos, por lo que es

necesario describir el patrón de flujo existente para determinar la caída de presión en la línea de producción de los pozos.

Los patrones de flujo son variables complejas que se pueden analizar mediante el estudio de variables más sencillas como son las propiedades físico-químicas del fluido y la cantidad de gas, petróleo y agua que halla en cada fase. Las variables independientes que describen estos patrones son:

- API.
- Viscosidad dinámica.
- Porcentaje de Agua y Sedimentos, (BSW).
- Temperatura del fluido, (Tf).
- Presión de separación, (Psep).
- Flujo líquido, (Qf).
- Relación Gas-Petróleo, (GOR).

Las variables anteriores se miden en diversos puntos de la trayectoria de las líneas de producción de los pozos hasta el Centro Colector. Las tres primeras se analizan por un toma muestra y la temperatura del fluido por sensores, ambos puntos localizados en la cabeza del pozo; la presión de separación se mide en los puntos de recepción (la entrada de los separadores) y las dos últimas variables a la salida de estos.

2.2.3. Registro de datos e instrumentación utilizada

Los datos correspondientes a las variables de operación (presión, temperatura y caudal de flujo) se recolectan diariamente mediante la observación directa en el trabajo de campo a través de la instrumentación digital mostrada en la Anexo 14.

Los valores de las propiedades físicas del fluido API, BSW y Viscosidad dinámica son suministrados por la dirección del Laboratorio Central de la Empresa y se estiman mediante una experimentación analítica certificada en las normas siguientes:

- NC - ASTM D 1298:2009. Industria del Petróleo. Método de ensayo estándar para determinar densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad

API en el petróleo crudo y productos derivados del petróleo por el método del hidrómetro.

- NC - ASTM D 4007:2008. Industria del Petróleo. Método de ensayo estándar para la determinación de agua y sedimento en petróleo crudo por el método de centrifugación.
- NC - ASTM D 445:2011. Industria del Petróleo. Método de ensayo estándar para determinar la viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos. Cálculo de la viscosidad dinámica.

La relación gas-petróleo es una de las variables de operación más controladas por los operadores en el centro debido a la importancia que posee, la misma se calcula de forma individual para cada pozo en medición mediante la metodología siguiente:

1. Determinar experimentalmente el BSW del fluido.
2. Cuantificar el volumen de gas y líquido que produce el pozo en medición.
3. Cuantificar la cantidad de petróleo presente en el volumen de líquido.
4. Calcular la relación gas-petróleo mediante la siguiente expresión:

$$GOR = \frac{V_G}{V_P} \quad (2.2)$$

Donde:

GOR: relación gas-petróleo ($\text{Sm}^3\text{gas}/\text{Sm}^3\text{petróleo}$).

V_G : Volumen de gas (Sm^3gas).

V_P : Volumen de petróleo ($\text{Sm}^3\text{petróleo}$).

2.2.4. Muestra de estudio

La población comprende los registros diarios de las variables de estudio mencionadas con anterioridad en el período comprendido entre noviembre 2015 y marzo 2016.

La muestra seleccionada para el estudio comprende los últimos tres registros de la población para cada pozo en medición (Ver Anexo 15), con el objetivo de tener la información más reciente del comportamiento de los pozos. Se debe señalar que

se hicieron coincidir las fechas de mediciones en ambos colectores, para observar las diferencias en el comportamiento del flujo que existen en ambos colectores el mismo día.

2.3. Procesamiento estadístico de los datos

Después de la recopilación de los datos que comprenden la muestra, se procesan estadísticamente los mismos, con el objetivo de obtener los datos representativos, que permitan simular el sistema de transporte de las redes de recolección de fluido multifásico. Las variables de estudio que se procesan estadísticamente son las presiones de *tubing* y de *casing* para cada uno de los pozos, esto se debe a que las restantes variables de estudio se registran puntualmente en cada medición.

Se realiza una caracterización estadística, donde se determinan los parámetros media, desviación estándar y coeficiente de variación, estos dos últimos reflejan la variabilidad de la muestra, indicando si la media es representativa de la misma. Además se tienen en cuenta los coeficientes de asimetría y curtosis para conocer si la muestra presentan una distribución normal, para lo cual deben encontrarse en el rango comprendido entre -2 y +2.

2.4. Metodología de simulación

2.4.1. Estrategia general de simulación

El modelo simulado del sistema de transporte de las redes de recolección del Centro Colector 11 se obtiene utilizando el *software* PIPESIM 2010.1.1, pues esta es una potente herramienta con que cuenta la industria petrolera actual. La misma permite resolver problemas con alto grado de dificultad en cortos períodos de tiempo. Pero 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 a una operación o proceso y que 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.

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).

3. 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.

2.4.2. 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 al principio del capítulo para este trabajo se selecciona la opción de crear una nueva red (*New Network*).

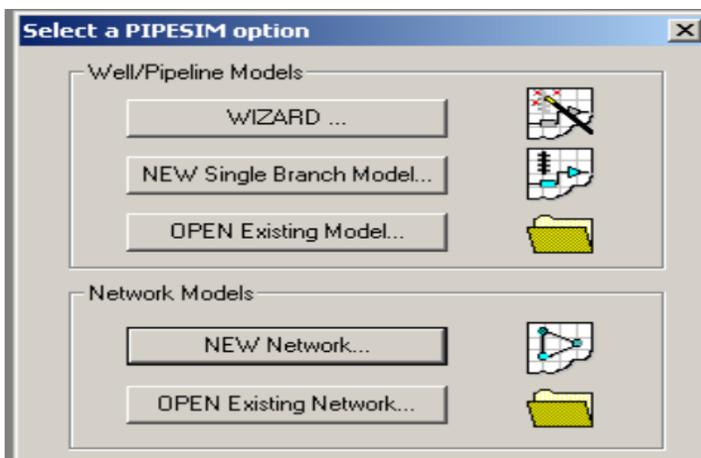


Figura 2.1: Selección de la opción de trabajo.

2.4.2.1. Metodología de trabajo en el *software*

El software consiste en simular el objeto de estudio a partir de capas desde el exterior (red de recolección de pozos) hasta el interior (línea de producción de los pozos; colectores de medición y producción). El mismo presenta una interfaz de usuario mostrada a continuación:

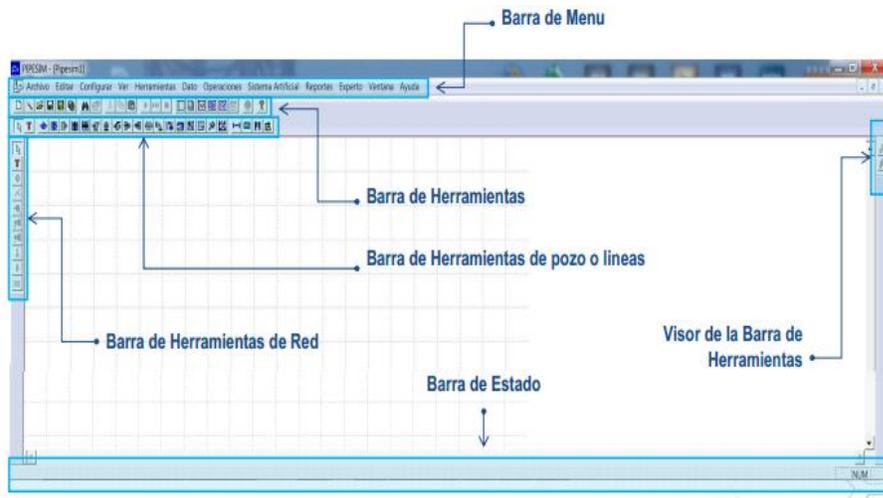


Figura 2.2: Interfaz de usuario del Software PIPESIM (versión 2010.1.1).

La etapa de simulación de un sistema de redes utilizando el modo red nueva (*network*) cuenta con ocho etapas. En el Anexo 16 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 una de las redes de recolección de los pozos, 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:

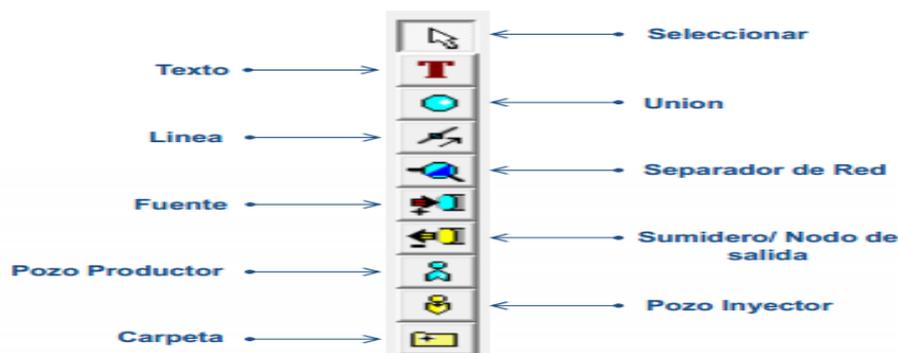


Figura 2.3: Barra de Herramientas de la Red.

A continuación se describen los módulos usados en la simulación pertenecientes a la Barra de Herramientas de la Red:

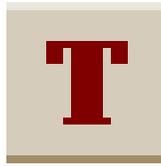


Figura 2.4: Símbolo del módulo Texto.

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

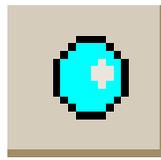


Figura 2.5: Símbolo del módulo Unión.

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).

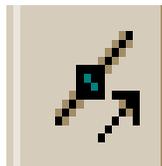


Figura 2.6: Símbolo del módulo Línea.

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).

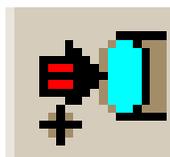


Figura 2.7: Símbolo del módulo Fuente.

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 tener tantas fuentes como entradas de fluido existan en el sistema (Schlumberger, 2010).

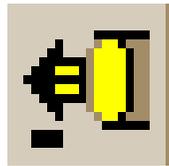


Figura 2.8: Símbolo del módulo Sumidero.

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

2. Seleccionar y conectar los objetos de las líneas.

Luego de simular ambas redes 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:

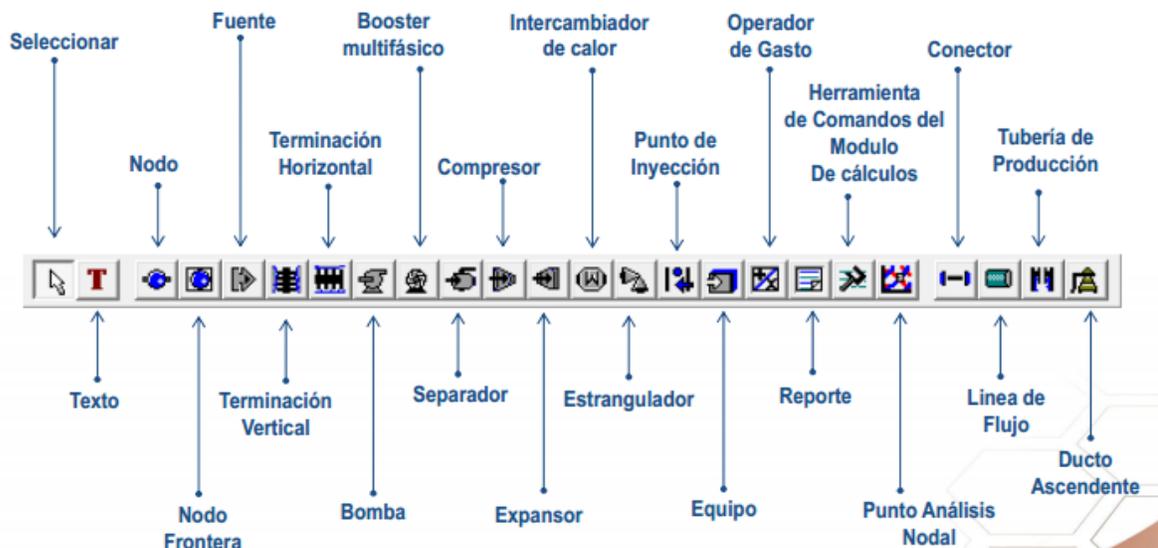


Figura 2.9: Barra de Herramientas de pozos o líneas.

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



Figura 2.10: 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).

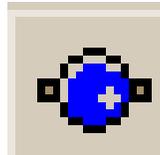


Figura 2.11: Símbolo del módulo Nodo.

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:

$$N = LF - 1 \quad (2.3)$$

Donde:

N: Número de Nodos.

LF: Número de Líneas de Flujo.

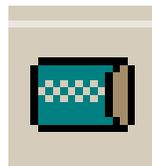


Figura 2.12: Símbolo del módulo Línea de Flujo.

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.

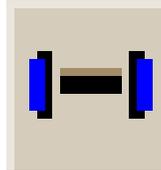


Figura 2.13: Símbolo del módulo Conector.

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).

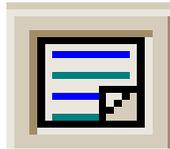


Figura 2.14: Símbolo del módulo Reporte.

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:

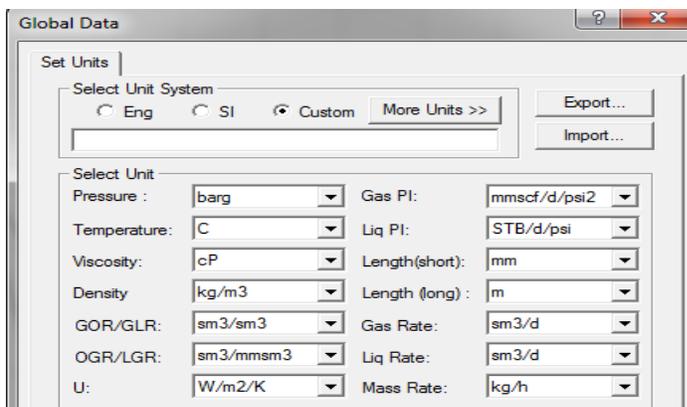


Figura 2.15: Configuración de unidades.

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 registrado en la superficie del pozo, luego la presión o el flujo de líquido se puede introducir como valores puntuales o en forma de data de valores como muestra la Figura 2.16.

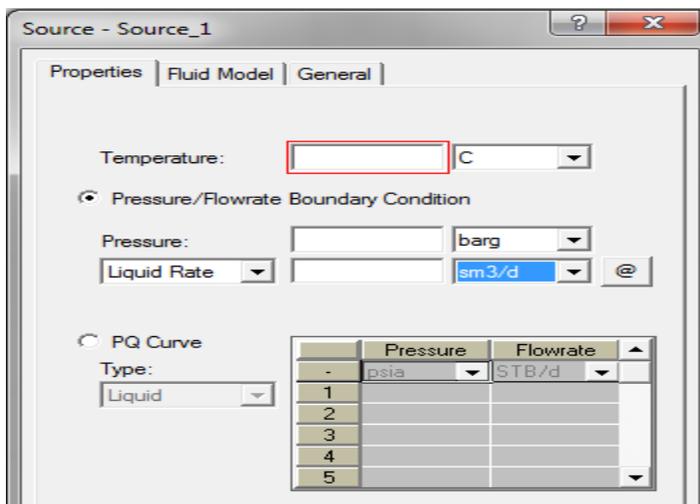


Figura 2.16: Configuración del módulo Fuente.

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 Anexo 17), fundamentalmente que no se considera como un fluido volátil, 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 2.17, 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 API⁰.

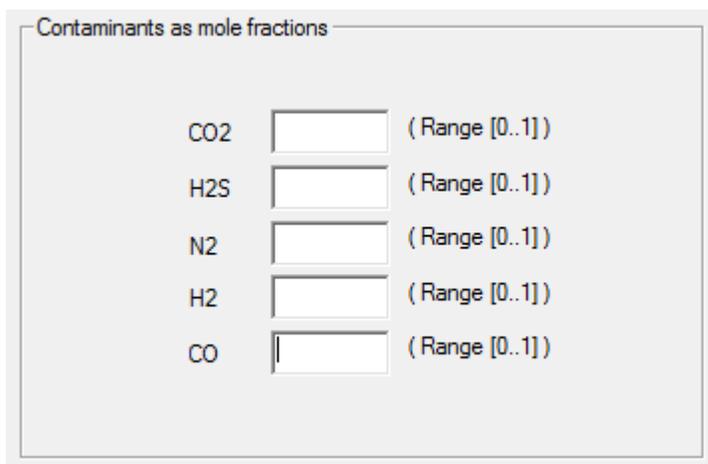
Figura 2.17: Configuración del modelo de fluido petróleo negro.

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 2.18: 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, 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 18) Luego es necesario introducir la fracción molar de los componentes presentes en el gas acompañante que se consideran contaminantes, como muestra la Figura 2.19. Los datos fueron tomados por una cromatografía realizada al gas natural del yacimiento Varadero Oeste por el laboratorio canadiense AGAT de ENERGAS.



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 2.19: 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 2.20. Las propiedades espesor de la pared (*Wall*

Thickness) y rugosidad (*Roughness*) están en función del modelo de tubería y toda la red de recolección del CC # 11 está compuesta por el tipo SHC 40. 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.

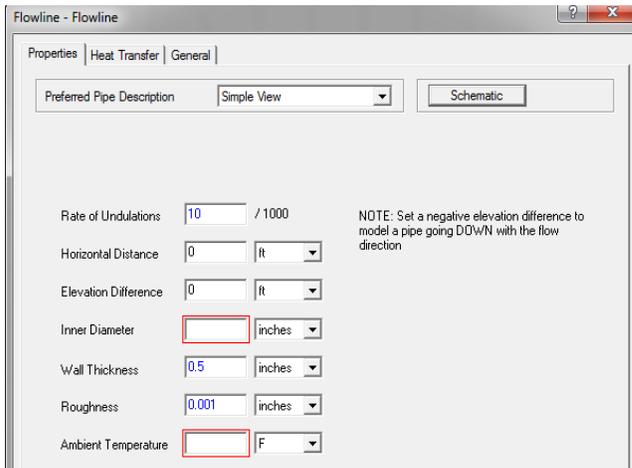


Figura 2.20: Configuración de la vista simple en la línea de flujo.

El modelo de tubería SHC 40 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 si es necesario considerar el diámetro interno de la tubería, y los valores se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 2.7: Espesor de la pared en función del diámetro para tuberías SHC 40.

Diámetro interno (mm)	Espesor de pared (mm)
152,40	7,11
304,80	10,31
508,00	15,09

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 2.21 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.

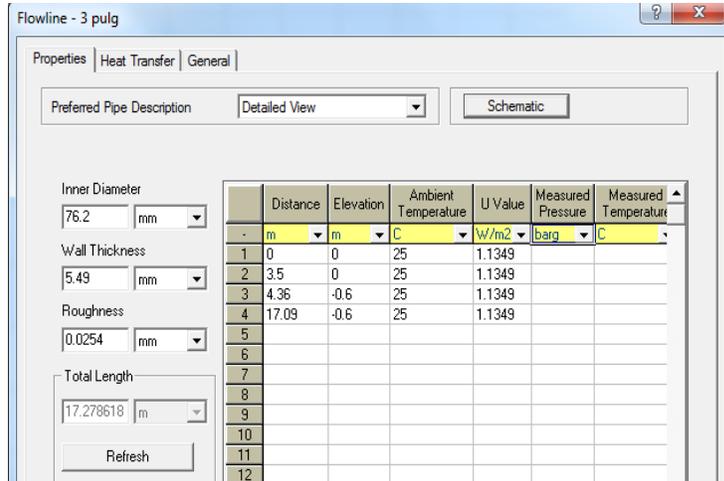


Figura 2.21: Configuración de la vista detallada en la línea de flujo.

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 19), 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.

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:

$$GL = NP + NF + NS \quad (2.4)$$

Donde:

GL: Grados de Libertad

NP: Número de Pozos (de producción o inyección)

NF: Número de Fuentes

NS: Número de Sumidero

En este estudio los grados de libertad en cada red de recolección son iguales a 10. Cada una de estas fronteras, mostradas en la Figura 2.22 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.

	Identifíer	Pressure	Flowrate	PQ Curve	Temperature
-		barg	[units]		C
1	Manómetro del St 8			[N/A]	
2	P-A		128.8 sm3/d	unset	27.26
3	P-B		177.83 sm3/d	unset	26.93
4	P-C		139.56 sm3/d	unset	27.98
5	P-D		237.64 sm3/d	unset	27.8
6	P-F		108.55 sm3/d	unset	27.61
7	P-G		247.42 sm3/d	unset	28.73
8	P-H		370.55 sm3/d	unset	27.68
9	P-I		32.68 sm3/d	unset	27.3

BC Check: Number of Sources/Sinks: 10
Number of Pressure/Flowrate/PQCurve specifications: 10

Figura 2.22: 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.

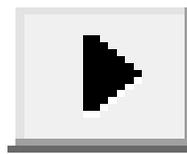


Figura 2.23: Símbolo del Botón Correr.

2.4.3. Validación de los modelos de simulación

La validación de los modelos de simulación se realiza a partir del ajuste al caso base, el cual permite definir la exactitud y confiabilidad de los modelos de correlación seleccionados. Este ajuste se realiza a partir de la simulación con las condiciones actuales de operación para ambas redes de recolección.

Para validar los modelos en la red de medición se realiza el ajuste al caso base de forma individual a cada una de las líneas de producción de los pozos, para ello se toman los valores de las últimas tres mediciones de los pozos dentro del período de tiempo estudiado. Los módulos Fuente se define con los valores puntuales de las variables en cada medición (Ver Anexo 20), luego se introduce la presión de entrada del SHM y a partir de los modelos seleccionados el *software* calcula la presión de superficie del pozo.

Luego de validar los modelos en la red de medición, se selecciona el que posea mejores resultados y con él se ajusta el caso base en la red de producción. En este los módulos se definen con los valores de la última medición realizada a cada pozo antes de ser conectado a la red de producción (Ver Anexo 21). De igual manera al anterior, el *software* calcula la presión de superficie de cada pozo conectado por esta red al introducirle la presión de entrada del SHT.

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 (2.5); para así seleccionar el modelo que posea mejor ajuste en la predicción de las condiciones reales presentes en el sistema de transporte de las redes de recolección del centro.

$$\%error = \left| \frac{V_{real} - V_{calculado}}{V_{real}} \right| \cdot 100 \quad (2.5)$$

Donde:

V: parámetro que se analiza.

Luego de haber calculado el error relativo para la red de medición se analiza el ajuste al caso base mediante un análisis del valor máximo del error para cada modelo. Para la red de producción como se obtiene un valor del error para cada

pozo conectado en ella, el error relativo de esta red se determina mediante un promedio ponderado a través de la expresión siguiente:

$$Error = \frac{\sum_{i=1}^n f(i) \cdot E_i}{n} \quad (2.6)$$

Donde:

$f_{(i)}$: fracción de peso para el pozo.

$E_{(i)}$: error relativo de cada pozo.

n : número total de pozo.

La fracción de peso para los pozos cuando están conectados en la red de producción se estima por la producción que posean los mismos, es decir, el pozo que tiene mayor peso es el que más produce y viceversa. Estas fracciones de peso se muestran en el Anexo 22.

2.4.4. Caso de estudio

A partir de los resultados obtenidos en la validación del modelo se analiza el caso estudio, el cual consiste en trasegar el fluido multifásico proveniente de todos los pozos en producción por el colector de medición, con el objetivo de determinar el impacto que provoca este cambio en la producción de petróleo de los pozos. Este impacto se analiza en las tuberías de *tubing* y *casing* de forma independiente. Como el *tubing* es la tubería de producción por la cual se extrae el fluido por elevación artificial, utilizando las bombas de cavidad progresiva (PCP), se traza la metodología siguiente:

1. Caracterizar el tipo de bomba utilizada.

El primer paso es investigar el tipo de bomba utilizada en cada uno de los pozos y sus características principales. (Ver Anexo 23)

2. Analizar las curvas de operación de la bomba

Al conocer los tipos de bombas utilizadas, se buscan en los catálogos las curvas de operación de las mismas (Ver Anexos 24 y 25), con el objetivo de obtener una

serie de datos que permitan determinar los modelos matemáticos que más se ajusten a esas familias de curvas.

3. Realizar un análisis de regresión.

Para determinar los modelos matemáticos que más se ajustan a la familia de las curvas de operación, se realiza un análisis de regresión múltiple utilizando el *software Statgraphics Plus 5.0*, a partir de los datos obtenidos en la etapa anterior.

- Ecuaciones para las bombas KUDU 600 TP 1500:

$$P = 2751.10 - 204.696Q_L + 244.87v_R \quad (2.7)$$

$$Q_L = 8.696 - 0.004P + 1.062v_R \quad (2.8)$$

- Ecuaciones para las bombas NETZSCH 550x150 STM 140

$$P = -1564.96 - 286.80Q_L + 411.08v_R \quad (2.9)$$

$$Q_L = -6.1306 - 0.0034P + 1.4333v_R \quad (2.10)$$

Donde:

P: Presión de descarga de la bomba, kPa.

Q_L : Flujo de líquido, m³/d.

v_R : Velocidad de rotación, rpm.

Como se observa en el Anexo 26, los valores de probabilidad en todos los modelos son menores que 0,05, lo que indica que existe una correlación significativamente estadística para un 95% de confianza entre las variables, además los coeficientes de correlación ajustados indican la variabilidad que existe en las variables dependiente para cada modelo.

El caso de estudio por la tubería de *casing* solo se analiza cualitativamente, comparando la presión del *tubing* obtenida en el caso de estudio con la presión medida en *casing* cuando el fluido se trasiega por el colector de producción. Con esta comparación se puede determinar si los pozos están produciendo o no por la tubería de *casing*.

Capítulo 3. Análisis de Resultados

En este capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos al aplicar las metodologías expuestas en el capítulo anterior para la obtención del modelo de simulación. Luego se estudia la influencia que ejerce el comportamiento de los patrones de flujo multifásico presentes en ambas redes de recolección sobre la caída de presión en el sistema. Además, se analiza la incidencia en la producción de los pozos que explotan el yacimiento Varadero Oeste Extendido, al utilizar la red de medición como línea de producción para el transporte del fluido multifásico.

3.1. Análisis estadístico de las presiones de superficie

Al estudiar el comportamiento de las presiones de superficie en los pozos que explotan los yacimientos Camarioca y Varadero Oeste, atendidos por el Centro Colector 11, se observa que todas las muestras recopiladas durante el período comprendido entre el 12 de noviembre del 2015 al 30 de marzo del 2016 (27 mediciones) presentan una distribución normal, debido a que los coeficientes de asimetría y curtosis se encuentran en el intervalo comprendido entre -2 y +2 (Ver Anexo 27), lo cual demuestra que los valores están dispersos con respecto a la media simétricamente.

La variabilidad de las presiones de superficie es pequeña para todos los pozos excepto en el pozo P-C, donde las muestras arrojan valores de coeficiente de variación relativamente altos, los cuales se muestran en la Tabla 3.1. Se debe señalar que las presiones de *casing* son significativamente superiores a las de *tubing*, excepto en el pozo P-I donde estas variables toman valores cercanos, debido a que este pozo se encuentra en su etapa final de producción, presentando bajos niveles de presión de capa.

Tabla 3.1: Dispersión de las presiones de superficie del pozo P-C.

Día	CV (%) P tubing	CV (%) P casing	Día	CV (%) P tubing	CV (%) P casing
19/02/16	14,57	7,56	06/03/16	17,32	7,29
20/02/16	15,04	8,53	09/03/16	15,72	8,25
24/02/16	12,25	6,63	11/03/16	12,24	8,28
02/03/16	14,67	3,15	25/03/16	15,01	10,05
03/03/16	13,14	8,83	27/03/16	12,73	6,73
05/03/16	14,53	7,22	30/03/16	9,99	4,00

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la tabla anterior, a partir del 19 de febrero las presiones de *tubing* son las que presentan mayor inestabilidad en el sistema, debido a que este pozo tuvo que ser intervenido por problemas de operación de la bomba, requiriendo de un tiempo para estabilizarse.

3.2. Simulación de las redes de recolección

3.2.1. Construcción del Diagrama de Flujo de Información (DFI)

Para la obtención del DFI (Anexo 28) en el sistema de transporte de las redes de recolección de flujo multifásico del Centro Colector 11 es necesario cambiar el diagrama de flujo de la planta por los módulos que utiliza el software, abordados en el capítulo anterior.

En los modelos de simulación (Ver Anexo 29), el módulo Fuente representa a cada uno de los nueve pozos que explotan los yacimientos operados por el Centro, cuando este módulo es de color rojo significa que el pozo está inactivo por esa red y de color azul cuando está activo, de tal manera que siempre en la red de producción habrá un pozo inactivo (pozo que se está midiendo en ese momento) y los ocho restantes estarán produciendo por esta red. En la red de medición ocurre de forma contraria.

