



UNIVERSIDAD DE MATANZAS "CAMILO CIENFUEGOS"
FACULTAD DE INGENIERÍAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**Estudio simulado de casos de contingencias en la
operación del Oleoducto Magistral
Varadero-Matanzas**

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

Mención: Producción de petróleo.

Autor: Ing. Mario Hernández González

Matanzas

2014



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS “CAMILO CIENFUEGOS”
FACULTAD DE INGENIERÍAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA**

**Estudio simulado de casos de contingencias en la
operación del Oleoducto Magistral
Varadero-Matanzas**

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

Mención: Producción de petróleo

Autor: Ing. Mario Hernández González

Tutores: MSc. Carlos A. González Hernández

Dr.C. Yamilé Martínez Ochoa

Matanzas

2014

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

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

Mario Hernández González

Nombre y Apellidos. Firma

DEDICATORIA

A mi familia

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer, a mis tutores Carlos Alberto González Hernández y Yamilé Martínez Ochoa por su tiempo y dedicación, a los trabajadores de la Estación Cabecera del Oleoducto Máximo Badía y José Lafont (Cheo) por toda la documentación facilitada y por brindarme sus conocimientos de manera incondicional, y a mi familia que siempre me ha apoyado sin importar cuál sea el camino escogido. A todo GRACIAS.

SÍNTESIS

El presente trabajo se realiza en el Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas, el cual parte de la Estación Cabecera del Oleoducto ubicada en la Batería Central, pasando por una Estación de Rebombeo que se encuentra en el kilómetro 42, ambas pertenecientes a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro, y termina en la Empresa Comercializadora de Combustible de Matanzas, el mismo tiene un largo de aproximadamente 75 kilómetros.

Con esta investigación se obtiene un modelo de simulación que permite predecir los posibles comportamientos de los parámetros operacionales a lo largo del oleoducto. Para realizar este trabajo se introducen el perfil topográfico del oleoducto y las principales propiedades físicas del fluido en la herramienta de simulación. Posteriormente se valida el modelo de simulación y se estudian posibles casos de contingencias que son de interés para la operación del oleoducto, entre los que se encuentran, el aumento o disminución del caudal de operación, la salida de servicio de la Estación de Rebombeo, una disminución de un 50 % de la nafta que se adiciona, una disminución de la temperatura del crudo hasta los 70 °C, que la temperatura ambiental baje hasta los 15 °C, y se estima el caudal con el cual el comportamiento operacional pasa a ser igual al de un oleoducto frío.

Después de simular cada uno de los casos de contingencias y de hacer un análisis de los resultados, se obtiene que los casos más críticos son: la Estación de Rebombeo fuera de servicio, la disminución del porcentaje de adición de nafta, las condiciones climáticas severas (temperaturas frías) y la disminución de la temperatura de entrada del crudo al oleoducto. También se obtiene el caudal donde cambian los parámetros de operación del oleoducto, el cual es igual a 7 000 m³/d.

