



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

**Determinación de la capacidad máxima de transporte  
de las redes magistrales internas de la EPEPC  
mediante la evaluación del comportamiento de flujo  
multifásico**

**Trabajo presentado como requisito parcial para optar por el título de  
Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo.**

**Mención Producción**

**Autor: Ing. Ismaray Scull Charón.**

**Matanzas**

**2014**



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

**Determinación de la capacidad máxima de transporte  
de las redes magistrales internas de la EPEPC  
mediante la evaluación del comportamiento de flujo  
multifásico**

**Trabajo presentado como requisito parcial para optar por el título de  
Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo.**

**Mención Producción**

**Autor: Ing. Ismaray Scull Charón**

**Tutor: Ms.C. Carlos Alberto González Hernández**

**Ms.C. Pablo Rafael Pérez Estévez**

**Matanzas**

**2014**



## DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Ismaray Scull Charón declaro que soy la única autora del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas y al Centro Politécnico del Petróleo a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete la procedencia del mismo.

Ismaray Scull Charón

---

Nombre y Apellidos



---

Firma

## DEDICATORIA.

*A mis Hijos,*

*A mis padres,*

*A mi hermano,*

*A mi esposo,*

*A mi familia.*

## **AGRADECIMIENTOS.**

*A mis hijos, Yamaray y Jorge Luis, por su gran amor y cariño,*

*A mis padres, Odalis y Luis por su gran apoyo incondicional,*

*A mi esposo, Nolvis por estar siempre,*

*A mi hermanito, Emilio, por su gran afecto y para que nunca desvié su camino,*

*A mis verdaderos amigos, aunque estemos lejos, se que siempre podre contar con ustedes y ustedes conmigo,*

*Un especial agradecimiento al Ms.C. Carlos Alberto González por su excelente supervisión y ayuda necesaria sin sus valiosas opiniones y sus consejos era imposible culminar el presente trabajo,*

*A Pablo Rafael Pérez Estéves, por el tiempo y la ayuda brindada,*

*A todo el grupo del petrolero 15, en especial a Yaniel, Carlos, Robier, Antón, Jonsery y Alicia,*

*A el grupo de Evaluación e Ingeniería por su colaboración y apoyo,*

*A todo el claustro de profesores de Centro Politécnico del Petróleo, en especial a Adis, Victoria, Monzón, Yunier y las cuatro profesoras de inglés,*

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

*A todos,*

*Gracias de verdad.*

## PENSAMIENTO

*“Lo único que necesita el mal para triunfar, es que los hombres buenos no hagan nada”*

*Edmund Burke.*

## SÍNTESIS.

El presente trabajo se realiza en la Red Magistral Interna (RMI) de la EPEPC, el cual parte de la Estación de Rebombeo del ramal Este (ERE) y del ramal Oeste (ERO) que se interconectan en la Yee ubicada a 500 m de la Planta de Procesamiento de Crudo (PPC). Con esta investigación se determina la capacidad máxima de transporte y los parámetros operacionales de la RMI, mediante la evaluación del comportamiento del flujo multifásico, a partir del prospecto de incremento de los 1000 m<sup>3</sup> de fluido en el ramal Oeste para el año 2015 con las condiciones técnicas actuales. Para realizar este trabajo se introduce dentro del Software Analizador de Redes de Flujo Multifásico (SARFM), la topográfica de RMI y las principales propiedades físicas y química del fluido. Consecutivamente se estudia los diferentes escenarios de interés en la operación del oleoducto, entre los que se encuentran, la variación de los parámetros, de operación del régimen de fluido: aumento y/o disminución del flujo de fluido real bombeado desde las estaciones de bombeo hasta la PPC y finalmente se estima el caudal a incrementar con el cual el comportamiento operacional del oleoducto no exceda la presión de trabajo mínima y máxima permisible de salida para la ERO 14 a 22 bar, para la ERE 9 a 15 bar y 6 a 7 bar en la entrada de la PPC. Después de simular los diferentes escenarios y del análisis de los resultados, se obtiene que la capacidad máxima de transporte para el ramal Oeste es de 5247,82 m<sup>3</sup>/d y la de la RMI es de 5747,82 m<sup>3</sup>/d con los parámetros de operación establecidos para esta red.

## SUMMARY

The present work is carried out in the Internal Masterful Net (RMI) of the EPEPC, which leaves from the Repumping Station of the east brunch (ERE) and from the West brunch (ERO) that are interconnected in the Yee located 500 m of the Plant of Prosecution of Raw (PPC). With this investigation it is determined the maximum capacity of transport and the operational parameters of the RMI, by means of the evaluation of the behavior of the flow multifásico, starting from the handout of increment of the 1000 m<sup>3</sup> of fluid in the brunch West for the year 2015 with the current technical conditions. To carry out this work it is introduced inside the Analyzing Software of Nets of Flow Multifásico (SARFM), the topographical of RMI and the main physical properties and chemistry of the fluid. Consecutively it is studied the different scenarios of interest in the operation of the pipeline, among those that are, the variation of the parameters, of operation of the régime of fluid: I increase and/or decrease of the flow of real fluid pumped from the rebombeo stations until the PPC and finally he/she is considered the flow to increase with which the operational behavior of the pipeline doesn't exceed the minimum work pressure and permissible maxim of exit for the ERO 14 to 22 bar, for the ERE 9 at 15 bar and 6 to 7 bar in the entrance of the PPC. After simulating the different scenarios and of the analysis of the results, it is obtained that the maximum capacity of transport for the brunch West is of 5247, 82 m<sup>3</sup>/d and that of the RMI is of 5747, 82 m<sup>3</sup>/d with the established operation parameters for this net.

## ÍNDICE DE FIGURA

Figura 1.1: Esquema de relación entre el deslizamiento y el líquido Holdup.....	18
Figura 1.2: Los patrones de flujo en tuberías horizontales.....	21
Figura 2.1: Cronograma de desarrollo de investigación.....	25
Figura 2.2: Traza ERE - Yee de intercepción.....	27
Figura 2.3: Traza ERO - Yee de intercepción.....	29
Figura 2.4: Traza punto de interconexión a la Planta de procesamiento de Crudo....	29
Figura 2.5: Datos geométricos correspondiente al tramo ERE – Y.....	34
Figura 2.6: Perfil topográfico correspondiente al tramo ERE – Y.....	34
Figura 2.7: Datos de transferencia de calor para todos los tramos de la RMI.....	35
Figura 2.8: Propiedades físicas del petróleo crudo del tramo ERE – Y.....	36
Figura 2.9: Datos de viscosidad del crudo del tramo ERE – Y.....	37
Figura 2.10: Correlación de flujo seleccionadas.....	38
Figura 3.1: Variación de presión en la ERO.....	45
Figura 3.2: Variación de la presión en la ERE.....	45
Figura 3.3: Modelo de simulación de la RMI.....	46
Figura 3.4: Capacidad máxima de transporte de la RMI.....	47
Figura 3.5: Mapa de patrón de flujo propuesto por Xiao, para el ramal Este.....	48
Figura 3.6: Mapa de patrón de flujo propuesto por Xiao, para el ramal Oeste.....	49
Figura 3.7: Mapa de patrón de flujo propuesto por Xiao, desde la Yee de intercepción a la PPC.....	50

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Correlaciones para la determinación de la viscosidad en el SARFM.....	16
Tabla 2.1: Parámetros operacionales de la ERE y la ERO.....	30
Tabla 2.2: Propiedades físicas del fluido.....	31
Tabla 2.3: Composición cromatográfica del petróleo Varadero.....	31
Tabla 2.4: Flujo real bombeado y presión promedio.....	39
Tabla 3.1: Promedio mensual de flujo y presión en la ERE y la ERO.....	42
Tabla 3.2: Resultados obtenidos para el caso base.....	43
Tabla 3.3: Error relativo para el caso base de simulación.....	43
Tabla 3.4: Resultados del análisis de sensibilidad de la ERO.....	44
Tabla 3.5: Comportamiento de las Ps mediante los incrementos previstos.....	46
Tabla 3.6: Comportamiento de la presión en Y mediante los incrementos previstos.....	49

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Crudo vivo.....	59
Anexo 2: Crudo muerto.....	59
Anexo 3: Solubilidad del gas en el petróleo.....	60
Anexo 4: Viscosidad del petróleo.....	60
Anexo 5: Parámetros operacionales de la ERO.....	61
Anexo 6: Parámetros operacionales de la ERE.....	62
Anexo 7: Datos geométricos de la ERO-Y-PPC.....	64
Anexo 8: Datos del perfil topográfico de la ERO-Y-PPC.....	65
Anexo 9: Propiedades físicas del petróleo crudo del tramo ERO-Y-PPC.....	66
Anexo 10: Datos de la viscosidad del tramo de la ERO-Y-PPC.....	67
Anexo 11: Flujo real bombeado ERO.....	67
Anexo 12: Flujo real bombeado ERE.....	68

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	1
CAPITULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO .....	5
1.1.    Generalidades de software en la industria petrolera.....	5
1.2.    Definiciones de las Propiedades de los Fluidos.....	7
1.2.1.    La gravedad específica o densidad relativa, ( $\gamma_0$ ).....	8
1.2.2.    Presión de burbujeo, Pb.....	8
1.2.3.    Solubilidad del Gas en el Petróleo, Rs .....	10
1.2.4.    El Factor Volumétrico del Petróleo, Bo, en PCS/BN.....	12
1.2.5.    Compresibilidad del petróleo, Co.....	13
1.2.6.    Viscosidad $\mu_0$ .....	14
1.2.7.    Presión de vapor .....	16
1.3.    Deslizamiento y colgamiento .....	17
1.4.    Definiciones de patrones de flujo y clasificaciones.....	18
1.4.1    Flujo horizontal .....	20
1.5.    Modelos de Predicción de los patrones de flujo horizontal en SARFM .....	21
1.5.1.    Xiao y colaboradores .....	22
1.6.    Conclusión parcial del capítulo .....	23
CAPITULO 2: DISEÑO METODOLÓGICO. ....	24
2.1.    Descripción general y técnica de la red de transporte magistral .....	25
2.1.1.    Oleoducto del Ramal Este .....	25
2.1.2.    Oleoducto del Ramal Oeste .....	26
2.1.3.    Oleoducto de Interconexión de los Ramales a la Planta de Procesamiento de Crudo (PPC). ....	28
2.2.    Parámetros de operacionales de la ERE y la ERO. ....	29
2.3.    Composición físico - química del Fluido. ....	30
2.4.    Descripción del modelo de simulación.....	32
2.5.    Metodología a seguir para usar el software de simulación.....	33
2.5.1.    Datos del perfil topográfico.....	33
2.5.2.    Datos del crudo que se circula por el oleoducto.....	36
2.5.3.    Correlaciones de flujo seleccionadas.....	38
2.6.    Validación del modelo de simulación. ....	39
2.6.1    Ajuste del modelo de simulación a través del Caso Base.....	40
2.6.2    Análisis de sensibilidad. ....	41
2.7.    Determinación de la capacidad máxima de transporte de la RMI.....	41
2.7.1.    Estudio de patrones de flujo .....	42
CAPITULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	43
3.1.    Validación del modelo.....	43

3.1.1. Análisis del Caso Base. ....	44
3.1.2. Análisis de sensibilidad del modelo respecto al caso base. ....	44
3.2. Determinación de la capacidad máxima de transporte de la RMI y los patrones de flujo. .....	47
CONCLUSIONES.....	52
RECOMENDACIONES .....	53
BIBLIOGRAFÍA .....	54
ANEXOS .....	60

# INTRODUCCION

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

En la provincia de Matanzas existen varios yacimientos de petróleo (Cantel, Guásimas, Majagüillar, Varadero), estos yacimientos son atendidos y explotados por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEPC), fundada en el año 1976. Dicha empresa presenta niveles de producción anual por encima de 1 millón de toneladas de petróleo y 438 millones de metros cúbicos de gas natural. La EPEPC se encuentra enclavada en la finca “La Cachurra”, del poblado de Guásimas, en el municipio Cárdenas.

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

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

La estructura de la Red de Transporte Magistral Interna (RTMI) de la EPEPC, garantiza el trasiego de 98 % de toda la producción de la empresa (Yacimiento Varadero). Esta estructura está compuesta por dos ramales de 20 pulgada de diámetro, los cuales se interconectan a la entrada de la planta de procesamiento de crudo. Uno de los ramales garantiza la recolección del petróleo en la Zona Oeste del yacimiento, mientras que el otro garantiza la recolección de la producción de la

Zona Este del Yacimiento, en los cuales se encuentran las Estaciones de Rebombeo Este (ERE) y Rebombeo del Oeste (ERO).

Las Estaciones de Rebombeo (ERO y ERE), están compuestas por recipientes de fases, con el objetivo de recepcionar el fluido proveniente de los Centros Colectores (CC) de cada uno de sus ramales, en los cuales ocurre la primera separación de fase, es decir, la separación física del gas acompañante del petróleo proveniente de los pozos productores de petróleo, y del fluido de producción (agua + petróleo). Estos depósitos garantizan la presión y el fluido en la succión de las bombas de rebombeo instaladas en cada una de las estaciones, los cuales trabajan hasta una presión de 35 bar como unidad de presión. En ERO y ERE no se separa prácticamente gas acompañante, debido a que la presión de trabajo de los recipientes es aproximadamente igual a la presión de separación de fase de los Centros Colectores, estas estaciones sólo garantizan la transferencia de fluido hacia la planta de procesamiento de crudo y no se considera como una etapa de desgasificación del fluido de producción.

Para facilitar la transportación y el tratamiento del petróleo crudo, teniendo en cuenta la alta densidad y viscosidad del petróleo de Varadero, se utiliza sustancia reductora de viscosidad (nafta) y la sustancia demulsificante. Este diluyente se adiciona a la entrada de los Separadores de la ERO por medio de un mezclador estático en línea.

## **Antecedentes del trabajo**

El transporte de flujo multifásico se encuentra en la industria petrolera, así como otras, con una amplia gama de aplicaciones de ingeniería. Por tal motivo, se ha estimulado amplias investigaciones desde la década de 1950, hasta la actualidad, estableciendo los distintos patrones de flujo en dependencia de las características constructivas de los ductos (horizontal y vertical).

En la EPEPC, no existen antecedentes de simulaciones de redes de transportes internas, considerando flujo multifásico, debido a que no se cuenta con software especializado en este tema. Los diseños de las redes existentes se han obtenido a partir de considerar que todo el flujo que se transporta es monofásico. Por lo tanto, no se cuenta con una herramienta de simulación que posibilite definir los parámetros operacionales del oleoducto magistral interno de la empresa. Además, otro aspecto a tener en cuenta, está dado por las características físico-químico de los fluidos vivos, es decir, tener en cuenta las correcciones a la viscosidad y la densidad del petróleo

medido a condiciones de presión y temperatura ambiente (petróleo muerto), con respecto a las condiciones reales de presión y temperatura de trabajo.

## **Situación problemática**

La principal problemática existente, en la actualidad, en la EPEPC, está dada por el potencial incremento de la producción de petróleo en el sector oeste del yacimiento Varadero, debido a nuevos prospectos en perforación, y a la incertidumbre de si la Red Magistral Interna (RMI), es capaz de garantizar el trasiego del mismo.

La RMI, se encuentra en proceso de reparación capital, sustituyendo el oleoducto soterrado, tanto en la ERE como en la ERO. Sin embargo, a pesar que el oleoducto de la ERO tiene sólo 5 años en explotación, ha sufrido varias averías, las cuales fueron producto de la elevada abrasividad y corrosividad del fluido.

Además, la falta de una herramienta de predicción y simulación de las desviaciones de los principales parámetros de bombeo, a través del oleoducto magistral interno (OMI), teniendo en cuenta la presencia de flujo de fluido multifásico, imposibilita la determinación de la capacidad máxima a transportar por el mismo.

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

¿Es posible garantizar el transporte del incremento de producción del sector oeste del yacimiento Varadero, con la red magistral interna de la EPEPC?

Como una posible respuesta al problema planteado, se establece la siguiente **Hipótesis**: A partir de la utilización de una herramienta de simulación, se podrá evaluar el comportamiento de la red magistral interna de la EPEPC, definiendo la capacidad máxima de transporte.

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

Definir la capacidad máxima de transporte mediante la evaluación del comportamiento del flujo multifásico, en la Red Magistral Interna de la EPEPC.

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

1. Realizar el levantamiento físico de los ductos magistrales interno y las características del petróleo vivo.
2. Obtener el modelo de simulación, a partir de las características de la Red Magistral Interna y las propiedades del fluido.
3. Validar el modelo de simulación con mediciones reales de la Red Magistral Interna.
4. Definir la capacidad máxima de transporte.

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

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

El *capítulo II*, “Diseño Metodológico”, se aborda todo el proceso de levantamiento de la red interna, el diseño del modelo de simulación, así como los métodos, técnicas y los recursos empleados, para el desarrollo de la misma.