El módulo Unión representa los puntos de mezcla que hay durante el trasiego del fluido multifásico desde los pozos en el campo hasta el separador en el centro. En la red de recolección del sistema, existen dos puntos de mezcla, uno en el *Manifold* y el otro donde se conecta la línea del pozo P-I con esta red. Se debe

destacar que dicho módulo tiene solo significado físico en la red de producción, puesto que en la línea de medición siempre hay un solo pozo conectado, es decir, en ella el fluido no se mezcla.

Como se observa en el capítulo anterior el módulo Sumidero representa los puntos de salida que tiene el fluido del sistema, en el proceso esto solo ocurre en la válvula de entrada al separador correspondiente, por lo que cada modelo de simulación tiene un solo Sumidero.

El módulo Línea representa los conductos por donde se trasiega el fluido multifásico desde que entra hasta que sale del sistema, o sea, las tuberías de producción que conectan la cabeza del pozo con el *Manifold* y de aquí hacia ambos separadores.

Luego de simular las redes de recolección, se procede a seleccionar los objetos presentes en las líneas de producción de los pozos (luego de conectarse el *tubing* y el *casing*) y en el tramo comprendido desde la salida del *Manifold* hasta el manómetro de entrada del separador que le corresponde a cada colector. Para ello se utilizan los módulos siguientes:

El módulo Línea de Flujo representa los segmentos de tubería de diferentes diámetros existentes en cada una de líneas de producción que conforman las redes de transporte.

El módulo Nodo Frontera representa los puntos extremos que tienen cada una de las líneas de producción del sistema, mientras que el módulo Nodo simboliza el conector de segmentos de tubería con cambio de diámetro (reducido) presente en una misma línea.

3.2.2. Determinación del orden de cálculo

Como el diagrama de flujo del proceso tecnológico estudiado no cuenta con corrientes de recirculación, el orden de cálculo mostrado a continuación se realiza a partir del análisis del orden de precedencia de los módulos para las redes de producción y medición respectivamente:

Red de producción

1. Fuente (P-D)
2. Línea del Pozo (P-D)
3. Fuente (P-B)
4. Línea del Pozo (P-B)
5. Fuente (P-A)
6. Línea del Pozo (P-A)
7. Fuente (P-E)
8. Línea del Pozo (P-E)
9. Fuente (P-C)
10. Línea del Pozo (P-C)
11. Fuente (P-G)
12. Línea del Pozo (P-G)
13. Fuente (P-H)
14. Línea del Pozo (P-H)
15. Unión (*Manifold*)
16. Línea del Colector (Intervalo 1)
17. Fuente (P-I)
18. Línea del Pozo (P-I)
19. Unión (Unión con P-I)
20. Línea del Colector (Intervalo 2)
21. Sumidero (Manómetro SHT)

Red de medición

1. Fuente (P-F)
2. Línea del Pozo (P-F)
4. Unión (*Manifold*)
5. Línea del Colector (Intervalo 1)
6. Línea del Colector (Intervalo 2)
7. Sumidero (Manómetro SHM)

Se debe señalar que el orden de cálculo mostrado para ambas redes está en función del pozo en medición (pozo P-F), pues según este criterio los módulos se activan o desactivan en cada una de las redes.

3.2.3. Selección de los modelos de transporte para la simulación

En los capítulos anteriores se muestra que las correlaciones de transporte de flujo multifásicos se clasifican en dos grandes grupos según la orientación del conducto por donde se traslada dicho fluido. Ambos presentan distintos comportamientos,

por esta razón el *software* recomienda para estas categorías las correlaciones de flujo siguientes:

- Correlaciones para flujos horizontales:
 - Beggs & Brill (Original o Revised).
 - Baker Jardine Revised.
 - AGA & Flanigan.
 - Lockhart & Martinelli.
 - Mukherjee & Brill.
 - Oliemans.
 - Xiao.
- Correlaciones para flujos verticales:
 - Beggs & Brill (Original o Revised).
 - Govier, Aziz & Fogarasi.
 - Gray (Original o Revised).
 - Hagedorn & Brown (Original o Revised).
 - Mukherjee & Brill.
 - Orkiszewski.

Las correlaciones utilizadas para la simulación son de flujos horizontales debido a que el sistema de transporte estudiado en su mayor parte está dispuesto horizontalmente y para los tramos verticales, Ponce (2016) recomienda que se aplique la correlación Beggs & Brill Revised.

Luego de analizar el rango de aplicación para cada una de estas correlaciones de flujo multifásico horizontal (Ver Anexo 30) propuestas por Schlumberger (2010), se seleccionan los modelos de simulación que son aplicables para sistemas de redes y oleoductos, los mismos se muestran en la tabla siguiente con su respectiva simbología.

Tabla 3.2: Correlaciones de flujo multifásico seleccionadas para la simulación.

Correlaciones de Flujo Multifásico	Simbología
Beggs & Brill Original	BBO
Beggs & Brill Revised	BBR
Mukherjee & Brill	MB
Oliemans	OLI
Xiao	XIAO

Fuente: Elaboración Propia.

3.3. Validación de los modelos de transporte para fluidos multifásicos

El ajuste al caso base se realiza a partir de la comparación de las presiones de superficie de los pozos, obtenidos por los modelos de simulación y los valores reales medidos en el campo. Este análisis se realiza de forma independiente en cada red para obtener el modelo que más se ajusta al comportamiento del flujo multifásico en el sistema de transporte de las redes de recolección del Centro Colector 11.

3.3.1. Validación del modelo en la red de medición

A continuación se muestra el resultado gráfico obtenido al validar los modelos seleccionados durante la última muestra en la red de medición para el pozo P-H. El resto de los gráficos para los otros pozos se encuentran en el Anexo 31.

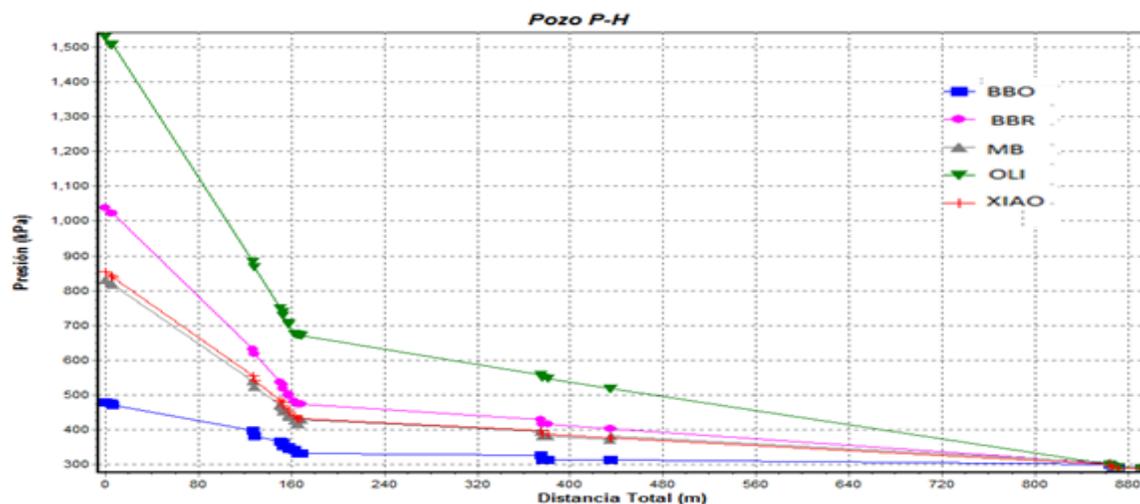


Figura 3.1: Determinación de las presiones de superficie del pozo P-H. (PIPESIM 2010.1.1)

La Figura 3.1 y el Anexo 31 muestran el comportamiento de los modelos de transporte de flujos multifásicos horizontales en la red de medición, en las cuales se puede apreciar claramente que el modelo OLI es el que más se aleja al comportamiento del resto de los modelos y da como resultado presiones elevadas que sobrepasan los valores de operación. Por el modelo BBO se obtienen presiones menores a las de operación, exceptuando en los pozos P-A y P-B que sigue el mismo comportamiento que el modelo BBR. Para el caso de los modelos MB y XIAO se obtienen los resultados medios del sistema y son las presiones calculadas que más se acercan a los valores de operación.

La Tabla 3.3 muestra las presiones de superficie de los pozos calculadas por los modelos y los valores del error relativo que le corresponden a cada uno de ellos, teniendo en cuenta la presión real de operación de los pozos en el campo.

Tabla 3.3: Resultados del ajuste al caso base en la red de medición.

Pozo	No Medición	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada por Modelos de Flujo Horizontal (kPa)					Error Relativo (%)				
			BBO	BBR	MB	OLI	XIAO	BBO	BBR	MB	OLI	XIAO
P-A	1	752,84	815,67	812,63	698,13	1699,22	719,41	8,34	7,94	7,27	125,71	4,44
	2	746,77	807,56	803,51	697,12	1647,54	718,39	8,14	7,60	6,65	120,62	3,80
	3	732,58	818,71	810,60	707,25	1674,90	727,51	11,76	10,65	3,46	128,63	0,69
P-B	1	946,38	1100,39	1040,61	948,40	2108,57	965,63	16,27	9,96	0,21	122,81	2,03
	2	939,28	1033,52	1002,10	887,61	2012,31	908,89	10,03	6,69	5,50	114,24	3,24
	3	937,26	1041,62	1038,58	905,85	2045,75	927,12	11,14	10,81	3,35	118,27	1,08
P-C	1	782,23	752,84	754,87	664,69	1522,91	750,82	3,76	4,50	15,03	94,69	4,02
	2	761,96	794,39	796,41	685,97	1362,82	736,63	4,26	4,52	9,97	78,86	3,32
	3	787,30	592,75	804,52	751,83	1359,78	749,81	24,71	5,19	4,50	72,72	4,76
P-D	1	768,04	457,99	859,24	705,22	1613,09	731,57	40,37	11,87	8,18	110,03	4,75
	2	753,86	450,90	845,05	693,06	1565,47	718,39	40,19	12,10	8,06	107,66	4,70
	3	790,34	459,00	853,16	702,18	1599,92	754,87	41,92	7,95	11,15	102,44	4,49
P-E	1	927,12	492,44	1108,50	915,98	1903,90	933,20	46,88	19,56	1,20	105,35	0,65
	2	939,28	646,45	1086,20	905,85	1937,33	929,15	31,17	15,64	3,55	106,25	1,07
	3	915,98	486,36	1097,35	896,73	1878,57	916,99	46,90	19,80	2,10	105,08	0,11
P-F	1	671,78	697,12	697,12	626,19	1247,31	640,37	3,77	3,77	6,79	85,67	4,68
	2	658,61	531,96	719,41	638,35	1349,65	647,47	19,23	9,23	3,08	104,92	1,69
	3	668,75	526,89	704,21	626,19	1311,15	645,44	21,21	5,30	6,36	96,06	3,48
P-G	1	897,74	474,20	1039,59	861,26	1832,97	886,59	47,17	15,80	4,06	104,17	1,24
	2	895,71	477,24	1037,57	853,16	1814,73	883,55	46,71	15,83	4,75	102,60	1,35
	3	898,75	466,10	1022,37	867,34	1817,77	884,57	48,13	13,75	3,49	102,25	1,57
P-H	1	915,98	558,30	1125,72	898,75	1677,94	940,30	39,05	22,90	1,88	83,19	2,65
	2	922,06	564,38	1118,63	887,61	1649,57	936,24	38,79	21,32	3,74	78,90	1,54
	3	871,40	484,33	1050,74	839,98	1549,26	853,16	44,42	20,58	3,60	77,79	2,09
P-I	1	476,23	519,80	516,76	471,16	883,55	486,36	9,14	8,51	1,06	85,53	2,12
	2	468,12	506,63	503,59	449,88	864,30	476,23	8,22	7,57	3,89	84,63	1,73
	3	486,36	451,91	512,70	471,16	657,60	489,40	7,08	5,41	3,12	35,20	0,62

Fuente: Elaboración propia.

Según Schlumberger (2010) un modelo posee buen ajuste cuando su error relativo es menor o igual a un 5 %, al analizar los resultados que arroja la tabla anterior se obtiene que el modelo de simulación XIAO es el único que cumple esta condición en todas sus mediciones, pero en ocasiones algunos modelos presentan errores menores que este. Por esta razón se analiza el valor máximo del error relativo para las tres mediciones efectuadas a cada pozo y se define el modelo que presenta mejor ajuste en la red de medición, mostrado en la figura siguiente:

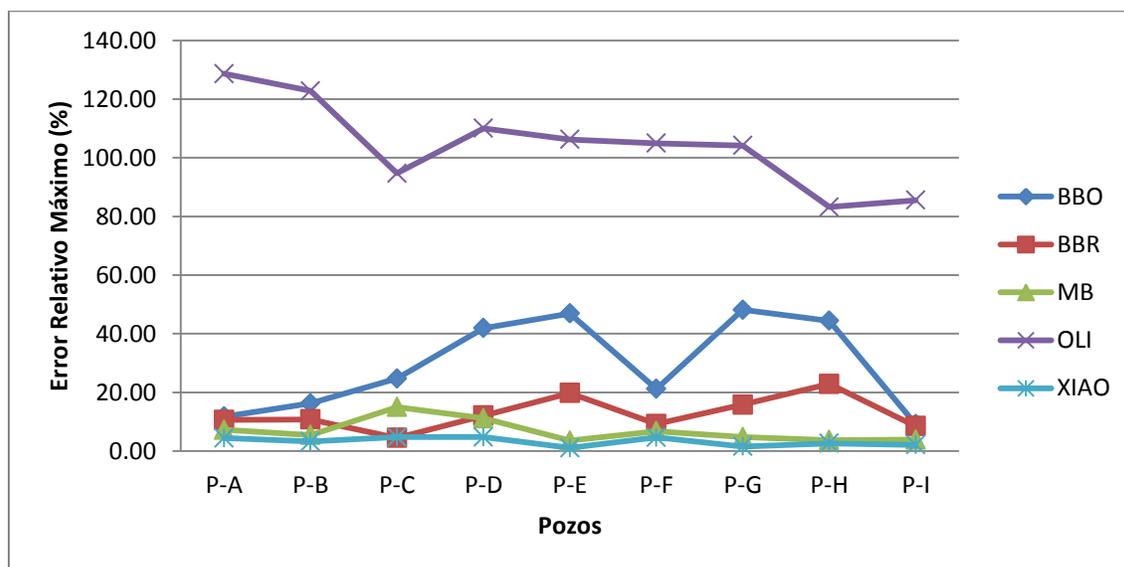


Figura 3.2: Análisis del error relativo máximo para la red de medición. (Excel, 2010).

El modelo homogéneo OLI presenta un error máximo de 128,63 %, este valor es el que más se aleja de las condiciones reales de operación, quedando el modelo excluido de la validación.

La correlación empírica MB aunque en diferentes casos muestra errores menores al 5 %, presenta varios valores por encima del mismo hasta alcanzar un valor máximo de 15,03 %. Los modelos BBO y BBR no cumplen el criterio de ajuste teniendo en cuenta los resultados obtenidos de 48,13 % y 22,90 % respectivamente. Este resultado es lógico, debido a que estos modelos son correlaciones empíricas que se obtienen experimentalmente en laboratorios con petróleos crudos de diversas regiones del mundo pero con características diferentes al petróleo crudo extraído en los yacimientos de nuestro país.

Se confirma que el modelo que presenta mejor ajuste al caso base en la red de medición es XIAO con un valor del error relativo máximo igual a 4.76 % el cual satisface el criterio propuesto por Schlumberger (2010). Este como es un modelo mecanicista se basa en los principios de la conservación de la energía, la masa, y la cantidad de movimiento sin importar las propiedades del fluido por lo que generalmente presenta buenos ajustes para todo tipo de crudo.

3.3.2. Validación del modelo en la red de producción

El ajuste al caso base en la red de producción se realiza con el modelo XIAO, pues se comprueba anteriormente que el modelo es válido para las distintas condiciones de operación y las diferentes propiedades del fluido en cada uno de los pozos. En la Tabla 3.4 se muestran los resultados de este caso, cuando se mide el pozo P-H.

Tabla 3.4: Ajuste al caso base de la red de producción al medir el pozo P-H.

Pozo	27/12/15 Psep= 405,30			19/02/16 Psep= 391,11			09/03/16 Psep= 385,03		
	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)
P-A	729,54	696,10	4,58	716,37	683,94	4,53	699,14	677,86	3,04
P-B	902,81	860,25	4,71	906,86	863,29	4,80	891,66	861,26	3,41
P-C	748,79	782,23	4,47	770,07	771,08	0,13	780,20	766,02	1,82
P-D	738,66	735,62	0,41	746,77	723,46	3,12	699,14	718,39	2,75
P-E	888,62	877,47	1,25	898,75	866,33	3,61	891,66	860,25	3,52
P-F	630,24	660,64	4,82	646,45	641,39	0,78	658,61	642,40	2,46
P-G	862,28	842,01	2,35	850,12	830,87	2,26	851,13	825,80	2,98
P-I	505,61	529,93	4,81	493,45	516,76	4,72	491,43	510,68	3,92

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 3.4, muestra el comportamiento del modelo de simulación de flujo multifásico horizontal XIAO en la red de producción cuando se mide el pozo P-H, en la cual se puede apreciar que el modelo obtiene como resultado presiones

cercanas al valor de operación. Este comportamiento es igual en los casos cuando se miden el resto de los pozos, mostrado en las tablas del Anexo 32.

En el caso anterior cuando se analiza la red de medición el error relativo que se obtiene en el pozo coincide con el de la red, pues por ella solo se trasiega dicho pozo. El error en la red de producción no se puede determinar de la misma forma debido a que esta red transporta el fluido de los ocho pozos restantes, por esta razón se analiza el error relativo de la red mediante un promedio ponderado mostrando su resultado en la figura siguiente:

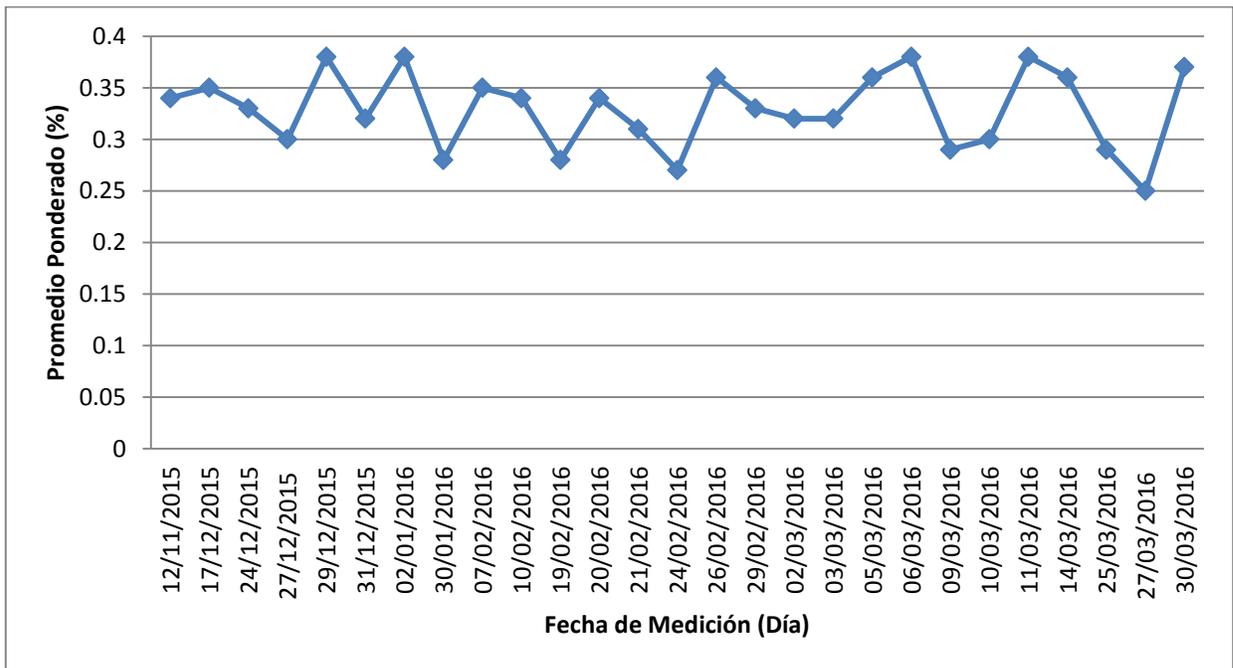


Figura 3.3: Análisis del error relativo para la red de producción. (Excel, 2010).

En la Figura 3.3, se observa que el error relativo del modelo XIAO en la red de producción cumple el criterio establecido por Schlumberger (2010), además se muestra que el modelo presenta un mayor grado de confiabilidad por esta red que en medición, quedando demostrado que el modelo de transporte de flujo multifásico XIAO es el que posee mejor ajuste para las condiciones reales de operación en el sistema de transporte de las redes de recolección del Centro Colector 11.

3.4. Análisis del comportamiento de los patrones de flujo

Es necesario analizar el comportamiento de los patrones de flujo para determinar cómo influye sobre la caída de presión en las líneas de producción de los pozos. La determinación de esta variable en la línea de un pozo es de vital importancia para conocer la presión de superficie que se obtiene en la cabeza del mismo, a partir de que la presión en el separador se fija en el Centro Colector según las condiciones de operación.

En la Figura 3.4, se muestra el comportamiento de la caída de presión en la red de medición del pozo P-H. El comportamiento para el resto de los pozos, se muestra en el Anexo 33.

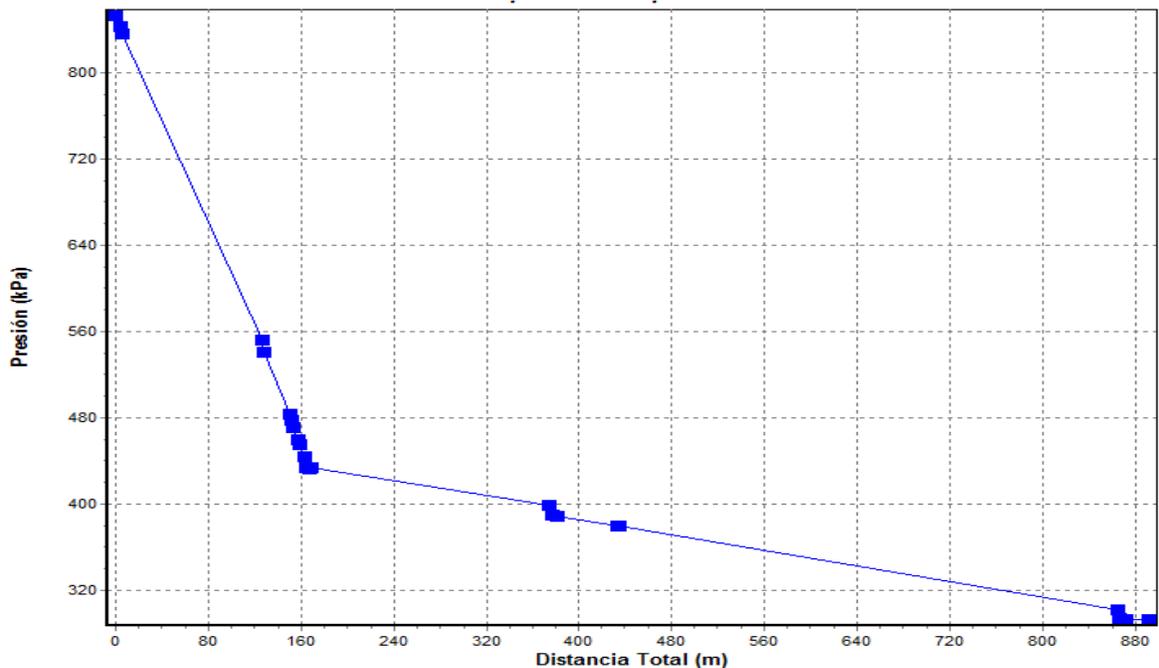


Figura 3.4: Caída de presión en la línea de trasiego del pozo P-H al separador. (PIPESIM 2010.1.1)

Como se observa en la Figura 3.4 y en el Anexo 33, la mayor pérdida de presión en el sistema de tuberías de medición ocurre en la línea de 152,40 mm de diámetro, mientras que en el intervalo desde el Manifold hasta el Centro Colector, las pérdidas de presión son moderadas. Lo mismo ocurre cuando el resto de los pozos se conectan por la red de producción, tal como se muestra en la Figura 3.5.

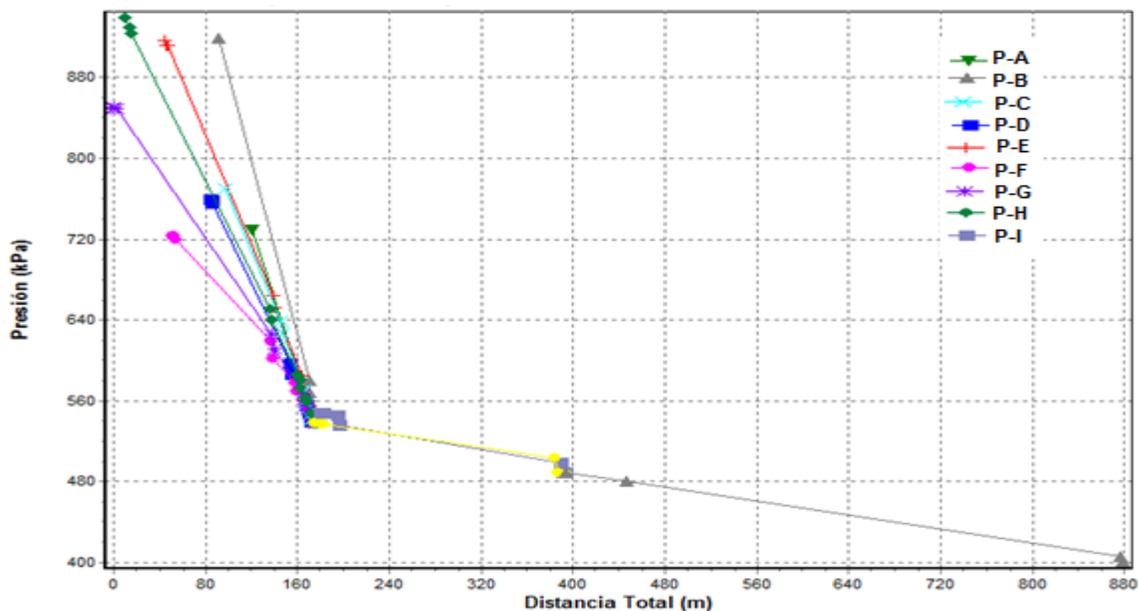


Figura 3.5: Caída de presión en las líneas de recolección de los pozos conectados al Colector de Producción. (PIPESIM 2010.1.1)

Este comportamiento de la caída de presión en la línea de producción del pozo P-H se debe a la existencia de diferentes patrones de flujo en el sistema, representados en la Figura 3.6.

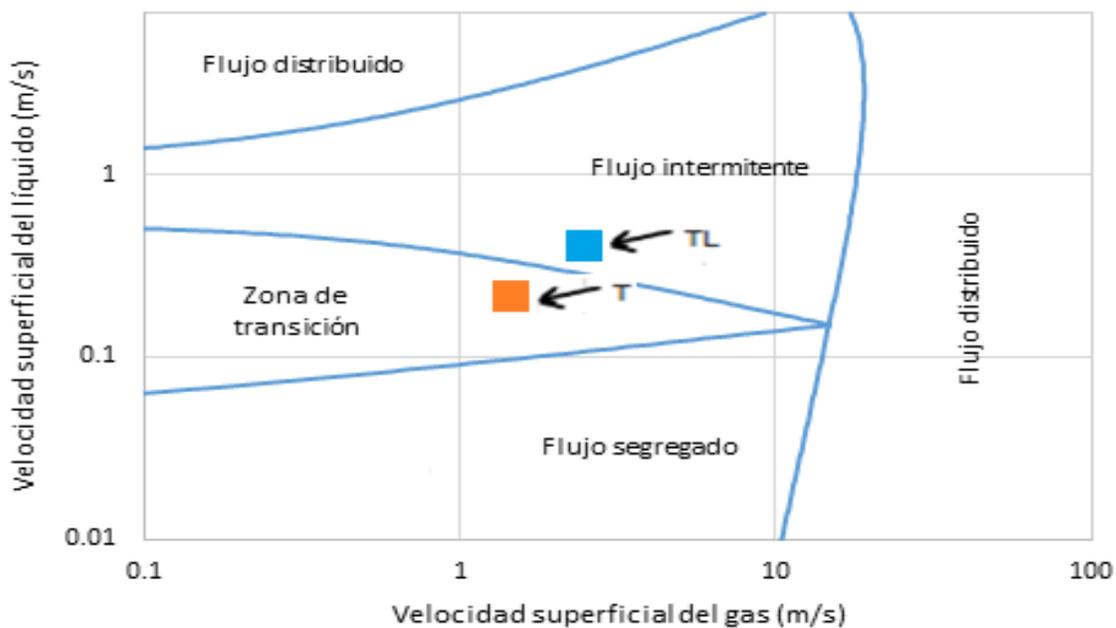


Figura 3.6: Mapa de patrones de flujo de la línea de producción del pozo P-H. (PIPESIM 2010.1.1)

En el mapa de patrones de flujo se puede observar la existencia de dos patrones diferentes en una misma línea de producción. En el primer punto de operación se encuentra un patrón de flujo Tapón de Líquido (TL) que representa a todo el sistema de la línea de producción que está dispuesto horizontalmente.