ABSTRACT

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1.....	5
1.1 GENERALIDADES.....	5
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS	5
1.3 DIAGRAMA DE FASES DE LOS HIDROCARBUROS	6
1.4 PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO	6
1.5 REGIMENES DE FLUJO EN TUBERÍA.....	11
1.6 ECUACIÓN GENERAL DE ENERGÍA. TEOREMA DE <i>BERNOULLI</i>	12
1.7 ECUACIÓN GENERAL DEL FLUJO DE FLUIDOS. FÓRMULA DE <i>DARCY</i>	12
1.8 VELOCIDAD SUPERFICIAL DE UN FLUIDO MULTIFÁSICO.....	13
1.9 CAÍDA DE PRESIÓN EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN	14
1.10 CAÍDA DE PRESIÓN DEBIDO A LOS CAMBIOS DE ELEVACIÓN	16
1.11 MÁXIMA VELOCIDAD PERMISIBLE DE FLUIDO SEGÚN LA NORMA API 14E	17
1.12 SIMULACIÓN BAJO RÉGIMEN DE FLUJO PERMANENTE	17
1.13 MODELOS DE CORRELACIONES MÁS UTILIZADOS A NIVEL MUNDIAL	17
1.14 COMPORTAMIENTO DE OPERACIÓN DE OLEODUCTOS FRÍOS Y CALIENTES	21
CAPITULO 2.....	25
2.1 CARACTERIZACIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO	25
2.2 DATOS TÉCNICOS DEL OMVM.....	26
2.2.1 <i>Datos técnicos de los segmentos</i>	27
2.3 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO PESADO DE LA EPEP-C.....	28
2.4 FUNCIONAMIENTO DE LA ECO Y LA EROVM	29
2.4.1 <i>Parámetros de funcionamiento de la ECO y la EROVM</i>	30
2.4.2 <i>Dosificación de diluyente en la ECO</i>	31
2.5 PERFIL DEL OLEODUCTO MAGISTRAL VARADERO-MATANZAS	32
2.6 METODOLOGÍA A SEGUIR PARA USAR LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN	33
2.6.1 Datos del perfil topográfico.....	33
2.6.2 Datos del petróleo crudo que se circula por el oleoducto.....	35
2.7 CORRELACIONES DE FLUJO SELECCIONADAS	36
2.8 PROCEDIMIENTO DE VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN	37
2.9 CASOS DE CONTINGENCIAS SIMULADOS	38

CAPÍTULO 3.....	44
3.1 VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN	44
3.2 ANÁLISIS DE LOS CASOS DE CONTINGENCIA.....	51
3.2.1 Caso de contingencia # 1, disminución del caudal hasta 2 000 m ³ /d.....	51
3.2.2 Caso de contingencia # 2, aumento del caudal hasta 6 000 m ³ /d.....	52
3.2.3 Caso de contingencia # 3, sin la EROVM con los parámetros actuales de operación.....	53
3.2.4 Caso de contingencia # 4, presión requerida en la ECO para que el fluido llegue a Matanzas sin la EROVM.....	54
3.2.5 Caso de contingencia # 5, temperatura del crudo a la entrada igual 70 °C.....	56
3.2.6 Caso de contingencia # 6, reducción del 50 % de la dosificación de nafta.....	57
3.2.7 Caso de contingencia # 7, temperatura ambiente igual a 15 °C.....	58
3.2.8 Caso de contingencia # 8, determinar el caudal donde las presiones de entrada comienzan a aumentar con el aumento del mismo (Q ₂ en la figura 1.7).....	59
CONCLUSIONES.....	64
RECOMENDACIONES.....	65
BIBLIOGRAFIA	66
SIMBOLOGIA.....	68
ANEXOS DE LA TESIS	70

INTRODUCCIÓN

Los oleoductos magistrales son la manera más económica, segura y eficiente de transportar grandes cantidades de petróleo a grandes distancias, comparados con otros medios de transporte (ferrocarriles, cabotaje, carros cisternas). Los mismos presentan disimiles características constructivas, las cuales dependen de: la geografía en que se encuentren, las condiciones medioambientales y corrosivas del medio y el fluido y las propiedades del petróleo que transporte.

La construcción de oleoductos es compleja y requiere de estudios integrales de ingeniería mecánica, de suelo, climático y otros, para su diseño, desde la ideas conceptuales a la ingeniería de detalles, así como estudios de impacto ambiental a todo lo largo de las áreas por donde serán tendidos.

Los oleoductos están compuestos por tubos de acero de diferentes grados de dureza, según la Norma Internacional *American Petroleum Institute* (API 5L), con diámetros internos que oscilan entre 0,3 y 2,0 m. Estas tuberías de acero son construidas mediante uniones soldadas *in situ*. En Cuba no existe ninguna Norma Cubana, que especifique los requerimientos de construcción y diseño de oleoductos, por lo tanto, se utiliza las Normas API.