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

# CAPITULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

La necesidad de entender el comportamiento de una mezcla líquido - gas dentro de una tubería se ha hecho más imperativo en los últimos años, debido a que la industria petrolera en particular avanzaría en gran medida si se pudiese manejar eficientemente el flujo multifásico proveniente de los pozos antes de llegar al separador. Las ventajas de transportar el crudo sin separarlo antes son considerables ya que la cantidad de gas presente en el crudo tiene un efecto interesante: disminuye la viscosidad y densidad del mismo, facilitando así su transporte. (Ansari, 1994)

Dentro del tubo, la mezcla de fluidos puede presentar diversos arreglos que dependen de las velocidades superficiales y propiedades de cada sustancia así como de la inclinación de la tubería, arreglos que son conocidos como *patrones de flujo* y tienen gran influencia en la caída de presión que experimenta la mezcla, así como en la relación de volúmenes de cada fluido en el sistema; factores que afectan directamente en las propiedades físicas de la mezcla. En particular, al trabajar con flujo multifásico líquido-gas, la relación volumétrica o holdup representa el volumen de líquido o gas presente en una sección volumétrica de tubería. (Ovadian, 2000)

Si se conociera extensivamente el comportamiento detallado de las sustancias dentro de la tubería, sería 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, red de tuberías y accesorios, medidores, equipos de separación y otros, de acuerdo con las características del sistema y la topografía de la región considerada. (Bertucci, 2006)

## 1.1. Generalidades de software en la industria petrolera

La tecnología computacional y de simulación del flujo de fluido por tuberías o pipeline proporciona mucha información de las condiciones de trasiego; realiza los cálculos simplificados y obteniendo resultados precisos. De esta manera se maximiza la producción y la protección del ducto, de los daños a los que pueda ser expuesto. Entre las diversas herramientas de software empleadas actualmente a nivel mundial tenemos:(Da Silva, 2008)

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.
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) que dan bastante exactitud en el cálculo de reservas y en el cálculo de la producción. Éstas permiten obtener un análisis composicional completo del fluido. PVTLIB enlaza más de 140 correlaciones PVT para gas y petróleo.
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; y ecuaciones de ajuste, definidas mediante correlaciones de parámetros tales como la fracción de volumen de líquido y el factor de fricción interfacial, además de condiciones iniciales y de frontera. Para resolver esta serie de ecuaciones dentro de OLGA, se seleccionaron los métodos implícitos por ser los más adecuados al tratar con transitorios lentos. (Scandpower Petroleum Technology, 2000)
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.
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. El SARFM, presenta una colección variada de otras tareas específicas de simulación y ofrece una solución de modelos para estudiar sistemas multifásico de flujo. Entre las ventajas de este software tenemos:
  - a) 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.

- b) Modela flujo multifásico, transferencia térmica, y comportamiento elocuente para asegurar que los fluidos alcancen el punto de la entrega.(Schlumberger, 2007)

Hay otras herramientas de software en el mercado pero sin duda estas son las más reconocidas y utilizadas en la industria del petróleo. Es importante aclarar que actualmente la empresa solo cuenta con SARFM por lo que va ser la herramienta a utilizar, el mismo resulta apropiado para la tarea a realizar considerando las ventajas señaladas anteriormente.

Los simuladores permiten actualmente modelar de una forma más real la amplia variedad de redes de producción que existen en todo el mundo. En consecuencia la aplicación de la 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 la planificación de escenarios de desarrollo, el monitoreo del oleoducto, análisis e interpretación de los perfiles hidráulico y lo más importante el análisis y predicción de resultados.

## **1.2. Definiciones de las Propiedades de los Fluidos**

Vasquez ( 1976), plantea que en la industria del petroleo la solución de cualquier problema de flujo de fluidos requiere el conocimiento previo de las propiedades fisicas del flujo a transportar dentro de las mas significativas se encuentra la solubilidad del gas en el petróleo ( $R_s$ ), porcentaje de agua y sólido (BSW), la viscosidad ( $\mu$ ) y la densidad ( $\rho$ ) siendo estas dos últimas propiedades físicas. Según Velasquez ( 1999)basado en lo planteado por Vásquez y otros ( 1980), son las que mas afectan el flujo del fluido a transportar

También es importante, conocer el factor volumétrico ( $B_0$ ), la gravedad específica ( $\gamma_0$ ) y los grados de disolución ( $^\circ\text{API}$ ), por su incidencia directa en el comportamiento hidráulico a lo largo de una línea de flujo de petróleo, estas propiedades se manifiestan de manera diferente en crudos vivos y crudos muertos.

Por lo que se hace necesario explicar que un fluido se considera vivo cuando contiene aun gas disuelto y al disminuir la presión y temperatura del sistema libera cantidades significativas de gas como se muestra en el Anexo 1 y un petróleo muerto es aquel que

a condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente no libera gas, ver Anexo 2.

### 1.2.1. La gravedad específica o densidad relativa, ( $\gamma_o$ )

De Ghetto y otros (1995), expresan que la densidad del petróleo: Es la razón entre la masa de una unidad de volumen de petróleo a una determinada presión y temperatura

Chirinos. M (1983), plantea que la gravedad específica del petróleo: Es la relación de su densidad ( $\rho_o$ ) con respecto a la del agua destilada ( $\rho_w$ ) a 60 °F, y 1 atm de presión.

Para el petróleo la gravedad se expresa en términos de grados API (*American Petroleum Institute*), y es definida por la siguiente correlación:

$$\gamma_o = \frac{1415}{1315 + API} \quad (1.1)$$

La densidad es función de la cantidad de gas en solución ( $R_s$ ) para crudo vivo:

$$\rho_o = \frac{350 \cdot \gamma_o + 0.0764 \cdot \gamma_g \cdot R_s}{5.615 \cdot B_o} \quad (1.2)$$

Donde:  $\rho_o$  : Libras másica / pies cúbico, (Lbm/pie<sup>3</sup>)

$R_s$  : Pies cúbicos estándar/ barriles estándar, (PCS/BS)

$B_o$  :Factor volumétrico del petróleo, B/ BS *Bbl/STB*

$\gamma_g$  : Densidad del gas.

Para el crudo muerto, la presión tiene un efecto insignificante sobre la densidad de los líquidos, la temperatura es la única variable que debe ser tomada en cuenta al sentar las bases para la gravedad específica o densidad relativa. (Campbell -Petroskills, 2008)

### 1.2.2. Presión de burbujeo, $P_b$

La presión de burbuja de un sistema de hidrocarburos es definida como la mayor presión a la cual a una determinada temperatura se encuentra en equilibrio termodinámico, el 100 % de la fase líquida con la primera burbuja de gas. De tal forma

que a presiones menores que la presión de burbujeo se tienen dos fases en equilibrio, la fase líquida (petróleo con su gas en disolución) y la fase gaseosa (gas natural o el condensado). Como la fase líquida está constituida por el crudo saturado con gas natural, a estas presiones se les llama de saturación,  $P_s$ .

Las siguientes correlaciones permiten determinar la presión de burbuja o de saturación, de un petróleo cuando se conocen la razón gas en disolución petróleo, la gravedad del crudo, la gravedad específica promedio del gas producido y la temperatura.

Correlación de Standing, M.B.

Utilizando 105 datos experimentales de la presión de burbuja de 22 sistemas de hidrocarburos de los campos de California, Standing (1947), propuso una correlación gráfica para determinar la presión de burbuja de sistemas de petróleo crudo. El error promedio reportado es del 4,8%. Standing (1981), realiza un ajuste a la correlación propuesta por él en 1947 con la siguiente expresión matemática:

$$P_b = 182 \left[ \left( \frac{R_s}{\gamma_0} \right)^{0.83} (10)^a - 1.4 \right] \quad (1.3)$$

Donde:  $P_b$ : Presión de burbuja;  $I_{pca}$

T: Temperatura del sistema, °F

$R_s$ : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BM

Esta correlación se debe utilizar con precaución si se conoce que componentes no hidrocarburos están presentes en el sistema.

Correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D.

Vásquez y otros (1980), utilizan un total de 6004 datos experimentales para obtener la cantidad de gas en solución, correlación que puede ser resuelta de la siguiente manera:

$$P_b = \left[ \left( \frac{C_1 R_s}{\gamma_{gs}} \right) (10)^a \right]^{C_2} \quad (1.4)$$

Donde  $P_b$  Presión de burbujeo

T. temperatura del sistema.

$R_s$  Razón gas disuelto-petróleo.

La gravedad específica del gas disuelto a la presión de referencia del separador ( $\gamma_{gs}$ ), es definida por:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[ 1 + 5.912(10^{-3}) (\gamma_o) (T_{sep} - 460) \log \left( \frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right] \quad (1.5)$$

Correlación de Glaso, O (1980)

Glaso a partir de 45 muestras de petróleo del Mar del Norte, crea una correlación para la determinación de Pb. Años más tarde Sutton y Farashad, (1984) encontraron que la correlación de Glaso, es la mejor en precisión y predicción de resultados, aunque la precisión disminuye para relaciones gas petróleo mayor a 1400 PCS/BS.

$$\text{Log}(P_b) = 1.7669 + 1.7447 \log(F) - 0.30218 [\text{Log}(f)]^2 \quad (1.6)$$

Donde F: Factor de volumen de petróleo

Marhoun (1987), utiliza 160 presiones de burbujeo determinadas experimentalmente a partir de 69 análisis PVT de mezclas de hidrocarburos desarrollando una correlación para estimar la presión de burbuja. El error promedio absoluto reportado para la correlación es 0,03% y una desviación estándar de 4,536 % cuando es comparada con la data experimental usada para el desarrollo de la correlación.

Años más tarde Dukla y otros (1992), desarrollaron una correlación para el cálculo de la presión de burbujeo, con un error relativo promedio reportado para la correlación es de 0,45% y una desviación estándar de 10,378 %. Utilizando 51 análisis PVT de crudos de los Emiratos Árabes Unidos.

Farshad y otros (1993), realizaron una modificación de la Pb, utilizando 81 análisis PVT de crudos del Golfo de México, con un rango de error de  $\pm 0,17\%$  y una desviación estándar de 4,18 %.

Kartoatmodjo (1994), utilizando 5392 puntos de datos obtenidos de 740 muestra de crudos del Sud-Este de Asia (Indonesia), Norte América, Medio Oriente y América Latina, desarrolla una nueva transformación para la obtención de la presión de burbuja con un error de 3,34032 % y una desviación estándar de 263,08 % .

### **1.2.3. Solubilidad del Gas en el Petróleo, Rs**

La razón gas en disolución - petróleo, se define como los pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura como se muestra en el Anexo 3.

Un crudo está saturado, cuando existe a una presión menor que la de burbujeo y contiene en solución la máxima cantidad de gas que puede admitir, de tal manera que al disminuir la presión, el gas contenido en él se libera.

Un crudo se considera subsaturado (no saturado) cuando se encuentra a una presión mayor que la presión de burbujeo y retiene en disolución una cantidad de gas igual a la que existe en el punto de burbuja, o sea, inferior a la que puede admitir a la presión a la cual se encuentra.

Standing (1947) desarrolla una correlación que puede ser usada para petróleos extrapesados con °API menor de 10. El error promedio de esta correlación es del 10% y el rango de datos utilizados para generarla fueron obtenidos mediante un proceso de liberación instantánea en dos etapas.

Los factores que afectan la solubilidad del gas en el petróleo son los siguientes.

- Presión: al aumentar la presión, aumenta la relación de gas  $R_g$ , cuando  $P < P_b$ .
- Temperatura: Al aumentar disminuye la  $R_g$ .
- Gravedad del Petróleo: Al aumentar la gravedad de los °API aumenta la  $R_g$ .
- Gravedad del Gas: Al aumentar la gravedad específica del gas aumenta  $R_g$ .
- Tipo de Liberación: La manera como el gas se separa del petróleo, produce diferentes valores de  $R_g$ .

Existen dos tipos de liberación: Instantánea y diferencial.

Durante el proceso de liberación instantánea, la composición del sistema (mezcla gas-petróleo en equilibrio) no cambia, el gas liberado siempre permanece en contacto con el petróleo, hasta que todo el gas se separa. En cambio durante el proceso de liberación diferencial, el gas liberado a cada disminución de presión, se separa del petróleo y por tanto cambia la composición del sistema.

Como a nivel de laboratorio estos procedimientos se realizan a temperatura constante, se libera más gas que en el proceso instantáneo, debido a que los componentes intermedios del sistema (propanos, butanos y pentanos) en fase líquida, se vaporizan en

mayor proporción al estar en contacto con el gas total liberado, acentuándose esto a bajas presiones. (Standing, 1947)

En el mundo existen muchas personalidades como Vasquez y otros (1980), Glaso, (1980), Farshad y otros (1993) y González (2008), que desarrollaron correlaciones que permiten determinar la solubilidad del gas en el petróleo cuando se conocen la presión, la gravedad del crudo, la gravedad específica promedio del gas producido y la temperatura.

#### **1.2.4. El Factor Volumétrico del Petróleo, $B_o$ , en PCS/BN**

El factor volumétrico del petróleo se define como el volumen que ocupa a determinadas condiciones de presión y temperatura un barril de petróleo más los pies cúbicos normales de gas que existen en solución.

También puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al variar las condiciones de presión y temperatura, debido a la expansión líquida y/o liberación del gas en disolución.

El petróleo al pasar del yacimiento a la superficie, debido a las condiciones de producción, sufre disminución en la presión y temperatura, proporcionando esto la liberación de gas que se encuentra en solución. Éste proceso, conduce a una merma del volumen del líquido producido cuando llega a superficie, es por esta razón que el valor de  $B_o$ , es mayor que la unidad. (Standing, 1947)

##### **1.2.4.1. A presiones menores que la presión de burbuja**

Para determinar el valor del factor volumétrico a presiones menores que las normales se puede utilizar las siguientes correlaciones:

Standing (1947), reporta un error promedio de 0,01 %, con una desviación estandar de 0,34 % para la correlación (ocho puntos en el rango de  $150 < F < 1880$ ).

Vasquez y otros (1980), también presentaron una correlación para calcular el  $B_o$ , con un porcentaje de error de 4,7%.

De igual forma Glaso determino una correlación con un porcentaje de error de  $\pm 0,43$ , mucho menor que la presentada por Vásquez y Beggs. La misma presenta una desviación estandar de 2,18 %.

Las correlaciones presentadas permiten estimar los valores de  $B_o$ , a presiones menores que la  $P_b$ . En estos casos se debe utilizar el valor de la solubilidad del gas en el petróleo a la presión y temperatura deseada, en el lugar del valor en el punto de burbuja. Además, se debe considerar la posible variación de las gravedades del petróleo de tanque y del gas en disolución con presión. (G W, y otros, 1972)

#### 1.2.4.2. A presiones mayores que la presión de burbuja

Los valores del  $B_o$  del petróleo por debajo de la  $P_b$  (petróleo saturado), están afectados tanto por la solubilidad como por la compresibilidad, mientras que por arriba del punto de burbuja (petróleo subsaturado), la solubilidad es constante y por lo tanto influye la compresibilidad del crudo.

Basado en lo anteriormente dicho, puede determinarse el factor volumétrico del petróleo a presiones mayores que la presión de burbujeo, si se conoce la compresibilidad del crudo, utilizando la siguiente correlación:

$$B_o = B_{ob} E [C_o (P_b - P)] \quad (1.7)$$

Donde:  $B_o$ : Factor volumétrico del petróleo a  $P > P_b$ , PCS/BN

$B_{ob}$ : Factor volumétrico del petróleo a  $P_b$ , PCS/BN

$P_b$ : Presión de burbujeo, Ipca.

$P$ : Presión del sistema, Ipca

$C_o$ : Compresibilidad isotérmica del petróleo, Libras por pulgadas cuadrada ( $\text{lpc}^{-1}$ )

#### 1.2.5. Compresibilidad del petróleo, $C_o$

La compresibilidad isotérmica de un fluido se define, como el cambio fraccional en volumen con cambio de presión a temperatura constante, o sea:

$$C_o = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T = \frac{1}{B_o} \left( \frac{\partial B_o}{\partial P} \right)_T \quad (1.8)$$

Dónde:  $C_o$ : Compresibilidad,  $\text{lpc}^{-1}$

Las siguientes correlaciones permiten determinar la compresibilidad isotérmica del petróleo a presiones mayores que la presión de burbuja (petróleo subsaturado).

Correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D.

$$C_0 = \frac{-1433 + 5R_s - 17.2T - 1180 \gamma_{gc} + 12.61(^{\circ} API)}{P * 10^5} \quad (1.9)$$

Donde: P: Presión del sistema, lpca

T: Temperatura del sistema, ° F

Rs: Razón gas-disuelto petróleo, PCN/BN.

$\gamma_{gc}$  : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm, (aire=1)

Vásquez y Beggs (1980) utilizaron 4486 puntos de datos en el desarrollo de esta correlación, y no reportan ningún rango de error.

Otras autoridades en el tema como Farshad y otros, (1993), hicieron aportes correlacionales en la determinación de la compresibilidad, reportan un error de -0,17 % y una desviación estándar de 11,32 %.

### **1.2.6. Viscosidad $\mu_0$**

La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia interna que ofrecen sus moléculas al fluir. En el caso del petróleo se deben distinguir dos tipos de viscosidad, la viscosidad de un petróleo sin gas en solución, conocida como viscosidad del crudo muerto y la viscosidad de un petróleo con su gas en solución, conocida como viscosidad del crudo vivo, todo esto a una determinada presión y temperatura como se observa en el Anexo 4. (Andrade, 1934)

En ambos casos, con el aumento de la temperatura, se disminuye la viscosidad, sin embargo, un aumento de presión, en el primer caso (crudo muerto) aumenta la viscosidad y en el segundo caso (crudo vivo) la disminuye, debido a que el efecto de disminución de la viscosidad por gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del petróleo.

Khan y otros (1987), plantean basándose en lo expresado por Andrade (1934), que a temperatura constante, a presiones menores que la presión de burbuja la viscosidad disminuye con incremento de presión debido al efecto del gas que entra en solución,

pero por arriba del punto de burbuja la viscosidad aumenta con la presión ya que no ocurre solubilidad adicional de gas en el petróleo y solo actúa la compresibilidad

La viscosidad de crudos con gas en solución  $\mu_{ob}$  a presiones menores o iguales a la presión de burbujeo ( $P \leq P_b$ ) se calcula a partir de las siguientes correlaciones.

Standing (1981), a partir de la gráfica generada por Chew y otros (1959), dicha gráfica fue generada a partir de 457 muestras de petróleo, para un rango de presión de 132-5645 Psia, Temperaturas entre 72 y 292°F, Solubilidad del gas entre 51-3544 PCS/BS y viscosidad del crudo muerto entre 0,377 y 50 centipoise (cps).

$$\mu_o = \left[ 10^{(R_s \cdot (2.2 \times 10^{-7} \cdot R_s - 7.4 \times 10^{-4}))} \right] (\mu_{od})^b \quad (1.10)$$

#### Correlación de Kartoamodjo y Schmidt

Kartoamodjo y Schmidt (1994), presentaron la siguiente correlación:

$$\mu_o = -0.06821 + 0.9824 A + 40.34 * 10^5 A^2 \quad (1.11)$$

Ellos utilizaron un total de 5321 puntos de datos para el desarrollo de la correlación, reportando un error promedio de 0.8034% respecto a los valores experimentales.