El Tapón de Líquido, es el patrón de flujo multifásico que más problemas tecnológicos genera en la industria, pues en el momento que la velocidad del flujo de gas alcanza un cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos a una velocidad mayor que la velocidad promedio de líquido. Este patrón también se conoce en la industria como flujo pulsante, debido a que el tapón produce vibraciones en las líneas de producción y los accesorios, por lo que debe ser evitado en lo posible.

Seguidamente se observa una disminución de las velocidades superficiales del líquido y el gas, donde el punto de operación se desplaza hacia la zona de transición y se obtiene el patrón de Transición (T). Este patrón de flujo caracterizado por un movimiento oscilatorio, donde los límites entre las fases no están bien definidos, representa el tramo final de la línea del pozo que está orientada en sentido vertical, es decir, a la entrada del *Manifold*.

Estos patrones de flujos demuestran la inestabilidad del comportamiento de los fenómenos de transporte del fluido multifásico en la línea de producción del pozo, generando grandes caídas de presión en la misma.

Al contrario del intervalo anterior, la Figura 3.7 muestra el mapa de patrones de flujo de la tubería que comprende el intervalo desde el *manifold* hasta Centro Colector, donde se observa que aunque disminuyen las velocidades superficiales para ambas fases se mantiene el mismo patrón de flujo a lo largo de toda la tubería en la zona de flujo segregado.

Esta zona muestra un patrón de flujo Estratificado Ondulado (EO), caracterizado por el gas que se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante entre la interfase forma olas de líquido y la amplitud de estas se incrementan con el aumento del flujo de gas.

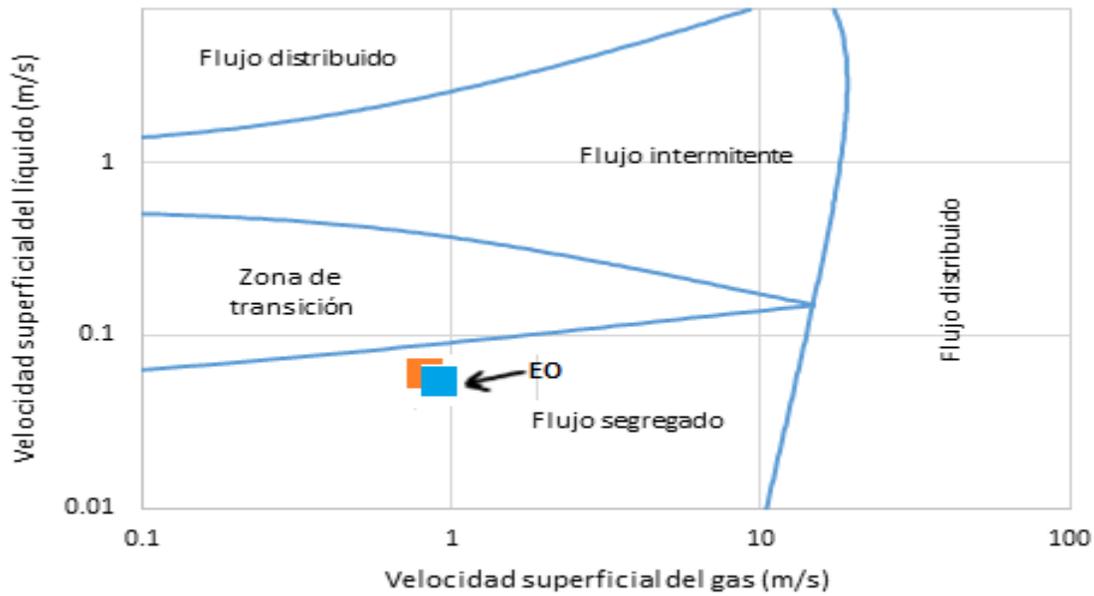


Figura 3.7: Mapa de patrones de flujo de la línea del colector de medición cuando el pozo P-H tributa por él. (PIPESIM 2010.1.1)

De forma resumida en las Tablas 3.5 y 3.6 se muestra el comportamiento de los patrones de flujo para cada uno de los intervalos de tuberías que conforman las redes de medición y producción respectivamente.

Tabla 3.5: Comportamiento de los patrones de flujo en las líneas de los pozos en la red de medición.

Intervalo \ Pozo		Patrones de flujo en la red de Medición								
		P-A	P-B	P-C	P-D	P-E	P-F	P-G	P-H	P-I
Intervalo 1	entrada	TL	TL	TL	TL	TL	TL	TL	TL	TL
	salida	EO	T	T	T	T	T	T	T	EO
Intervalo 2	entrada	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	---
	salida	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	---
Intervalo 3	entrada	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO
	salida	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO
Intervalo 4	entrada	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO
	salida	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.6: Comportamiento de los patrones de flujo en las líneas de los pozos en la red de Producción.

Intervalo Pozo		Patrones de flujo en la red de Producción								
		P-A	P-B	P-C	P-D	P-E	P-F	P-G	P-H	P-I
Intervalo 1	entrada	TL	TL	TL	TL	TL	TL	TL	TL	TL
	salida	EO	T	T	T	T	T	T	T	EO
Intervalo 2	entrada	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	---
	salida	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	---
Intervalo 3	entrada	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO
	salida	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO	EO

Fuente: Elaboración propia.

En las Tablas 3.5 y 3.6 se muestra el comportamiento de los patrones de flujos multifásicos en los intervalos de las líneas de los pozos, cuando estos son conectados indistintamente por ambas redes, las características de estos tramos de tubería se pueden observar en el Anexo 34.

El diámetro de la tubería para todo el sistema de recolección es un factor determinante, pues en ambas redes de tuberías la línea de 152,40 mm de diámetro desde el cabezal del pozo hasta el *Manifold*, genera una inestabilidad en la velocidad de las fases presentes en el fluido, provocando las variaciones en los patrones de flujo.

Sin embargo, las redes de medición (304,80 mm) y de producción (508 mm) presentan una mayor estabilidad del patrón de flujo, debido al incremento del área de la sección transversal con al aumento del diámetro de la tubería. Esta situación trae consigo una disminución de las velocidades superficiales de las fases, estabilizando el comportamiento del fluido para lograr que mantenga un mismo patrón a lo largo de todo el sistema.

En las Tablas 3.5 y 3.6, se observa que para las líneas que tengan el mismo diámetro, independientemente de las propiedades físico - químicas del fluido, de la

relación gas - petróleo, de las condiciones de operación y de la longitud de la tubería, el comportamiento de los patrones de flujo es el mismo para todos los pozos, excepto para las líneas de producción de los pozos P-A y P-I, influenciado por el perfil topográfico, a partir de que el *software* considera los intervalos verticales de estas tuberías, como ondulaciones.

La inestabilidad en los patrones de flujo en la tubería de producción de los pozos, es provocada por las características del perfil topográfico, en la Figura 3.8 se muestra el perfil del pozo P-H y en el Anexo 35 el de los restantes pozos.

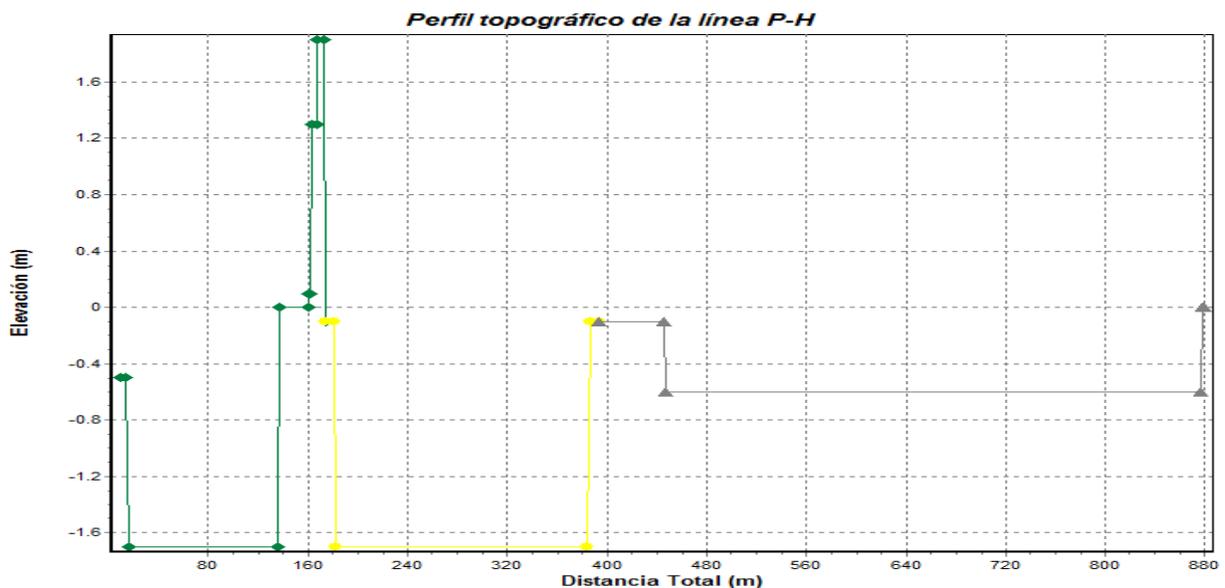


Figura 3.8: Perfil topográfico de la línea del pozo P-H cuando tributa por el colector de medición. (PIPESIM 2010.1.1)

En la Figura 3.8, se observa que en el intervalo correspondiente a la línea de producción del pozo P-H, existe una mayor inestabilidad topográfica (cambios de elevación) que en el resto los intervalos de la red correspondiente a medición y producción. Se debe aclarar que estos intervalos presentan la misma topografía y están ubicados de forma paralela, solo difieren en la longitud total del conducto.

En las elevaciones y los tramos verticales es importante resaltar el factor de colgamiento, pues este factor influye directamente en los patrones de flujo, debido al retorno de la fase líquida por efecto de la acción de la gravedad, es decir, el

retorno de flujo en sentido contrario al movimiento del fluido, por efecto de la elevación de la fase líquida.

3.5. Análisis del caso de estudio

En el caso de estudio se analiza el efecto que provoca en la producción de petróleo, el cambio en las presiones de superficie cuando se trasiega el fluido multifásico proveniente de todos los pozos en producción por el colector de medición.

Para determinar este efecto, es imprescindible desglosar la cantidad de fluido que produce cada uno de los pozos tanto por el *tubing* como por el *casing*. En la Tabla 3.7 se muestra la producción real que tienen los pozos, exceptuando el pozo P-I, pues no pertenece a la zona de explotación del yacimiento Varadero Oeste Extendido. Este pozo forma parte del yacimiento Camarioca, el cual se encuentra en su etapa final de producción, presentando bajos niveles de presión de capa, productividad y altos cortes de agua.

Tabla 3.7: Producción de los pozos pertenecientes al yacimiento Varadero Oeste Extendido.

Pozo	Producción Total (m³/d)	Producción por <i>tubing</i> (m³/d)	Producción por <i>casing</i> (m³/d)
P-A	142,20	29,52	112,68
P-B	202,30	75,00	127,30
P-C	254,55	105,42	149,13
P-D	241,44	127,30	114,14
P-E	267,99	147,00	120,99
P-F	110,60	110,40	---
P-G	232,97	92,89	140,08
P-H	391,19	40,21	350,98

Elaboración: Fuente Propia.

La tabla anterior muestra la producción real que tienen los ocho pozos que explotan el yacimiento Varadero Oeste Extendido, donde todos excepto el pozo P-F presentan presiones de capa capaces de garantizar la producción de fluido por

medio de la surgencia natural (*casing*). Además estos pozos producen por el *tubing* el fluido extraído mediante el método de elevación artificial utilizando bombas de cavidad progresiva (PCP) y al extraer fluido por ambas tuberías generan una mayor producción que el pozo P-F, esta es generalmente mayor por la tubería de *casing* debido a que tiene un mayor diámetro anular que la de *tubing*.

El pozo P-F en la actualidad no conserva en gran medida su energía natural, por lo cual su presión de capa no es capaz de levantar la columna de líquido, produciendo solamente por el método de elevación artificial. Esto trae como consecuencia que el pozo no produzca por la tubería de *casing*, disminuyendo sensiblemente su producción total. Se debe aclarar que la diferencia existente de 0,20 m³/d en la producción del pozo, es originada por errores comprendidos dentro la metodología de cálculo.

Conociendo las producciones de los pozos, se analizan las presiones obtenidas mediante el caso de estudio, para ello, la Tabla 3.8 muestra la comparación entre la presión del cabezal del pozo estimada cuando se conectan todos los pozos al colector de medición y la presiones reales medidas en la superficie de los pozos (presión de *tubing* y *casing*) cuando estos se conectan a la red de producción.

Tabla 3.8: Comparación entre las presiones de superficie.

Pozo	Presión del cabezal 12" (kPa)	Presión de <i>tubing</i> 20" (kPa)	Presión de <i>casing</i> 20" (kPa)
P-A	1343,57	770.07	877.47
P-B	1470,23	861.26	1165.24
P-C	1380,05	735.62	891.66
P-D	1349,65	786.28	1828.92
P-E	1516,84	942.32	1368.90
P-F	1436,79	607.95	---
P-G	1511,77	897.74	1234.14
P-H	1537,10	876.46	1318.24

Fuente: Elaboración propia.

Al comparar los resultados mostrados en la Tabla 3.8, se observa que las presiones obtenidas en el caso de estudio son muy superiores a las presiones reales registradas en cada uno de los pozos por el *tubing* y *casing* excepto en el pozo P-D. Este incremento en la presión de superficie trae como resultado que los pozos no produzcan por *casing* debido a la caída de presión generada en la cabeza del pozo, limitando seriamente la producción total de los mismos mostrada en la tabla a continuación:

Tabla 3.9: Producción de fluido a las condiciones del caso de estudio.

Pozo	Producción de fluido (m³/d)
P-A	26,78
P-B	73,12
P-C	90,15
P-D	228,91
P-E	145,70
P-F	100,67
P-G	92,61
P-H	31,91

Fuente: Elaboración propia.

Al comparar la producción que muestra la Tabla 3.7 con respecto a la que muestra la Tabla 3.9, se observa una disminución considerable en la producción de los pozos excepto para los pozos P-D y P-F, pues en aquellos casos en que la presión del cabezal del pozo es superior a la presión del *casing*, los pozos dejan de producir por surgencia natural y solamente aporta a la producción el método de levantamiento artificial por el equipo de bombeo. Pero esta producción no es la real del sistema, pues se encuentra en un punto en el cual la hidrodinámica del sistema está fuera de equilibrio, dicho punto se estima mediante cálculos iterativos.

A partir de los valores obtenidos mediante el cálculo iterativo (Ver Anexo 36), en la cuarta iteración de obtuvieron errores relativos menores del 5 %, por lo cual en

esta iteración se alcanza el punto de equilibrio hidrodinámico en el cual coexisten la caída de presión del sistema con la capacidad de producción de los pozos por el método de la surgencia natural y el levantamiento artificial. Es decir, este punto de equilibrio da la medida de cuanto es realmente la producción de fluido que va a tener cada uno de los pozos para la nueva presión de superficie cuando se trasiega por la red de medición todo el fluido proveniente de los pozos en producción, mostrado en la figura siguiente:

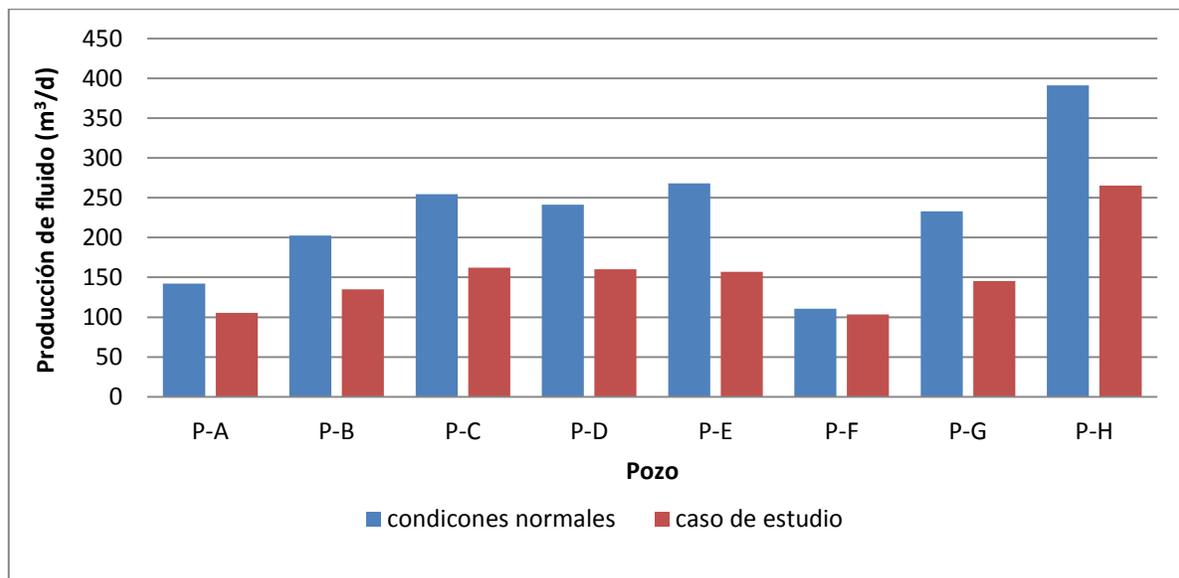


Figura 3.9: Producción de los pozos en condiciones normales y en el caso de estudio. (Excel, 2010)

En la figura anterior se muestra la cantidad de fluido en metros cúbicos por días, que se deja de producir por cada uno de los pozos cuando se trasiega por la red de medición todo el fluido proveniente de los pozos en producción. Este impacto es más fuerte en el pozo P-H, el cual tiene una pérdida en la producción de 125.89 m³/d, mientras que el pozo P-F presenta bajas pérdidas de producción, debido a la característica de ser un pozo no surgente.

El análisis anterior demuestra que la surgencia natural para la mayoría de los pozos que tienen esta característica de producción, define más del 50 % de la producción total del pozo, mientras que el levantamiento artificial es un elemento para la estimulación de la surgencia a partir de las características de producción.

Al cuantificar las pérdidas totales que provoca el trasiego por la red de medición de todo el fluido proveniente de los pozos en producción, se obtiene como resultado una reducción en la producción del Centro de 608.91 m³/d, equivalente al 33.03 % de la producción total del yacimiento Varadero Oeste Extendido.

3.6. Conclusiones Parciales

1. El comportamiento de las presiones de superficie durante el período de estudio muestra una distribución normal y solo en el pozo P-C se refleja inestabilidad en la presión de *tubing*, pues presenta los mayores valores de coeficientes de variación, (> 12%).
2. El modelo mecanicista de transporte de flujo multifásico de XIAO, es el que posee mejor ajuste a las condiciones reales de operación en el sistema de transporte de las redes de recolección del Centro Colector 11, presentando valores del error relativo menores al 5 %, para diferentes condiciones de operación.
3. El diámetro de la tubería en el sistema de recolección, es el factor determinante en la variación de los patrones de flujos multifásicos, independientemente de las propiedades del fluido, las condiciones de operación y la longitud total del segmento.
4. La mayor caída de presión en el sistema de transporte, ocurre en las líneas de producción de los pozos, debido a la inestabilidad en los patrones de flujo, provocada por las características del perfil topográfico, pues en los intervalos verticales, el factor de colgamiento influye directamente en los patrones de flujo.
5. La utilización de la red de medición, como línea de producción de los pozos del yacimiento Varadero Oeste Extendido, provoca una reducción en la producción del Centro de 608,91 m³/d, equivalente al 33,03 % de la producción total del yacimiento.

Conclusiones

1. Se rechaza la hipótesis planteada, debido a que la utilización de la red de medición provoca una reducción en la producción del centro de 608,91 m³/d, equivalente al 33,03 % de la producción total del yacimiento Varadero Oeste Extendido.
2. El modelo de transporte de flujo multifásico de XIAO, es el que posee mejor ajuste a las condiciones reales de operación, presentando valores del error relativo menores a un 5 % para diferentes condiciones de operación.
3. La caída de presión en el sistema de transporte está definida por el diámetro de la tubería, el cual es el factor determinante en la variación de los patrones de flujos multifásicos, independientemente de las propiedades del fluido, las condiciones de operación, la longitud total del segmento y el perfil topográfico.

Recomendaciones

1. Utilizar la tubería de medición, como línea de producción para el fluido proveniente de los pozos del yacimiento Varadero Oeste Extendido, sólo en casos excepcionales, ante una avería o rotura de la tubería de producción.
2. Evaluar la posibilidad de incrementar el diámetro de la tubería de producción (152,40 mm de diámetro), disminuyendo las pérdidas de presión existentes en los cabezales de los pozos.
3. Aplicar esta metodología de análisis al resto de los sistemas de recolección y transporte de fluido del yacimiento Varadero, con el objetivo de poder cuantificar las potencialidades presentes en la estructura hidráulica existente en cada uno de los Centros Colectores.

Glosario de términos y definiciones

Casing: Camisa de producción del pozo por la cual se extrae el fluido mediante el método de surgencia natural.

Colector de medición: Tubería de 304,80 mm de diámetro que recibe la producción del pozo en medición conectado mediante una línea independiente, para trasegarlo hacia el SHM.

Colector de producción: Tubería de 508 mm de diámetro que recibe la producción de todos los pozos conectados mediante líneas independientes, formando un solo flujo para transportarlo hacia el SHT.

Depulsador: Tubería ubicada a la entrada de los separadores, que debido a su configuración cumple con las funciones de lograr la estabilidad del flujo que entra al separador y la separación primaria del gas.

Flare: Equipo que recepciona y combustiona los gases separados que no son consumidos en ningún proceso industrial.

Manifold: Conjunto de válvulas y accesorios en los colectores, que permiten dirigir la producción del pozo al separador deseado.

Tubing: Tubería de producción del pozo por la cual se extrae el fluido mediante el método de levantamiento artificial.

Bibliografía

1. API, (1980). Specification for Line Pipe. Copyright American Petroleum Institute. Dallas, Texas. USA.
2. API, (2009). Specification for Oil and Gas Separators. Copyright American Petroleum Institute. Dallas, Texas. USA.
3. Arcia L. (1999). Análisis del Comportamiento de Presiones de los Sistemas de Producción de Bitumen del Área de Cerro Negro de PDVSA-BITOR. Tesis de Grado. Departamento de Petróleo, UDO, Anzoátegui, Venezuela.
4. Azocar, A. (2007). Dimensionamiento de líneas de transporte con Flujo Multifásico. Departamento de procesos. INTELECTRA S.A.C.A.
5. Barker, C. et al. (2007). Petroleum Technology. Volume 1. Part I: Exploration, Production and Refining. Published by John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey. New York. USA.
6. 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. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Colombia.
7. Brill, J.P y Beggs, H.D. (1991). Two Phase Flow in Pipes. Sixth Edition. Journal of Petroleum Technology. USA.
8. Campione, A.I. (2008). El problema del flujo bifásico. Ensayo Petróleo YV. Disponible en: <http://www.petroleoyv.com> [Citado 5 de octubre 2015].
9. Cartas, J.A. (2010). Aplicación de la metodología VCD a un Campo Petrolero para la selección de la infraestructura de explotación óptima. Tesis de grado. Universidad de Istmo, Tehuantepec. Santo Domingo. República Dominicana.
10. Castañeda, P. C. (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. Chang, S.H y Paul, R.R. (2006). Practical Advances in Petroleum Processing. Volume 1. New York. USA.
12. Chin, R.W. et al. (2002). Increasing Separation Capacity with New and Proven Technologies. Copyright Society of Petroleum Engineers.
13. Crane. (2010). Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías. Valfisa S.A CUCEI- CID McGraw - Hill. New York. USA
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. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
15. De Ghetto, G. (1994). Reliability Analysis on PVT Correlation. Society of Petroleum Engineers. SPE-28904. Canadá.
16. Díaz, M.A. (2015). Informe de ensayo del petróleo crudo procedente del Centro Colector 11. Laboratorio Central. EPEP-Centro. Matanzas. Cuba.
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*. [en línea] Vol.93. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com> [Citado 5 de octubre del 2015].
18. Ellul, I.R et al. (2004). The modeling of multiphase systems under steady-state and transient conditions. Pipeline Simulation Interest Group. Write Librarian. Houston, Texas. USA.
19. Fair, J.R. (2013). Evaluation of friction factor correlations and equivalent diameter definitions for pipe and annular flow of non-Newtonian fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. [en línea] Vol.109 Disponible en: <http://www.sciencedirect.com> [Citado 5 de octubre del 2015].
20. Fancher, G. H y Brown, K. E. (2004). Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing. AIME.
21. 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. Tesis en opción al título de Ingeniero Petrolero. Universidad de Oriente. Departamento de Ingeniería de Petróleo. Anzoátegui. Argentina.
22. Ferrer, M.P. (2010). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo. Venezuela.
23. Fingas, M.F. (2014). Water in Oil Emulsions: Formation and Predictions. Journal of Petroleum Science Research, vol 3. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com> [Citado 5 de octubre del 2015].
24. Frankiewicz, T, et al. (2001). Reducing Separation Train Sizes and Increasing Capacity by Application of Emerging Technologies. Offshore Technology Conference. Houston, Texas. USA.
25. García, F. et al . (2007). Friction factor improved correlations for laminar and turbulent gas-liquid flow in horizontal pipeline. International Journal of Multiphase Flow.
26. García, O.H. (2015). Reglamentos Tecnológicos del Centro Colector # 11. EPEP-Centro. Matanzas. Cuba
27. Gonzáles, C.M. (2015). Informe de ensayo del agua de capa residual acompañante del petróleo crudo procedente del Centro Colector 11. Laboratorio Central. EPEP-Centro. Matanzas. Cuba.
28. GPSA, (1998). Gas Processors Suppliers Association. Engineering Data Book. FPS Version. 11th Edition. Volumes I & II. Electronic. 6526 East 60th Street, Tulsa, Oklahoma. USA.
29. Issa, R. (2009). Simulation of Intermittent Flow in Multiphase Oil and Gas Pipeline. Department of Mechanical Engineering, Imperial College London. Seventh International Conference on CFD in the minerals and Process Industries, CSIRO, Melbourne, Australia.
30. Laurencio, H.L; et al (2012). Modelo para cálculo de pérdidas de presión en tuberías conductoras de petróleo pesado. Minería y Geología. Holguín Cuba.
31. Lyons, W.C et al. (1996). Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering. Volume 1. Gulf Publishing Company, Houston, Texas. USA.

32. Molina, E. (2015). Curso de aseguramiento de flujo multifasico con OLGA 7.1. Copyright Schlumberger. Mexico DF.
33. NC - ASTM D 445:2011, (2011). Oil industry. Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and the Calculation of Dynamic Viscosity). Cuban National Bureau of Standards. La Habana, Cuba.
34. NC - ASTM D 1298:2009, (2009). Oil industry. Standard Test Method for Density, Relative Density, (Specific Gravity) or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method. Cuban National Bureau of Standards. La Habana, Cuba.
35. NC - ASTM D 4007:2008, (2008). Oil industry. Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method (Laboratory Procedure). Cuban National Bureau of Standards. La Habana, Cuba.
36. NORSOK, (2012). Drilling facilities. NORSOK Standard D-001. Edition 3. Norway.
37. NORSOK, (2013). Well integrity in drilling and well operations. NORSOK Standard D-010. Edition 4. Norway.
38. Oviedo, C.E y Chaparro, P.C. (2011). Modelado y Simulación de flujo de hidrocarburos en tuberías mediante el Método de Mukherjee & Brill. Tesis de Grado. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia.
39. Peñarrete, T.R. (2012). Determinación de los patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales en el Campo Libertador. Tesis de Grado. Universidad Central de Ecuador. Quito. Ecuador.
40. Ponce, L.T. (2016). Fundamentos del PIPESIM versión 2010.1.1. Curso de capacitación a trabajadores. Unión CUPET. La Habana, Cuba.
41. Ramírez, R.M. (2014). Curso de Operación en Oleoducto. EPEP-Centro. Matanzas. Cuba.
42. Rodríguez, L.E. (2015). Informe Anual de Producción del EPEP-Centro. Matanzas, Cuba.