Una vez construido los oleoductos, se mantienen en operación por medio de sistemas de bombeo, con montajes de bombas en paralelo y bombas en series, esta estructura de montaje depende de las presiones y caudal que requieren ser trasegados.

El Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas (OMVM), el cual constituye el objeto de la investigación, se encuentra ubicado desde la Planta de Procesamiento de Crudo (PPC), de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C), hasta la Empresa Comercializadora de Combustible de Matanzas (ECCM), más conocida como Supertanqueros. El mismo está construido en su totalidad, en la provincia de Matanzas, atravesando los municipios de Cárdenas, Limonar, Unión de Reyes y Matanzas.

El OMVM presenta desniveles apreciables desde Varadero hasta Matanzas, tiene una cumbre de aproximadamente 157 metros de altura sobre el nivel del mar en el kilómetro 70 y una llanura al nivel del mar en el kilómetro 67, los cuales tienen efectos acentuados en los requerimientos de energía por bombeo.

Debido a estas irregularidades del terreno se hace necesario tener un conocimiento anticipado del comportamiento del oleoducto para diferentes grados de disolución °API, caudales de

bombeo, presiones de bombeo y temperaturas del crudo, ya que un cambio en ellos incide directamente en los parámetros de operación del oleoducto, se debe tener en cuenta que la temperatura ambiente también incide considerablemente en su funcionamiento.

Antes del año 2000, toda la producción de petróleo de la EPEP-C era transportada por medio de carros cisternas hacia la batería de tanques de petróleo ubicada en Cárdenas y de ahí hacia la base de Supertanqueros en Matanzas, por medio de cabotaje con Barcos Cisternas de poca capacidad, encareciendo considerablemente los costos de producción.

Por lo tanto, el OMVM surge como consecuencia de la proyección de los incrementos de producción de petróleo de la EPEP-C, a partir de la necesidad del país de incrementar los mismos y a la confirmación del incremento de las reservas probadas del yacimiento Varadero. Esta instalación tuvo el privilegio, debido a su importancia económica, de ser oficialmente inaugurada en el año 2000 por el Comandante en Jefe Fidel Castro Ruz.

Antecedentes de la Investigación:

Como parte de la explotación del OMVM, se han realizado varios estudios con el propósito de definir el rango de operación del mismo. Dentro de estos estudios se encuentran los que definen la necesidad de instalar una estación de rebombeo en la zona de Cidra, conocida como Estación de Rebombeo del Oleoducto Varadero-Matanzas (EROVM), para la condición de régimen de bombeo inferior a los $100 \text{ m}^3/\text{h}$. Esta condición, está dada por la declinación de la producción de petróleo de la EPEP-C, además de las condiciones de operación de los oleoductos calientes, en los cuales, a medida que disminuye el flujo de petróleo, las isothermas que garantizan la presión de bombeo disminuyen, incrementando la viscosidad promedio en el ducto y por ende las pérdidas por fricción.

Además, se han realizado un grupo de trabajos, de forma aislada, que han contribuido, a garantizar las operaciones de contingencia operacional del oleoducto, dentro de estas operaciones de contingencias se encuentran: averías por salidero en puntos aislados de la traza del oleoducto, interconexiones de nuevos intervalos de ductos y paradas por ciclones o huracanes.

Estos trabajos previos han estado encaminados a evaluar el comportamiento operacional del oleoducto con cambios de dosificación de diluyente (nafta o diesel), cambios de tipo de diluyente a utilizar por las restricciones de disponibilidad existente en el país y por último con cambios

en la temperatura, presión y caudal de salida del petróleo de la Estación Cabecera del Oleoducto (ECO).

La investigación de tipo simulación, con el propósito de establecer los parámetros de operación del oleoducto, más exhaustiva realizada hasta la fecha, estuvo a cargo de la compañía venezolana Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA). Este estudio fue ejecutado en el año 2002, simulando las condiciones termodinámica e hidráulica, de los diferentes escenarios de contingencia.