Años más tarde Arguillier y otros (2005) realizaron un ajuste a la correlación presentada por Lederer (1933) y Shu (1984). Ellos muestran el efecto que ocasiona la mezcla de hidrocarburos con solventes (Nafta), ya que la constante disolución eleva la eficiencia de las moléculas de enlace facilitando la transportación del crudo a través de oleoductos.

#### **1.2.6.1. Viscosidad del crudo vivo y muerto dentro del SARFM**

Para la determinación de la viscosidad del crudo vivo y muerto en el SARFM, se utilizan las correlaciones que se muestran en Tabla 1.1, donde se puede observar que para crudo pesado y extrapesado vivo en el rango de  $7 \leq 22$  ° API, la única correlación que se utiliza es la De Ghetto (1995), la cual se crea a partir de un ajuste de las correlaciones propuesta por Standing (1981), Kartoamodjo (1990) y Labedi (1992).

En cuanto a la viscosidad del crudo muerto las correlaciones que se utilizan son las de De Ghetto (1995) y Glaso (1980), esta última se genera a partir de 6 muestras de petróleo crudo del Mar del Norte variando la temperatura y la presión atmosférica, la

correlación obtenida es válida para utilizarse con todo tipo de mezcla de crudo del mundo.

**Tabla 1.1:** Correlaciones para la determinación de la viscosidad en el SARFM.

Crudo Vivo			Crudo Muerto		
Correlaciones	Liv	Pesado a Extrapesado	Correlaciones	Liv	Pesado a Extrapesado
De Ghetto		X	Glaso		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	

Como se aprecia en la Tabla 1.1 para crudo vivo y muerto extrapesado la correlación disponible en el SARFM es la de De Ghetto y para crudo muerto extrapesado además se encuentra la correlación de Glaso.

### 1.2.7. Presión de vapor

Crane (1998) , publica que el cambio de estado líquido a gaseoso se conoce como evaporación. Se puede explicar en base a una descripción microscópica. Las moléculas de agua en un vaso no están en reposo sino que se mueven constantemente. Las moléculas de la interfase con mayor velocidad pueden escaparse a la fase vapor (es decir se escapan las que tienen mayor energía cinética y por tanto mayor temperatura). A su vez la fuerza atractiva de las moléculas del líquido hace que alguna de las moléculas de vapor vuelva a la fase líquida. Cuando el número de moléculas que pasan de una fase a la otra es el mismo, decimos que se ha alcanzado el equilibrio dinámico.

La presión de la fase de vapor cuando ambas fases están en equilibrio dinámico se denomina presión de vapor,  $p_v$ . Debido a que las moléculas que se evaporan son las más rápidas el líquido queda a menor temperatura tras la evaporación. Si se tiene un líquido encerrado en un recipiente la presión de vapor depende de la temperatura. La presión de vapor aumenta con la temperatura, a mayor temperatura más grande es el número de moléculas que pasan a la fase de vapor y mayor será por tanto la presión de equilibrio. Dado que la velocidad de evaporación es proporcional a la presión de vapor, los líquidos se evaporan más rápidamente al aumentar la temperatura.

El proceso de evaporación tendrá lugar hasta que la presión parcial de vapor en la fase gaseosa sea igual a la presión de vapor. Cuando ambas presiones son iguales se dice que el gas se ha saturado de vapor. Para referir a la cantidad de vapor de agua que hay en el aire se utiliza el concepto de humedad relativa del aire,  $\Phi$ :

$$\Phi = \frac{P_p}{P_v} 100 \% \quad (1.12)$$

Dónde:  $P_p$ : es la presión parcial de vapor en el aire.

### 1.3. Deslizamiento y colgamiento

El colgamiento, es la fracción de líquido, definida como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por el líquido con respecto al volumen total de la tubería. Varía a partir de cero para flujo monofásico de gas hasta uno para cuando se tiene flujo de líquido únicamente.

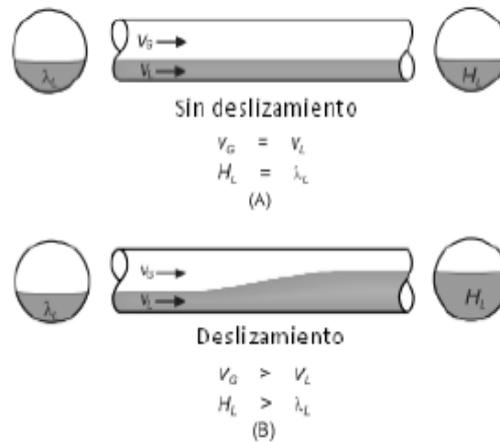
Cuando la fracción de líquido no tiene deslizamiento es conocido como colgamiento sin deslizamiento o contenido de líquido de entrada, es definida como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad.

Podemos observar que la diferencia entre el colgamiento del líquido y el colgamiento sin deslizamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases gas y líquido.

En una descripción esquemática de la relación entre el deslizamiento y colgamiento ver Figura 1.1. La parte A muestra el caso de condición de no deslizamiento, en la que el gas y la fase líquida viajan a la misma velocidad, es decir,  $V_G = V_L$ . Por esta condición, es posible mostrar la definición de la velocidad de deslizamiento

Físicamente, la condición para que no exista deslizamiento, las dos fases viajan a la misma velocidad, líquido holdup ( $H_L$ ) es simplemente igual a la relación de la tasa de flujo volumétrico de líquido y a la tasa de flujo volumétrico total, por ejemplo, en el flujo homogéneo o disperso, flujo de burbujas, con tasas de flujo para el líquido en altas y bajas para el gas. Bajo esta condición de flujo, la fase de gas se dispersa en pequeñas burbujas en un proceso continuo en fase líquida. Debido a la tasa de flujo altas del

líquido, las burbujas de gas se llevan por la fase líquida a la misma velocidad, lo que resulta en el deslizamiento cero. Así, por esta condición de flujo, in-situ líquido holdup es igual al no-slip o no deslizamiento del líquido holdup, es decir,  $H_L = \lambda_L$



**Figura 1.1:** Esquema de relación entre el deslizamiento y el líquido Holdup.

Por lo general, el gas y el líquido no se mueven a la misma velocidad, y el deslizamiento se lleva a cabo entre las dos fases. Los movimientos en fase gaseosa a una velocidad superior a la fase líquida debido a la flotabilidad y reducción de las fuerzas de fricción. De la consideración de continuidad, si se mueve la fase de gas, más rápido que la fase líquida, la sección transversal de la fase de gas se reduce, mientras que la sección transversal de la fase líquida aumenta.

Un ejemplo de este caso es el flujo de burbujas en tuberías verticales, a bajas tasas de flujo de líquido. Bajo esta condición de flujo, debido a la flotabilidad, la fase de gas se mueve más rápido que la fase líquida, o se desliza a través de él, en una velocidad  $V_0$ , de subida de la burbuja. Esto se traduce en que el líquido holdup sea mayor que el no-slip líquido holdup, es decir,  $H_L > \lambda_L$ . Hay una excepción para el fenómeno de deslizamiento. Para el flujo hacia abajo, en la tasa de flujo de gas su condición es muy baja, la fase líquida puede moverse más rápido que la fase de gas debido a la gravedad. Para este caso, el líquido holdup es menor que el no-slip líquido holdup, es decir, que,  $H_L < \lambda_L$ .

#### 1.4. Definiciones de patrones de flujo y clasificaciones

Arirachakarn y otros (1989), publica que la diferencia fundamental entre el flujo monofásico y el flujo multifásico es la existencia de los patrones o los regímenes de

flujo multifásico. El patrón de flujo se refiere a la configuración geométrica de los gases y las fases del líquido en la tubería. Las configuraciones de flujo difieren entre sí en la distribución espacial de la interfase, dando lugar a diferentes características de flujo, tales como la velocidad y la distribución del colgamiento.

El patrón de flujo existente en un sistema de flujo dado en dos fases depende de las variables que figuran a continuación:

- Los parámetros de funcionamiento, es decir, las tasas de flujo del gas y el líquido.
- Variables geométricas, como el diámetro del tubo y el ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, es decir, la densidad, la viscosidad, y la tensión superficial.

Houlo ( 2007), expresa que la determinación de los patrones de flujo es un problema central en el análisis de flujo de fluido multifásico. El diseño las variables del flujo dependen en gran medida del patrón de flujo existente. Las variables de diseño son las caídas de presión, colgamiento, el calor y los coeficientes de transferencia de masa, la distribución del tiempo de espera, y la tasa de la reacción química. En el pasado, ha habido una falta de acuerdo entre las definiciones del flujo multifásico y la clasificación de patrones de flujo. Algunos investigadores detallan lo más posible de los patrones de flujo, mientras que otros tratan de definir un conjunto de patrones de flujo mínimo. El desacuerdo se debe principalmente por la complejidad de los fenómenos de flujo y al hecho de que los patrones de flujo fueron por lo general determinados subjetivamente por las observaciones visuales.

En los últimos años, ha habido una tendencia a definir un conjunto aceptable de los patrones de flujo. Por un lado, el conjunto debe ser mínimo, pero por otro lado, se deben incluir los parámetros aceptables, con pequeños cambios. Además, se debe aplicar a toda la gama de ángulos de inclinación. Según Peñarrete Tuttillo (2012), plantea que un intento de definir un conjunto aceptable de los patrones de flujo ha sido realizado por Shoham (1982). Las definiciones se basan en datos experimentales adquiridos a lo largo de toda la gama de ángulos de inclinación, es decir, de flujo horizontal, flujo hacia arriba e inclinado hacia abajo, hacia arriba y flujo vertical descendente. A continuación se presentan las definiciones y clasificaciones de patrones de flujo.

### 1.4.1 Flujo horizontal

Los patrones de flujo existentes en estas configuraciones se pueden clasificar como un flujo estratificado (estratificado-suave o estratificado ondulado), Flujo intermitente (flujo *slug* y alargado- flujo burbuja), flujo anular y flujo disperso-burbuja como se muestra en la Figura 1.2.

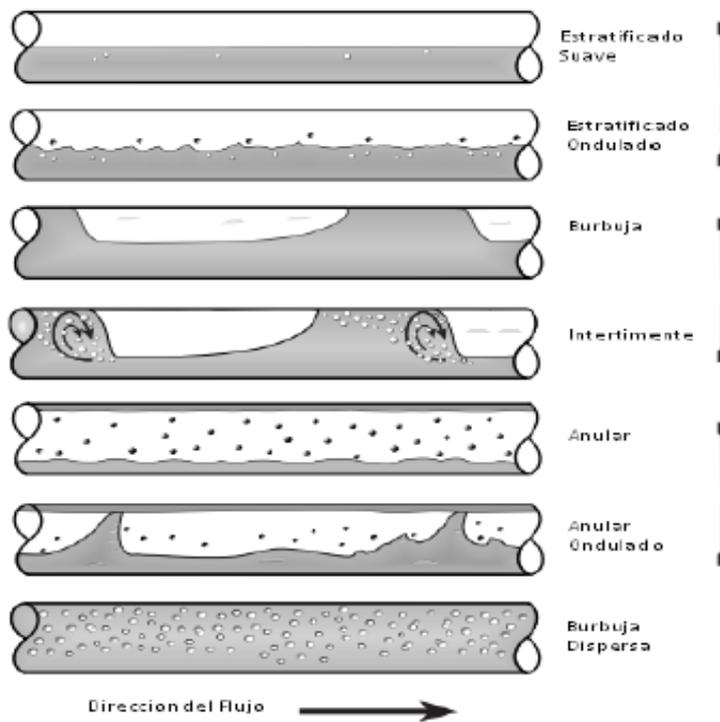
Flujo Estratificado (ST). Este patrón de flujo de gas se produce con tasas de flujo relativamente bajas de gas- líquido. Las dos fases se separan por gravedad, por donde fluye la fase líquida en la parte inferior de la tubería y la parte gaseosa en la parte superior. El patrón de flujo estratificado se subdivide en estratificado Suave (SS), donde la interfase gas-líquido es suave, y estratificado-ondulado (SW), que ocurren en las tasas de gas relativamente más altas, en el cual las ondas estables se forman en la interfase. (Agrawal, 1971)

Flujo Intermitente (I). Flujo intermitente se caracteriza por un flujo alternativo de líquido y gas. Tapones o baches de líquido que llena la tubería de toda la sección transversal, están separados por bolsas de gas, que contienen un líquido de capas estratificadas que fluye a lo largo de la parte inferior de la tubería. El patrón de flujo intermitente se divide patrones *Slug* o tapón (SL) y alargado-burbuja (EB). El comportamiento del flujo de los patrones *Slug* y la burbuja alargada-son el mismo mecanismo con respecto al flujo intermitente.

Flujo Anular (A). Flujo anular se produce a velocidades de flujo muy altos de gas. Los flujos de la fase gaseosa en un núcleo de alta velocidad, que puede contener gotas de líquido retenido. El líquido fluye como una película delgada alrededor de la pared de la tubería. La interfase es muy ondulada, lo que resulta en un esfuerzo de corte interfacial alta. La película en la parte inferior es generalmente más gruesa que en la parte superior, dependiendo de la magnitud relativa del gas y las tasas de flujo del líquido. En las menores tasas de flujo de gas, la mayoría de los flujos el líquido van en la parte inferior de la tubería, mientras que las ondas inestables gaseosas son barridos en la periferia de tuberías y ocasionalmente se humectan en la pared del tubo superior. Este flujo se produce en el límite de transición entre un flujo estratificado-ondulado, *Slug* y anular.

Flujo Disperso-Burbujas (DB). A tasas de flujo muy alto del líquido, la fase líquida es una fase continua, en el que la fase de gas se dispersa en forma de burbujas. La

transición a este patrón de flujo es definido por la condición de que las burbujas son las primeras en suspensión en el líquido o cuando las bolsas de gas, que tocan la parte superior de la tubería, se destruyen. Cuando esto sucede, la mayoría de las burbujas se encuentran cerca de la pared del tubo superior. A mayores tasas de líquido, las burbujas de gas se dispersan de manera más uniforme en toda la sección transversal de la tubería. La condición de flujo son las burbujas dispersas, como resultado de tasas altas de flujo de líquidos, las dos fases se están moviendo a la misma velocidad, y el flujo se considera homogénea antideslizante.



**Figura 1.2:** Los patrones de flujo en tuberías horizontales.

### 1.5. Modelos de Predicción de los patrones de flujo horizontal en SARFM

En el modelado mecanicista se trata de determinar y modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio, existe una amplia gama de estos modelos mecanicistas para determinar el patrón de flujo multifásico en tuberías horizontales dentro del SARFM, entre los que se encuentra los modelos mecanicistas de Taitel y Dukler (1976); Barnea, (1987), Xiao y otros, (1990) y Pertalas y Aziz (1998). Estos modelos son desarrollados y/o evaluados con datos experimentales con intervalos de operación específicos y en algunos casos muy limitados.

### 1.5.1. Xiao y colaboradores

Xiao y otros (1990) desarrollan un modelo para el flujo multifásico gas-líquido en tuberías horizontales. El modelo predice primero el modelo de flujo existente, y entonces calcula características de flujo como: estratificado liso (SS), estratificado ondulado (SW), intermitente (I), anular con líquido disperso (AD) y burbuja dispersa (DB), también la fracción volumétrica del líquido y por supuesto la caída de presión para cada patrón de flujo, trayendo como consecuencia el surgimiento de una nueva correlación que predice el factor de fricción interna bajo el flujo estratificado.

Xiao y otros (1990) desarrollan un modelo en base a los modelos más reciente en el área, y luego el modelo fue evaluado, usando data experimental, además fue comparado con correlaciones empíricas comunes. Implementaron el mismo método de desarrollo presente en los trabajos de Taitel y Dukler (1976), Taitel *et al.* (1980), Barnea *et al.* (1982a, 1982b y 1987), modificando y extendiendo dichos modelos para formar un modelo más amplio que abarcara todos los ángulos de inclinación.

En el modelo de Xiao y otros (1990) fueron presentadas tres transiciones principales, la transición estratificado-no estratificado, la transición intermitente-anular y la transición intermitente-burbuja dispersa. A su vez, el caso estratificado, se divide en dos regiones estratificado liso y estratificado ondulado.

En general, en este modelo se emplean los criterios de Taitel y Dukler (1976) para la predicción de los patrones de flujo, con unas pequeñas modificaciones. En el caso de la transición estratificado liso – estratificado ondulado, se usa el valor del coeficiente  $s=0,06$ . En el caso de tuberías inclinadas con el flujo descendente, el criterio de la transición estratificado liso – estratificado ondulado se basa en el criterio de Barnea y otros, 1982a:

$$\frac{U_L}{\sqrt{gh_L}} > 1.5 \quad (1.13)$$

Según el criterio original de Taitel y Dukler (1976), si el valor de  $H_L$  es mayor que 0,5 da origen a un patrón intermitente. Si el valor de  $H_L$  es menor que 0,5 se forma el patrón anular; sin embargo, Xiao y otros (1990) se apoyan en el criterio de Barnea y otros

(1982a), en el cual consideran que si el valor de  $H_L$  es menor que 0,35 se formará el patrón anular.

Xiao y otros (1990) sugieren resolver la ecuación combinada de momento de las fases y luego se puede determinar la  $H_L$  con la siguiente relación geométrica:

$$H_L = \frac{\theta - \text{sen}(\theta)}{2\pi} \quad (1.14)$$

Por ser el único dentro del simulador SARFM que se utiliza para crudos pesados y extrapesados y por ser un ajuste de los modelos mecanicistas antes mencionados, el modelo mecanicista desarrollado por Xiao y otros, (1990) resulta apropiado para determinar el comportamiento del flujo multifásico del oleoducto objeto de estudio en este trabajo.