43. Santibañez, C.N. (2007). Elaboracion y validacion de un simulador que permita determinar la capacidad y el funcionamiento de una bomba multifásica. Caracas
44. Schlumberger (2010). PIPESIM Production System Analysis Software. Version 2010.1. Copyright Schlumberger 08-IS-115. New York. USA.
45. Schlumberger (2013). OLGA, Mandatory Attribution Slide. Copyright Schlumberger. New York. USA.
46. Torres, C. J y Trauwvitz, R .E. (2006). Flujo Multifasico en Tuberías. Facultad de Ingeniería. Tesis de Licenciatura. UNAN. Mexico D.F.
47. Torriente, I.L. (2015). Informe de ensayo cromatográfico del gas acompañante del petróleo crudo procedente del Centro Colector # 11. Laboratorio AGAT. ENERGAS. Matanzas. Cuba.
48. Velasco, E.A. (2013). Simulación y dimensionamiento de equipos de procesos para la deshidratación de petróleo en facilidades de producción. Tesis de Maestría. Universidad Central de Ecuador. Quito. Ecuador.
49. Viera, R. B *et al.* (1988). Modelación matemática para ingenieros químicos. Editorial Pueblo y Educación. La Habana. Cuba.
50. Xiao, X.X. (2007). Study on oil - water two – phase flow in horizontal pipelines. Division of Oilfield Surface Engineering, Petroleum Exploration and Production Reserch Institute, SINOPEC, 31. Xue yuan Road, Haidian District, Beijing. PR China. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com> [Citado 5 de octubre del 2015].

Anexos

Anexo 1

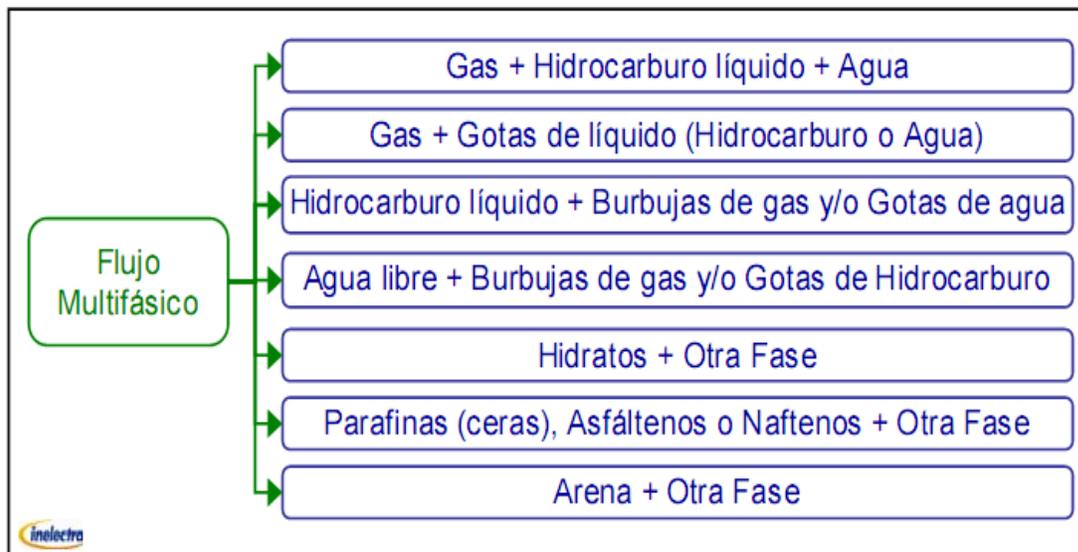


Figura A.1: Composición de los flujos multifásicos en la producción de hidrocarburos, (Azocar, 2007).

Anexo 2

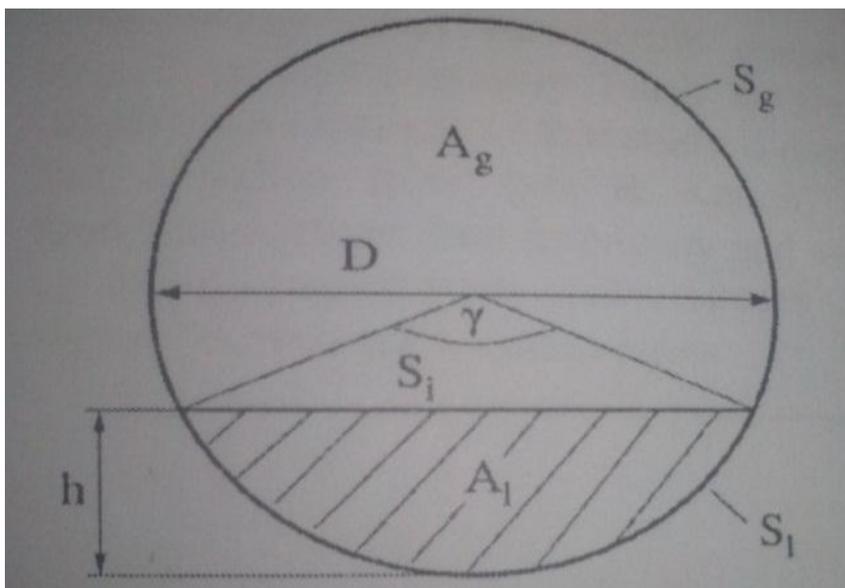


Figura A.2: Sección transversal de una tubería. (Issa, 2009)

Anexo 3

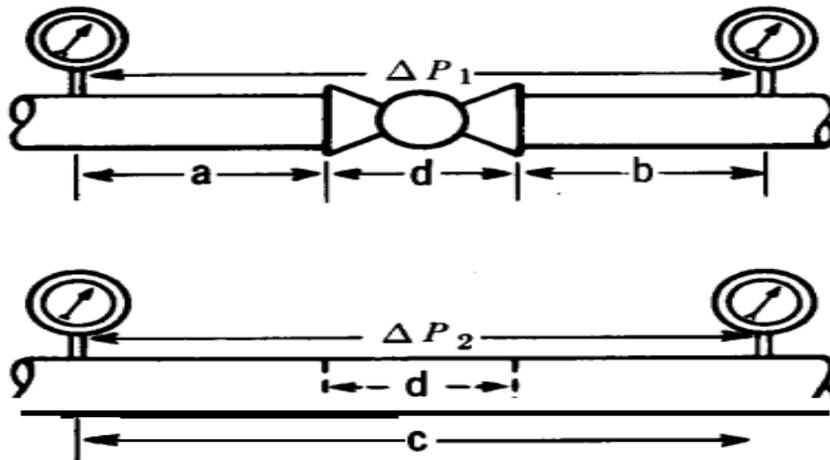
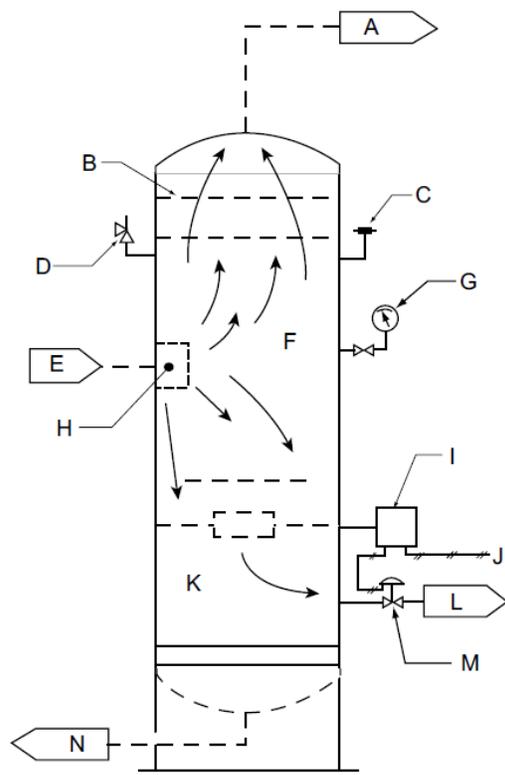


Figura A.3: Determinación de la caída de presión en válvulas. (Crane, 2010).

Anexo 4



- A. Salida del gas.
- B. Sección de extractor de neblina.
- C. Sensor de protección por alta presión.
- D. Válvula de alivio.
- E. Entrada del fluido.
- F. Sección de separación secundaria.
- G. Manómetro.
- H. Sección de separación primaria.
- I. Controlador del nivel de líquido.
- J. Suministro de aire para controlador de nivel.
- K. Sección de almacenamiento de Líquido.
- L. Salida de líquido.
- M. Válvula de control de nivel.
- N. Drenaje.

Figura A.4: Estructura de un separador bifásico vertical. (API, 2009).

Anexo 5

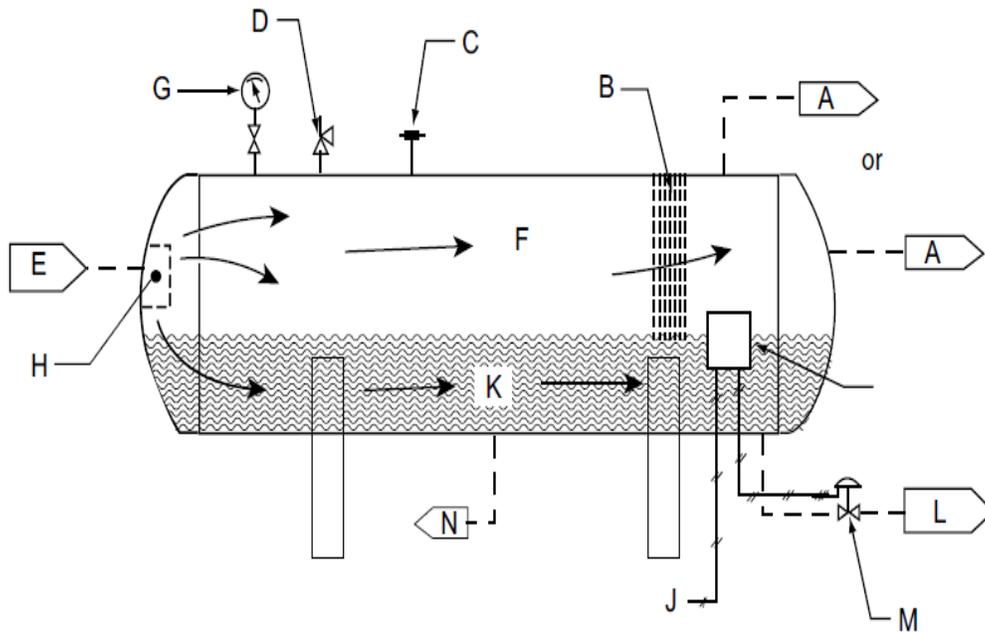


Figura A.5: Estructura de un separador bifásico horizontal. (API, 2009).

Anexo 6

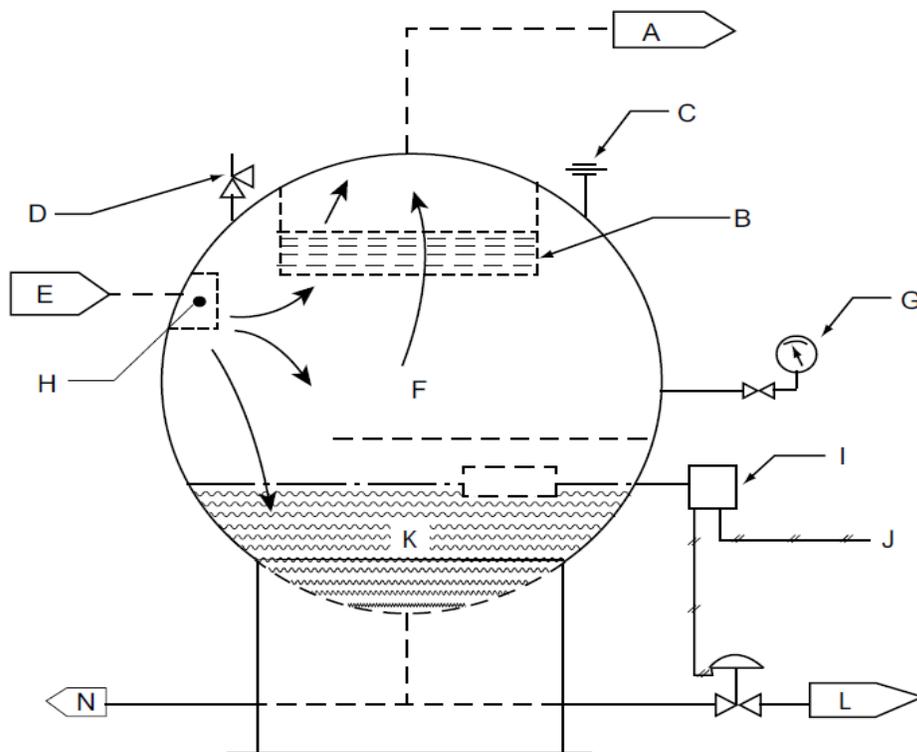


Figura A.6: Estructura de un separador bifásico esférico. (API, 2009)

Anexo 7

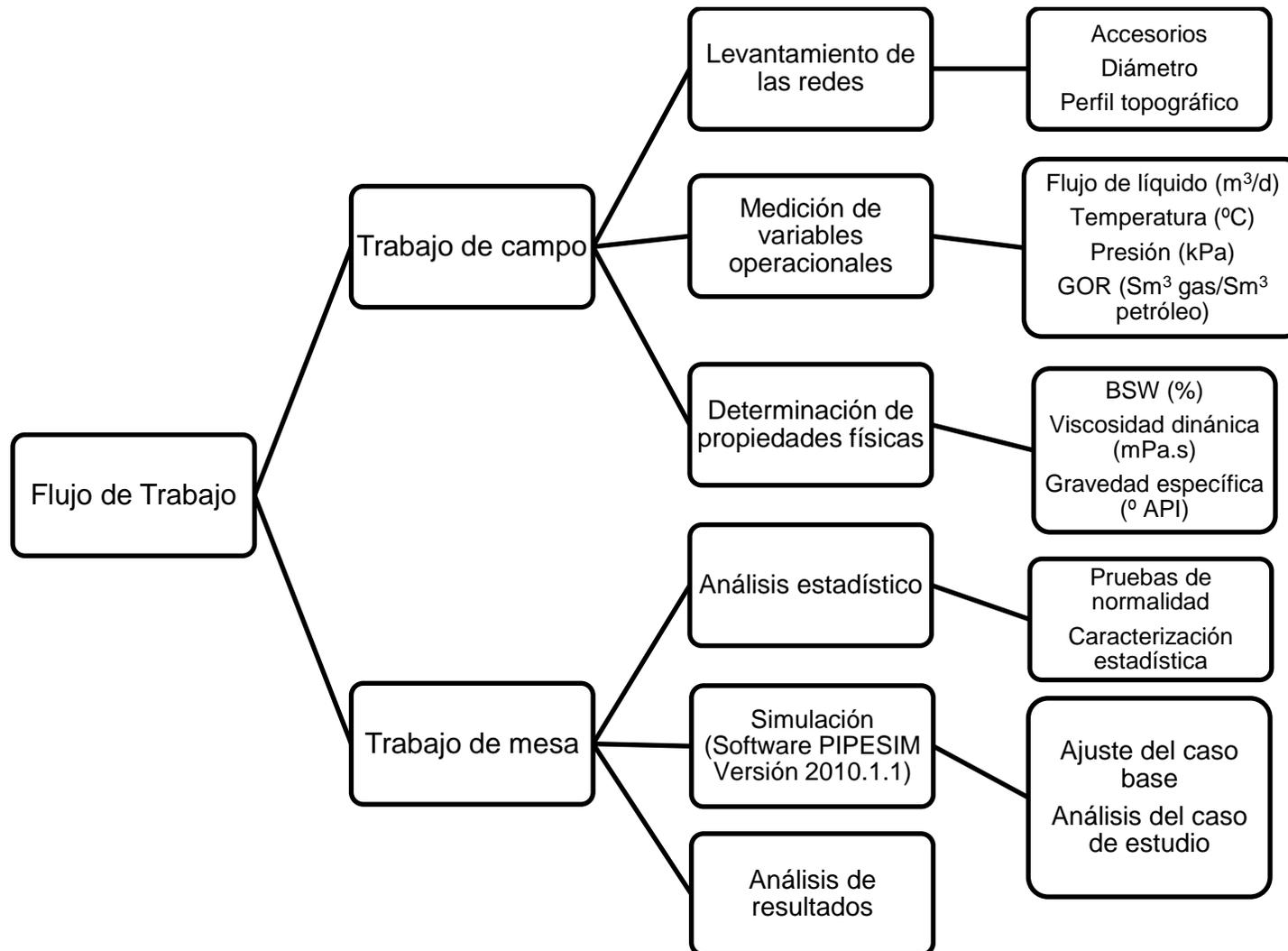


Figura A.7: Diagrama del flujo de trabajo.

Anexo 9

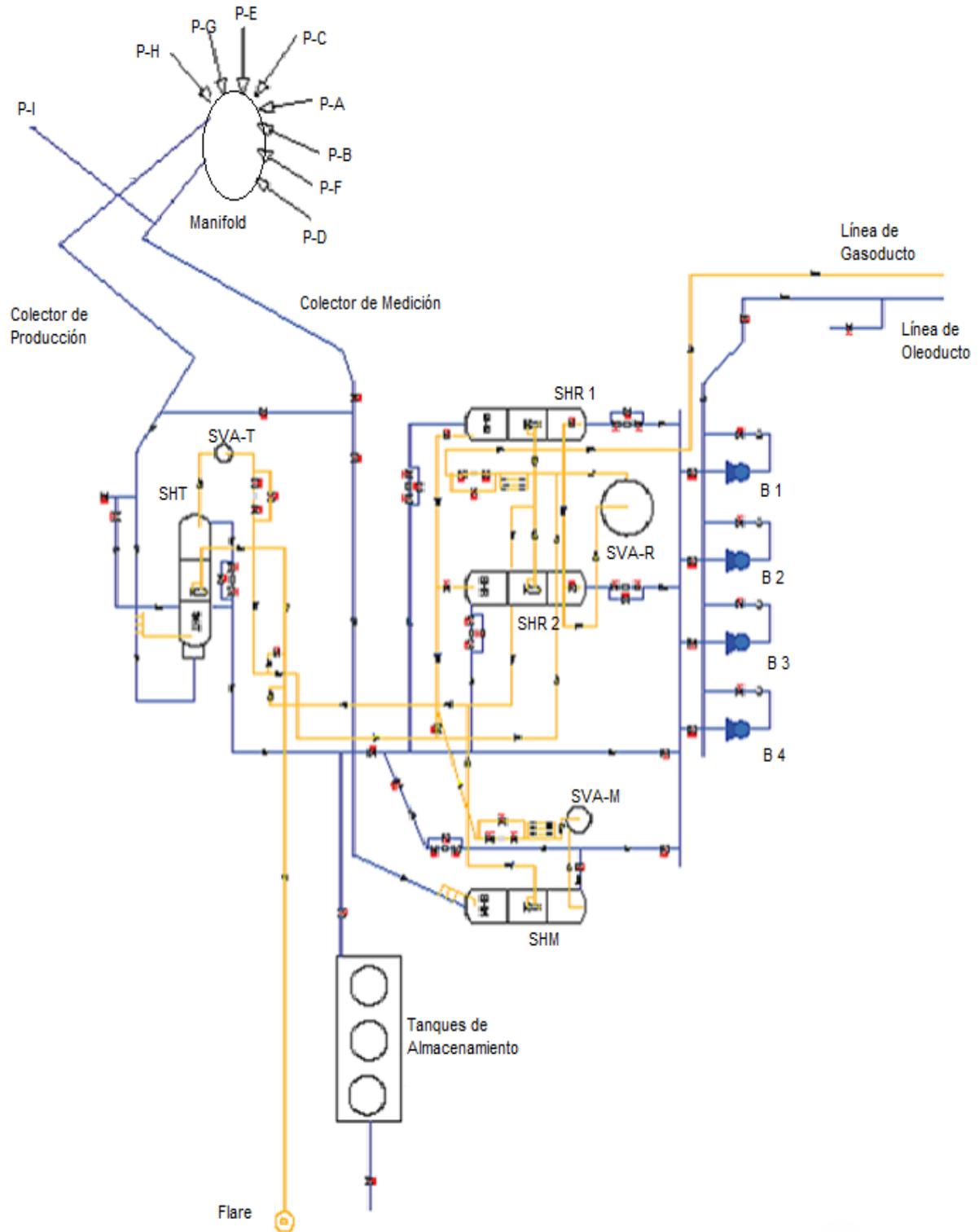


Figura A.9: Diagrama del flujo tecnológico de producción. (García, 2015)

Anexo 10

Tabla A.1: Características del petróleo crudo que se procesa en el Centro.

Parámetros	Unidades	Rango de valores
BSW	% V	9,50 – 10,50
Azufre	% P	5,488
Gravedad (60 °F)	API	9,30
Densidad (15 °C)	g/cm ³	1,0044
Viscosidad Dinámica (50 °C)	mPa.s	8221
Viscosidad Cinemática (50 °C)	mm ² /s	8336
Asfáltenos	% m/m	19,60
Contenido Carbono	% P	82,02
Parafinas	% P	0,60 – 1,40
Contenido Hidrógeno	% P	9,89
Contenido Vanadio	ppm	88 – 106
Contenido Níquel	ppm	28,00

Fuente: (Díaz, 2015).

Anexo 11

Tabla A.2: Composición del gas acompañante del petróleo.

Componente	Composición (%)	Componente	Composición (%)
Metano	68,8071	Hexano	0,2769
Etano	5,1348	Heptano	0,1114
Propano	3,8663	Octano	0,0348
i - Butano	0,8341	Nonano	0,0094
n - Butano	1,3864	Decano	0,0023
i - Pentano	0,5901	H ₂ S	2,0499
n - Pentano	0,2473	CO ₂	16,4200
		Nitrógeno	0,2291

Fuente: (Torriente, 2015)

Anexo 12

Tabla A.3: Características del agua de capa residual acompañante del petróleo.

Parámetros	Unidades	Rango de Valores
pH	-	8 - 9
Color	Unit PT/Co	90 - 100
Temperatura	°C	60 - 70
Sólidos suspendidos	mg/l	150 - 200
DBO ₅	mg/l (Cr O ₇ K ₂)	2 473
DQO	mg/l (Cr O ₇ K ₂)	7 466
Fenoles	mg/l	70 - 80
Hidrocarburos	mg/l	60 - 90
Aceites y grasas	mg/l	150 - 230
Sulfuros disueltos	mg/l	1200 - 1500
Sólidos suspendidos	mg/l	150 - 200
Salinidad	mg/l	20 000 - 25 000
Cloruros	mg/l	11 000 - 15 000
Sulfatos	mg/l	400 - 450
Fosfatos	mg/l	2,50 - 3,00
Amoniaco	mg/l	2,11

Fuente: (González, 2015).

Anexo 13

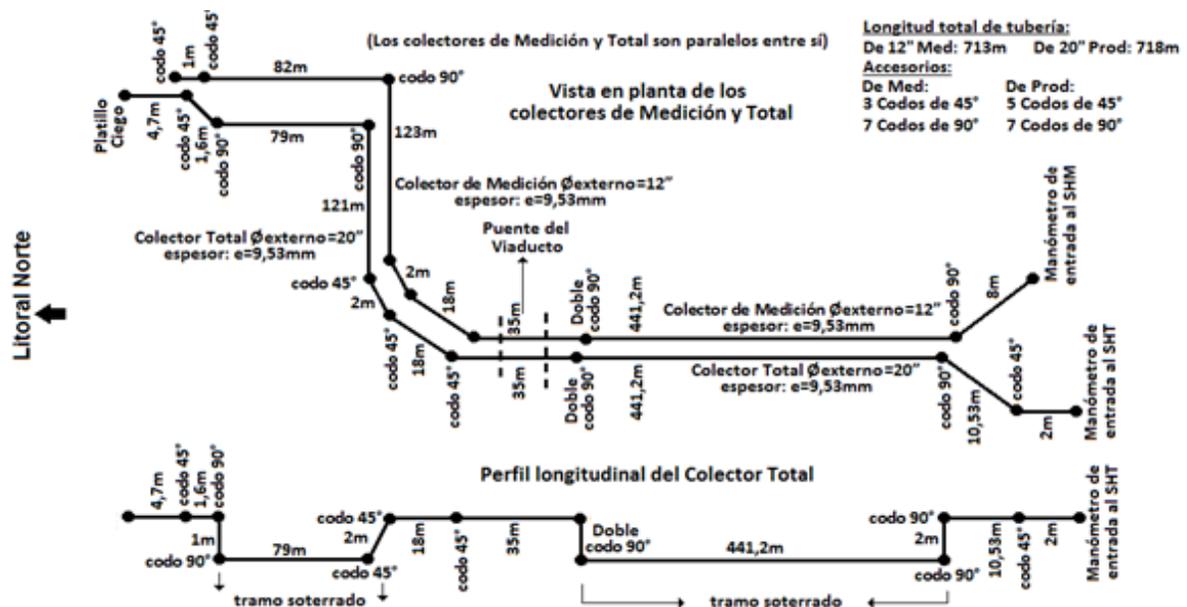


Figura A.10: Dimensionamiento de las líneas de recolección.

Anexo 14

Tabla A.4: Instrumentación utilizada en la medición de las variables.

Instrumento	Rango	Exactitud	Modelo
Termómetro de Termoresistencia	0 - 100 °C	± 0,3 °C	WIKA
Termómetro Bimetálico	0 - 120 °C	± 1,2 °C	WIKA
Transmisor de Temperatura	0 - 100 °C	± 1,0 °C	SMAR
Transmisor de Presión	0 - 49 kPa	± 0,49 kPa	SMAR
Manómetro de Diferencial Elástico	0 - 1 MPa	± 0,01 MPa	SMAR

Fuente: (García, 2015).

Anexo 15

Tabla A.5: Fecha en que se realizan las mediciones.

Pozo	No. Medición	Inicio		Finalizado	
		Día	Hora	Día	Hora
P-A	1	02/01/2016	20:00	03/01/2016	20:40
	2	10/02/2016	14:20	11/02/2016	10:20
	3	06/03/2016	20:50	07/03/2016	00:00
P-B	1	12/11/2015	21:30	13/11/2015	18:00
	2	24/12/2015	09:55	25/12/2015	13:10
	3	02/03/2016	10:00	03/03/2016	18:10
P-C	1	30/01/2016	17:00	31/01/2016	15:00
	2	07/02/2016	06:00	08/02/2016	00:00
	3	26/02/2016	23:00	27/02/2016	23:00
P-D	1	29/12/2015	23:00	31/12/2015	01:20
	2	03/03/2016	21:30	04/03/2016	23:40
	3	27/03/2016	01:20	28/03/2016	03:50
P-E	1	21/02/2016	23:10	22/02/2016	22:47
	2	24/02/2016	18:40	25/02/2016	11:25
	3	10/03/2016	11:00	11/03/2016	09:50
P-F	1	29/02/2016	14:10	02/03/2016	06:20
	2	14/03/2016	13:00	15/03/2016	14:00
	3	30/03/2016	05:00	31/03/2016	19:52
P-G	1	20/02/2016	19:00	21/02/2016	10:58
	2	11/03/2016	14:10	12/03/2016	18:52
	3	25/03/2016	04:00	26/03/2016	13:10
P-H	1	27/12/2015	03:40	28/12/2015	10:50
	2	19/02/2016	15:00	20/02/2016	13:00
	3	09/03/2016	06:30	10/03/2016	07:55
P-I	1	17/12/2015	22:40	18/12/2015	20:30
	2	31/12/2015	14:00	01/01/2016	11:23
	3	05/03/2016	12:00	06/03/2016	12:00

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 16

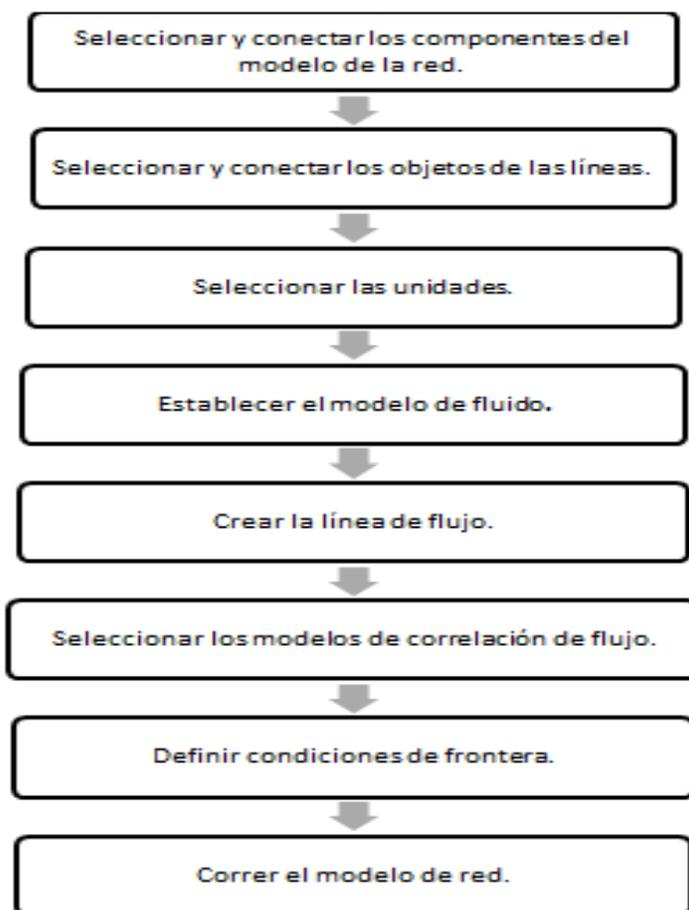


Figura A.11: Diagrama del flujo de trabajo en el software PIPESIM.