Situación Problémica:

En la actualidad no se cuenta con una herramienta de simulación, como la utilizada por los especialistas de PDVSA, que posibilite conocer el comportamiento operacional de OMVM, facilitando la toma de decisiones precisas con antelación ante operaciones que puedan provocar cambios en los parámetros operacionales o averías. A estos cambios de parámetros operacionales, que no están establecidos en la instrucción de operación del oleoducto, se les denominan casos de contingencias.

De todo lo antes descrito se deriva el siguiente *PROBLEMA*:

Problema:

No se cuenta con modelo de simulación del oleoducto para la toma de decisiones ante posibles casos de contingencias en él oleoducto.

Hipótesis:

Si se obtiene un modelo de simulación, se podrán tomar decisiones ante posibles casos de contingencias en él oleoducto.

Objetivo general:

Estudiar diferentes casos de contingencias en la operación del Oleoducto Magistral Varadero – Matanzas a través del modelo simulado del mismo.

Objetivos específicos:

- Describir el esquema tecnológico de transporte de petróleo por el Oleoducto Magistral Varadero – Matanzas.
- Obtener el modelo de simulación del Oleoducto Magistral Varadero – Matanzas.
- Validar el modelo de simulación del Oleoducto Magistral Varadero – Matanzas.

- Estudiar los casos de contingencias en la operación del Oleoducto Magistral Varadero – Matanzas.

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

Capítulo # 1, Análisis Bibliográfico. En este capítulo se realiza una revisión bibliográfica sobre las principales correlaciones de flujo utilizadas en la modelación, aplicables a las propiedades físico-química, propias del crudo de la EPEP-C, además de los principios generales de la transportación de fluidos por oleoductos calientes y sus características.

Capítulo # 2, Diseño Metodológico. En este capítulo se explica cuál es el objeto del estudio y se representa el análisis del tipo de la investigación y el procesamiento metodológico para la elaboración del trabajo investigativo. Se tiene en cuenta la data recopilada para la validación del modelo y se definen los escenarios de contingencia a evaluar.

Capítulo # 3, Resultados y Discusión. En este capítulo se valida la herramienta de simulación y se muestran los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios de contingencia de la investigación, definiendo los parámetros de operación en cada caso.

CAPITULO 1

En este capítulo se trata brevemente acerca de las principales propiedades físicas del petróleo, las cuales inciden directamente en el comportamiento hidráulico de un oleoducto, se explican las características operacionales que presentan los oleoductos fríos y calientes, se explican los principales regímenes de flujo existentes, y se muestran algunas fórmulas de caídas de presión que son de importancia cuando se trata de una línea de flujo. También se analizan y eligen las principales correlaciones usadas a nivel mundial.

1.1 Generalidades

Para la transportación de crudos pesados y extrapesados se hace necesaria la adición de diluentes para reducir la densidad y la viscosidad de los mismos, frecuentemente se usan crudos ligeros o nafta, la cantidad a usar va a depender de las características propias del crudo, la distancia total a recorrer a través del oleoducto y la temperatura inicial de calentamiento, se debe tener en cuenta que temperaturas elevadas inciden en la evaporación de los diluentes y por tanto afectan económicamente el trasiego de los crudos pesados (Argillier et al., 2005; González, 2008).

1.2 Clasificación de los fluidos

Los fluidos comprenden las fases líquida y gaseosa (o de vapor) de la materia, tanto los líquidos como los gases y vapores tienen en común una forma de reaccionar cuando están sometidos a esfuerzos tangenciales, lo cual explica su fluidez y proporciona la clave básica para desarrollar los principios de la dinámica de los fluidos.

Un fluido se llama *newtoniano*, si el esfuerzo tangencial tiene un comportamiento lineal respecto a la rapidez de deformación angular, partiendo de esfuerzo cero y deformación cero. El agua y el aire son ejemplos de fluidos *newtonianos*.