## 1.6. Conclusión parcial del capítulo

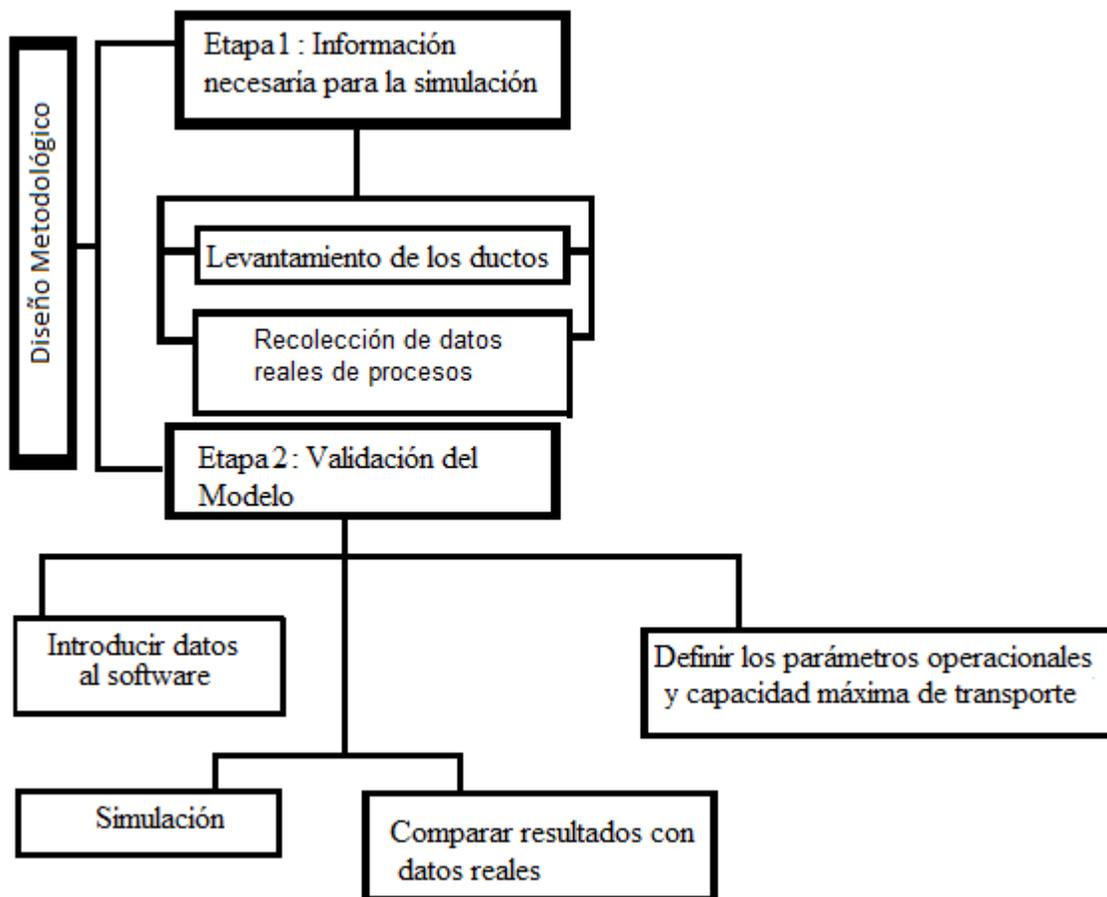
De la revisión bibliográfica se selecciona para la aplicación en este trabajo:

1. El modelo mecanicista Xiao *et al.*, (1990) para determinar el comportamiento del flujo multifásico en la Red Magistral Interna de la EPEPC.
2. Las ecuaciones de corrección, propuestas por De Ghetto para la determinación de la viscosidad del petróleo extrapesado vivo.
3. Las ecuaciones de corrección, propuestas por Glaso y De Ghetto para la determinación de la viscosidad del petróleo extrapesado muerto.
4. La correlación propuesta por Standing para la determinación de la cantidad de gas en solución.
5. El software analizador de redes de flujo multifásico (SARFM), como herramienta a utilizar en la evaluación del comportamiento del flujo multifásico en la Red Magistral Interna de la EPEPC.

## CAPITULO 2: DISEÑO METODOLÓGICO.

La investigación está encaminada a definir la capacidad máxima de transporte de fluido (petróleo + agua), a través de la evaluación del comportamiento del flujo multifásico, en la red magistral interna de la EPEPC, teniendo en cuenta la estructura de la misma y el comportamiento de cada uno de los parámetros que intervienen en el proceso.

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



**Figura 2.1** Cronograma de desarrollo de Investigación.

## **2.1. Descripción general y técnica de la red de transporte magistral**

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

### **2.1.1. Oleoducto del Ramal Este**

El oleoducto del Ramal Este fue construido en 1990 y se mantuvo en explotación 19 años. Debido a las características del suelo, la influencia del ambiente marino y el funcionamiento deficiente del sistema de protección catódica, el ducto ha tenido un deterioro por corrosión acelerada, lo que trajo como consecuencia varias averías con afectaciones al proceso productivo. Por lo que en el 2010 se realizó la sustitución de dicho oleoducto de 20 pulgadas, con una extensión de 2,5 km.

El mismo se encuentra soterrado en toda su extensión, el punto inicial está ubicado a la salida del cabezal de descarga de la Estación de Bombas y el punto final, en la Yee de interconexión de dicho oleoducto con el Oleoducto del Ramal Oeste.

La trayectoria de la traza se muestra en la Figura 2.2 donde se observar que la traza va paralela a la carretera de entrada a la estación de rebombeo, posteriormente cruza la autopista Cárdenas – Varadero y finalmente atraviesa la carretera de entrada al poblado de Guásima. (EPEPC, 2006)

El oleoducto inicialmente está diseñado para trabajar con una presión de 35 bar, con sistemas de protección por manómetro de contacto eléctrico a la descarga de las bombas, pero hoy en día trabaja una presión mínima y máxima permisible en un rango de los 9 a 15 bar, debido al bajo régimen de bombeo en el orden de los 200 a los 450 m<sup>3</sup>/d.



**Figura 2.2:** Traza de la ERE a la Yee de Intercepción.

### 2.1.2. Oleoducto del Ramal Oeste

El oleoducto del Ramal Oeste fue construido en el 2001 con 4,5 Km de longitud, con 13 años en explotación, el mismo se encuentra soterrado en toda su extensión a 1,5 m desde el centro de la tubería, el punto inicial está situado a 50 m después de la salida del colector de descarga de las bombas de la ERO, hasta la unión de los dos ramales en el punto de interconexión, “Y”, próximo a la Planta de Procesamiento de Crudo.

La trayectoria de la traza se muestra en la Figura 2.3, donde se observar que el primer paso soterrado se encuentra bajo la carretera a la salida de la estación, después cruza ese mismo sendero en dos ocasiones, posteriormente pasa debajo de la carretera del Central Humberto Álvarez y por último atraviesa la carretera vieja de Cárdenas Varadero muy cerca del poblado de “Vega” avanzando en paralelo al oleoducto va también el actual gasoducto del Ramal Oeste.

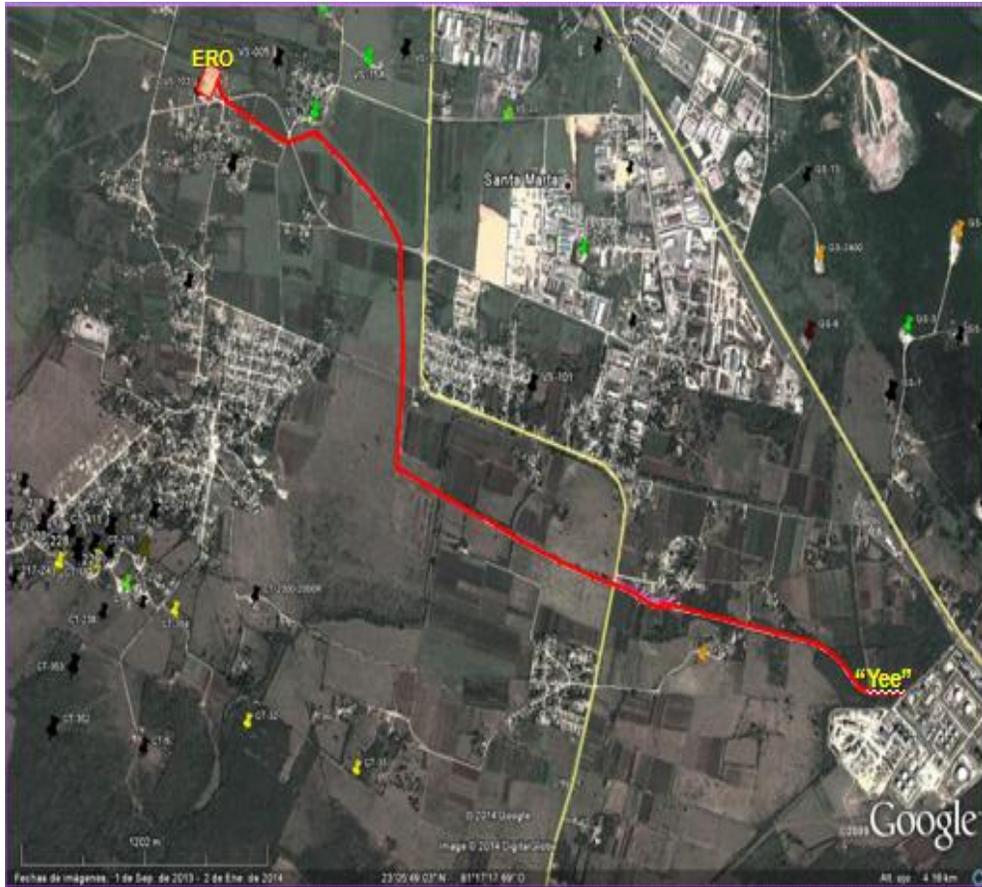
El oleoducto fue diseñado para trabajar con presiones hasta 35 bar, pero en las mediciones realizadas durante las averías en tramos cercanos a las mismas se encontraron espesores mínimos de 4,0 a 4,2 mm en la tubería de 20 pulgada, los cálculos de la máxima presión permisible de trabajo arrojaron que para el espesor mínimo detectado la presión de trabajo no podía exceder el valor de 22 bar, sin descartarse que pudieran existir otros puntos de menos espesor en otras zonas.

El informe realizado por el Grupo de Diagnóstico de la División Cárdenas de la (EMPet) recomendó mantener la presión de trabajo por debajo de 22 bar, insuficiente dado el desarrollo de Varadero en ese momento y más aún con el incremento que se prevé en cuanto a niveles de producción.

Este oleoducto tiene más de 8 averías importantes una de las cuales contaminó el arroyo intermitente aledaño al poblado de Guásimas. En estas averías se pudo observar que en general el estado de conservación del recubrimiento es bueno y no se aprecia corrosión externa generalizada.

Dada las características del fluido que se trasiega por el oleoducto, el que está compuesto por crudo, agua residual y gas acompañante, generalmente la tubería se daña en la parte inferior, por corrosión interna, que es provocada fundamentalmente por el agua residual, la cual se torna más abrasiva con el aumento de la presión y más aún cuando su deposición es en zonas bajas, lo que provoca que el conducto sufra una gran corrosión interna que ha llegado a pérdidas de espesores considerables, como consecuencia de ello el oleoducto ha colapsado en reiteradas ocasiones.

El impacto del daño de cada una de las averías, así como los recursos a movilizar para mitigar el mismo son muy altos, además de que ellas ocurren en áreas aledañas a la población, tal es el caso de la misma ERO donde las casas están situadas a 10 m del ducto. (EPEPC, 2001)



**Figura 2.3:** Traza de la ERO a la Yee de Intercepción.

### **2.1.3. Oleoducto de Interconexión de los Ramales a la Planta de Procesamiento de Crudo (PPC).**

La trayectoria de la traza se muestra en la Figura 2.4, el oleoducto tiene una extensión completamente aérea, exceptuando el tramo soterrado de 12,75 m en la carretera que comunica la Planta de ENERGAS con la PPC. Posteriormente continúa paralela a la vía de entrada a la PPC donde existen 3 pasos de calle aéreos de 5 m de altura, antes de la entrada de los intercambiadores de calor en espiral.



**Figura 2.4:** Traza del punto de Interconexión a la Planta de Procesamiento de Crudo.

## 2.2. Parámetros de operacionales de la ERE y la ERO.

Los parámetros operacionales de la ERE y la ERO fueron tomados de la base de datos de la EPEPC, correspondiente a los meses de enero a mayo del año 2014 como se muestra en el Anexo 5 y Anexo 6, para la recopilación y procesamiento de las bases de datos utilizadas, se utiliza el *software* estadístico *Stathgraphic 5,0* y la hoja de cálculo *Microsoft Excel*.

Para el procesamiento estadístico de las variables se utiliza:

- La estadística descriptiva:
  - Medidas de tendencia central: la media aritmética.
  - Medidas de dispersión: la desviación estándar, coeficiente de variación.

La Tabla 2.1 muestra los valores de presión promedio, de trabajo de la ERE y la ERO, además de los valores máximos y mínimos de presión de los meses de: enero, febrero, marzo, abril y mayo.

**Tabla 2.1** Parámetros operacionales de la ERE y la ERO

<b>Parámetros</b>	<b>Enero</b>	<b>Febrero</b>	<b>Marzo</b>	<b>Abril</b>	<b>Mayo</b>
<b>ERO</b>					
Pmin (bar)	18,53	15,08	14,48	13,18	12,67
Pmax (bar)	21,65	19,52	17,37	17,16	15,3
P promedio (bar)	19,84	17,32	18,68	18,72	16,00
Cant valores>20 bar	13	0	0	0	0
Cant>21	6	0	0	0	0
Cant>22	0	0	0	0	0
<b>ERE</b>					
Pmax (bar)	14,18	13,12	14,15	14,04	12,32
P promedio (bar)	12,90	10,73	11,81	11,83	11,00

### **2.3. Composición físico - química del Fluido.**

El fluido transportado por la RMI, representa el 98% de la producción de la EPEPC, por lo que se requiere conocer la información completa de las propiedades físicas y químicas de los componentes y pseudocomponentes definidos para la mezcla de fluido a evaluar; ésta consiste de composición molar, caracterización de componentes pesados la cual puede ser generada a partir de un análisis composicional y mediante ecuaciones de estado.

El crudo proveniente de los centros colectores de las estaciones de rebombeo ERE y ERO, tiene como promedio 9,3 °API, y para mejorar el transporte del flujo de fluido por el oleoducto, se dosifica en la ERO con la mezcla de las sustancias tenso activas Solquisa D37 y ViscosinDP2030 a 118,36 ppm, también se le adicionan sustancias reductoras de viscosidad, en este caso la Nafta a 2,5%, quedando un crudo de 10,5 °API. En el caso de la estación de rebombeo del este no se dosifica al ser este ramal totalmente gasífero.

Es importante aclarar que estos datos fueron obtenidos de un análisis de 3 muestras de la ERO, ERE y la PPC realizados el 13 de Julio del 2013 por los laboratorios canadienses AGAT. (Laboratorios AGAT, 2013)

En las Tabla 2.2 y Tabla 2.3 se puede observar las propiedades físicas y químicas del fluido a la salida de las estaciones de rebombeo y a la entrada de la planta de procesamiento de crudo.

**Tabla 2.2** Propiedades físicas del fluido.

Propiedad	Valor	Unidad
Densidad del líquido	998,4	Kg/m <sup>3</sup>
Densidad del gas	14,10	Kg/m <sup>3</sup>
Gravedad API	9 – 10,5	°API

**Tabla 2.3** Composición cromatográfica del petróleo Varadero.

Rango	Componente	Fracción Molar	Fracción Másica	Fracción Volumétrica
36.1 - 68.9	HEXANES..... C6	0.0002	0.0000	0.0001
68.9 - 98.3	HEPTANES..... C7	0.0227	0.0075	0.0087
98.3 - 125.6	OCTANES..... C8	0.0498	0.0187	0.0211
125.6 - 150.6	NONANES..... C9	0.0576	0.0243	0.0268
150.6 - 173.9	DECANES..... C10	0.0359	0.0168	0.0182
173.9 - 196.1	UNDECANES..... C11	0.0117	0.0060	0.0064
196.1 - 215.0	DODECANES..... C12	0.0166	0.0093	0.0099
215.0 - 235.0	TRIDECANES..... C13	0.0241	0.0146	0.0153
235.0 - 252.2	TETRADECANES..... C14	0.0293	0.0191	0.0199
252.2 - 270.6	PENTADECANES..... C15	0.0355	0.0248	0.0256
270.6 - 287.8	HEXADECANES..... C16	0.0201	0.0150	0.0154
287.8 - 302.8	HEPTADECANES..... C17	0.0225	0.0178	0.0182
302.8 - 317.2	OCTADECANES..... C18	0.0226	0.0189	0.0192
317.2 - 330.0	NONADECANES..... C19	0.0145	0.0128	0.0129
330.0 - 344.4	EICOSANES..... C20	0.0136	0.0126	0.0127
344.4 - 357.2	HENEICOSANES..... C21	0.0184	0.0180	0.0180
357.2 - 369.4	DOCOSANES..... C22	0.0272	0.0278	0.0278
369.4 - 380.0	TRICOSANES..... C23	0.0200	0.0214	0.0213
380.0 - 391.1	TETRACOSANES..... C24	0.0234	0.0261	0.0259
391.1 - 401.7	PENTACOSANES..... C25	0.0313	0.0363	0.0360
401.7 - 412.2	HEXACOSANES..... C26	0.0395	0.0477	0.0471
412.2 - 422.2	HEPTACOSANES..... C27	0.0371	0.0465	0.0459
422.2 - 431.7	OCTACOSANES..... C28	0.0610	0.0793	0.0782
431.7 - 441.1	NONACOSANES..... C29	0.0600	0.0807	0.0793
441.1 - PLUS	TRIACONTANES C30+	0.2802	0.3898	0.3822

Rango	Componente		Fracción Molar	Fracción Másica	Fracción Volumétrica
80.0	BENZENE.....	C6	0.0003	0.0001	0.0001
110.6	TOLUENE.....	C7	0.0026	0.0008	0.0007
136.2	ETHYLBENZENE.....	C8	0.0023	0.0008	0.0007
138.4 - 144.4	XYLENES.....	C8	0.0046	0.0016	0.0015
168.9	1,2,4 TRIMETHYLBENZENE	C9	0.0025	0.0010	0.0009

Rango	Componente		Fracción Molar	fracción Másica	Fracción Volumétrica
48.9	CYCLOPENTANE.....	CC5	0.0000	0.0000	0.0000
72.2	METHYLCYCLOPENTANE.....	MCC5	0.0018	0.0005	0.0005
81.1	CYCLOHEXANE.....	CC6	0.0004	0.0001	0.0001
101.1	METHYLCYCLOHEXANE.....	MCC6	0.0102	0.0033	0.0034

## 2.4. Descripción del modelo de simulación.

El *Software* Analizador de Redes de flujo multifásico (SARFM) es un modelo de dos fluidos, unidimensional y dinámico (válido para régimen transitorio), en el que se especifica un sistema de ecuaciones constituido por las ecuaciones de conservación, momento y energía; y ecuaciones de ajuste, definidas mediante correlaciones de flujo, además de condiciones iniciales y de frontera, para resolver esta serie de ecuaciones dentro de SARFM, se selecciona los métodos implícitos por ser los más adecuados al tratar con transitorios lentos.