Anexo 17

Tabla A.6: Propiedades físico – químicas del crudo proveniente de los pozos.

Pozo	Gravedad API 15°C (°API)	Viscosidad Dinámica 40 °C (cP)	Viscosidad Dinámica 50 °C (cP)	Viscosidad Dinámica 60 °C (cP)
P-A	9,9	6241	3710	1872
P-B	10,0	5537	2406	1308
P-C	8,7	9135	3371	1329
P-D	9,4	5692	3702	1800
P-E	9,3	5866	2320	1264
P-F	9,1	7549	3205	1206
P-G	9,3	6632	2474	1283
P-H	9,6	5839	2423	1034
P-I	11,2	6464	2349	1079

Fuente: (Díaz, 2015).

Anexo 18

Tabla A.7: 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 19

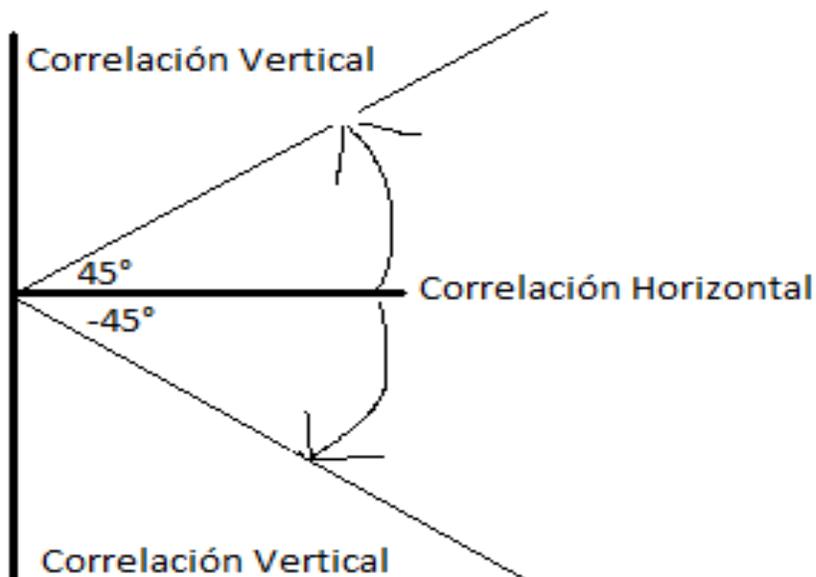


Figura A.12: Representación del ángulo de inclinación del conducto. (Schlumberger, 2010).

Anexo 20

Tabla A .8: Datos de simulación del pozo P-A.

No Medición	WSB (%)	Qf (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ gas/ Sm ³ oil)	Psep (barg)	Tf (°C)
1	5,60	139,33	43,57	3,46	27,50
2	2,20	141,23	42,44	3,71	27,89
3	2,20	142,20	46,15	3,80	27,67

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A .9: Datos de simulación del pozo P-B.

No Medición	WSB (%)	Qf (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ gas/ Sm ³ oil)	Psep (barg)	Tf (°C)
1	4,00	193,75	44,59	3,81	27,49
2	4,00	195,40	46,17	3,74	26,97
3	4,00	202,30	47,02	3,77	27,90

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A .10: Datos de simulación del pozo P-C.

No Medición	WSB (%)	Qf (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ gas/ Sm ³ oil)	Psep (barg)	Tf (°C)
1	41,30	56,4	37,14	3,44	28,50
2	50,00	85,73	30,73	3,33	27,49
3	50,00	254,55	36,20	3,75	27,84

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A .11: Datos de simulación del pozo P-D.

No Medición	WSB (%)	Qf (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ gas/ Sm ³ oil)	Psep (barg)	Tf (°C)
1	0,20	247,61	46,21	3,75	28,30
2	0,10	241,50	47,86	3,79	28,41
3	0,10	241,44	46,32	3,80	28,55

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A .12: Datos de simulación del pozo P-E.

No Medición	WSB (%)	Qf (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ gas/ Sm ³ oil)	Psep (barg)	Tf (°C)
1	2,40	268,16	41,94	3,76	27,16
2	2,40	263,51	42,83	3,76	27,36
3	2,80	267,99	49,06	3,60	26,84

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A .13: Datos de simulación del pozo P-F.

No Medición	WSB (%)	Qf (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ gas/ Sm ³ oil)	Psep (barg)	Tf (°C)
1	7,00	111,13	40,79	3,74	27,86
2	7,00	117,75	44,51	3,80	27,74
3	7,00	110,60	47,70	3,80	27,82

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A .14: Datos de simulación del pozo P-G.

No Medición	WSB (%)	Qf (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ gas/ Sm ³ oil)	Psep (barg)	Tf (°C)
1	10,00	233,56	43,85	3,81	28,98
2	10,00	229,96	48,07	3,80	29,30
3	10,00	232,97	39,51	3,80	29,05

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A .15: Datos de simulación del pozo P-H.

No Medición	WSB (%)	Qf (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ gas/ Sm ³ oil)	Psep (barg)	Tf (°C)
1	0,10	399,76	46,36	3,75	29,16
2	0,10	390,53	46,08	3,83	29,10
3	0,10	391,19	45,77	2,90	29,02

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A .16: Datos de simulación del pozo P-I.

No Medición	WSB (%)	Qf (Sm ³ /d)	GOR (Sm ³ gas/ Sm ³ oil)	Psep (barg)	Tf (°C)
1	58,30	37,38	103,97	3,80	27,48
2	58,30	35,02	104,12	3,73	27,30
3	40,97	33,10	174,60	3,83	27,88

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 21

Tabla A .17: Datos de simulación para la red de producción. (Las unidades de medida son las mismas del anexo anterior)

Pozos	Parámetro de Simulación	Fecha de Medición / Pozo en Medición / Psep SHT							
		12/11/15 P-B P = 3,86	17/12/15 P-I P = 3,91	24/12/15 P-B P = 3,97	27/12/15 P-H P = 4,00	29/12/15 P-D P = 3,95	31/12/15 P-I P = 4,04	02/01/16 P-A P = 3,97	30/01/16 P-C P = 3,94
P-A	BSW	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	---	5,60
	GOR	39,19	39,19	39,19	39,19	39,19	39,19	---	43,57
	Qf	146,18	146,18	146,18	146,18	146,18	146,18	---	139,33
	Tf	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	---	27,50
P-B	BSW	---	4,00	---	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
	GOR	---	44,59	---	46,17	46,17	46,17	46,17	46,17
	Qf	---	193,75	---	195,40	195,40	195,40	195,40	195,40
	Tf	---	27,50	---	26,97	26,97	26,97	26,97	26,97
P-C	BSW	43,00	43,00	43,00	43,00	43,00	43,00	43,00	---
	GOR	38,61	38,61	38,61	38,61	38,61	38,61	38,61	---
	Qf	152,21	152,21	152,21	152,21	152,21	152,21	152,21	---
	Tf	27,32	27,32	27,32	27,32	27,32	27,32	27,32	---
P-D	BSW	0,10	0,10	0,10	0,10	---	0,20	0,20	0,20
	GOR	43,32	43,32	43,32	43,32	---	46,21	46,21	46,21
	Qf	250,89	250,89	250,89	250,89	---	247,61	247,61	247,61
	Tf	28,44	28,44	28,44	28,44	---	28,30	28,30	28,30
P-E	BSW	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
	GOR	41,09	41,09	41,09	41,09	41,09	41,09	41,09	41,09
	Qf	278,87	278,87	278,87	278,87	278,87	278,87	278,87	278,87
	Tf	27,45	27,45	27,45	27,45	27,45	27,45	27,45	27,45
P-F	BSW	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
	GOR	41,14	41,14	41,14	41,14	41,14	41,14	41,14	41,14
	Qf	110,87	110,87	110,87	110,87	110,87	110,87	110,87	110,87
	Tf	27,74	27,74	27,74	27,74	27,74	27,74	27,74	27,74
P-G	BSW	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
	GOR	38,12	38,12	38,12	38,12	38,12	38,12	38,12	38,12
	Qf	257,55	257,55	257,55	257,55	257,55	257,55	257,55	257,55
	Tf	28,96	28,96	28,96	28,96	28,96	28,96	28,96	28,96
P-H	BSW	0,10	0,10	0,10	---	0,10	0,10	0,10	0,10
	GOR	42,75	42,75	42,75	---	46,36	46,36	46,36	46,36
	Qf	399,30	399,30	399,30	---	399,76	399,76	399,76	399,76
	Tf	29,15	29,15	29,15	---	29,16	29,16	29,16	29,16
P-I	BSW	51,25	---	58,30	58,30	58,30	---	58,30	58,30
	GOR	104,78	---	103,97	103,97	103,97	---	104,12	104,12
	Qf	34,07	---	37,38	37,38	37,38	---	35,02	35,02
	Tf	27,35	---	27,48	27,48	27,48	---	27,30	27,30

Cont. Tabla A.17.

Pozos	Parámetro de Simulación	Fecha de Medición / Pozo en Medición / Psep SHT							
		02/03/16 P-B P= 4,09	03/03/16 P-D P= 4,08	05/03/16 P-I P= 4,10	06/03/16 P-A P= 4,10	09/03/16 P-H P= 3,80	10/03/16 P-E P= 3,90	11/03/16 P-G P= 4,20	14/03/16 P-F P= 4,10
P-A	BSW	2,20	2,20	2,20	---	2,20	2,20	2,20	2,20
	GOR	42,44	42,44	42,44	---	46,15	46,15	46,15	46,15
	Qf	141,23	141,23	141,23	---	142,20	142,20	142,20	142,20
	Tf	27,89	27,89	27,89	---	27,67	27,67	27,67	27,67
P-B	BSW	---	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
	GOR	---	47,02	47,02	47,02	47,02	47,02	47,02	47,02
	Qf	---	202,30	202,30	202,30	202,30	202,30	202,30	202,30
	Tf	---	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90	27,90
P-C	BSW	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
	GOR	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20	36,20
	Qf	254,55	254,55	254,55	254,55	254,55	254,55	254,55	254,55
	Tf	27,84	27,84	27,84	27,84	27,84	27,84	27,84	27,84
P-D	BSW	0,20	---	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
	GOR	46,21	---	47,86	47,86	47,86	47,86	47,86	47,86
	Qf	247,61	---	241,50	241,50	241,50	241,50	241,50	241,50
	Tf	28,30	---	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41	28,41
P-E	BSW	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	---	2,80	2,80
	GOR	42,83	42,83	42,83	42,83	42,83	---	49,06	49,06
	Qf	263,51	263,51	263,51	263,51	263,51	---	267,99	267,99
	Tf	27,36	27,36	27,36	27,36	27,36	---	26,84	26,84
P-F	BSW	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	---
	GOR	40,79	40,79	40,79	40,79	40,79	40,79	40,79	---
	Qf	111,13	111,13	111,13	111,13	111,13	111,13	111,13	---
	Tf	27,86	27,86	27,86	27,86	27,86	27,86	27,86	---
P-G	BSW	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	---	10,00
	GOR	43,85	43,85	43,85	43,85	43,85	43,85	---	48,07
	Qf	233,56	233,56	233,56	233,56	233,56	233,56	---	299,96
	Tf	28,98	28,98	28,98	28,98	28,98	28,98	---	29,30
P-H	BSW	0,10	0,10	0,10	0,10	---	0,10	0,10	0,10
	GOR	46,08	46,08	46,08	46,08	---	45,77	45,77	45,77
	Qf	390,53	390,53	390,53	390,53	---	391,19	391,19	391,19
	Tf	29,10	29,10	29,10	29,10	---	29,02	29,02	29,02
P-I	BSW	58,30	58,30	---	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97
	GOR	104,12	104,12	---	174,60	174,60	174,60	174,60	174,60
	Qf	35,02	35,02	---	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10
	Tf	27,30	27,30	---	27,88	27,88	27,88	27,88	27,88

Cont. Tabla A.17.

Pozos	Parámetro de Simulación	Fecha de Medición / Pozo en Medición / Psep SHT						
		25/03/16 P-G P= 4,00	27/03/16 P-D P= 4,10	30/03/16 P-F P= 4,00				
P-A	BSW	2,20	2,20	2,20				
	GOR	46,15	46,15	46,15				
	Qf	142,20	142,20	142,20				
	Tf	27,67	27,67	27,67				
P-B	BSW	4,00	4,00	4,00				
	GOR	47,02	47,02	47,02				
	Qf	202,30	202,30	202,30				
	Tf	27,90	27,90	27,90				
P-C	BSW	50,00	50,00	50,00				
	GOR	36,20	36,20	36,20				
	Qf	254,55	254,55	254,55				
	Tf	27,84	27,84	27,84				
P-D	BSW	0,10	---	0,10				
	GOR	47,86	---	46,32				
	Qf	241,50	---	241,44				
	Tf	28,41	---	28,55				
P-E	BSW	2,80	2,80	2,80				
	GOR	49,06	49,06	49,06				
	Qf	267,99	267,99	267,99				
	Tf	26,84	26,84	26,84				
P-F	BSW	7,00	7,00	---				
	GOR	44,51	44,51	---				
	Qf	117,75	117,75	---				
	Tf	27,74	27,74	---				
P-G	BSW	---	10,00	10,00				
	GOR	---	39,51	39,51				
	Qf	---	232,97	232,97				
	Tf	---	29,05	29,05				
P-H	BSW	0,10	0,10	0,10				
	GOR	45,77	45,77	45,77				
	Qf	391,19	391,19	391,19				
	Tf	29,02	29,02	29,02				
P-I	BSW	40,97	40,97	40,97				
	GOR	174,60	174,60	174,60				
	Qf	33,10	33,10	33,10				
	Tf	27,88	27,88	27,88				

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 22

Tabla A.18: Fracciones de peso para los pozos conectados a la red de producción.

Pozo	Fracción de peso
P-A	0,08
P-B	0,11
P-C	0,14
P-D	0,13
P-E	0,14
P-F	0,06
P-G	0,12
P-H	0,21
P-I	0,02

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 23

Tabla A.19: Tipos de bombas utilizadas para la extracción de fluido en los pozos.

Pozo	Tipo de Bomba	Modelo	Profundidad de anclaje (m)	Velocidad de rotación (rpm)
P-A	NETZSCH	550x150 STM 140	1321	25
P-B	NETZSCH	550x150 STM 140	1053	75
P-C	KUDU	600 TP 1500	1364	130
P-D	NETZSCH	550x150 STM 140	1013	125
P-E	NETZSCH	550x150 STM 140	1106	150
P-F	NETZSCH	550x150 STM 140	997	110
P-G	NETZSCH	550x150 STM 140	1897	145
P-H	KUDU	600 TP 1500	1100	75

Fuente: (García, 2015).

Anexo 24

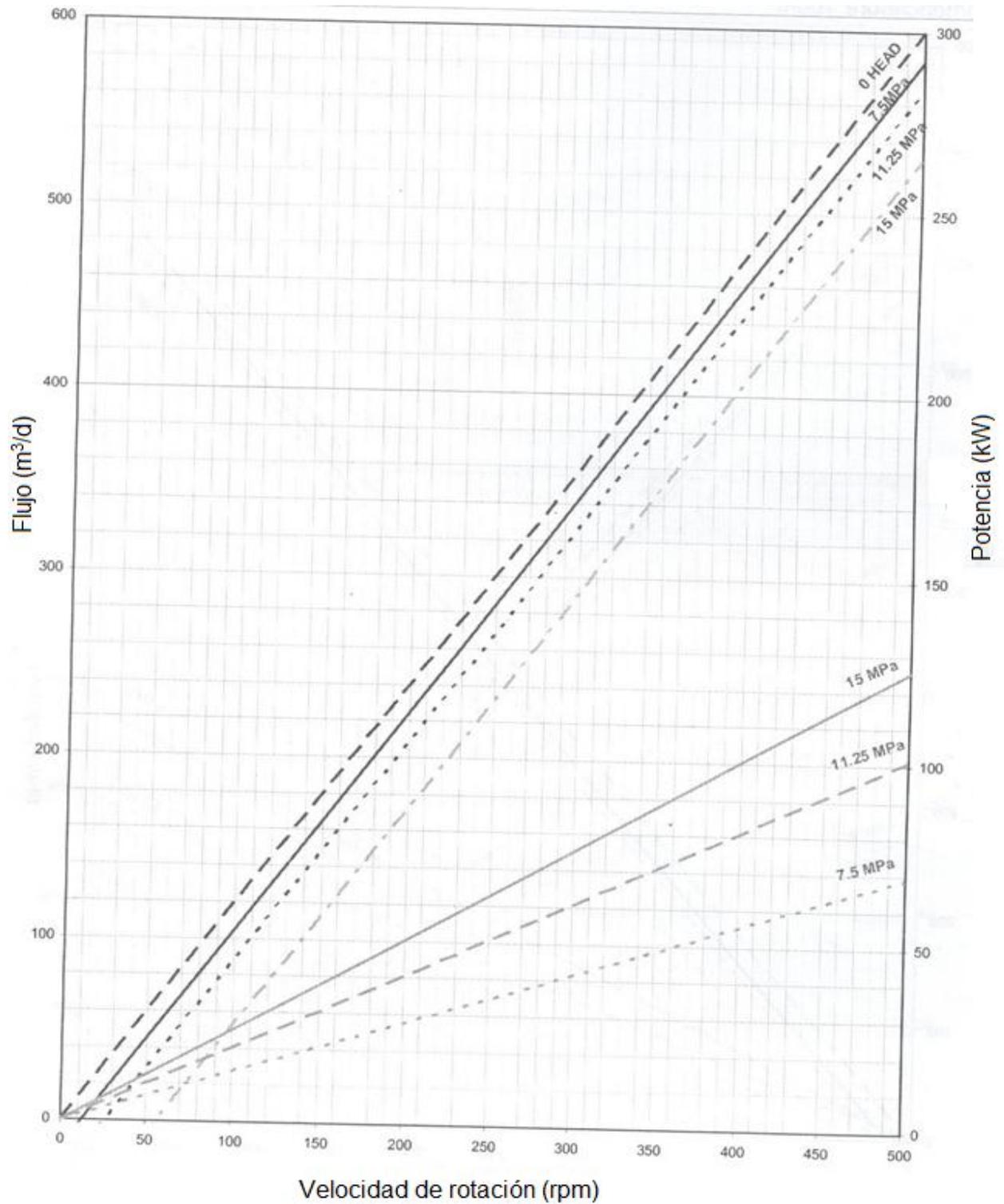


Figura A.13: Curvas de operación para la bomba KUDU modelo 600 TP 1500. (Catalogo KUDU, 2010).

Anexo 25

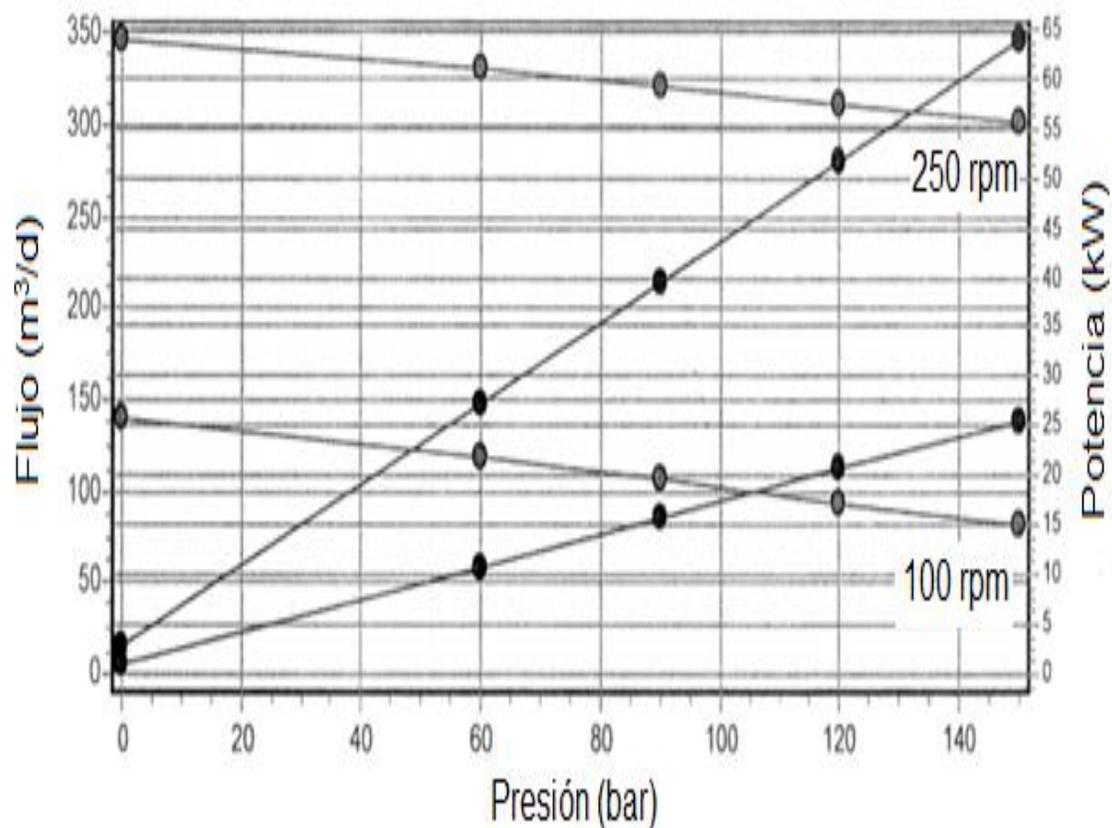


Figura A.14: Curvas de operación para la bomba NETZSCH modelo 550x150 STM 140. (Catalogo NETZSCH, 2010).

Anexo 26

Tabla A.20: Resultados del análisis de la regresión múltiple de los modelos.

Modelo	P-value	Coefficiente de correlación (%)
Ecuación 2.7	0,00	85,64
Ecuación 2.8	0,00	99,74
Ecuación 2.9	0,00	97,72
Ecuación 2.10	0,00	99,93

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 27

Tabla A.21: Resultados del análisis estadístico de las variables.

Pozo	Variable	12/noviembre/2015					17/diciembre/2015					24/diciembre/2015				
		\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C	\bar{x}	S	CV	C.A	C.C	\bar{x}	S	CV	C.A	C.C
P-A	Pt	731,00	18,62	2,55	0,0	-1,67	734,5	16,66	2,27	-0,64	-1,07	726,83	16,93	2,32	0,28	-1,35
	Pc	845,33	47,25	5,59	-0,09	-1,52	888,17	0,41	0,05	2,45	3,00	887,67	1,51	0,17	0,31	-0,05
P-B	Pt	931,50	8,60	0,92	-0,35	-0,59	908,5	10,01	1,10	-0,62	-0,42	926,77	9,00	0,97	0,56	0,19
	Pc	1309,70	7,03	0,54	0,39	-0,85	1254,5	11,84	0,94	-0,06	-1,36	1237,83	6,79	0,55	-0,49	-0,71
P-C	Pt	669,33	97,54	5,59	-0,09	-1,52	777,83	80,12	10,30	0,73	-0,78	748,00	57,65	7,71	-1,59	1,30
	Pc	828,67	62,64	7,56	0,39	0,23	824,33	49,73	6,03	-0,45	-0,82	876,83	47,78	5,45	-0,11	-0,43
P-D	Pt	723,83	15,32	2,10	-1,05	0,90	757,67	17,72	2,34	0,96	-0,27	730,17	4,71	0,64	0,31	-0,31
	Pc	1758,67	5,43	0,31	-0,67	-0,16	1770,17	3,87	0,22	1,24	0,81	1763,33	3,56	0,20	1,63	1,52
P-E	Pt	871,67	14,57	1,67	0,09	-0,76	903,17	14,44	1,60	0,60	1,27	887,00	17,62	1,99	-0,04	0,67
	Pc	1351,33	14,57	0,71	0,09	-0,76	1353,33	5,57	0,41	-1,39	1,73	1348,33	8,71	0,65	1,35	0,93
P-F	Pt	542,67	1,21	0,22	-0,07	-0,77	592,17	0,41	0,07	1,80	0,70	591,50	0,84	0,14	-1,54	0,71
	Pc															
P-G	Pt	854,33	3,78	0,44	0,45	-0,44	869,5	13,14	1,51	0,33	-0,91	855,50	9,27	1,08	1,47	0,65
	Pc	1227,83	0,47	0,69	-0,81	-0,54	1231,5	14,19	1,15	-1,07	1,53	1229,50	8,64	0,70	-0,95	-0,78
P-H	Pt	836,67	9,22	1,10	-1,76	1,97	857,83	9,64	1,12	-0,55	-0,79	840,33	9,03	1,07	0,03	0,43
	Pc	1293,00	12,76	0,99	0,002	1,10	1294,83	6,61	0,51	-1,90	2,02	1283,33	8,14	0,63	0,37	-0,89
P-I	Pt	441,00	0,89	0,0	-0,94	0,20	468,17	13,83	2,95	-1,83	1,50	442,33	1,50	0,34	-0,31	-0,05
	Pc	442,67	0,81	0,18	0,86	-0,15	467,00	13,33	2,85	-1,71	1,43	465,00	9,08	1,95	0,48	-0,94
Pozo	Variable	27/diciembre/2015					29/ diciembre/2015					31/diciembre/2015				
		\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C	\bar{x}	S	CV	C.A	C.C	\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C
P-A	Pt	731,00	18,62	2,55	0,00	-1,67	717,67	6,09	0,85	1,70	1,30	727,33	15,90	2,19	0,26	-1,27
	Pc	887,17	1,47	0,16	-0,42	-0,43	889,00	1,26	0,14	0,89	-0,39	889,17	1,17	0,13	0,67	-0,22
P-B	Pt	990,67	3,67	0,37	0,91	0,92	890,67	25,48	2,85	-1,46	1,19	914,00	11,45	1,25	-0,63	-0,07
	Pc	1240,33	16,03	1,29	-0,03	-0,42	1244,83	5,64	0,45	0,95	-0,77	1247,67	5,85	0,47	-1,36	1,25
P-C	Pt	738,17	54,19	7,34	-1,23	1,04	756,33	40,00	5,29	-0,86	-0,15	764,67	41,75	5,46	-0,93	-0,93
	Pc	868,17	14,09	1,62	0,60	-0,95	884,50	35,90	4,06	-0,66	-0,14	870,00	27,42	3,15	-1,18	1,06
P-D	Pt	728,67	11,98	1,64	-0,79	0,13	733,33	16,94	2,31	1,03	0,30	742,00	8,72	1,17	0,95	0,18
	Pc	1760,33	4,37	0,25	-0,70	0,70	1765,33	5,71	0,32	1,34	0,15	1769,00	3,52	0,20	-0,87	0,59
P-E	Pt	876,50	20,46	2,33	1,94	1,90	911,50	26,08	2,86	0,25	1,18	897,33	9,52	1,06	-0,98	0,52
	Pc	1343,50	6,59	0,49	0,63	-0,62	1358,67	5,24	0,39	0,08	-1,37	1346,67	15,13	1,12	-1,71	1,69
P-F	Pt	592,00	1,41	0,24	0,00	-0,15	591,67	1,03	0,17	-0,67	0,29	617,00	4,00	0,65	-0,70	
	Pc															
P-G	Pt	850,67	14,75	1,73	-0,76	0,15	846,83	10,26	1,21	-0,51	-0,25	863,33	10,78	1,25	1,43	1,14
	Pc	1224,50	11,47	0,93	-0,04	-0,60	1229,83	5,84	0,84	1,75	1,91	1227,00	14,39	1,17	-0,43	-0,70
P-H	Pt	907,67	7,26	0,80	-0,93	-0,17	839,33	5,72	0,68	-0,11	-1,16	854,00	6,90	0,81	-0,25	-1,01
	Pc	1309,33	6,89	0,53	-0,76	0,15	1290,83	5,53	0,43	-0,62	-0,95	1296,17	1,17	0,09	0,67	-0,22
P-I	Pt	452,50	5,86	1,29	-1,54	0,71	438,83	4,12	0,94	-0,23	-0,81	452,50	10,11	2,23	0,29	-1,33
	Pc	458,33	0,75	0,16	0,31	-0,05	446,17	3,31	0,74	-0,76	-0,96	461,50	8,96	1,94	-0,34	-1,07

Cont. Tabla A.21.