Los fluidos que manifiestan un comportamiento no lineal entre esfuerzo y rapidez de deformación se conocen como *no-newtonianos*, excepto los plásticos de *Bingham* que la relación entre esfuerzo y rapidez sí es lineal pero el esfuerzo cortante inicial es distinto de cero. El petróleo es un ejemplo de fluido *no-newtoniano*.

Se puede hacer una subdivisión de los fluidos en dos clases principales, compresibles e incompresibles, sobre la base de su reacción a esfuerzos de presión. Todos los gases y vapores son altamente compresibles. Con algunas excepciones, los líquidos, para todo propósito

práctico, se tratan generalmente como incompresibles (Harleman y Daily, 1975; McCabe et al., 1991). (R. Byron Bird, 1992; González, 2008).

1.3 Diagrama de fases de los hidrocarburos

El comportamiento de un fluido multifásico va cambiando a lo largo de toda la línea de flujo debido a que las condiciones de temperatura y presión también son diferentes a lo largo de misma. La figura 1.1 muestra el diagrama de fases de los hidrocarburos.

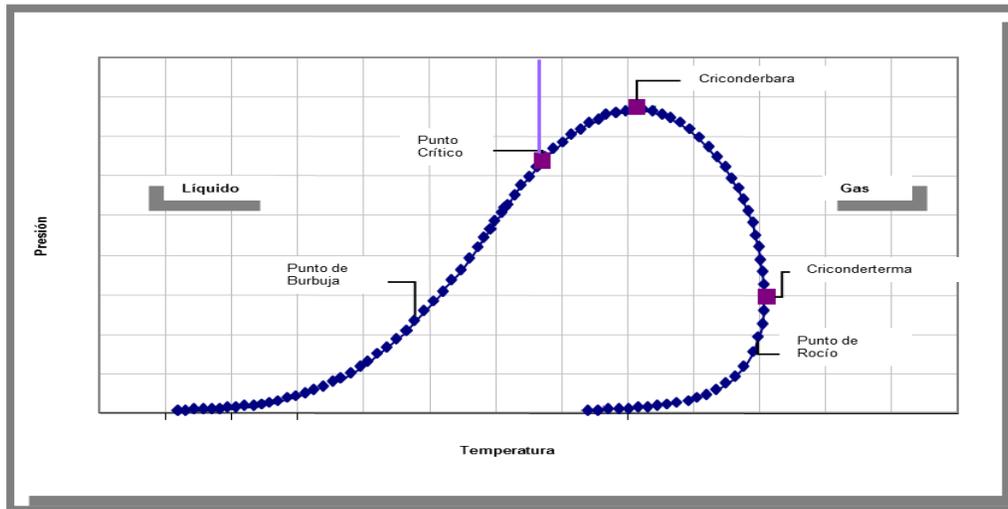


Figura 1.1 Diagrama de fases de los hidrocarburos (Castañeras, 2003)

El envolvente de saturación es la región encerrada por las curvas de los puntos de rocío y burbuja, donde coexisten las fases líquidas y de vapor en equilibrio. El punto de burbuja, no es más que el estado de saturación para una presión o temperatura, donde la existencia de la fase vapor es insignificante respecto a la fase líquida y el punto crítico es la condición de presión y temperatura, a las cuales las propiedades de la fase líquido y vapor son idénticas.

El punto de rocío es el estado de saturación para una presión o temperatura, donde la existencia de la fase líquida es insignificante respecto a la fase vapor, la criconderma es la temperatura máxima por encima de la cual no existe fase líquida y la Criconderbara es la presión máxima sobre la cual no existe equilibrio de fase, existiendo por encima de la misma una sola fase líquida o vapor (Castañeras, 2003).

1.4 Propiedades físicas del petróleo

En mecánica de fluidos es importante conocer las propiedades del fluido a transportar, y en el caso del petróleo una de las más importantes son la solubilidad del gas en el petróleo (R_s) porcentaje de agua y sólido (BSW), la viscosidad (μ) y la densidad (ρ).