La especificación de condiciones iniciales permite que el simulador genere las condiciones de operación del sistema en estado “estacionario”, lo cual es esencial, para modelar y simular en este software.

La información que se necesita como entrada a SARFM consiste de 7 pasos. Dos de ellos son indispensables y cinco opcionales. El primero contiene la información particular del caso de estudio tal como la geometría, las condiciones operativas, las variables que se solicitan como salida, etc. Toda esta información está organizada en grupos de elementos físicos similares.

El segundo de estos archivos contiene las tablas de propiedades de los fluidos, el cual es una parte clave para el correcto funcionamiento de SARFM. EL simulador es capaz de estimar las propiedades PVT del fluido a partir de ecuaciones de estado, además de poseer una base de datos con las propiedades de los principales fluidos hidrocarburos y no hidrocarburos, lo que demuestra el gran carácter predictivo del simulador.

La información opcional está constituida por datos de equipo de proceso como bombas y compresores (cuando se desean incorporar al sistema de estudio), de otros datos (cuando se requieren realizar, por ejemplo, estudios de depósito de asfáltenos o de formación de hidratos) y de archivos como el de reinicio o “*restart*” (cuando se desea que el sistema realice determinados cálculos, tomando como punto de partida la información referente a un cierto tiempo, resultado de cálculos anteriormente realizados). No es necesaria en este estudio dicha información opcional. (Schlumberger, 2008)

## **2.5. Metodología a seguir para usar el software de simulación**

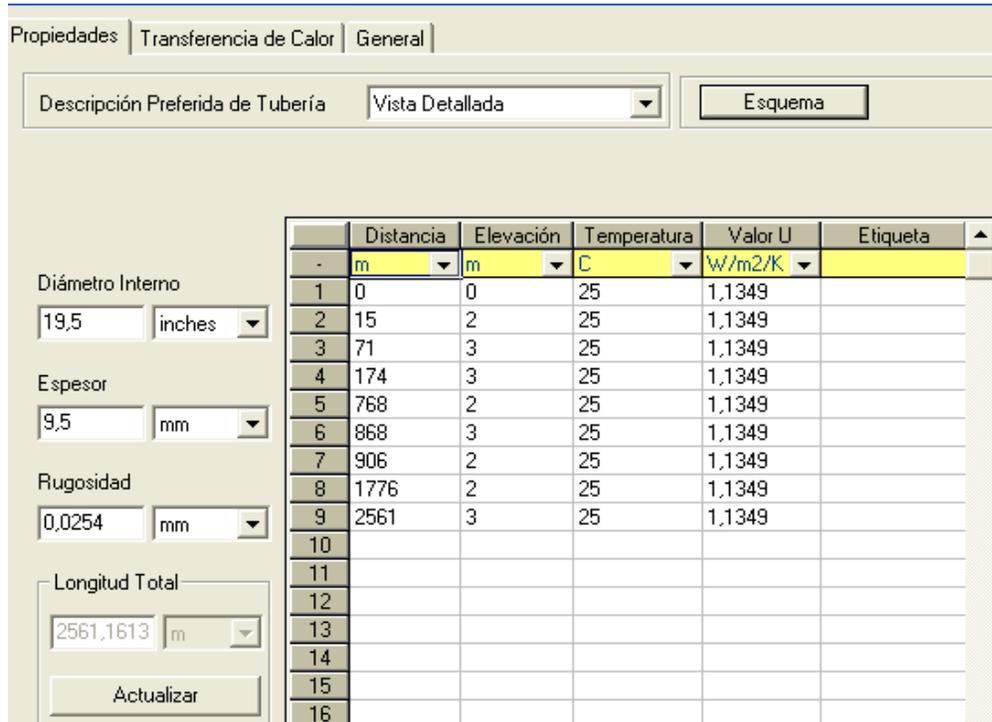
### **2.5.1. Datos del perfil topográfico**

Cuando se simula el trasiego de un fluido a través de una tubería, es muy importante la construcción del perfil del oleoducto ya que cualquier cambio de nivel que ocurra en el ducto, influye en la caída de presión.

Los datos de distancia y altura se introducen de acuerdo al perfil topográfico del oleoducto dentro del SARFM para el primer segmento del oleoducto, de la ERE a la Yee de intercepción. Lo mismo se hace con el segundo y tercer segmento, de ERO a la Yee y de la Yee a la PPC.

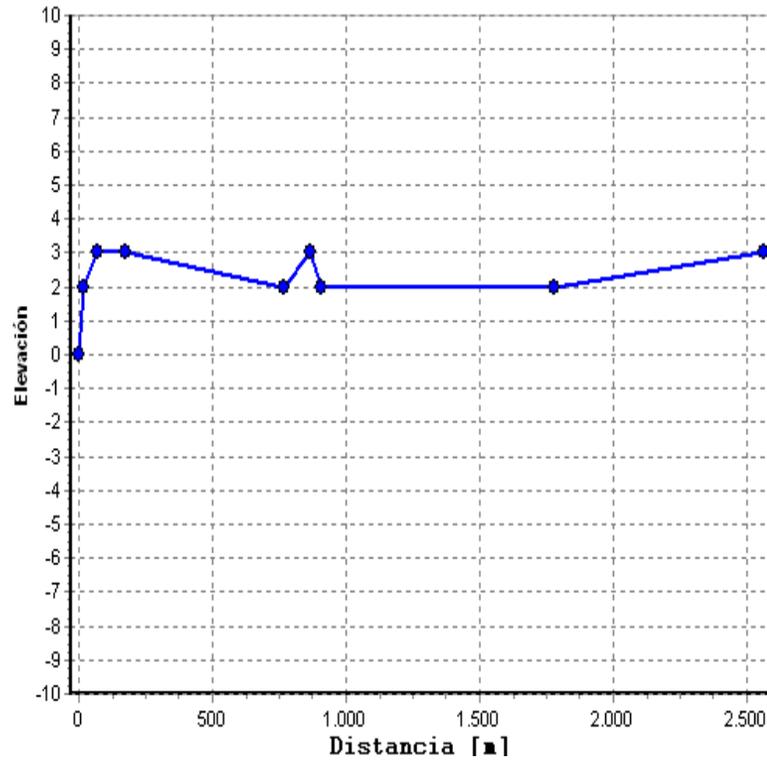
En la Figura 2.4, se muestra los datos geométricos y topográficos, correspondientes al tramo que abarca desde la ERE - Y. En el lado izquierdo, se muestran las propiedades geométricas, como son el diámetro interno y la longitud total del tramo; el espesor de la pared y la rugosidad se eligen por defecto. Al lado derecho están presente las características topográficas, como son, distancia (comienza en cero) con su altura

correspondiente, la temperatura ambiental y el coeficiente de transferencia de calor (valor U). Los datos geométricos para el tramo ERO-Y- PPC se muestran en el Anexo 7 y Anexo 8.



**Figura 2.4:**Datos geométricos correspondientes al tramo ERE- Y

Al presionar el botón Esquema de la Figura 2.4 se obtiene el perfil topográfico del tramo ERE – Y. En la Figura 2.5 se muestra dicho perfil con la elevación y la distancia, dadas en metros.



**Figura 2.5** Perfil topográfico correspondiente al tramo ERE - Y

En la Figura 2.6 en su parte izquierda, es posible introducir valores de conductividad térmica en dependencia de recubrimiento externo que posea la tubería, el caso de estudio por solo estar soterrado y no tener recubrimientos considerables, no se introducen datos en este acápite, en este lado también aparece calculado el valor del diámetro externo de la tubería, que se obtiene sumando el espesor de la pared (doble), más el diámetro interno, valores que se introducen en la ventana que se muestra en la Figura 2.6, y en la parte derecha se introduce el coeficiente de transferencia de calor, que es resultado de una combinación entre la conductividad de la tubería y del terreno y del fluido ambiental, los datos de conductividad para tuberías de acero, velocidad del fluido ambiental (aire en el caso de estudio) y de la conductividad del terreno, se dejan por defecto al no contar la EPEPC con estos datos. La profundidad de enterramiento se introdujo manualmente según la los datos técnicos de la RMI que aparecen en la página 27.

Propiedades | Transferencia de Calor | General

Modo  
 Incluir valor de U     Calcular el valor de U

Recubrimiento de Tubería (empezando desde la superficie)

	K	Espesor	Descripción
-	W/m/K	mm	(Optional)
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			

Diámetro Externo Total de la Tubería: 508 mm

Conductividad de la Tubería: 60.549998 W/m/K

Fluido Ambiental  
 Aire     Agua

Velocidad: 0.03048 m/s

Datos de Enterramiento de Línea  
 Profundidad de Enterramiento: 1.5 m  
 Terreno Conductividad: 2.5949999 W/m/K  
 Completamente enterrado (centro bajo)

**Figura 2.6:** Datos de transferencia de calor para todos los tramos de la RMI

### 2.5.2. Datos del crudo que se circula por el oleoducto

El fluido transportado en la RMI es un crudo de pesado a extrapesado correspondiente al 98 % de la producción de petróleo y al 100 % de la producción de gas de la EPEPC, es importante introducir los datos lo más similar posible a la realidad, debido a que en dependencia de cuan cercano estén a la realidad, será la calidad de la simulación, esto sin restar importancia al perfil que como se dijo con anterioridad, es el otro parámetro de gran importancia. En la Figura 2.7 se muestra los datos de las propiedades físicas del crudo, en la parte izquierda se introduce el nombre, el porcentaje de agua y sólido (BSW), la relación gas petróleo y los °API, en el Anexo 9 se muestran los propiedades físicas correspondiente al tramo ERO - Y-PPC.

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contaminantes (Opc)

Importar...  
Exportar

Nombre del Fluido: Varadero ERE | Comentario Opcional: -

Propiedades a Condiciones Estándar:

- WCut: 31,38 %
- GOR: 1861,58 sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>
- S.G. Gas: 1,42
- S.G. Agua: 1,02
- API: 9

Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado):

- Presión: [ ] bara
- Temperatura: [ ] C
- Rsb: [ ] sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>

Correlación de Gas en Solución:

- R<sub>s</sub> y P<sub>b</sub>: Standing

**Figura 2.7:** Propiedades físicas del petróleo crudo del tramo ERE – Y.

Para el cálculo de la viscosidad del petróleo vivo es la De Ghetto y para el petróleo muerto la correlación escogida es la de Glaso, ya que son las que más se asemeja a las características del crudo para este ramal, en el Anexo10 se muestra los datos de viscosidad para el tramo ERO-Y-PPC. En la Figura 2.8

se muestra los datos correspondientes a las viscosidades de petróleos vivo y muerto para el ramal Este del yacimiento Varadero.

Propiedades "Black Oil" Datos de Viscosidad Calib

Viscosidad del Crudo Muerto

Correlación: Glaso

Temperatura	Viscosidad
30 C	14798,405 cP
50 C	4124,2687 cP

API = 9

Viscosidad del Crudo Vivo

De Ghetto et al.

**Figura 2.8:** Datos de viscosidad del crudo del tramo ERE – Y.

### 2.5.3. Correlaciones de flujo seleccionadas

Una vez que se introdujeron los datos del perfil topográfico y los datos del fluido que circula por la misma, es necesario escoger las correlaciones para flujo horizontal que más se ajuste a las condiciones de topografía y al tipo de fluido.

En la Figura 2.9 se muestran la ventana para la elección de la correlación de flujo, en este caso la correlación seleccionada es: Xiao (1990) de acuerdo a las conclusiones del Capítulo 1.

Correlaciones de Flujo | Control de opciones

Flujo Vertical (Multifásico)

Fuente: bja

Correlación: Duns & Ros

Factor de Fricción: 1      Factor de Colgamiento: 1

Flujo Horizontal (Multifásico)

Fuente: bja

Correlación: Xiao

Factor de Fricción: 1      Factor de Colgamiento: 1

Ángulo de cambio Vertical-Horizontal de Correlación de Flujo

Ángulo de Cambio: 45 (0-90) grados de la horizontal      45 (0-90) desviación de la vertical

Monofásico

Correlación: Moody

**Figura 2.9.** Correlaciones de flujo seleccionadas

Después de introducir dentro del SARFM, el perfil topográfico, las propiedades del crudo, y seleccionar las correlaciones de flujo, entonces se realiza la simulación.

## 2.6. Validación del modelo de simulación.

Para la validación del modelo de simulación da la RMI, primero se hace un ajuste al caso base y después un análisis de sensibilidad. Al realizar cualquier estudio de simulación, independientemente de la metodología o herramienta que se utilice, es necesario definir y precisar los diferentes escenarios que se desea analizar, y será mayor la posibilidad de efectuar un estudio exitoso.

### 2.6.1 Ajuste del modelo de simulación a través del Caso Base.

Para hacer el ajuste al caso base, se hace una simulación con las condiciones actuales de operación y se compararan estos datos, con los registros de presión y flujo bombeado de la ERE y ERO.

En la ERO y la ERE los parámetros de presión son tomados cada un 1 hora y el flujo de fluido es medido a través de los partes del flujo recibido de cada uno de los centros colectores que tributan en ellas cada 6 horas.

Las condiciones de referencia para la evaluación del caso base son las siguientes:

1. El sistema presenta un control de presión a la entrada de la PPC, que regula la presión de trabajo en 7 [bar].
2. La presión promedio reflejada a la salida de las bombas del ramal oeste, es de 16 [bar], y para el ramal este de 11 [bar].
3. Los datos de flujo real bombeado se muestran en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** con los valores promedios correspondientes a cada mes.

En la Tabla 2.4 se muestran los valores promedio de presión y flujo real bombeado correspondientes a los meses de enero a mayo de 2014.

**Tabla 2.4.** Flujo Real Bombeado y presión promedio.

Meses	ERE		ERO	
	FB, m <sup>3</sup> /d	Ps, bar	FB, m <sup>3</sup> /d	Ps, bar
Enero	496,08	12,90	4404,75	19,84
Febrero	233,58	10,73	4000,31	17,54
Marzo	430,04	11,81	4123,73	17,68
Abril	449,09	11,83	4240,95	18,72
Mayo	411,50	11,00	3342,85	16,00

Para el inicio de la simulación se trabaja con las condiciones de frontera específicas y los datos reales de procesos de las estaciones de la ERE y la ERO (Presión de salida, P<sub>s</sub> y flujo real bombeado, FB) y la Planta de Procesamiento de Crudo (Presión de

entrada,  $P_e$ ), que según de definió es un valor fijo de 7 bar, y para poder realizar la simulación de este ejemplo (caso base), se introdujeron todas las características que se mencionaron anteriormente en el SARFM. De esta forma se introducen al modelo los datos de flujo real bombeado promedios obtenidos para cada mes (Tabla 2.4) y se adquiere como respuesta del software las presiones  $P_s$  para la ERE y la ERO. Estos últimos resultados se comparan con las presiones  $P_s$  reales promediadas ya mostradas en la Tabla 2.4. Además se calcula el coeficiente de variación y de desviación estándar de estos valores que deben ser menor que el 12%, para que sean confiables y poder realizar la comparación con los datos obtenidos mediante simulación. Luego se calcula el error relativo entre el promedio de presión de los meses seleccionados y los datos ofrecidos por el simulador con las condiciones actuales de operación, si este error es menos de un 10 %, entonces se está en condiciones de hacer el análisis de sensibilidad.

### **2.6.2 Análisis de sensibilidad.**

Para realizar el análisis de sensibilidad se varía respecto a las condiciones actuales de operación, el flujo bombeado de la ERO en el rango de 3000 a 4000 m<sup>3</sup>/d y el de la ERE en el rango de 150 a 430 m<sup>3</sup>/d y se van observando las presiones de salida de la ERO y la ERE y la de entrada a la PPC, durante la verificación de los resultados ofrecidos por el SARFM. Se registran los resultados obtenidos y se construyen gráficos para comprobar la sensibilidad del modelo ante variaciones de los parámetros.

### **2.7. Determinación de la capacidad máxima de transporte de la RMI.**

Para determinar la capacidad máxima de transporte de la RMI, con el SARFM se establecen las condiciones de frontera para la variación de los parámetros operacionales y se estima el flujo a incrementar, con el cual el comportamiento operacional del oleoducto no exceda la presión de trabajo máxima permisible de salida, para la ERO 22 bar, para la ERE 15 bar porque cualquier problema que ocurra

en la traza del oleoducto, se manifiesta posteriormente en todo el ducto. Para ello se crea el siguiente escenario:

Según el departamento técnico de la EPEPC el incremento del flujo de fluido prospecto para el 2015 es  $1000 \text{ m}^3$  para el ramal oeste, a partir de  $4500 \text{ m}^3/\text{d}$  que se reporta como promedio para el ramal y se requiere conocer la capacidad máxima de transporte del oleoducto; mediante el análisis del efecto que la variación de los principales parámetros operacionales (flujo de fluido, y fijando la presión de salida,  $P_s$  de la ERO en 22 bar) tienen sobre el comportamiento del sistema de transporte.