Pozo	Variable	2/enero/2016					30/enero/2016					7/febrero/2016				
		\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C	\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C	\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C
P-A	Pt	737,67	8,07	1,09	-0,79	0,73	712,83	5,27	0,74	0,31	-0,05	726,50	17,87	2,31	0,86	-0,96
	Pc	887,33	1,51	0,17	-0,84	-0,32	838,67	1,03	0,12	-0,67	0,29	829,67	32,14	3,87	-0,61	-0,94
P-B	Pt	896,33	8,84	0,94	-1,23	1,03	911,67	7,97	0,87	0,33	-0,04	913,83	6,43	0,70	-0,31	-0,82
	Pc	1234,50	12,28	0,99	-0,98	-0,32	1234,00	10,77	0,87	-0,17	-0,28	1247,83	11,44	0,92	-0,69	-0,64
P-C	Pt	718,67	73,78	10,27	-1,01	0,50	887,89	43,84	5,56	1,41	0,50	873,33	5,16	0,59	0,97	-0,94
	Pc	871,67	58,12	6,67	-0,64	0,38	934,17	32,77	3,51	-1,54	-1,29	981,00	4,25	0,64	1,55	1,65
P-D	Pt	730,83	9,50	1,30	-1,35	0,67	749,67	10,44	1,39	1,21	0,65	749,00	8,05	1,07	-1,12	-0,27
	Pc	1777,67	7,99	0,45	0,04	-0,39	1784,17	5,42	0,30	-0,07	-0,84	1787,17	2,32	7,13	0,57	-1,00
P-E	Pt	882,83	1,60	0,18	-1,35	0,62	870,17	44,73	5,14	-0,17	-0,90	898,83	16,03	1,79	0,19	-0,15
	Pc	1577,50	1,52	1,00	-0,77	0,14	1345,33	3,93	0,29	-0,74	-0,88	1333,43	1,51	0,11	1,27	0,77
P-F	Pt	590,67	1,21	0,21	-0,07	-0,77	591,00	0,89	0,15	0,00	-0,94	591,17	0,98	0,17	-0,46	-1,20
	Pc															
P-G	Pt	853,05	8,50	1,00	-0,45	0,13	883,67	23,67	2,68	-0,59	-1,01	858,83	3,71	0,43	-1,49	1,28
	Pc	1229,33	9,22	0,75	-0,93	-0,26	1272,83	7,91	0,64	-1,23	0,56	1222,17	13,45	1,10	0,20	-0,64
P-H	Pt	848,00	10,00	1,18	1,22	0,20	861,50	3,94	0,46	-0,88	0,19	856,00	5,51	0,64	0,96	-0,06
	Pc	1287,50	5,99	0,47	-0,79	-0,19	1286,17	7,25	0,56	-1,33	1,23	1289,23	6,92	0,54	-0,11	-0,92
P-I	Pt	441,67	1,63	0,37	0,38	-0,74	460,33	22,70	4,96	0,21	-1,40	480,83	3,72	0,77	-1,50	1,28
	Pc	454,83	4,62	1,02	-0,79	-0,96	471,67	25,26	5,36	0,02	-1,63	493,00	4,69	0,95	-1,33	1,25
Pozo	Variable	10/febrero/2016					19/febrero/2016					20/febrero/2016				
		\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C	\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C	\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C
P-A	Pt	732,00	15,11	2,06	0,02	-1,32	707,32	17,24	2,44	-0,89	-0,37	690,34	13,47	1,95	1,23	0,54
	Pc	874,83	19,29	2,21	-1,65	1,27	838,00	1,26	0,15	-0,89	-0,34	837,67	1,21	0,14	-0,07	-0,77
P-B	Pt	930,67	5,28	0,57	0,97	-0,02	897,00	14,58	1,64	-1,09	1,12	885,00	15,07	1,78	-0,03	-1,59
	Pc	1260,17	4,12	0,33	0,31	-0,87	1234,06	13,13	1,03	-0,74	0,47	1232,33	7,96	0,64	1,23	1,54
P-C	Pt	662,00	146,06	32,14	0,55	0,88	759,67	126,81	16,69	-1,27	0,15	719,83	108,29	15,04	-0,55	-0,74
	Pc	720,00	110,25	15,21	0,15	-1,14	815,05	67,28	8,26	-0,43	-0,99	775,00	66,08	8,52	-0,82	1,01
P-D	Pt	767,67	10,13	1,32	-0,28	-0,74	737,00	15,22	2,06	1,35	1,58	745,33	25,52	2,89	-0,13	-1,26
	Pc	1794,67	5,05	0,28	-0,09	-0,93	1778,00	4,38	0,25	1,37	1,25	1782,00	7,40	0,42	-0,03	-1,52
P-E	Pt	915,83	20,99	2,29	-0,27	-0,91	887,00	27,24	3,07	0,85	-0,87	864,33	7,15	0,83	-1,56	1,52
	Pc	1348,83	8,93	0,66	-1,14	0,06	1338,17	13,18	0,98	-1,22	1,36	1340,50	2,35	0,17	-1,08	1,29
P-F	Pt	630,33	14,62	2,33	-0,71	-1,03	591,16	0,98	0,17	-0,46	-1,19	598,33	0,98	0,16	0,45	-1,19
	Pc															
P-G	Pt	881,00	11,91	1,36	0,53	1,06	839,17	10,23	1,22	1,35	1,61	853,50	28,11	3,29	1,23	-0,11
	Pc	1246,07	23,00	1,85	0,95	-0,87	1213,33	10,07	0,83	-1,440	1,19	1216,17	5,81	0,47	0,45	-1,19
P-H	Pt	871,83	6,79	0,78	0,54	-0,95	869,05	34,09	3,92	0,65	-1,05	845,66	1,58	0,17	-0,21	-1,41
	Pc	1285,83	10,93	0,85	0,06	-1,37	1292,67	14,05	1,09	-0,76	0,54	1276,50	7,69	0,60	1,68	1,65
P-I	Pt	489,17	4,17	0,85	-0,65	-0,96	491,05	1,38	0,28	0,00	-1,15	490,83	0,98	0,20	0,46	-1,19
	Pc	498,67	2,42	0,49	1,22	1,06	496,33	2,16	0,44	-0,46	-0,15	493,83	1,17	0,24	1,59	1,28

Cont. Tabla A.21.

Pozo	Variable	21/febrero/2016					24/febrero/2016					26/febrero/2016				
		\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C	\bar{x}	S	CV	C.A	C.C	\bar{x}	S	CV	C.A	C.C
P-A	Pt	708,67	6,19	0,87	-0,37	-1,24	771,83	7,01	0,90	-0,51	-1,14	710,66	4,03	0,56	0,03	-1,21
	Pc	839,50	1,37	0,16	1,37	1,17	917,95	4,60	0,50	-0,11	-0,95	851,83	17,17	2,01	0,90	-0,59
P-B	Pt	896,83	13,01	1,45	-1,14	-1,46	984,13	12,45	1,26	1,29	0,97	910,00	13,89	1,52	0,73	-0,82
	Pc	1246,33	14,22	1,14	-0,13	-1,24	1348,78	11,87	0,88	-1,21	0,92	1235,00	12,09	0,97	-1,40	1,02
P-C	Pt	739,16	80,57	10,90	0,78	0,06	839,30	102,82	12,25	-1,16	-0,28	749,33	80,51	10,74	-0,11	0,46
	Pc	826,33	68,52	8,29	-0,20	-0,50	934,26	61,22	6,62	0,27	-0,42	871,33	67,36	7,73	-0,02	-0,33
P-D	Pt	748,66	14,58	1,94	-1,22	-0,13	788,88	12,87	1,63	-1,07	-0,10	746,66	19,44	2,60	1,05	0,37
	Pc	1784,33	3,20	0,17	-1,09	-0,20	1953,60	6,88	0,35	0,30	0,66	1777,67	6,71	0,37	-0,95	0,92
P-E	Pt	871,33	29,69	3,40	0,27	1,12	974,96	46,53	4,77	0,00	-0,79	886,33	42,30	4,77	0,00	-0,79
	Pc	1341,50	8,40	0,62	1,14	0,45	1430,73	16,53	1,15	1,13	0,16	1300,67	15,02	1,15	0,13	0,16
P-F	Pt	616,50	26,84	4,35	0,00	-1,26	655,96	11,41	1,65	1,13	0,56	595,16	8,30	1,39	1,37	0,85
	Pc															
P-G	Pt	858,50	29,89	3,48	1,15	-0,06	926,56	16,36	1,66	-0,54	-0,84	842,33	14,88	1,76	-0,54	-0,84
	Pc	1225,17	39,76	0,51	0,66	-0,95	1292,50	35,11	2,71	-1,08	0,24	1175,00	31,92	2,71	-1,08	0,24
P-H	Pt	857,50	5,78	0,67	-1,46	1,02	925,65	12,72	1,37	-0,13	-0,06	841,50	11,57	1,37	-0,13	-0,06
	Pc	1287,17	7,25	0,56	0,62	-0,41	1412,40	2,20	0,15	-0,45	-0,58	1284,00	2,00	0,15	-0,45	-0,58
P-I	Pt	492,00	1,26	0,25	-0,88	-0,39	531,85	6,66	1,25	0,00	1,10	482,66	5,31	1,10	-0,53	0,63
	Pc	495,83	1,60	0,32	-1,35	0,61	540,10	4,96	0,91	-0,84	-0,32	491,16	4,02	0,81	-1,40	0,77
Pozo	Variable	29/febrero/2016					2/marzo/2016					3/marzo/2016				
		\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C	\bar{x}	S	CV	C.A	C.C	\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C
P-A	Pt	710,50	3,83	0,53	0,00	-1,25	718,50	15,37	2,13	1,15	1,14	716,67	24,95	3,48	0,73	0,93
	Pc	852,33	19,53	2,29	0,95	-0,93	882,14	19,29	2,26	1,44	1,27	871,16	24,92	2,86	-0,96	-0,93
P-B	Pt	909,67	8,28	0,91	-0,64	-0,69	919,16	10,49	1,14	-0,35	0,00	628,83	10,99	1,18	-1,19	0,27
	Pc	1231,33	8,35	0,67	-0,90	0,67	1235,50	13,69	1,10	-1,02	0,56	1236,83	25,43	1,24	-1,19	0,45
P-C	Pt	752,83	38,06	5,05	0,28	-1,00	696,16	112,16	14,67	-0,07	-1,24	696,00	91,42	13,13	-0,10	-0,80
	Pc	888,00	51,06	5,75	0,03	-0,92	878,66	27,69	3,15	0,27	0,80	856,33	75,71	8,83	0,44	0,00
P-D	Pt	736,66	8,61	1,16	-0,07	-0,27	744,56	10,74	1,44	0,33	-0,78	753,33	24,16	3,20	0,31	-1,29
	Pc	1779,33	3,66	0,20	-0,98	0,91	1780,50	7,03	0,39	-1,02	1,08	1781,67	8,26	0,46	-0,35	1,23
P-E	Pt	887,17	16,59	1,87	0,01	-0,99	892,83	25,67	2,87	-0,12	-0,49	881,00	10,31	1,17	1,00	-0,06
	Pc	1345,50	6,31	0,46	0,68	0,44	1344,83	12,20	0,90	-1,43	1,35	1343,33	3,66	0,27	1,49	1,00
P-F	Pt	621,83	34,35	5,52	0,41	-0,97	617,00	27,38	4,43	0,00	-1,36	591,5	0,83	0,14	-1,53	0,71
	Pc															
P-G	Pt	851,33	13,53	1,58	1,35	1,24	857,66	12,11	1,41	0,63	-0,95	852,16	13,16	1,54	1,23	-0,08
	Pc	1216,83	3,37	0,27	0,91	-0,54	1211,50	11,37	0,93	-0,06	-1,40	1217,33	5,92	0,48	-1,05	0,97
P-H	Pt	846,50	7,58	0,89	-0,16	0,12	854,16	6,94	0,81	0,51	0,11	859,66	39,49	4,59	1,41	1,22
	Pc	1282,67	8,82	0,68	-1,26	0,81	1286,67	4,08	0,31	-1,48	-1,38	1278,83	5,19	0,40	0,12	0,83
P-I	Pt	486,16	3,54	0,72	1,23	1,15	490,66	3,50	0,71	-1,10	-1,07	492,00	1,26	0,25	-0,88	-0,39
	Pc	493,16	1,83	0,37	-0,94	0,67	499,66	2,65	0,53	0,72	-0,93	496,33	0,81	0,16	-0,85	-0,15

Cont. Tabla A.21.

Pozo	Variable	5/marzo/2016					6/marzo/2016					9/marzo/2016				
		\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C	\bar{x}	S	CV	C.A	C.C	\bar{x}	S	CV	C.A	C.C
P-A	Pt	716,66	15,88	2,21	-0,57	-0,62	723,33	5,75	0,79	1,38	0,87	708,33	17,22	2,43	0,73	-0,86
	Pc	838,33	0,81	0,09	-0,85	-0,15	839,00	1,41	0,16	0,00	-0,15	850,66	0,81	0,09	0,85	-0,15
P-B	Pt	934,83	8,13	0,87	-0,05	-0,58	934,50	10,78	1,15	-0,21	-0,48	913,33	25,03	2,74	0,00	-0,14
	Pc	1247,50	7,34	0,58	-0,27	0,48	1240,00	11,38	0,91	-1,43	1,15	1226,67	20,65	1,68	0,86	0,24
P-C	Pt	630,33	91,60	14,53	1,37	0,85	705,16	120,79	17,13	0,22	-1,31	666,66	104,81	15,72	-1,41	1,37
	Pc	836,66	60,44	7,22	1,11	1,04	861,26	67,17	7,79	-1,05	-0,04	835,00	68,92	8,52	-0,87	-0,53
P-D	Pt	757,66	10,59	1,39	0,83	-0,44	746,00	8,67	1,16	-0,09	1,30	725,00	35,07	4,83	-1,50	1,44
	Pc	1788,00	3,63	0,20	0,52	0,76	1783,00	6,81	0,38	-0,83	-0,65	1615,00	20,08	1,50	-1,44	0,99
P-E	Pt	907,16	14,86	1,63	-1,47	1,15	900,33	9,39	1,04	1,44	1,42	875,00	12,24	1,39	-0,48	-0,73
	Pc	1336,17	17,44	2,05	-1,27	1,39	1340,50	7,94	0,59	-1,00	1,12	1338,33	24,01	1,79	-0,87	-0,25
P-F	Pt	633,16	20,18	3,18	-1,44	0,98	625,33	25,82	4,13	-0,96	-0,93	622,66	25,35	4,07	0,15	-1,48
	Pc															
P-G	Pt	874,00	14,56	1,66	-0,92	0,61	866,16	7,98	0,92	-1,10	-0,07	843,33	8,16	0,96	-0,85	-0,15
	Pc	1207,17	13,57	1,12	-1,46	0,01	1202,83	8,86	0,73	0,75	-0,91	1213,33	12,11	0,99	-0,95	0,82
P-H	Pt	856,16	8,18	0,95	0,41	-0,91	854,00	4,47	0,52	-0,60	-0,18	885,00	20,73	2,43	1,21	0,10
	Pc	1285,00	7,21	0,56	-0,94	-0,53	1286,17	4,26	0,33	0,06	1,50	1306,67	12,11	0,92	-0,07	-0,77
P-I	Pt	492,33	0,81	0,16	-0,85	-0,15	492,00	1,26	0,25	-0,88	-0,34	496,66	8,33	1,67	-1,23	1,57
	Pc	497,00	1,26	0,25	0,88	-0,39	494,16	1,32	0,26	0,32	-1,12	506,33	8,40	1,66	-1,28	1,02
Pozo	Variable	10/marzo/2016					11/marzo/2016					14/marzo/2016				
		\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C	\bar{x}	S	CV	C.A	C.C	\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C
P-A	Pt	708,33	13,29	1,87	-0,32	-1,12	725,00	29,49	4,06	0,31	-0,86	735,00	19,74	2,68	0,81	-0,97
	Pc	848,33	4,08	0,48	-1,44	0,55	890,33	5,74	0,62	1,31	0,69	861,66	20,41	2,36	1,48	1,38
P-B	Pt	905,00	19,74	2,18	-0,81	-0,97	911,66	23,16	2,54	-0,30	-0,70	908,33	9,83	1,08	0,45	-1,19
	Pc	1230,00	16,73	1,36	-0,38	-0,89	1235,00	20,73	1,67	-0,40	-0,80	1235,00	54,68	4,42	0,00	0,96
P-C	Pt	608,33	36,00	5,91	-0,72	0,02	718,33	87,95	12,24	-0,62	-0,85	748,33	77,56	10,36	-1,46	1,50
	Pc	836,66	71,18	8,50	-0,09	-0,94	851,66	70,54	8,28	-0,98	-0,31	870,00	36,87	4,23	0,07	-0,54
P-D	Pt	740,00	27,56	3,72	-0,74	-0,78	716,66	33,26	4,64	-0,78	0,84	736,66	18,61	2,52	-0,39	-0,41
	Pc	1785,00	10,48	0,58	0,00	-0,12	1796,00	12,11	0,67	-0,07	0,67	1783,33	48,02	2,69	-1,07	0,76
P-E	Pt	901,66	37,63	4,17	0,92	-0,93	868,33	32,50	3,74	0,53	0,00	891,66	17,22	1,93	0,67	0,40
	Pc	1355,00	10,48	0,77	0,00	-0,12	1363,00	10,32	0,75	0,66	0,29	1353,33	10,32	0,76	0,66	0,29
P-F	Pt	598,33	4,08	0,68	-0,44	1,00	601,66	4,08	0,67	1,64	0,98	625,00	27,38	4,38	0,00	-1,60
	Pc															
P-G	Pt	841,66	11,69	1,38	-1,48	1,27	868,33	22,28	2,56	0,14	-0,56	858,33	17,22	2,00	-0,67	0,40
	Pc	1218,33	9,83	0,80	-1,43	1,50	1240,00	15,49	1,24	0,00	-0,93	1231,67	36,56	2,96	1,56	1,54
P-H	Pt	856,66	33,86	3,95	0,70	-0,25	846,66	21,60	2,55	-0,60	-0,92	858,33	7,52	0,87	0,31	-0,05
	Pc	1278,33	39,78	3,10	-1,08	1,35	1288,33	20,41	1,58	-1,57	1,14	1295,00	5,47	0,42	0,00	-1,60
P-I	Pt	501,66	4,08	0,81	0,44	1,51	483,33	25,14	5,34	-0,96	-0,93	486,66	18,61	3,82	-1,06	1,32
	Pc	510,74	4,47	0,90	1,36	0,87	498,00	20,78	4,87	-0,58	1,31	500,00	6,32	1,26	0,00	1,25

Cont. Tabla A.21.

Pozo	Variable	25/marzo/2016					27/marzo/2016					30/marzo/2016				
		\bar{x}	S	C.V	C.A	C.C	\bar{x}	S	CV	C.A	C.C	\bar{x}	S	CV	C.A	C.C
P-A	Pt	753,33	16,32	2,16	-1,44	1,00	741,66	29,94	4,03	-1,37	0,26	764,32	18,45	2,50	0,97	1,13
	Pc	865,00	16,43	1,89	0,00	-1,60	858,33	20,41	2,37	1,11	0,98	874,36	20,47	3,01	1,39	1,58
P-B	Pt	843,33	8,16	0,96	-0,85	-0,15	843,33	10,32	1,22	-0,96	-0,93	850,00	9,35	1,01	1,20	0,74
	Pc	1148,00	4,08	0,35	-1,31	0,84	1151,00	4,08	0,35	1,40	0,87	1171,00	4,90	0,37	0,00	0,58
P-C	Pt	703,33	105,75	15,01	0,46	-1,04	673,33	85,71	12,72	-0,02	-1,46	710,66	90,67	13,04	1,47	0,63
	Pc	843,66	84,77	10,05	-0,42	0,00	825,00	54,68	6,62	0,06	-0,75	850,00	65,50	8,79	1,05	0,01
P-D	Pt	761,66	13,29	1,74	-1,20	-0,22	758,33	14,71	1,94	-0,71	-1,02	770,00	15,32	2,09	0,87	1,09
	Pc	1791,67	31,25	1,74	-1,11	1,30	1803,33	5,16	0,28	0,96	-0,93	1810,00	14,74	1,90	0,58	0,36
P-E	Pt	901,35	11,69	1,29	0,66	-0,23	921,66	17,22	1,86	-1,43	1,36	915,45	15,69	1,24	0,78	0,99
	Pc	1350,00	12,64	0,93	0,88	-0,39	1366,67	8,16	0,59	0,85	-0,15	1370,00	10,96	0,98	0,09	0,91
P-F	Pt	625,00	27,38	4,39	0,00	-1,57	635,00	27,38	4,38	0,00	-1,34	668,75	25,38	4,69	1,13	0,00
	Pc															
P-G	Pt	901,66	9,83	1,09	1,43	1,50	875,00	10,48	1,19	0,00	-0,12	888,00	11,02	1,51	1,45	0,74
	Pc	1231,67	19,40	1,57	-0,83	-0,02	1225,00	16,43	1,34	-0,81	-0,51	1230,33	16,87	1,70	1,30	0,99
P-H	Pt	876,66	5,16	0,58	-0,96	-0,93	863,33	15,05	1,77	1,26	0,76	870,20	14,69	1,25	0,89	0,35
	Pc	1306,67	7,80	0,62	-0,87	-0,94	1291,00	17,22	1,33	-0,73	-0,86	1310,33	8,01	0,69	1,08	0,78
P-I	Pt	501,00	4,08	0,81	1,31	1,14	501,66	6,34	1,03	1,09	0,39	489,00	4,98	0,37	0,66	1,08
	Pc	510,00	10,35	1,94	0,89	1,34	512,00	10,69	1,98	0,87	0,35	507,33	4,21	0,19	0,89	1,25

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 28

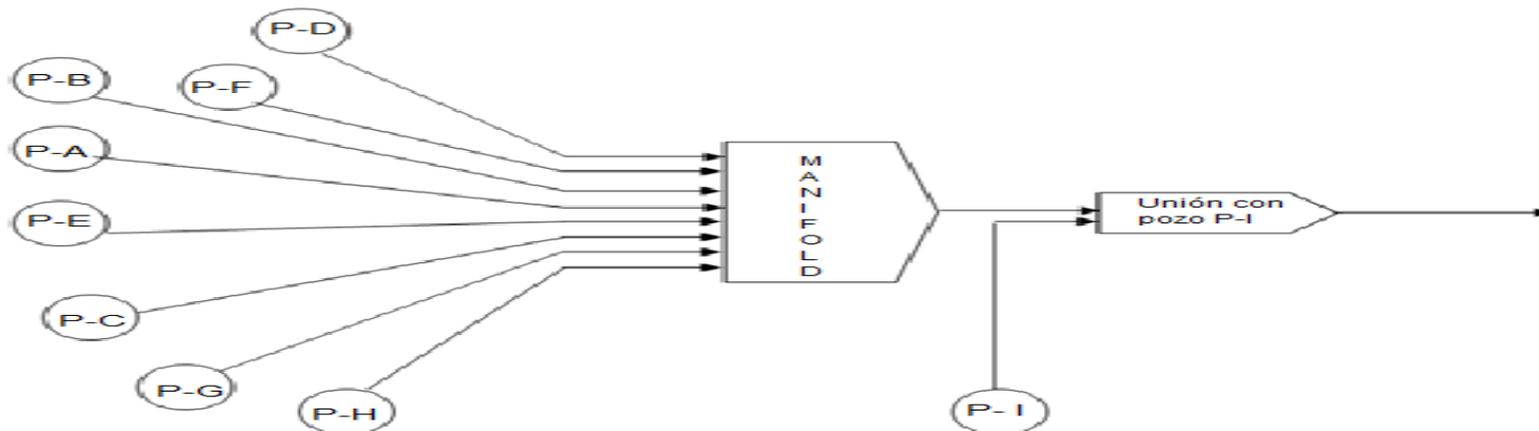


Figura A.15: Diagrama de Flujo de Información del campo de pozos.

Anexo 29

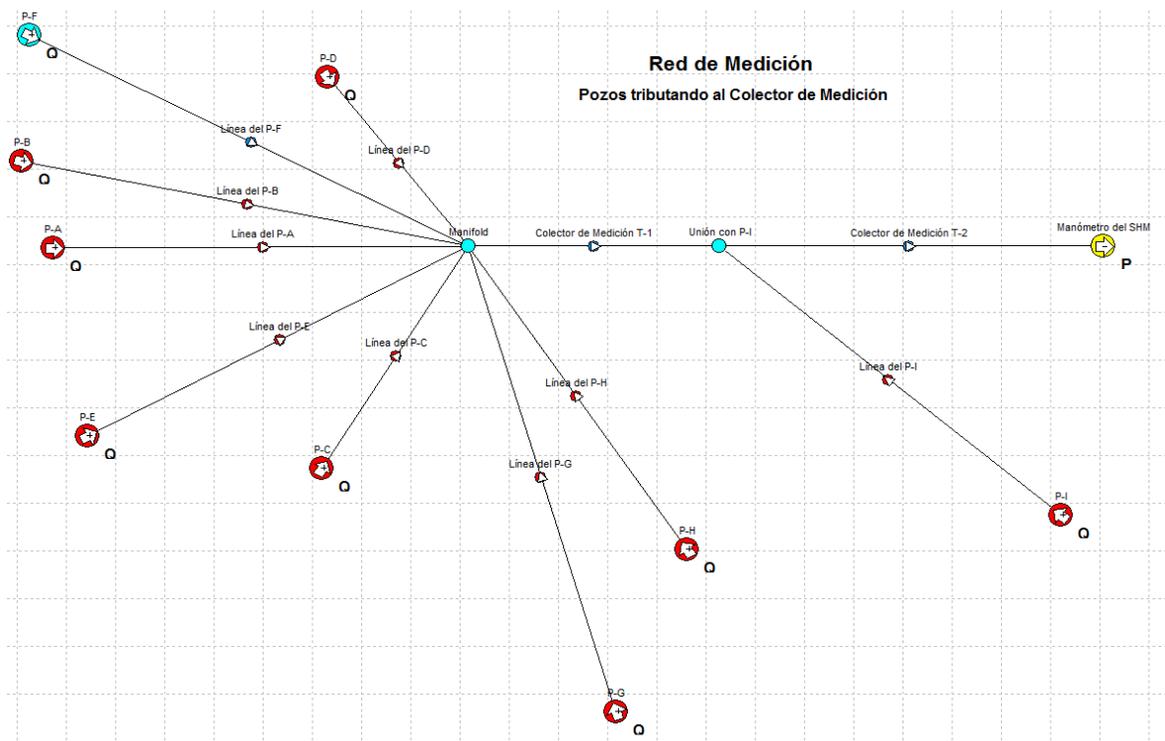


Figura A.16: Modelo de simulación para la red de medición. (PIPESIM, 2010)

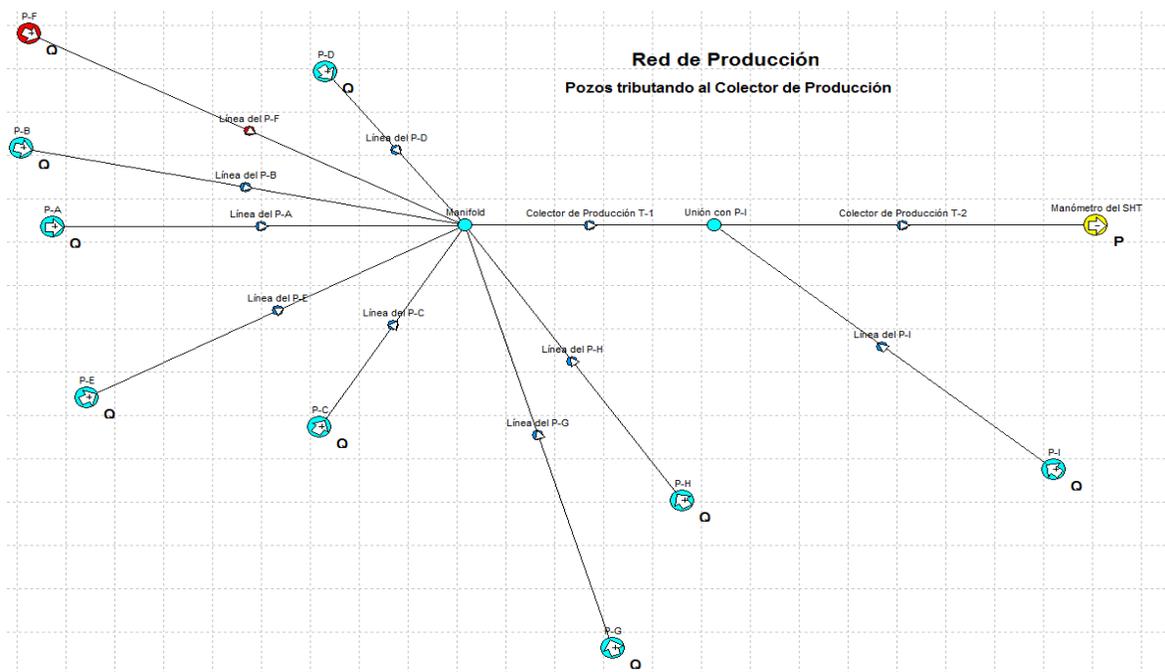


Figura A.17: Modelo de simulación para la red de producción. (PIPESIM, 2010)

Anexo 30

Tabla A.22: Rango de aplicación de las correlaciones de flujo multifásico.