También son muy importantes el factor volumétrico (B_0), la gravedad específica (γ_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 conocer claramente estos conceptos cuando el fluido a transportar es petróleo.

Un petróleo muerto o crudo muerto es aquel que a condiciones de presión atmosférica y temperatura ambiente no libera gas. Un petróleo vivo o crudo vivo es aquel que contiene aun gas disuelto y al disminuir la presión y temperatura del sistema libera cantidades significativas de gas.

El factor volumétrico es definido como la razón entre el volumen del petróleo, incluyendo el gas en solución, a una determinada condición de presión y temperatura y el volumen de petróleo a condiciones estándar.

La densidad es la razón entre la masa (m) de una unidad de volumen de petróleo (v) a una determinada presión y temperatura, como se puede observar en la ecuación (1.1). Para crudo muerto, la densidad es función principalmente de la temperatura. El efecto de la presión puede ser despreciable (Campbell, 2008).

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (1.1)$$

La gravedad específica del gas (γ_g) incide directamente en la densidad del mismo. Para crudo vivo, la densidad es función de la cantidad de gas en solución (R_s). La ecuación (1.2) muestra su forma de cálculo

$$\rho_0 = \frac{350 \gamma_0 + 0.0764 \gamma_g R_s}{5.615 B_0} \quad (1.2)$$

La gravedad específica del petróleo es la razón entre la densidad del petróleo (ρ_0) y la densidad del agua (ρ_w) a 15°C y 1 atm de presión. La ecuación (1.3) muestra su forma de cálculo.

$$\gamma_0 = \frac{\rho_0}{\rho_w} \quad (1.3)$$

De acuerdo a la gravedad $^\circ\text{API}$ los crudos se clasifican en livianos, medianos, pesados y extrapesados. En la tabla 1.1 se muestra la clasificación de acuerdo a su grado de disolución (Ghetto, 1994).

Tabla 1.1 Clasificación del petróleo de acuerdo a su grado °API (Arnold y Stewart, 1999).

CRUDO	°API
Liviano	>31
Mediano	22-31
Pesado	22-10
Extrapesado	<10

De forma general en la ecuación (1.4) se muestra como se calcula la gravedad específica en dependencia de los grados de disolución °API.

$$\gamma_0 = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad (1.4)$$

Para crudos pesados entre 7 y 12 °API la gravedad específica del petróleo se calcula según la ecuación (1.5) (Chirinos et al., 1983).

$$\gamma_0 = -3.433 \cdot 10^{-4}(T - 60^{\circ}\text{F}) + \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad (1.5)$$

La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia interna que ofrecen sus moléculas a 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.

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.

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 (Maning, 1995; González, 2008).

La figura 1.2 muestra el comportamiento de la viscosidad con la variación de la presión. Para presiones mayores a la presión de burbuja la viscosidad se incrementa debido a la compresión

del líquido. Para presiones menores a la presión de burbuja la viscosidad disminuye como consecuencia de la capacidad del gas a ser disuelto en el petróleo.

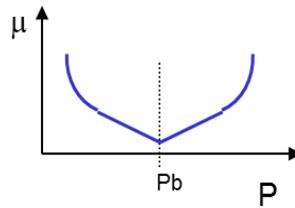


Figura 1.2 Comportamiento de la viscosidad del petróleo con la variación de la presión (Trujillo y Brito, 2003)

La figura 1.3 muestra el comportamiento de la viscosidad con la variación de la temperatura, la gravedad específica, los grados de disolución y la solubilidad del gas en el petróleo respectivamente.