Es bueno aclarar que para realizar la simulación del escenario planteado se toma como valor de flujo en la ERE  $500 \text{ m}^3/\text{d}$ , por ser el máximo valor reportado hasta el momento y que los incrementos previstos se establecen de forma paulatina es decir, en un rango de  $200 \text{ m}^3/\text{d}$ .

### **2.7.1. Estudio de patrones de flujo**

Los fenómenos de transporte de flujo multifásico presentan un comportamiento muy diferente a la hidráulica normal de los fenómenos de transporte de flujo monofásico, de ahí que las diferentes relaciones y velocidades superficiales entre cada uno de los fluidos que componen la mezcla multifásica (gas-líquido), definen asociado con la topografía de la zona, los diferentes patrones de flujo, los cuales pueden modificar sensiblemente el gradiente de presión o la presión resultante a la descarga de las bombas a la salida de las estaciones de bombeo; puntualizando puntos críticos de presión de operación en la ERO y la ERE.

Para el estudio de los patrones de flujo se registran para los dos ramales y la PPC el tipo de patrón de flujo reportado por el software en cada una de las corridas realizadas para determinar el flujo máximo de la RMI.

## CAPITULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Mediante el análisis de los resultados de las simulaciones realizadas, se establece la incidencia que tienen los parámetros de presión y flujo de fluido sobre el comportamiento del OMI. Además, se valida el modelo de simulación mediante la comparación de los datos calculados por el SARFM y los reales de proceso de las estaciones de bombeo ERE y ERO, y se determina la capacidad máxima de transporte de la RMI.

### 3.1. Validación del modelo

La validación del modelo de simulación se realiza a través de la toma de las presiones reales en la ERE, ERO y la PPC, además de los flujos bombeado (FB) por las estaciones de bombeo y se compara con las obtenidas por simulación. En la Tabla 3.1 se muestra los parámetros operacionales utilizados en el caso base, los mismos son establecidos para regir el funcionamiento de la RMI en la actualidad.

**Tabla 3.1** :Promedio mensual de flujo y presión en la ERE y la ERO.

Parámetros	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
<b>ERO</b>					
FB promedio(m <sup>3</sup> /d)	4404,75	4000,31	4123,73	4240,95	3342,85
Desviación FB	131,04	559,86	411,52	439,31	251,27
Coef. variación	2,97	13,99	9,98	10,36	7,52
Ps promedio(bar)	19,00	17,54	19,68	18,72	16,00
Desviación PB	1,04	1,20	0,98	0,88	0,68
Coef. variación	5,47	6,84	5,24	4,70	4,25
<b>ERE</b>					
FB promedio(m <sup>3</sup> /d)	496,08	233,58	430,04	449,09	411,50
Desviación FB	33,14	30,68	43,22	42,45	33,77
Coef. variación	6,68	13,13	10,05	9,45	8,20
Ps promedio(bar)	12,90	10,73	11,81	11,83	11,00
Desviación PB	1,03	1,48	1,16	1,05	0,64
Coef. variación	7,98	13,79	9,82	8,87	5,81

Para seleccionar los valores a utilizar en el análisis del caso base, se toma como referencia el parámetro estadístico de coeficiente de variación, asumiendo un valor del 12% como el máximo permisible. En el caso del flujo bombeado y la presión en la

ERE y ERO se utilizan los meses de: enero, marzo, abril y mayo, mientras que se desecha el mes de febrero por presentar coeficiente de variación superior al 12 %.

### 3.1.1. Análisis del Caso Base.

En la Tabla 3.2 se muestran los datos que se obtienen de la simulación con los parámetros del caso base, estos resultados se obtuvieron fijando la presión a la entrada de la planta de procesamiento de crudo, y variando el caudal en la ERE y la ERO.

**Tabla 3.2: Resultados obtenidos para el caso base.**

Meses	ERO		ERE		Presión Y bar
	Ps, bar	FB, m <sup>3</sup> /d	Ps, bar	FB, m <sup>3</sup> /d	
Enero	19,90	4404,75	13,22	496,08	9,36
Marzo	18,37	4123,73	11,17	430,04	9,02
Abril	18,78	4240,95	12,43	449,09	9,14
Mayo	16,98	3342,85	11,72	411,50	8,48

En la Tabla 3.3 se muestra el error relativo para el caso base de simulación, el mismo se obtuvo mediante la diferencia de los datos reales y los obtenidos por simulación. Además se observa que el error relativo es inferior a un 10%, por lo que con el posterior análisis de sensibilidad se puede validar el modelo de simulación.

**Tabla 3.3: Error relativo para el caso base de simulación.**

Error relativo entre los valores medidos y calculados por SARFM, bar					
ERO			ERE		
Ps Medida	Ps Calculada	Error relativo %	Ps Medida	Ps Calculada	Error relativo %
19,84	19,90	0,30	12,9	13,22	2,42
17,68	18,37	3,76	10,81	11,17	3,22
18,72	18,78	0,32	11,83	12,43	5,07
16,00	16,98	5,77	11,00	11,72	6,55

### 3.1.2. Análisis de sensibilidad del modelo respecto al caso base.

Después de hecho el ajuste al caso baso se procede al análisis de sensibilidad, mediante la variación del flujo de fluido a la salida de la ERO, manteniendo constante, la presión de entrada a la PPC fija en 7 bar y el flujo en la ERE para cada

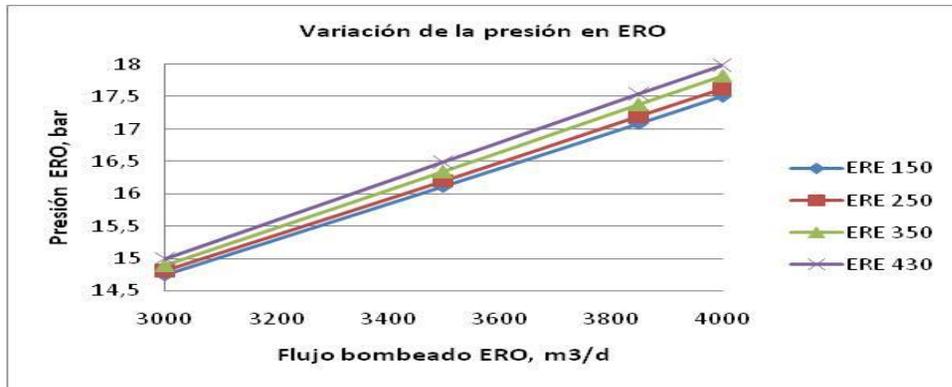
variación, según lo explicado en el epígrafe 2.6.2, reportando la incidencia que tienen estas variaciones sobre el comportamiento del oleoducto.

En la Tabla 3.4 se muestra el resumen del análisis de sensibilidad realizado a través de variaciones del flujo de fluido en la ERO y la ERE. Estos resultados muestran el aumento de las presiones a medida que aumentan los flujos para los dos ramales. Las presiones Ps en la ERO varían entre 14,75 y 17,99 bar mientras que las presiones Ps en la ERE varían entre 9,04 y 12,09 bar. Estos valores de presión obtenidos no exceden los 15 y 22 bar de presión máxima permisible en cada ramal. La presión reportada en la Y también presenta variaciones aunque en un rango más estrecho de 8,05 - 8,94 bar.

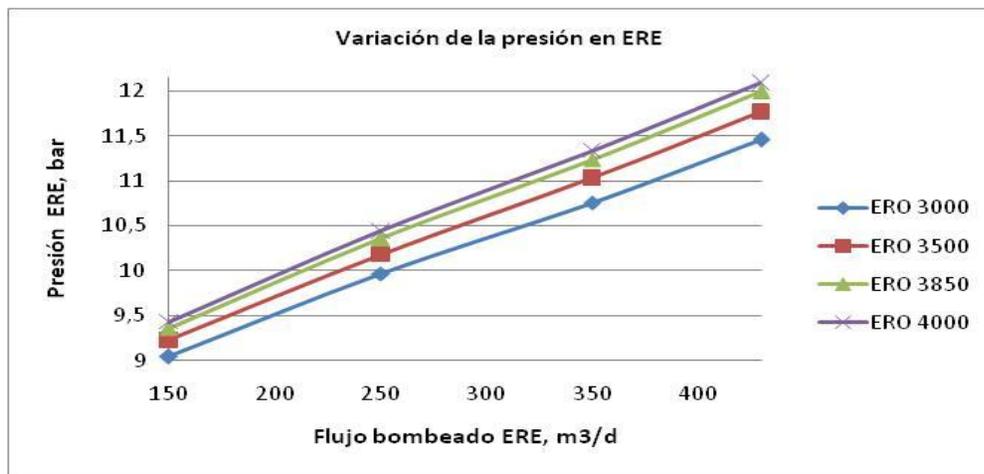
**Tabla 3.4:** Resultados del análisis de sensibilidad de la ERO.

Casos	ERO		ERE		Presión en Y (bar)
	FB(m <sup>3</sup> /d)	Ps(bar)	FB(m <sup>3</sup> /d)	Ps(bar)	
1	3000	14,75	150	9,04	8,05
2	3500	16,12	150	9,23	8,25
3	3850	17,09	150	9,36	8,39
4	4000	17,51	150	9,43	8,45
5	3000	14,81	250	9,97	8,12
6	3500	16,2	250	10,18	8,33
7	3850	17,2	250	10,36	8,50
8	4000	17,63	250	10,44	8,58
9	3000	14,89	350	10,76	8,19
10	3500	16,34	350	11,03	8,47
11	3850	17,38	350	11,24	8,68
12	4000	17,82	350	11,34	8,78
13	3000	15,00	430	11,46	8,31
14	3500	16,49	430	11,77	8,62
15	3850	17,54	430	11,99	8,85
16	4000	17,99	430	12,09	8,94

En las Figura 3.1 y Figura 3.2 se muestran los resultados obtenidos de la variación del flujo de fluido a la salida de la ERO y la ERE donde se demuestra que a medida que va aumentando el flujo de fluido la presión aumenta para los dos ramales.

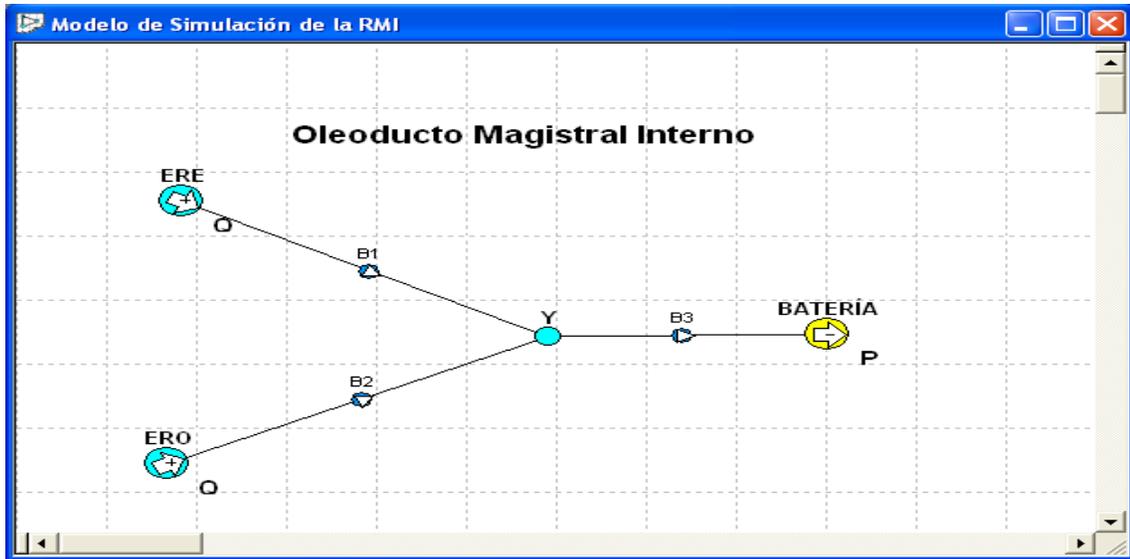


**Figura 3.1:** Variación de presión en la ERO



**Figura 3.2:** Variación de presión en la ERE

Del análisis de sensibilidad mostrado en la Tabla 3.4 y las Figura 3.1, Figura 3.2 se observa que el modelo de simulación responde apropiadamente a las variaciones del flujo tanto en la ERO como en la ERE, de una manera estable frente a las variaciones realizadas para las condiciones de frontera definidas en los casos analizados, por ende, después de hecho el ajuste al caso base y realizado el análisis de sensibilidad queda validado el modelo de simulación el cual se puede observar en la Figura 3.3.



**Figura 3.3:** Modelo de Simulación de la RMI.

### 3.2. Determinación de la capacidad máxima de transporte de la RMI y los patrones de flujo.

En la determinación de la capacidad máxima de transporte de la RMI se tomaron dos condiciones como punto de partida, manteniendo fijo el valor de flujo en la ERE en 500 m<sup>3</sup>/d y la presión a la entrada de la PPC en 7 bar, incrementando en 200 m<sup>3</sup>/d el valor de flujo en la ERO a partir de los 4500 m<sup>3</sup>/d.

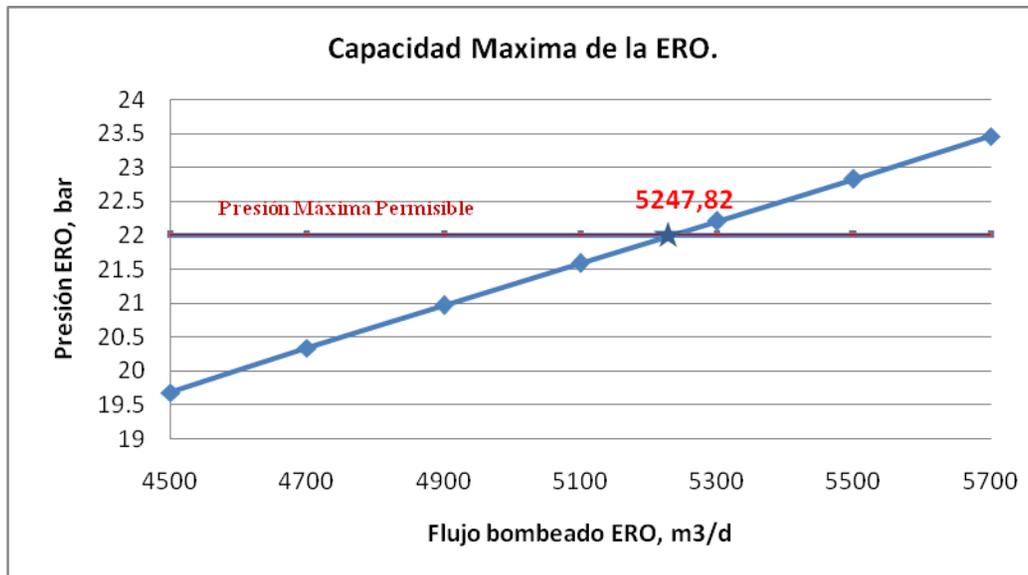
La Tabla 3.5 muestra los resultados del comportamiento de la presión para las corridas realizadas, además del patrón de flujo existente para el tramo de la ERE – Y, y de la ERO – Y (propuesto por Xiao).

**Tabla 3.5:** Comportamiento de la Ps mediante los incrementos previstos.

ERO			ERE		
FB(m <sup>3</sup> /d)	Ps(bar)	Patrón	FB(m <sup>3</sup> /d)	Ps(bar)	Patrón
4500	19,68	Intermitente	500	13,33	Segregado
4700	20,34	Intermitente	500	13,47	Segregado
4900	20,97	Intermitente	500	13,62	Segregado
5100	21,59	Intermitente	500	13,76	Segregado
5300	22,21	Intermitente	500	13,92	Segregado
5500	22,83	Intermitente	500	14,08	Segregado
5700	23,46	Intermitente	500	14,23	Segregado

En Tabla 3.5 se detecta que la RMI no es capaz de soportar con las condiciones técnicas actuales el incremento de los 1000 m<sup>3</sup>/día previstos para el ramal Oeste, ya que el SARFM reporta que para un flujo de 5300 m<sup>3</sup>/d en la ERO, la presión de salida excede la presión permisible para el ramal Oeste del yacimiento Varadero, de 22 bar, alcanzando la presión de 22,83 bar para el flujo de 5500 m<sup>3</sup>/d correspondiente al incremento previsto. De las corridas realizadas se obtiene además que la presión en la ERE no excede la presión permisible de 15 bar.

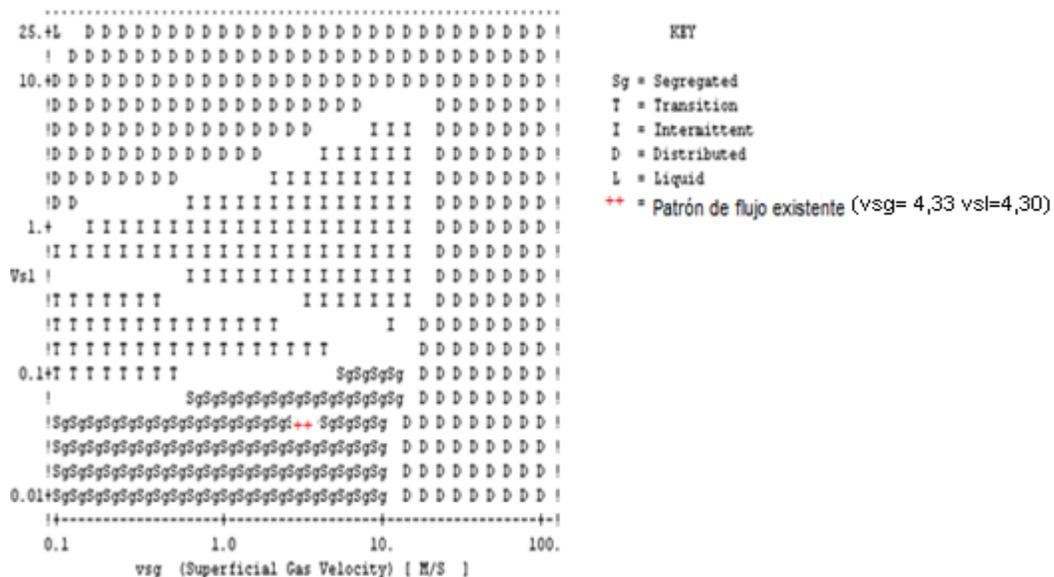
En la determinación de la capacidad máxima permisible de la RMI se realizó una corrida adicional fijando el valor de presión en la ERO de 22 bar para obtener el valor de flujo máximo que reporta el SARFM para ese ramal. Se obtuvo así que la capacidad máxima de flujo permisible es de **5247,82 m<sup>3</sup>/día** porque es cuando alcanza la presión de operación máxima para el ramal oeste. Este valor se ilustra en la Figura 3.4 conjuntamente con los resultados para cada uno de los incrementos previstos, para las dos condiciones de referencia. Por lo tanto la capacidad máxima de la RMI sería de **5747,82 m<sup>3</sup>/día** considerando el flujo por ambos ramales.