Correlaciones	Pozos Verticales de Petróleo	Pozos Horizontales de Petróleo	Pozos Verticales de Gas	Oleoductos	Gasoductos
Duns and Ros	si	si	si	si	si
Orkiszewski	si	no	si	no	no
Hagedorn and Brown	si	no	si	no	no
Beggs and Brill Revised	si	si	si	si	si
Beggs and Brill Original	si	si	si	si	si
Mukherjee and Brill	si	si	si	si	si
Govier, Aziz and Forgasi	si	si	si	si	si
NoSlip	si	si	si	si	si
OLGAS	si	si	si	si	si
Ansari	si	no	si	no	no
BJA for Condensates	no	no	si	no	si
AGA and Flanigan	no	no	no	no	si
Oliemans	no	no	no	si	si
Gray	no	no	si	no	no
Gray Modified	no	no	si	no	no
Xiao	no	no	no	si	si
Lockhart and Martinelli	no	no	si	no	no
Baker Jardine Revised	si	no	si	no	no

Fuente: (Schlumberger, 2010).

Anexo 31

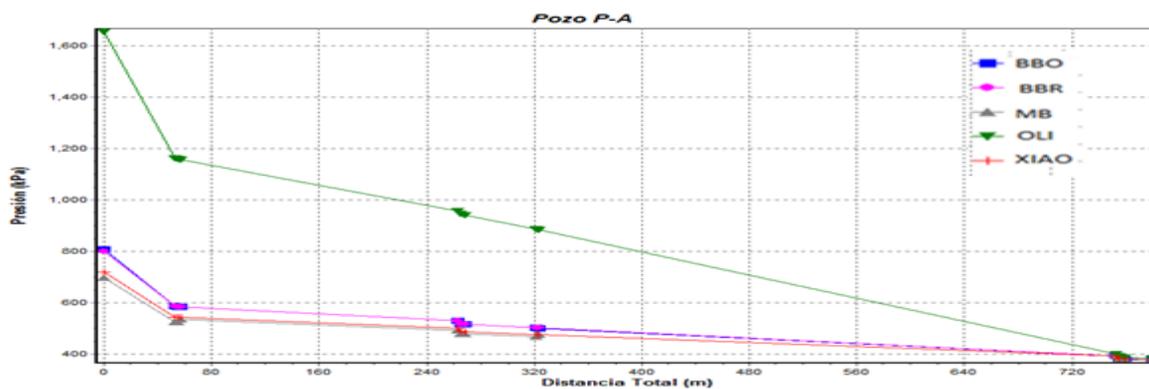


Figura A.18: Determinación de las presiones de superficie del pozo P-A. (PIPESIM, 2010)

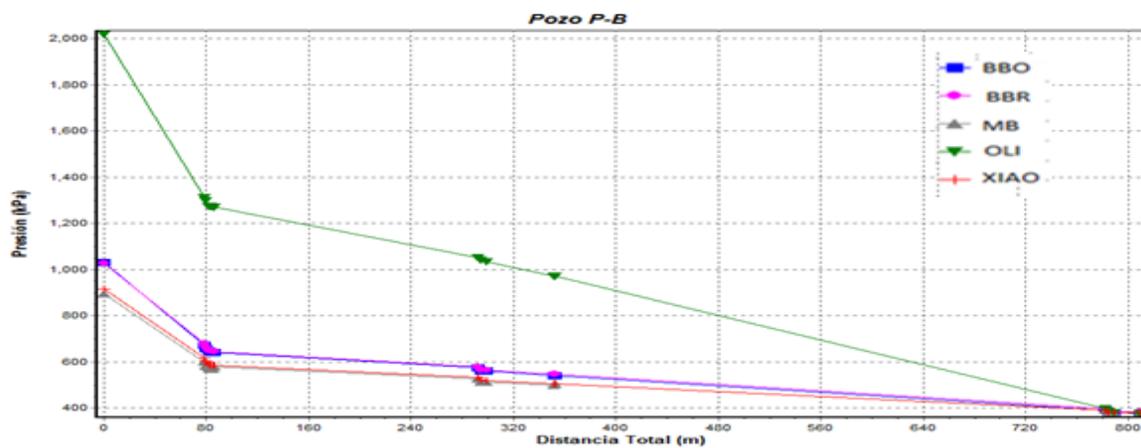


Figura A.19: Determinación de las presiones de superficie del pozo P-B. (PIPESIM, 2010)

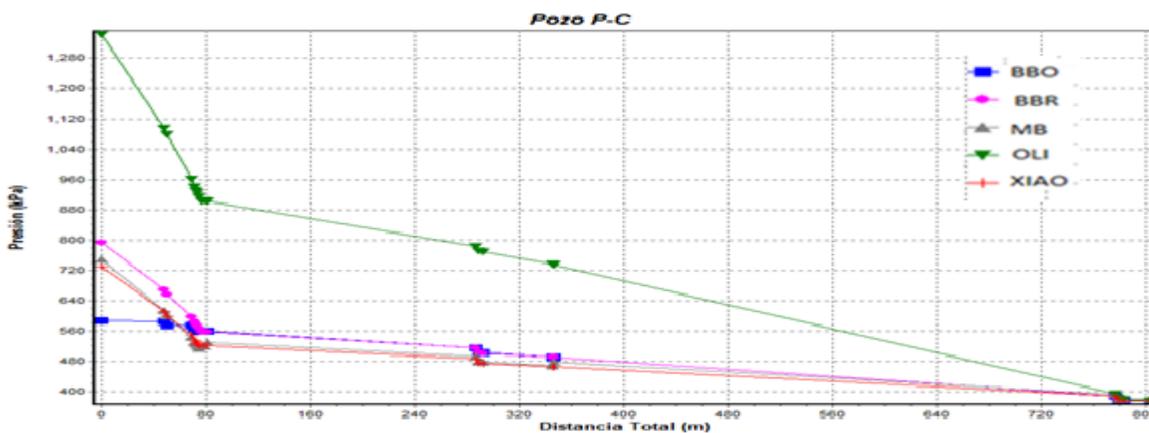


Figura A.20: Determinación de las presiones de superficie del pozo P-C. (PIPESIM, 2010)

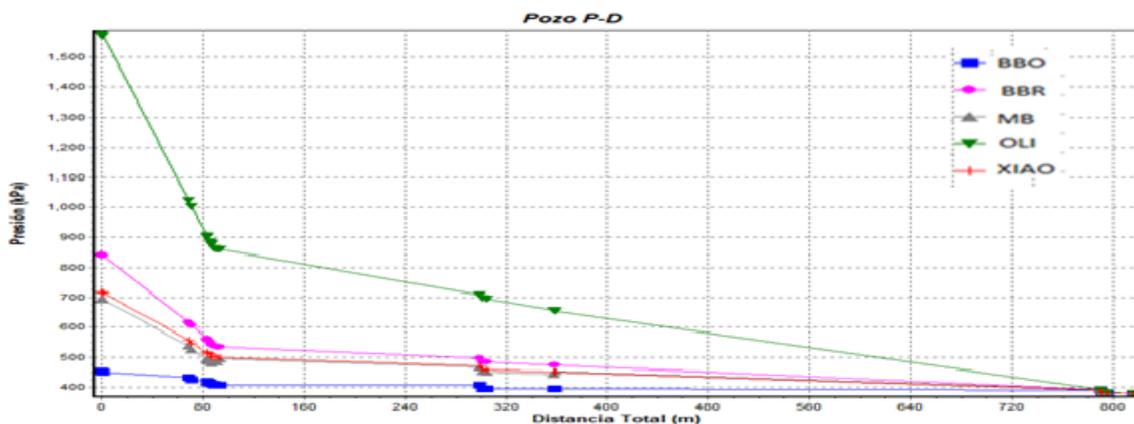


Figura A.21: Determinación de las presiones de superficie del pozo P-D. (PIPESIM, 2010)

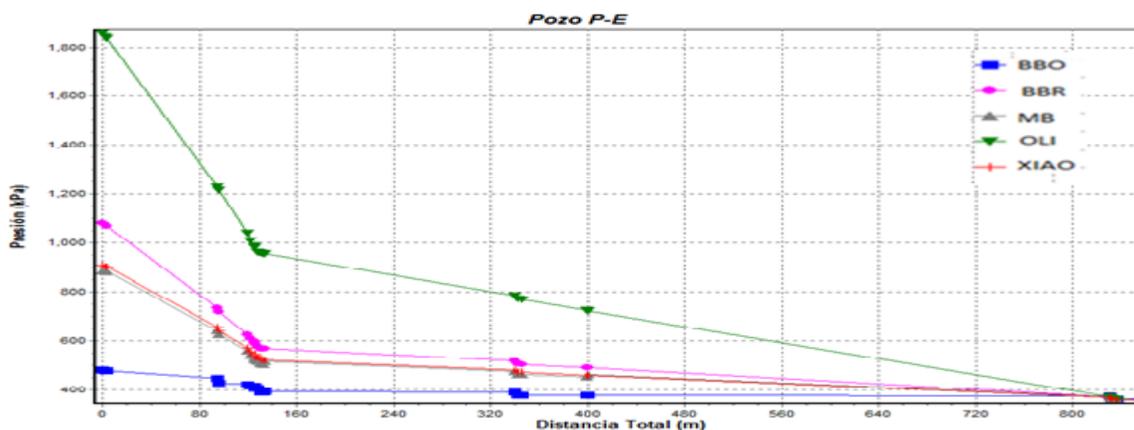


Figura A.22: Determinación de las presiones de superficie del pozo P-E. (PIPESIM, 2010)

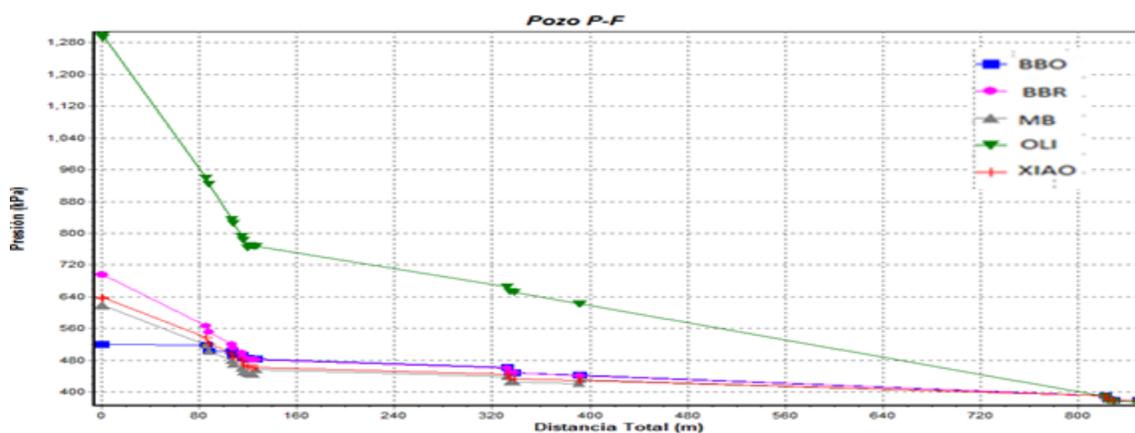


Figura A.23: Determinación de las presiones de superficie del pozo P-F. (PIPESIM, 2010)

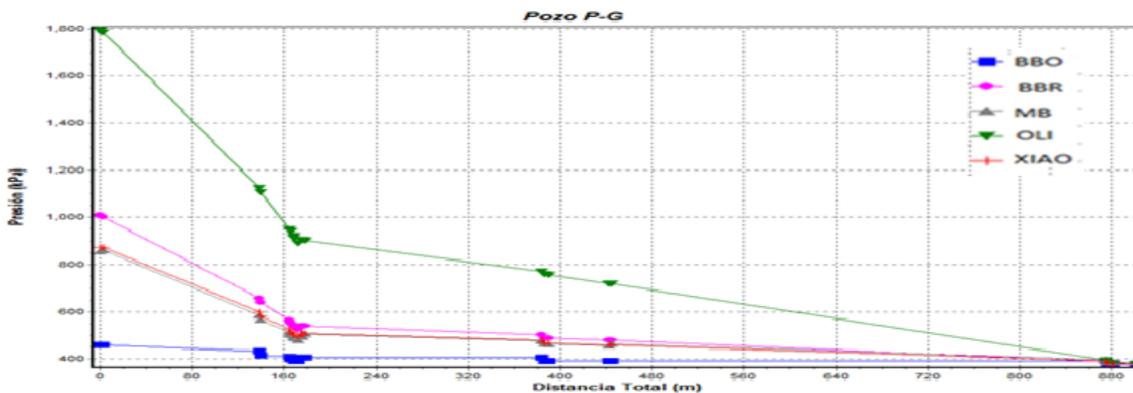


Figura A.24: Determinación de las presiones de superficie del pozo P-G. (PIPESIM, 2010)

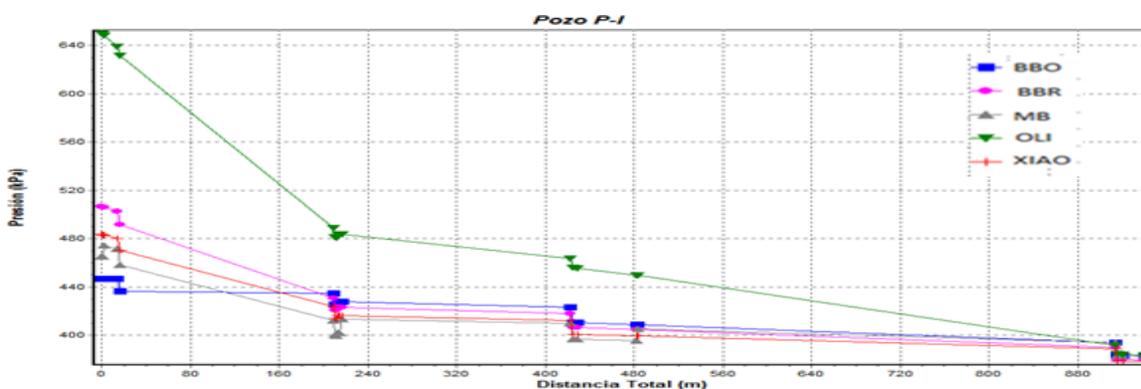


Figura A.25: Determinación de las presiones de superficie del pozo P-I. (PIPESIM, 2010)

Anexo 32

Tabla A.23: Ajuste al caso base de la red de producción al medir el pozo P-A.

Pozo	02/01/16 Psep= 3,97			10/02/16 Psep= 4,36			06/03/16 Psep= 4,10		
	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)
P-B	918,00	879,50	4,19	927,12	885,58	4,48	898,75	860,25	4,28
P-C	752,84	774,12	2,83	772,10	806,55	4,46	754,87	784,26	3,89
P-D	757,91	726,50	4,14	777,16	760,95	2,09	755,88	737,65	2,41
P-E	895,71	869,37	2,94	922,06	902,81	2,09	911,93	880,51	3,44
P-F	627,20	651,52	3,88	670,77	686,98	2,42	654,56	662,67	1,24
P-G	864,30	833,90	3,52	892,67	866,33	2,95	877,47	845,05	3,70
P-H	859,24	882,54	2,71	893,69	914,96	2,38	865,32	893,69	3,28
P-I	497,51	507,64	2,04	506,63	530,94	4,80	508,65	525,88	3,39

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.24: Ajuste al caso base de la red de producción al medir el pozo P-B.

Pozo	12/11/15 Psep= 3,86			24/12/15 Psep= 3,97			02/03/16 Psep= 4,09		
	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)
P-A	740,69	707,25	4,51	718,39	688,00	4,23	728,53	697,12	4,31
P-C	740,69	763,99	3,15	757,91	773,11	2,01	806,55	783,24	2,89
P-D	737,65	726,50	1,51	739,67	736,63	0,41	753,86	736,63	2,28
P-E	883,55	860,25	2,64	898,75	869,37	3,27	904,83	878,49	2,91
P-F	652,53	641,39	1,71	624,16	650,51	4,22	657,60	661,65	0,62
P-G	865,32	823,77	4,80	866,33	833,90	3,74	869,37	844,04	2,91
P-H	848,09	873,42	2,99	851,13	882,54	3,69	865,32	892,67	3,16
P-I	488,39	511,69	4,77	501,56	522,84	4,24	503,59	526,89	4,63

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.25: Ajuste al caso base de la red de producción al medir el pozo P-C.

Pozo	30/01/16 Psep= 3,94			07/02/16 Psep= 4,02			26/02/16 Psep= 3,93		
	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)
P-A	722,45	688,00	4,77	736,63	701,17	4,81	720,42	686,98	4,64
P-B	924,08	900,78	2,52	926,11	898,75	2,95	922,06	890,65	3,41
P-D	759,94	727,51	4,27	758,92	734,61	3,20	756,90	728,53	3,75
P-E	881,53	871,40	1,15	907,87	877,47	3,35	906,86	869,37	4,13
P-F	654,56	652,53	0,31	643,41	659,63	2,52	649,49	651,52	0,31
P-G	895,71	852,14	4,86	873,42	842,01	3,60	860,25	833,90	3,06
P-H	876,46	884,57	0,92	867,34	890,65	2,69	859,24	883,55	2,83
P-I	488,39	510,68	4,56	496,49	520,81	4,90	495,48	516,76	4,29

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.26: Ajuste al caso base de la red de producción al medir el pozo P-D.

Pozo	29/12/15 Psep= 3,95			03/03/16 Psep= 4,08			27/03/16 Psep= 4,10		
	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)
P-A	729,54	697,12	4,44	726,50	698,13	3,91	729,54	699,14	4,17
P-B	902,81	858,22	4,94	920,03	879,50	4,41	841,00	850,12	1,08
P-C	767,03	773,11	0,79	705,22	733,59	4,02	800,47	785,27	1,90
P-E	903,82	868,36	3,92	892,67	879,50	1,48	927,12	890,65	3,93
P-F	620,11	650,51	4,90	649,49	661,65	1,87	668,75	663,68	0,76
P-G	858,22	832,89	2,95	863,29	844,04	2,23	861,26	846,06	1,76
P-H	850,12	882,54	3,81	870,38	893,69	2,68	911,93	894,70	1,89
P-I	493,45	516,76	4,72	499,53	523,85	4,87	506,63	526,89	4,00

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.27: Ajuste al caso base de la red de producción al medir el pozo P-E.

Pozo	21/02/16 Psep= 3,83			24/02/16 Psep= 3,89			10/03/16 Psep= 3,90		
	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)
P-A	716,37	685,97	4,24	711,30	680,90	4,27	717,38	681,92	4,94
P-B	908,89	864,30	4,91	906,86	863,29	4,80	830,87	834,92	0,49
P-C	748,79	763,99	2,03	773,11	768,04	0,66	734,61	769,06	4,69
P-D	758,92	725,49	4,41	726,50	721,43	0,70	749,81	722,45	3,65
P-F	649,49	639,36	1,56	634,29	645,44	1,76	677,86	646,45	4,63
P-G	869,37	829,85	4,55	853,16	827,83	2,97	851,13	828,84	2,62
P-H	868,36	872,41	0,47	852,14	877,47	2,97	871,40	878,49	0,81
P-I	489,40	509,66	4,14	492,44	515,74	4,73	495,48	516,76	4,29

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.28: Ajuste al caso base de la red de producción al medir el pozo P-F.

Pozo	29/02/16 Psep= 3,98			14/03/16 Psep= 4,10			30/03/16 Psep= 4,00		
	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)
P-A	720,42	698,13	3,09	734,61	708,26	3,59	739,67	703,20	4,93
P-B	922,06	899,77	2,42	922,06	908,89	1,43	861,26	851,13	1,18
P-C	762,98	784,26	2,79	759,94	794,39	4,53	750,82	786,28	4,72
P-D	746,77	737,65	1,22	778,18	748,79	3,78	709,28	739,67	4,29
P-E	898,75	879,50	2,14	911,93	889,63	2,44	896,73	881,53	1,69
P-G	866,33	844,04	2,57	871,40	854,17	1,98	891,66	849,10	4,77
P-H	857,21	893,69	4,26	873,42	901,79	3,25	911,93	894,70	1,89
P-I	499,53	521,82	4,46	505,61	528,92	4,61	506,63	530,94	4,80

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.29: Ajuste al caso base de la red de producción al medir el pozo P-G.

Pozo	20/02/16 Psep= 3,88			11/03/16 Psep= 4,20			25/03/16 Psep= 4,00		
	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)
P-A	699,14	685,97	1,88	729,54	713,33	2,22	731,57	696,10	4,85
P-B	896,73	857,21	4,41	830,87	864,30	4,02	851,13	848,09	0,36
P-C	737,65	773,11	4,81	757,91	794,39	4,81	770,07	782,23	1,58
P-D	754,87	725,49	3,89	780,20	752,84	3,51	759,94	735,62	3,20
P-E	876,46	868,36	0,92	911,93	894,70	1,89	911,93	877,47	3,78
P-F	644,43	649,49	0,79	668,75	678,88	1,52	678,88	658,61	2,99
P-H	853,16	881,53	3,33	871,40	907,87	4,19	871,40	891,66	2,33
P-I	489,40	510,68	4,35	521,82	547,16	4,85	506,63	530,94	4,80

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.30: Ajuste al caso base de la red de producción al medir el pozo P-I.

Pozo	17/12/15 Psep= 3,91			31/12/15 Psep= 4,04			05/03/16 Psep= 4,10		
	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)	Presión Medida (kPa)	Presión Calculada (kPa)	Error (%)
P-A	744,74	708,26	4,90	735,62	710,29	3,44	746,77	715,35	4,21
P-B	920,03	890,65	3,19	926,11	896,73	3,17	947,39	908,89	4,06
P-C	788,31	785,27	0,39	775,14	796,41	2,75	777,16	801,48	3,13
P-D	768,04	737,65	3,96	751,83	749,81	0,27	768,04	754,87	1,72
P-E	914,96	898,75	1,77	908,89	890,65	2,01	919,02	895,71	2,54
P-F	620,11	643,41	3,76	645,44	674,82	4,55	659,63	683,94	3,69
P-G	880,51	845,05	4,03	874,43	856,20	2,09	885,58	861,26	2,75
P-H	869,37	893,69	2,80	875,45	904,83	3,36	887,61	909,90	2,51

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 33

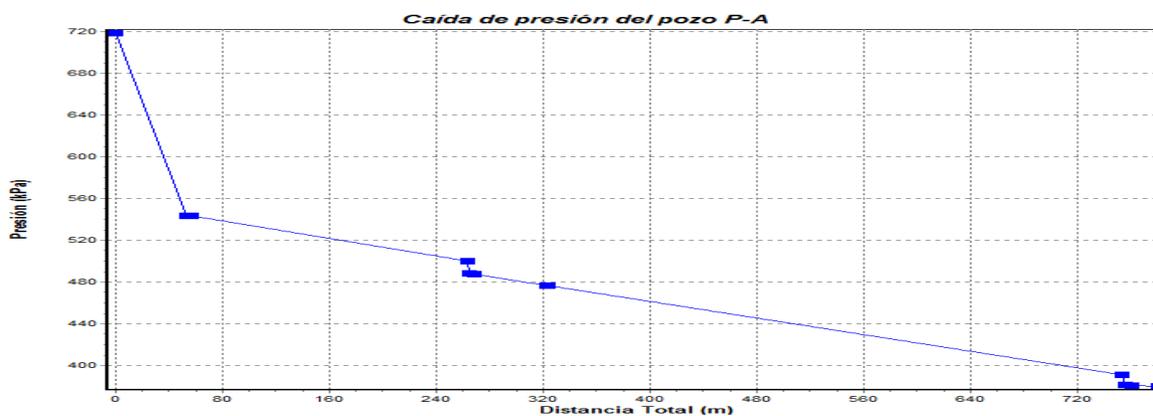


Figura A.26: Caída de presión en la línea del pozo P-A. (PIPESIM, 2010)

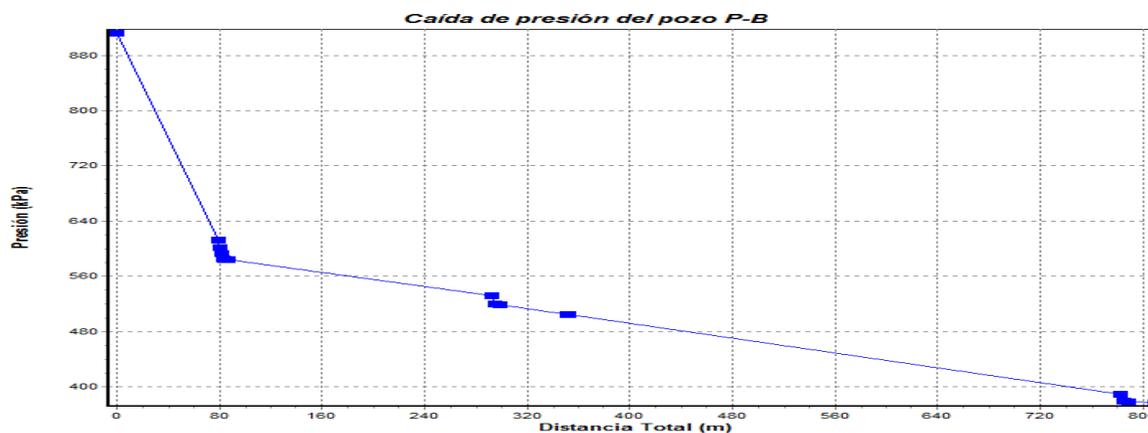


Figura A.27: Caída de presión en la línea del pozo P-B. (PIPESIM, 2010)