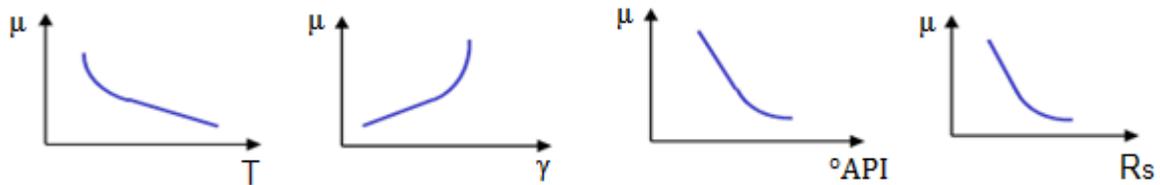


Figura 1.3 Comportamiento de la viscosidad (Trujillo y Brito, 2003)

Cuando la presión disminuye a partir de una presión P_i en la figura 1.4, el volumen de petróleo se incrementa debido a la expansión del petróleo, hasta llegar a la presión de burbujeo donde se alcanza la máxima expansión. A partir de que se alcanza el punto de burbuja, cuando la presión sigue disminuyendo, el factor volumétrico también disminuye, esto ocurre debido a la liberación de gas. En la figura 1.4 se representa gráficamente lo explicado con anterioridad.

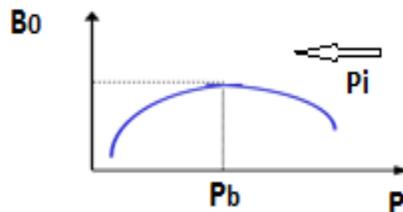


Figura 1.4 Comportamiento del factor volumétrico contra la presión (Trujillo y Brito, 2003)

El factor volumétrico (B_0) depende del proceso de liberación del gas llevado a cabo, ya sea tipo flash o liberación diferencial. En la figura 1.5 se muestra cómo se comporta el B_0 en dependencia del tipo de liberación de gas que presente.

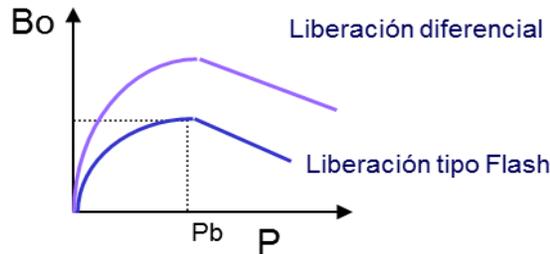


Figura 1.5 Comportamiento del factor volumétrico contra liberación tipo flash y diferencial (Trujillo y Brito, 2003)

La solubilidad del gas en el crudo, es la cantidad de gas que puede estar disuelto en el crudo a una condición de presión y temperatura antes de aparecer como fase libre.

La solubilidad del gas depende de la presión de burbuja, temperatura, °API y gravedad específica del gas. Conociendo la relación entre las propiedades termodinámicas conocidas como análisis de presión, volumen y temperatura (PVT), cuando existe flujo multifásico, es posible cuantificar el cambio de volumen que experimenta el petróleo como consecuencia de la disminución de la presión y la cantidad de gas liberado del petróleo para presiones menores a la de burbuja. En la figura 1.6 se muestra el comportamiento de R_s con la variación de la presión, la temperatura, los grados de disolución y la gravedad específica respectivamente (Chirinos et al., 1983).

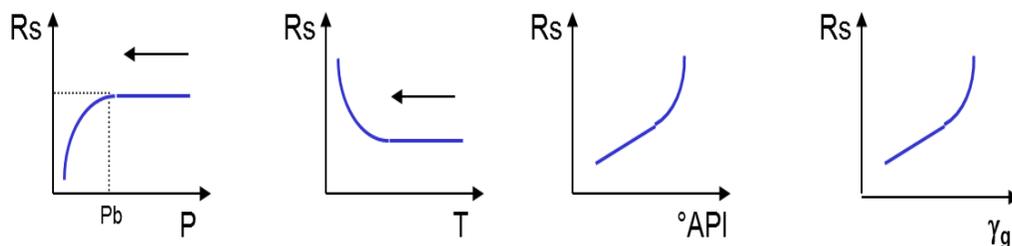


Figura 1.6 Comportamiento de la solubilidad del gas en el petróleo (Trujillo y Brito, 2003)

El BSW es una característica de gran importancia en la producción de petróleo, este se define como el contenido de agua y sólidos disueltos en un fluido que contiene petróleo y generalmente gas.