**Figura 3.4 :Capacidad maxima de transporte de la ERO.**

En la Tabla 3.5 se reporta además los patrones de flujo obtenidos en las corridas realizadas para la obtención de la capacidad máxima. En la ERO el patrón de flujo es **intermitente** y en la ERE es **segregado**, para el rango de flujos estudiado, lo que evidencia la diferencia que existe entre ambos ramales, dado por la diferencia del ritmo de bombeo y las propiedades físico químicas del fluido trasegado.

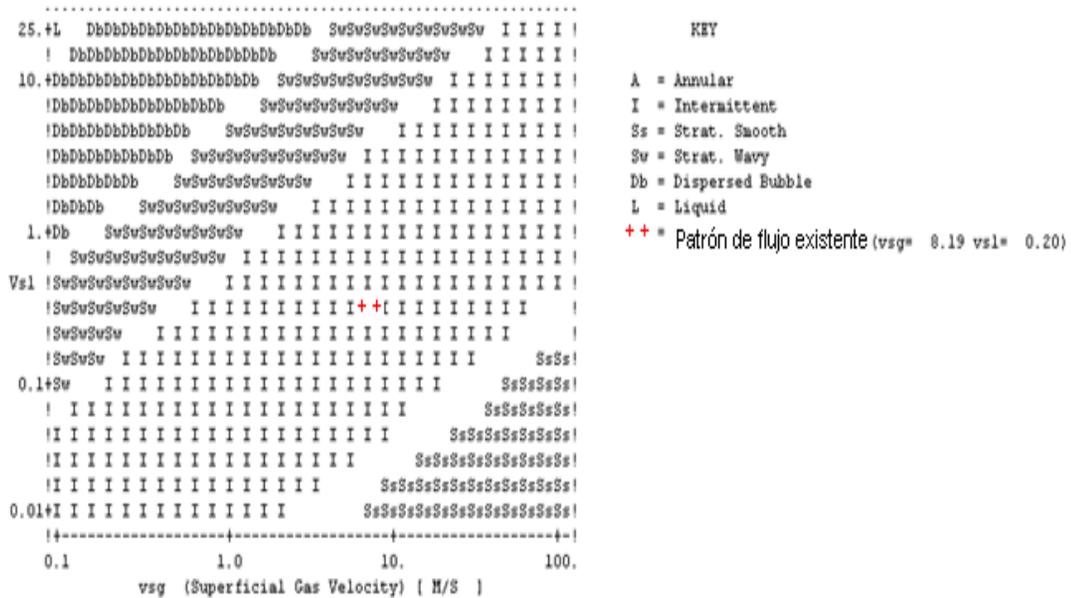
En la Figura 3.5 se muestra el mapa de patrón de flujo reportado por Xiao para el ramal Este del yacimiento Varadero, el cual se caracteriza por tener un *rate* de bombeo generalmente bajo en el orden de los 200 – 500 m<sup>3</sup>/d de flujo y con alta viscosidad. El patrón de flujo que predomina en la Figura 3.5 es el segregado, el mismo ocurre cuando no existe incidencia de las velocidades del gas en la zona de interfase gas- líquido, el cual no genera ningún impulso y el flujo es totalmente laminar, entre sus características intrínsecas se encuentra las elevadas viscosidades y un bajo régimen de bombeo que corresponde con los efectos viscosos de la zona Este del yacimiento Varadero.



**Figura 3.5:** Mapa de patrón de flujo propuesto por Xiao, para el ramal Este.

En las Figura 3.6 se observa el mapa de patrón de flujo propuesto por Xiao, para el ramal Oeste del yacimiento Varadero, el cual se caracteriza por ser una zona con bajas viscosidades producto a la inyección de nafta disolvente y sustancias tenso

activas y de altas producciones. El patrón de flujo que predomina en la Figura 3.6 es Intermitente o bache. En el mismo la mayoría de la fase gaseosa se encuentra en bolsas de gas con forma de una gran bala con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de una sucesión de burbujas de gas separadas por baches de líquido formando una película delgada que fluye contra la corriente entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente bache de líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas provocando una alta incidencia del gas, en la zona de interfase gas – líquido, generando un gran impulso y el flujo es totalmente turbulento.

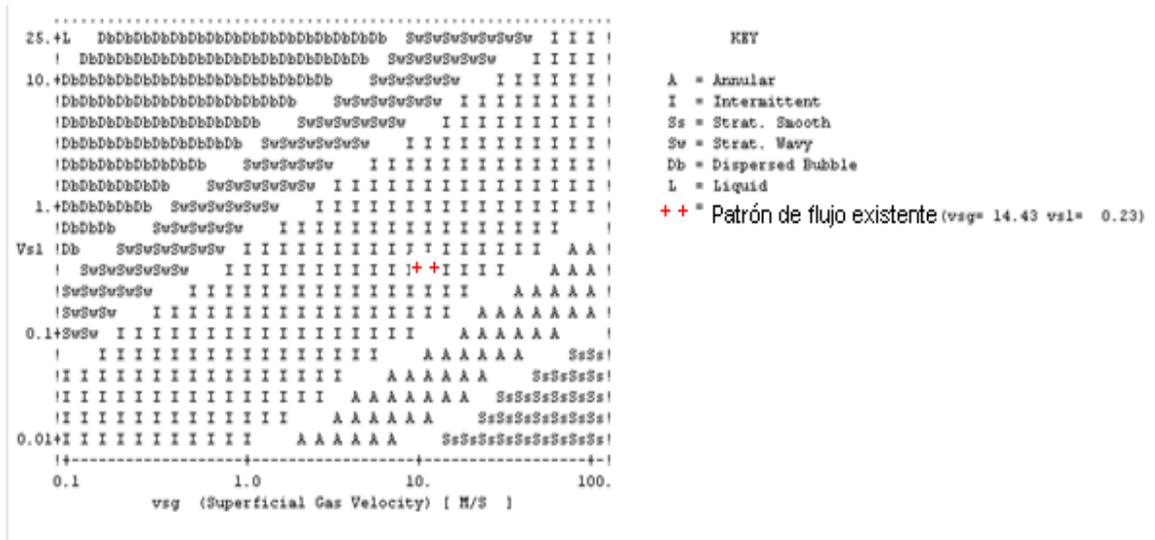


**Figura 3.6:** Mapa de patrón de flujo propuesto por Xiao, para el ramal Oeste.

En la Tabla 3.6 se muestran las presiones y el patrón de flujo reportados por el SARFM para la traza Y – PPC. La presión en en Y varía desde 9,43 hasta 10,29 bar. El patrón de flujo intermitente concuerda con el reportado para la ERO, debido a que en esta traza se unen los flujos de los dos ramales incrementándose las velocidades superficiales entre las fases gas – líquido. Esto se evidencia en la Figura 3.7 donde se muestra el mapa de patrón de flujo propuesto por Xiao.

**Tabla 3.6.** Comportamiento de la presión en la Y mediante los incrementos previstos.

ERO	ERE	Y	Patrón
FB(m <sup>3</sup> /d)	FB(m <sup>3</sup> /d)	P (bar)	
4500	500	9,43	Intermitente
4700	500	9,58	Intermitente
4900	500	9,72	Intermitente
5100	500	9,87	Intermitente
5300	500	9,98	Intermitente
5500	500	10,18	Intermitente
5700	500	10,29	Intermitente



**Figura 3.7:** Mapa de patrón de flujo propuesto por Xiao, desde la Y e de intercepción a la PPC. .

## CONCLUSIONES

- 1- Se logra determinar que la capacidad máxima de transporte para el ramal Oeste es de  $5247,82 \text{ m}^3/\text{d}$  y la de la RMI es de  $5747,82 \text{ m}^3/\text{d}$  con los parámetros de operación establecidos para esta red.
- 2- El modelo de simulación queda validado, debido a que en el ajuste al caso base se obtienen errores relativos menores del 10 % y en el análisis de sensibilidad el modelo responde adecuadamente a la variación de los parámetros de salida de la ERE y la ERO.
- 3- La empresa dispone de un modelo de simulación validado para predecir los diferentes cambios que pueden ocurrir en la RMI ante variaciones o modificaciones de las condiciones operacionales.
- 4- Los patrones de flujo multifásico determinados son: para la traza ERE – Y segregado y para la traza ERO – Y – PPC es intermitente.

## **RECOMENDACIONES**

1. Sustituir el intervalo de tubería de la ERO a la Y, el cual se encuentra con alto grado de corrosión, limitando la capacidad de transporte de la producción del Ramal Oeste de la Empresa, restableciendo su condición original de 35 bar.
2. Utilizar la implementación del modelo de la Red Magistral Interna de la EPEPC, para otros estudios que posibiliten determinar las desviaciones de los parámetros de operación ante diferentes escenarios de contingencia.
3. Mejorar el ajuste del modelo de simulación de la Red Magistral Interna, con valores de mediciones de presión y flujo actualizados, además con cambios en la dosificación de solvente reductor de viscosidad en la ERO.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Agrawal. 1971.*Horizontal two phase stratified flow in pipe*. University of Calgary. 1971. M.Sc. Thesis.
2. Andrade, E.N. 1934.*Theory of Viscosity of Liquid*. 1934.
3. Arirachakarn, S, Oglesby, K D and Brill, J P. 1989.*An Analysis of Oil / Water Flow Phenomena in Horizontal Pipes*. 1989.
4. Arguillier, Hénaut y Gateaut. 2005.*Heavy Oil Dilution*. [SPE 97763] Alberta, Canada : s.n., 2005.
5. Barnea. 1987. "A unified model for prediction of flow pattern transitions in the whole range of pipe inclination. 1987.
6. Barnea. 1991. "On the effect of viscosity on stability of stratified gas liquid flow - application to flow pattern transition at various pipe inclination. 1991.
7. Bertucci, M. 2006.*Análisis del comportamiento Hidráulico del Sistema de Recolección de Crudo*. Universidad de Oriente. Venezuela : s.n., 2006.
8. Campbell -Petroskills, Jhon. 2008.*Course-Oil Production and processing facilities*,. 2008.
9. Chew, J y Connally, C.A Jr. 1959.*A Viscosity Correlations for Gas Saturated Crude Oils*. s.l. : Transations AIME, 1959.
10. Chirinos. M., González. J., Layrisse. I. Julio 1983.*"Rheological Properties of Crude Oils From The Orinoco Oil Belt and Their Mixtures With Diluents*. Julio 1983.
11. Crane. 1988.*Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías*. [trans.] S.A. VALFISA. Chicago : s.n., 1988.
12. De Ghetto, G y Paome, F. Junio 1995.*Pressure Volume Temperature Correlations for Heavy and Extra Oils*. [Paper SPE 30316] Calgary, Alberta Canada : s.n., Junio 1995.
13. Dukla and Osman. 1992.*Bubble Point Pressure Correlation*. 1992.

14. EPEPC. 2006. Informe Técnico de construcción del Oleoducto ERE a Batería. 2006.
15. EPEPC. 2001. Informe Técnico de la construcción del oleoducto ERO a Batería. 2001
16. Farshad, F.F y Petrosky, G.E Jr. 1993. "*Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude oils*. [paper SPE 26644,] 1993.
17. Fragosa Rivera, Elvis Edward. 2007. *Estudio numerico de la corrida de diablos para el mantenimiento de la producción en oleoductos*. Departamento de Ingeniería., Universidad Autónoma de México. México : s.n., 2007. Tesis de Maestría.
18. G W, Govier and Azis, K. 1972. *The Flow of Complex Mixtures in Pipes*. 1972.
19. Glaso. Mayo, 1980. *Generalized Pressure Volume Temperature Correlation*. Mayo, 1980.
20. González, Julio. Febrero, 2008. *Curso de facilidades de superficie*. Febrero, 2008.
21. González Castellanos, Roberto A, Yll Lavín, Mario y Curiel Lorenzo, Lilian D. 2003. *Metodología de la Investigación Científica para las Ciencias Técnicas*. Matanzas : s.n., 2003.
22. Haoulo Mubayed, Mahmoud. Abril, 2007. *Estudio Experimental De Patrones De Flujo Multifásico En Tuberías horizontales y ligeramentes inclinadas*. Universidad Central de Venezuela. Caracas : s.n., Abril, 2007. Tesis de Maestria.
23. Hernández Sampier, Roberto. 2003. *Metodología de la Investigación 1*. La Habana : Félix Varela, 2003.
24. Hernández Sampier, Roberto. 2003. *Metodología de la Investigación 2*. Habana : Félix Varela, 2003.
25. Kartoatmodjo, Schmidt. 1994. *Bubble Point Pressure Correlation*. 1994.

26. Khan, S.A, y otros. Marzo, 1987.*Viscosity Correlations fo Saudi Arabian Crude Oils* . [paper SPE 15720] Manama Bahrain : s.n., Marzo, 1987.
27. Laboratorios AGAT. 2013.Crudo Varadero. Calgary : s.n., 2013.
28. Lasater. 1958.*Bubble Point Pressure Correlation*. 1958.
29. Maning. 1995..*“Oil Field Processing”*. 1995.
30. Marhoun. 1987.*Bubble Point Pressure Correlation*. 1987.
31. McCain. 1990.*Correlación gráfica para la solubilidad del gas metano en agua pura* . 1990.
32. McCoy. 1993.*Correlación del factor de corrección de salinidad* . 1993.
33. Mcketta, Culberson y. 1951.*Correlaciones gráficas para la solubilidad del gas metano en agua pura*. 1951.
34. Ovadian, Shohan. Junio, 2000.*Mecanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes*. Departamento de Ingeniería del Petróleo, Universidad de Tusla . Tusla : s.n., Junio, 2000. pág. 358, Tesis de Maestría .
35. Peñarrete Tutillo, Ramiro Fabián. Noviembre, 2012.*Determinación de los patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales en el Campo Libertador*. Universidad Central de Ecuador. Quito : s.n., Noviembre, 2012.
36. Puttagunta, V.R y Miadonye, A B. Marzo. 1. 1993. Simple concept predicts viscosity of heavy oil and Bitumen. *Oii & Gas Journal*. Marzo. 1. 1993, págs. 71-73.
37. Rahmes, M.H y Nelson, W.L.*Viscosity Blending Relationships of Heavy Petroleun Oils* . 1948 : s.n.
38. Ramirez Ramirez, Mileida. 2014.*Curso de Operación en Oleoducto*. Cárdenas : s.n., 2014.
39. Salcedo, Javier. 14 de Agosto, 2006.*Curso de Oleoducto*. Ecuador : s.n., 14 de Agosto, 2006.

40. Shu, W R.A *Viscosity Correlation for Mixture of Heavy Oil and Bitumen and Petroleum Fractions*. [SPE 11280]
41. Schlumberger. 2008. User's Manual del Multiphase Flow Simulator. 2008.
42. Society of Petroleum Engineers. Diciembre 1978. *Generalized Pressure Volume Temperature Correlations*. [Paper SPE 8016] Diciembre 1978.
43. Standing. 1947. *A Pressure Volume Temperature Correlation for Mixture California Oil and Gas*. 1947.
44. Standing. 1962. "Oil-System Correlations". [trad.] Richardson. *Petroleum Production Handbook, Frick T.C.(ed.)*. 1962, Vol. 2, 19.
45. Taitel, Barnea and Dukler. 1980. "Modelling Flow Pattern Transitions for Steady Upward Gas - Liquid Flow in Vertical Tubes". 1980.
46. Taitel y Dukler. 1976. "A model for Prediction of Flow Regime Transitions in Horizontal and near Horizontal Gas-Liquid Flow", 1976.
47. Taitel, Yehuda. Mayo, 1995. *Advances in Two Phase Flow Modeling*. Mayo, 1995.
48. Taitel, Yehuda and Dukler. 1976. "A model for prediction of flow regime transitions in horizontal gas-liquid flow",. 1976.
49. Vasquez, A. 1976. *Correlation for Fluid Physical Property Prediction*. Universidad de Tulsa. 1976. Ms. thesis.
50. Vásquez y Beggs. 1980. *Correlations for fluid physical property prediction*. 1980.
51. Velasquez, Jorge. febrero, 1999. *Curso de Flujo multifásico*. Universidad de Zulia. Maracaibo : s.n., febrero, 1999.
52. W Daily, James y R f, Harlerman Donald. 1937. *Fluid Mechanics*. s.l. : McGraw-Hill Company Book, 1937.

53. Xu, Xiao-Xuan. 2007. Study on oil–water two-phase flow in horizontal pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Beijing, China : s.n., 7 de Marzo de 2007. pág. 16. 01548.