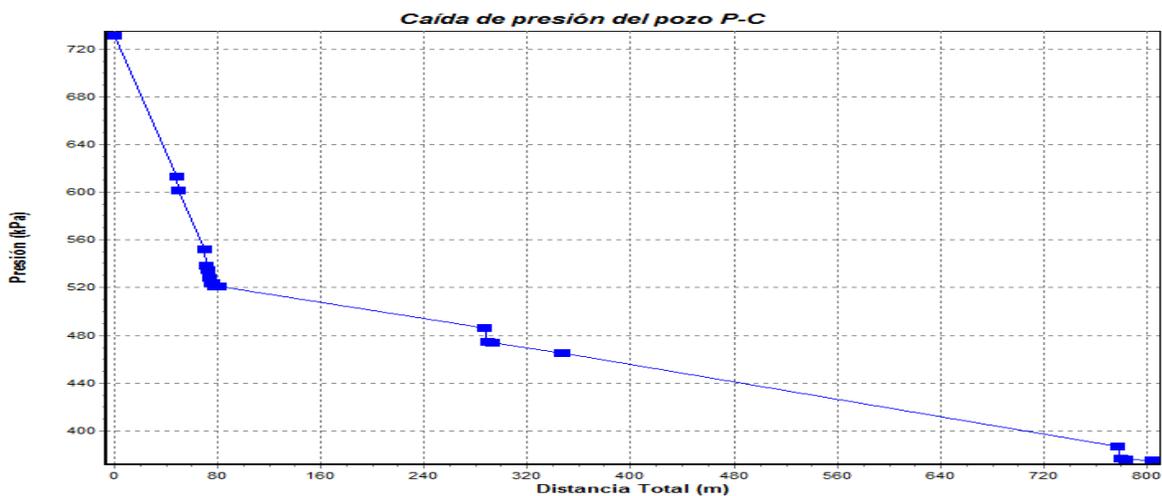


Figura A.28: Caída de presión en la línea del pozo P-C. (PIPESIM, 2010)

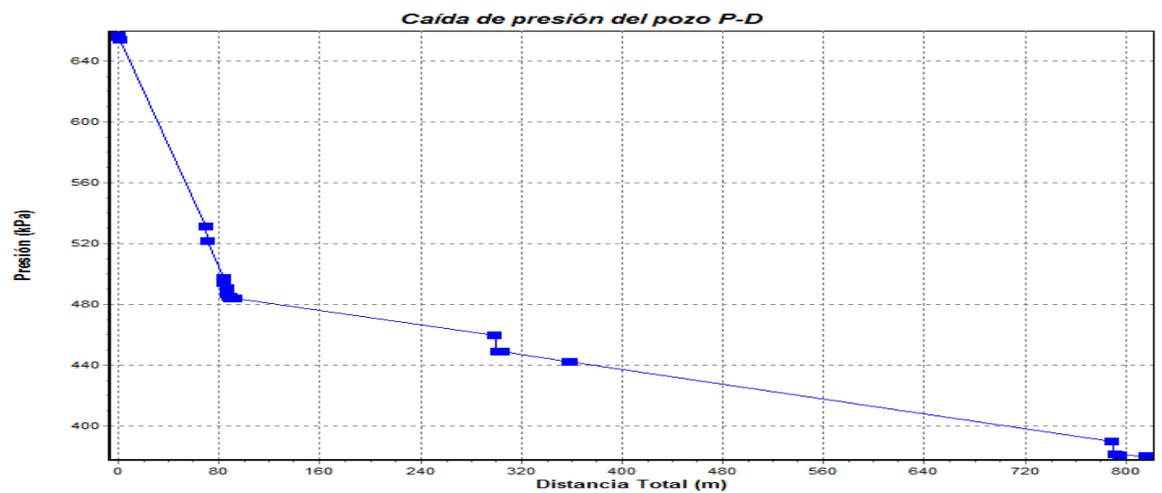


Figura A.29: Caída de presión en la línea del pozo P-D. (PIPESIM, 2010)

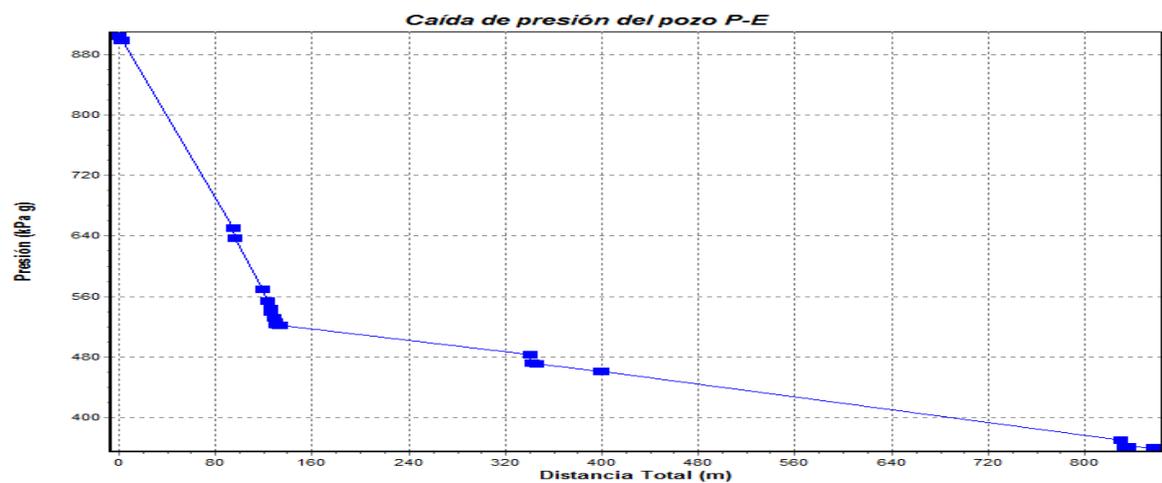


Figura A.30: Caída de presión en la línea del pozo P-E. (PIPESIM, 2010)

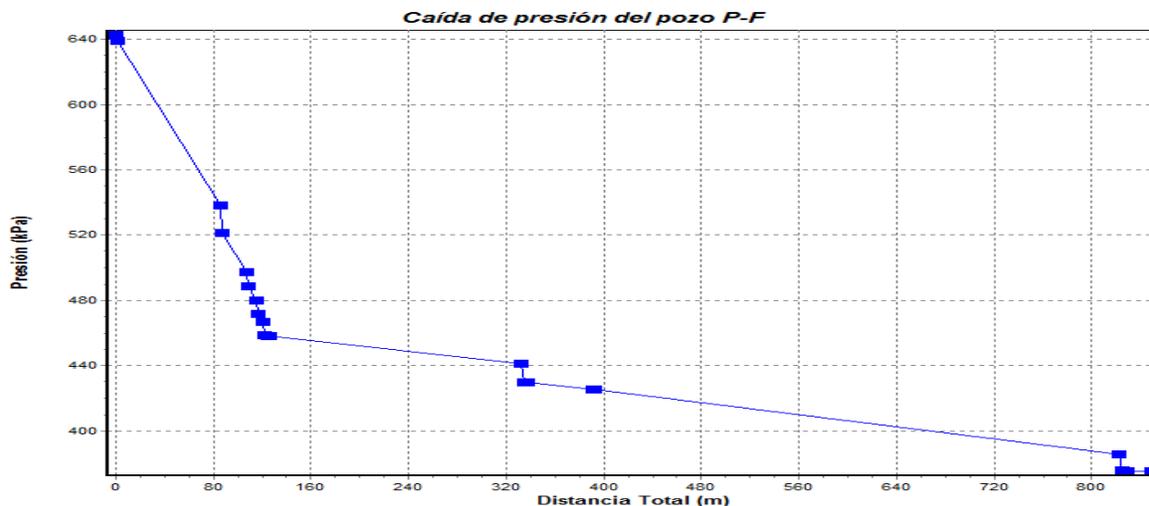


Figura A.31: Caída de presión en la línea del pozo P-F. (PIPESIM, 2010)

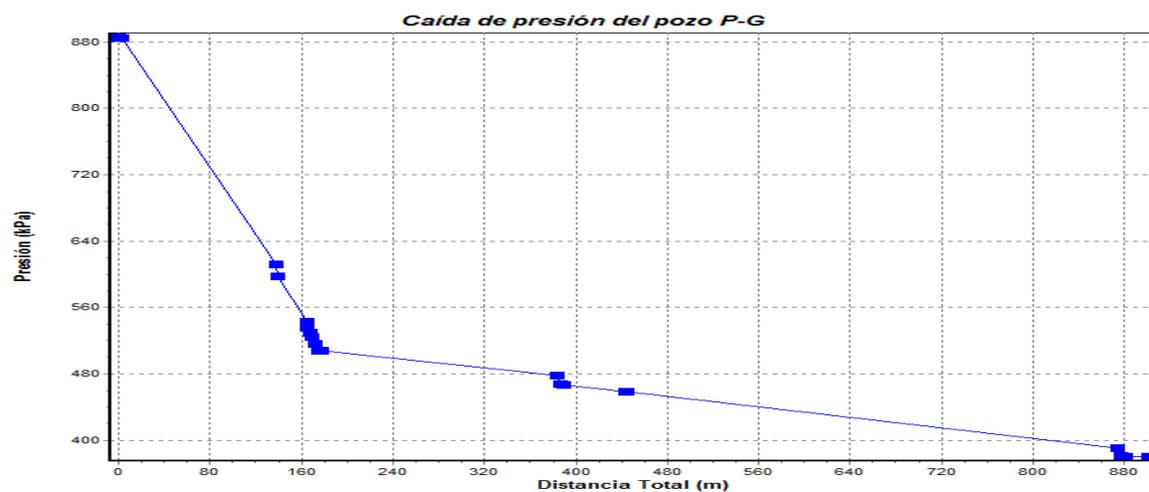


Figura A.32: Caída de presión en la línea del pozo P-G. (PIPESIM, 2010)

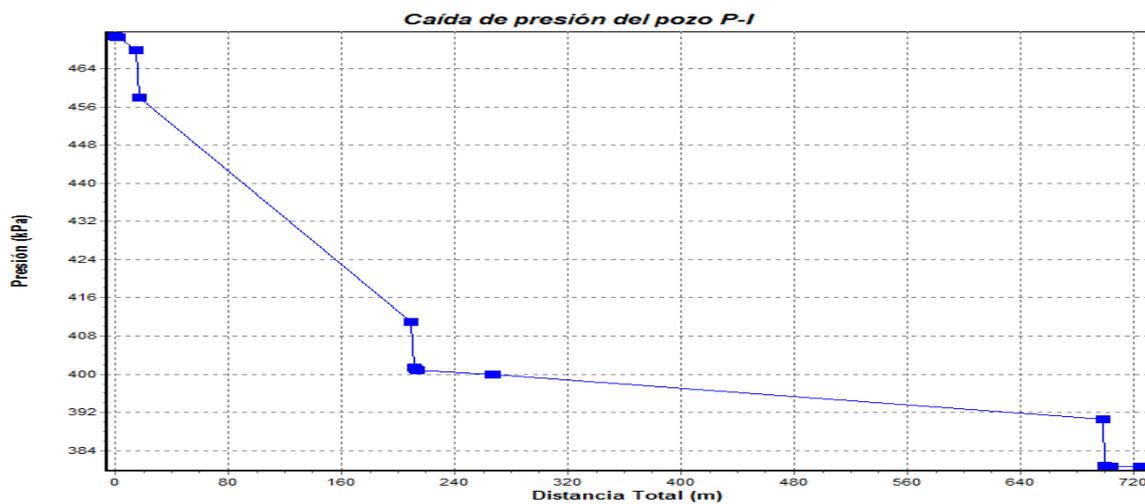


Figura A.33: Caída de presión en la línea del pozo P-I. (PIPESIM, 2010)

Anexo 34

Tabla A.31: Características constructivas de la red de medición.

		P-A	P-B	P-C	P-D	P-E	P-F	P-G	P-H	P-I
Intervalo 1	Longitud (m)	53,07	82,20	75,68	87,42	128,08	118,75	167,51	161,20	210,85
	Diametro (mm)	152,40	152,40	152,40	152,40	152,40	152,40	152,40	152,40	152,40
Intervalo 2	Longitud (m)	207,70	207,70	207,70	207,70	207,70	207,70	207,70	207,70	---
	Diametro (mm)	304,80	304,80	304,80	304,80	304,80	304,80	304,80	304,80	---
Intervalo 3	Longitud (m)	548,57	548,57	548,57	548,57	548,57	548,57	548,57	548,57	548,57
	Diametro (mm)	304,80	304,80	304,80	304,80	304,80	304,80	304,80	304,80	304,80
Intervalo 4	Longitud (m)	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50
	Diametro (mm)	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00

Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.32: Características constructivas de la red de producción.

		P-A	P-B	P-C	P-D	P-E	P-F	P-G	P-H	P-I
Intervalo 1	Longitud (m)	53,07	82,20	75,68	87,42	128,08	118,75	167,51	161,20	210,85
	Diametro (mm)	152,40	152,40	152,40	152,40	152,40	152,40	152,40	152,40	152,40
Intervalo 2	Longitud (m)	204,35	204,35	204,35	204,35	204,35	204,35	204,35	204,35	---
	Diametro (mm)	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00	---
Intervalo 3	Longitud (m)	552,25	552,25	552,25	552,25	552,25	552,25	552,25	552,25	552,25
	Diametro (mm)	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00	508,00

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 35

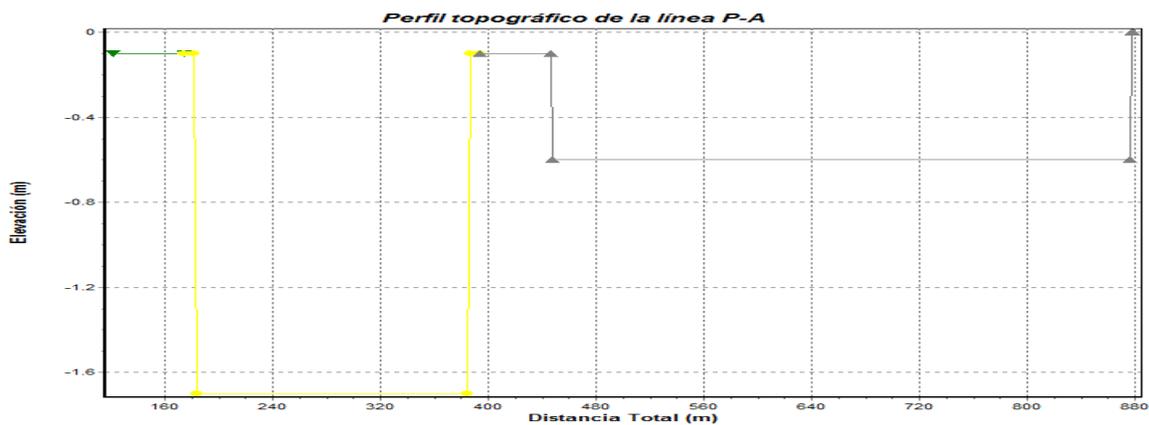


Figura A.34: Perfil topográfico de la línea del pozo P-A (PIPESIM, 2010)

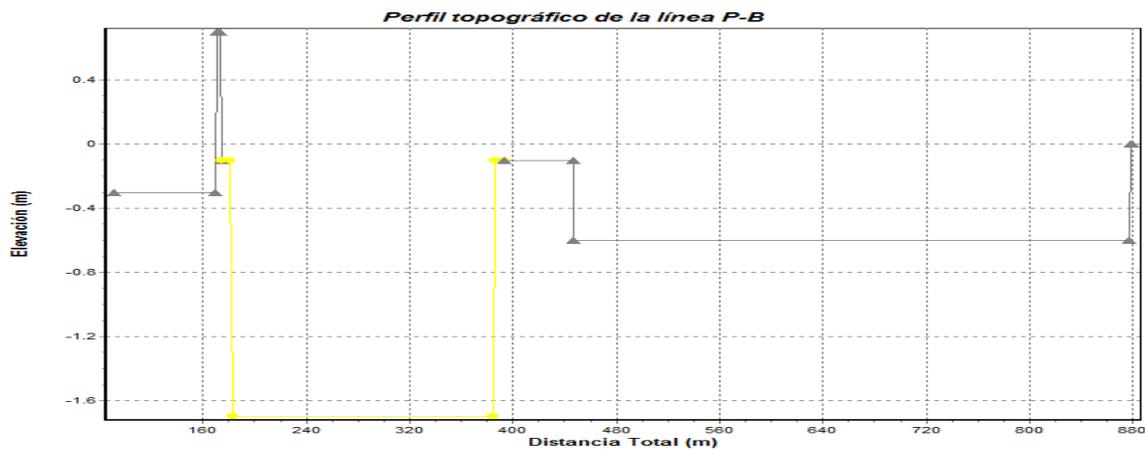


Figura A.35: Perfil topográfico de la línea del pozo P-B (PIPESIM, 2010)

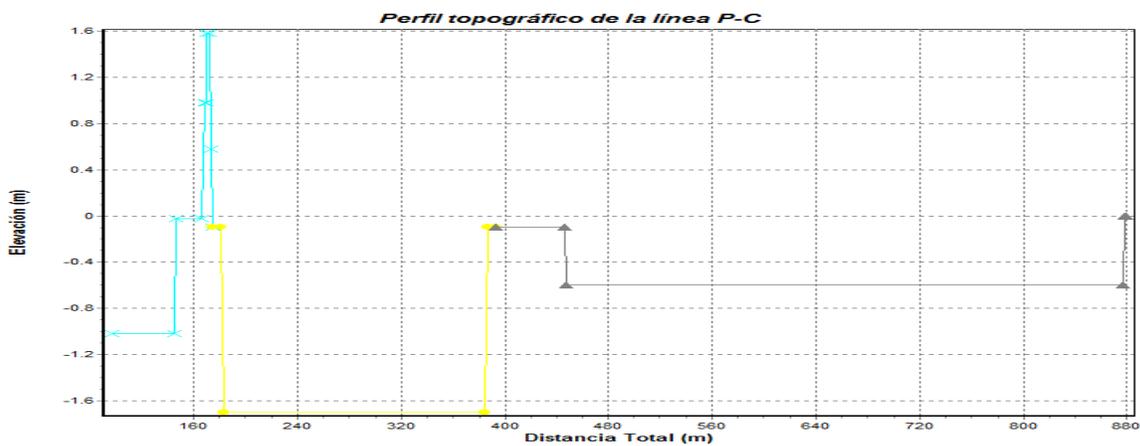


Figura A.36: Perfil topográfico de la línea del pozo P-C (PIPESIM, 2010)

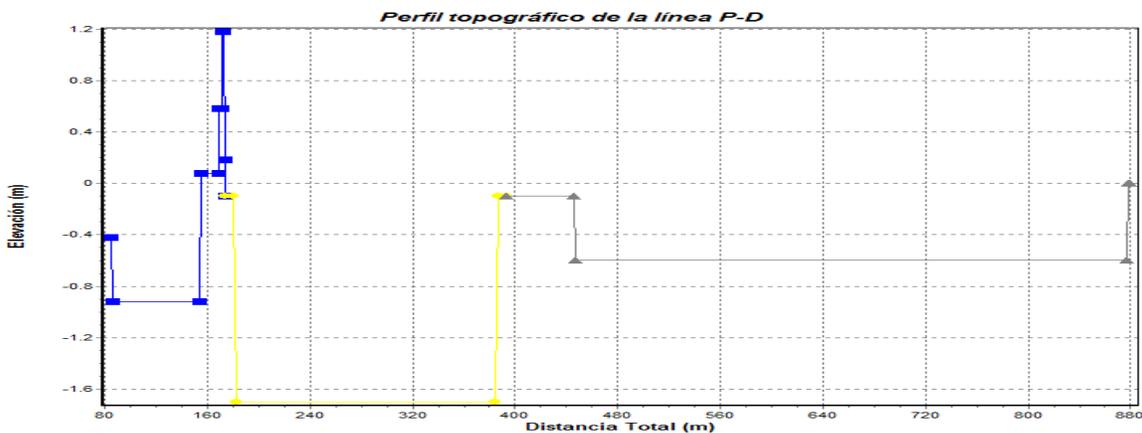


Figura A.37: Perfil topográfico de la línea del pozo P-D (PIPESIM, 2010)

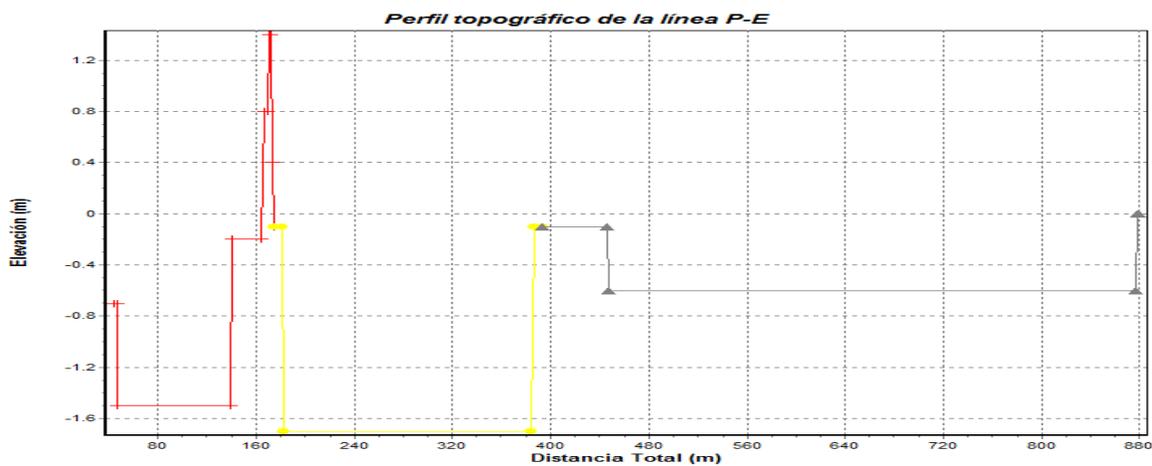


Figura A.38: Perfil topográfico de la línea del pozo P-E (PIPESIM, 2010)

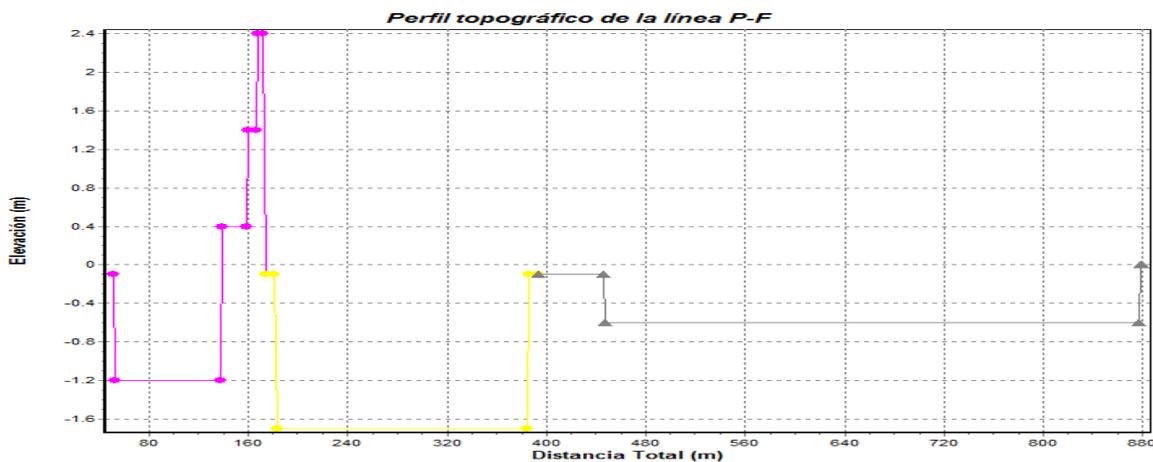


Figura A.39: Perfil topográfico de la línea del pozo P-F (PIPESIM, 2010)

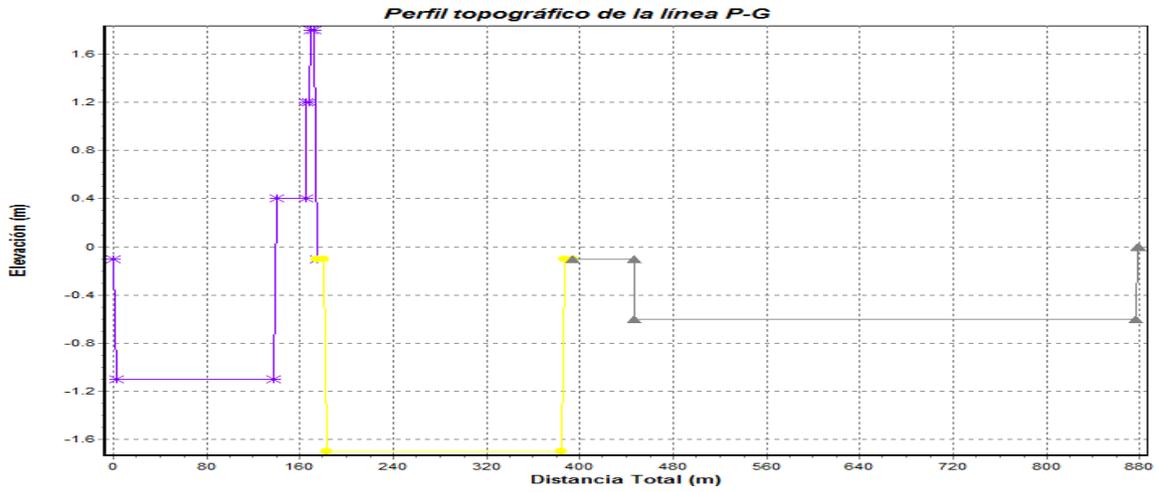


Figura A.40: Perfil topográfico de la línea del pozo P-G (PIPESIM, 2010)

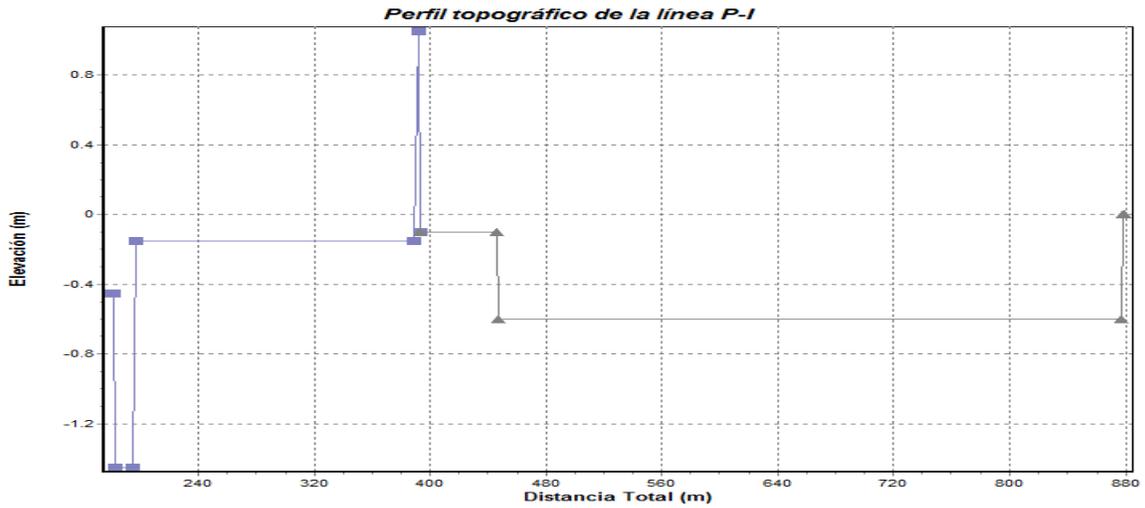


Figura A.41: Perfil topográfico de la línea del pozo P-I (PIPESIM, 2010)

Anexo 36

Tabla A. 33: Valores obtenidos mediante el cálculo iterativo.

Pozos	Caso de estudio		Primera iteración			Segunda iteración			Tercera iteración			Cuarta iteración		
	Flujo (m ³ /d)	Presión (kPa)	Flujo (m ³ /d)	Presión (kPa)	Error (%)									
P-A	142.20	1343.57	26.78	790.53	69.96	127.98	1007.68	21.55	33.21	874.32	15.25	105.36	910.65	3.99
P-B	202.30	1470.23	73.12	880.74	66.93	182.07	1102.67	20.13	130.25	987.60	11.65	135.14	1026.98	3.83
P-C	254.55	1380.05	90.15	845.35	63.25	229.10	1035.04	18.33	111.79	945.30	9.49	162.31	990.63	4.58
P-D	241.44	1349.65	228.91	915.99	47.34	219.21	1012.24	9.51	115.23	956.31	5.85	160.10	935.30	2.25
P-E	267.99	1516.84	145.7	969.23	56.50	211.36	1137.63	14.80	107.67	984.47	15.56	157.12	1010.65	2.59
P-F	110.60	1436.79	100.67	935.81	53.53	105.69	1077.59	13.16	101.30	976.34	10.37	103.54	1004.36	2.79
P-G	232.97	1511.77	92.61	935.43	61.61	199.67	1133.83	17.50	113.52	999.87	13.40	145.46	1041.28	3.98
P-H	391.19	1537.1	31.91	824.11	86.52	330.15	1152.83	28.51	220.21	1010.69	14.06	265.30	1054.30	4.14

Fuente: Elaboración propia.