## SIMBOLOGIA

<b>Símbolo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>
API	<i>American Petroleum Institute</i>	-
EPEPC	Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro	-
OMI	Oleoducto Magistral Interno de la EPEPC	-
RMI	Red Magistral Interna de la EPEPC	-
ERE	Estación de rebombeo del Este	-
ERO	Estación de Rebombeo del Oeste	-
PPC	Planta de Procesamiento de Crudo	-
SARFM	Software analizador de redes de flujo multifásico	-
BSW	Porcentaje de agua y sólido	%
$\mu$	Viscosidad	cPs
$\rho$	Densidad	Kg/m <sup>3</sup>
B <sub>0</sub>	Factor Volumétrico	-
$\gamma_0$	Gravedad específica	scf / STB
°API	Grados de disolución	-
$\rho_0$	Densidad del petróleo	Kg/m <sup>3</sup>
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	-
R <sub>e</sub>	Número de <i>Reynolds</i>	-
CAME	Consejo de Ayuda Mutua Económica	-

# ANEXOS

**Anexo 1:Crudo vivo.**



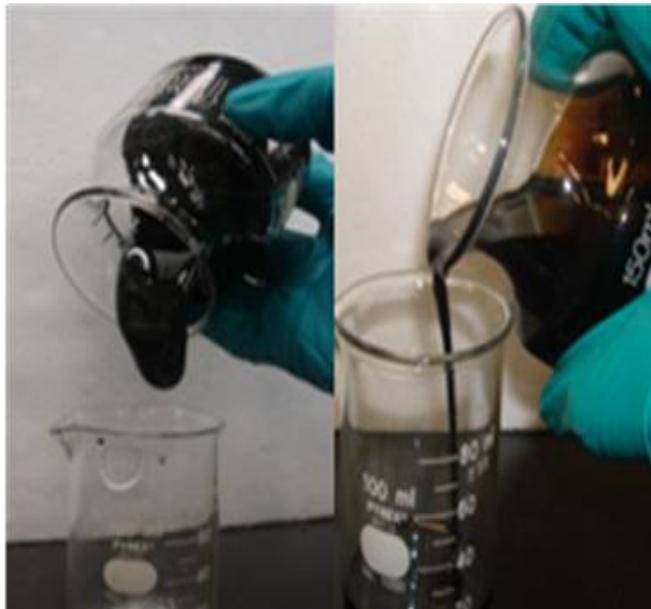
**Anexo 2: Crudo Muerto**



**Anexo 3: Solubilidad del gas en el petróleo.**



**Anexo 4: Viscosidad del petróleo.**



**Anexo 5: Parámetros operacionales de la ERO.**

Día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
1	21,26	19,65	18,9	18,95	17,2
2	20,16	19,51	19,73	18,88	17,15
3	20,13	18,98	19,64	18,85	16,33

4	19,02	17,87	18,67	19,79	16,24
5	18,11	17,61	19,92	17,78	16,18
6	18,02	17,42	18,91	17,75	16,02
7	18,13	17,32	18,83	18,65	15,91
8	19,1	18,09	18,64	17,61	15,76
9	19,26	17,35	18,52	17,54	15,43
10	18,61	17,01	18,47	17,37	16,56
11	19,58	18,59	17,33	17,28	16,17
12	18,48	18,61	16,94	18,34	15,32
13	19,21	17,98	17,91	16,98	15,28
14	19,16	19,52	17,65	18,92	15,16
15	18,42	18,08	18,89	18,87	14,65
16	19,08	18,06	19,95	17,78	14,52
17	17,09	18,02	17,9	19,92	15,26
18	18,12	15,27	18,81	19,85	17,1
19	21,65	15,15	19,75	19,78	17,04
20	20,45	15,08	17,92	19,65	16,54
21	19,25	17,64	16,94	18,98	16,45
22	19,15	17,64	16,98	19,87	16,1
23	21,13	17,61	17,92	18,88	15,03
24	20,16	16,65	17,84	18,78	16,54
25	19,1	16,65	17,32	18,76	15,89
26	19,02	16,64	17,3	18,7	16,2
27	18,96	16,63	17,24	18,68	16,09
28	18,21	16,61	17,22	18,67	16,02
29	19,06	*****	17,12	19,91	16,01
30	18,04	*****	17,11	19,91	15,98
31	18,02	*****	17,11	*****	16,05

<b>Pmin</b>	<b>17,09</b>	<b>15,08</b>	<b>16,94</b>	<b>16,98</b>	<b>14,52</b>
<b>Pmáx</b>	<b>21,65</b>	<b>19,52</b>	<b>19,95</b>	<b>19,92</b>	<b>17,2</b>
<b>Promedio</b>	<b>19,00</b>	<b>17,54</b>	<b>18,68</b>	<b>18,72</b>	<b>16,00</b>
<b>Cant&gt;20</b>	<b>7</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Cant&gt;21</b>	<b>3</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Cant&gt;22</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

**Anexo 6: Parámetros operacionales de la ERE.**

<b>Día</b>	<b>Enero</b>	<b>Febrero</b>	<b>Marzo</b>	<b>Abril</b>	<b>Mayo</b>
1	13,23	13,01	14,14	14,04	11,2
2	13,15	12,15	13,15	13,06	11,37
3	12,34	12,01	13,14	13,07	12,32
4	12,19	11,21	14,15	13,1	12,18
5	11,23	11,16	12,16	12,89	12,15
6	13,83	11,12	12,08	12,35	11,45
7	12,88	11	11,18	12,34	10,17
8	12,04	12,2	11,1	11,48	11,19
9	11,13	12,17	10,98	11,32	11,09
10	10,15	12,15	10,45	11,18	10,42
11	13,17	12,1	11,23	11,52	9,25
12	12,18	13,12	13,21	11,3	11,06
13	12,17	12,12	13,2	10,47	10,6
14	12,17	12,09	12,21	10,45	10,52
15	12,05	12,07	12,15	10,42	11,23
16	14,18	10,12	11,22	10,4	11,17
17	14,18	9,01	10,78	10,37	11,12
18	14,17	9,01	10,09	10,2	11,08
19	14,17	10,01	10,04	11,54	11,06

20	13,25	9,11	12,34	11,45	11,19
21	13,15	9,09	12,18	11,36	11,12
22	13,1	10,1	12,16	11,25	11,19
23	12,13	10,08	12,01	11,2	11,65
24	12,11	9,08	11,24	12,54	10,32
25	14,1	9,06	11,23	12,45	10,12
26	14,02	9,02	11,13	12,32	10,35
27	13,14	8,89	11,1	12,27	11,18
28	13,12	8,23	10,25	12,1	11,12
29	14,14	*****	10,15	13,45	11,14
30	14,13	*****	13,12	13,2	11,1
31	13,13	*****	12,89	*****	10,02
<b>Pmáx</b>	<b>14,18</b>	<b>13,12</b>	<b>14,15</b>	<b>14,04</b>	<b>12,32</b>
<b>Promedio</b>	<b>12,90</b>	<b>10,73</b>	<b>11,81</b>	<b>11,83</b>	<b>11,00</b>

### Anexo 7: Datos geometricos de la ERO-Y-PPC

#### ERO-Y

Propiedades | Transferencia de Calor | General

Descripción Preferida de Tubería: Vista Detallada

Diámetro Interno: 19,5 inches

Espesor: 9,5 mm

Rugosidad: 0,0254 mm

Longitud Total: 4262,451 m

	Distancia	Elevación	Temperatura	Valor U	Etiqueta
	m	m	C	W/m2/K	
1	0	0	25	1,1349	
2	50	5	25	1,1349	
3	83	5	25	1,1349	
4	115	7	25	1,1349	
5	237	6	25	1,1349	
6	323	6	25	1,1349	
7	432	7	25	1,1349	
8	491	7	25	1,1349	
9	502	8	25	1,1349	
10	881	7	25	1,1349	
11	1276	8	25	1,1349	
12	1456	9	25	1,1349	
13	1667	10	25	1,1349	
14	2011	11	25	1,1349	
15	2261	12	25	1,1349	
16	2443	10	25	1,1349	
17	2861	9	25	1,1349	
18	2961	8	25	1,1349	

## Y-PPC

Propiedades | Transferencia de Calor | General

Descripción Preferida de Tubería: Vista Detallada

Diámetro Interno: 19,5 inches

Espesor: 9,5 mm

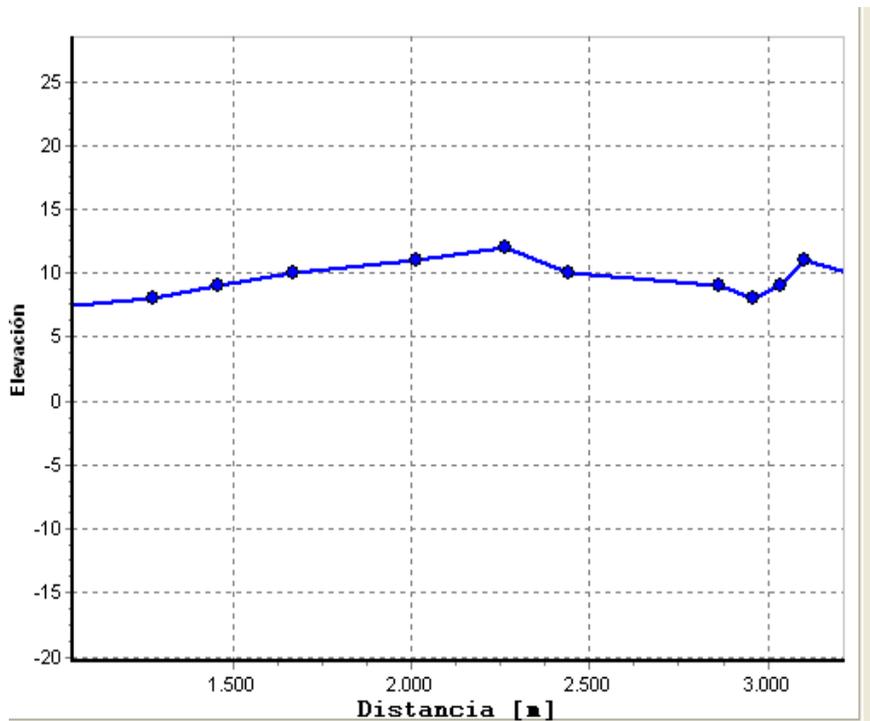
Rugosidad: 0,0254 mm

Longitud Total: 499,64189 m

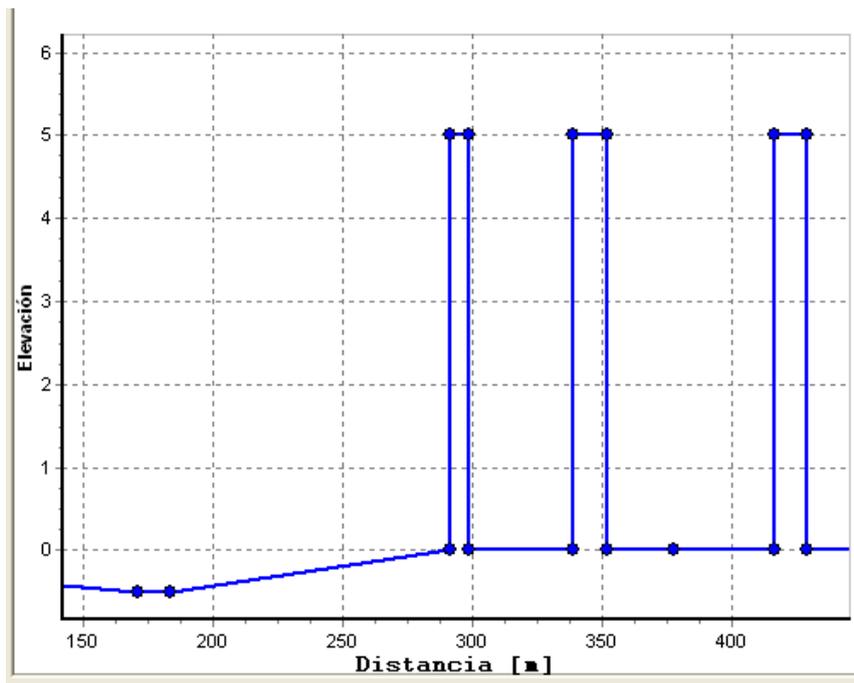
	Distancia	Elevación	Temperatura	Valor U	Etiqueta
-	m	m	C	W/m2/K	
1	0	0	25	1,1349	
2	171	-0,5	25	1,1349	
3	171	-0,5	25	1,1349	
4	171	-0,5	25	1,1349	
5	183,75	-0,5	25	1,1349	
6	291,75	0	25	1,1349	
7	291,75	5	25	1,1349	
8	298,85	5	25	1,1349	
9	298,85	0	25	1,1349	
10	338,85	0	25	1,1349	
11	338,85	5	25	1,1349	
12	351,95	5	25	1,1349	
13	351,95	0	25	1,1349	
14	377,38	0	25	1,1349	
15	416,24	0	25	1,1349	
16	416,24	5	25	1,1349	
17	429	5	25	1,1349	
18	429	0	25	1,1349	

Anexo 8: Datos del perfil topografico de la ERO-Y-PPC

## ERO-Y



## Y-PPC



## Anexo 9: Propiedades físicas del petróleo crudo del tramo ERO –Y– PPC

### ERO–Y

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contaminantes (Op

Importar...  
Exportar

Nombre del Fluído: VaraderoERO  
Comentario Opcional: -

Propiedades a Condiciones Estándar

WCut	26,93	%
GLR	327,6225	sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup>
S.G. Gas	0,98	
S.G. Agua	1,02	
API	10,5	

Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado)

Presión: [ ] bara  
Temperatura: [ ] C  
Rsb: [ ] sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>

Correlación de Gas en Solución  
Rs y Pb: Standing

## Y-PPC

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contaminantes (Op

Importar...  
Exportar

Nombre del Fluido: Varadero  
Comentario Opcional: -

Propiedades a Condiciones Estándar

WCut	20	%
GOR	376,48	sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup>
S.G. Gas	0,64	
S.G. Agua	1,02	
API	10	

Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado)

Presión: [ ] bara  
Temperatura: [ ] C  
Rsb: [ ] sm<sup>3</sup>/sm<sup>3</sup>

Correlación de Gas en Solución

Rs y Pb: Standing

## Anexo 10: Datos de la viscosidad del crudo ERO-Y-PPC

### ERO-Y

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad | Cali

Viscosidad del Crudo Muerto

Correlación: De Ghetto et al.

Temperatura	Viscosidad
30 C	6631,7538 cP
50 C	1199,9658 cP

API = 10

Viscosidad del Crudo Vivo: De Ghetto et al.

**Anexo 11: Flujo real bombeado ERO**

<b>Día</b>	<b>Enero</b>	<b>febrero</b>	<b>marzo</b>	<b>abril</b>	<b>mayo</b>
1	4588.39	4123.87	4268.17	4220.28	3451
2	4534.17	4267.15	4354.83	4386.51	3148
3	4438.23	4000.89	4395.45	4419.02	3197
4	4665.9	4023.18	4198.18	4442.14	3762
5	4532.17	4167.01	4165.03	4402.57	3240
6	4555.13	4123.41	4316.26	4423.91	3890
7	4408.52	4084.62	4046.44	4541.69	3433
8	4529.16	4174.02	4075.9	4323.98	3687
9	4406.95	4028.25	3922.95	4234.01	3029
10	4560.38	4174.07	4036.64	4500.56	3166
11	4437.8	4171.45	4147.74	4035.26	3116
12	4451.69	4305.34	4259.67	4351.26	3166
13	4452.72	4290.04	4116.88	4342.56	3080
14	4573.92	4238.39	4383.46	4251.91	3042
15	4514.79	4129.03	4258.69	4323.89	3165
16	4106.41	4274.36	4426.44	4253.2	3012
17	4282.73	4274.11	4371.59	4325.78	3078
18	4357.46	4327.45	4328.53	2234.87	3462
19	4246.2	4000.32	4357.07	3248.87	3162
20	4389.46	4242.41	4501.64	4303.56	3548
21	4323.76	4227.82	4253.09	4336	3745
22	4386.89	4195.71	4320.19	4258.33	3373
23	4160.96	4023.55	4231.31	4376.1	3363
24	4261.33	4107.43	4261.21	4364.87	3233
25	4229.52	4157.03	4312.9	4475.99	3484
26	4395.11	3969.39	3961.19	4317.88	3365

27	4322.2	1500.32	3987.29	4416.02	3445
28	4334.16	2405.12	2983.45	4429.45	3500
29	4316.97	*****	2654.74	4340.11	3481
30	4362.9	*****	3387.98	4323.87	3010
31	4410.79	*****	4534.76	*****	3765
<b>Promedio</b>	<b>4404.75</b>	<b>4000.31</b>	<b>4123.73</b>	<b>4240.95</b>	<b>3342</b>

### Anexo 12: Flujo real bombeado ERE

Día	enero	febrero	marzo	abril	mayo
1	522,37	258,91	438,06	438,06	449,44
2	531,4	212,76	427,03	427,03	415,76
3	512	259,6	372,8	398,9	479,92
4	493,29	228,21	446,06	446,06	384,99
5	475,26	261,19	478,15	478,15	352,91
6	532,42	212,17	467,14	467,14	442,49
7	451,18	323,78	447,08	447,08	476,63
8	497,3	316,8	458,01	458,01	406,79
9	539,42	225,1	475,15	475,15	428,74
10	492,3	217,8	464,13	464,13	457,69
11	447,17	210,23	454,1	498,02	423,67
12	478,25	200,1	532,16	532,16	424,34
13	569,49	202,09	470,13	470,13	421,59
14	533,06	233,65	380,91	393,54	428,34
15	430,22	202,9	488,19	488,19	456,67
16	456,25	223,23	373,88	373,88	401,97
17	473,04	214,18	388,97	388,97	376,95
18	510,23	220,23	486,12	439,06	377,91
19	516,36	215,17	428,03	470,15	374,95

20	441,15	242,7	432,03	465,32	405,98
21	497,31	230,7	416,01	472,87	379,92
22	492,29	232,01	478,32	485,91	390,92
23	505,31	243,87	411,99	467,11	440,76
24	530,4	219,01	388,94	488,56	376,34
25	530,1	221,67	397,41	397,41	403,99
26	501,3	251,9	385,18	385,18	390,85
27	467,22	262,54	366,94	389,83	435,72
28	509,33	206,91	382,91	382,91	415,98
29	459,2	*****	408,98	489,23	412,63
30	520,37	*****	421,01	498,87	365,92
31	484,27	*****	368,88	*****	355,97
<b>Promedio</b>	<b>496,08</b>	<b>233,58</b>	<b>430,04</b>	<b>449,09</b>	<b>411,50</b>