Este factor tiene una gran influencia en la calidad del petróleo producido pues uno de los requisitos que debe cumplir el mismo para ser vendido en Cuba, es que debe tener un 2% de BSW como máximo. Es importante señalar que un elevado porcentaje de BSW afecta en gran medida el proceso productivo ya que posteriormente es mayor la cantidad de agua a transportar y tratar (González y Castellanos, 1998).

1.5 Regímenes de flujo en tubería

Los flujos viscosos se pueden clasificar en laminares o turbulentos teniendo en cuenta la estructura interna del flujo. En un régimen laminar, la estructura del flujo se caracteriza por el movimiento de láminas o capas. La estructura del flujo en un régimen turbulento por otro lado, se caracteriza por los movimientos tridimensionales, aleatorios, de las partículas de fluido, superpuestos al movimiento promedio.

Se puede determinar si un flujo es laminar o turbulento teniendo en cuenta el valor de un parámetro adimensional conocido como Número de *Reynolds* (R_e).

Las características de un flujo pueden ser significativamente diferentes dependiendo de que la capa límite sea laminar o turbulenta. Los métodos de análisis también son diferentes para un flujo laminar que para un flujo turbulento. Por lo tanto, al iniciar el análisis de un flujo dado es necesario determinar primero si se trata de un flujo laminar o de un flujo turbulento (Brodkey y Hershey, 1988; McCabe et al., 1991; Shoham, 2000; Xiao et al., 2007).

Las investigaciones de *Osborne Reynolds* han demostrado que el régimen de flujo en tuberías, es laminar o turbulento, y dependen del diámetro de la tubería (D), la densidad (ρ), la viscosidad del fluido (μ), y de la velocidad del flujo (v). El valor numérico de una combinación adimensional de estas cuatro variables, conocido como el R_e , puede considerarse como la relación de las fuerzas dinámicas de la masa del fluido respecto a los esfuerzos de deformación ocasionados por la viscosidad. El R_e se calcula según la ecuación (1.6).

$$Re = \frac{D v \rho}{\mu} \quad (1.6)$$

Donde:

D : Diámetro interno de la tubería (m).

Para estudios técnicos, el régimen de flujo en tuberías se considera como laminar si $R_e < 2\,000$ y turbulento si $R_e > 4\,000$. Entre estos dos valores está la zona denominada como zona “crítica” donde el régimen de flujo es impredecible, pudiendo ser laminar, turbulento o de transición, dependiendo de muchas condiciones con posibilidad de variación.

La experimentación cuidadosa ha determinado que la zona laminar puede acabar en R_e tan bajos como 1 200 o extenderse hasta los 40 000, pero estas condiciones no se presentan en la práctica (Hagedorn, 1965; Brodkey y Hershey, 1988; Crane, 1988; McCabe et al., 1991; R. Byron Bird, 1992; Belfiore, 2003; Carvill, 2003; Currie, 2003; García et al., 2003).

1.6 Ecuación general de energía. Teorema de *Bernoulli*

El teorema de *Bernoulli* es una forma de expresión de la aplicación de la ley de la conservación de la energía al flujo de fluidos en una tubería. La energía total en un punto cualquiera por encima de un plano horizontal arbitrario fijado como referencia, es igual a la suma de la altura geométrica, la altura debida a la presión y la altura debida a la velocidad. La ecuación (1.7) muestra la ecuación general de *Bernoulli*.

$$\frac{P_a}{\rho} + \frac{g Z_a}{g_c} + \frac{\alpha_a \bar{V}_a^2}{2 g_c} = \frac{P_b}{\rho} + \frac{g Z_b}{g_c} + \frac{\alpha_b \bar{V}_b^2}{2 g_c} + h_f \quad (1.7)$$

Donde:

Z_a y Z_b : Altura o elevación potencial en el punto A y B respectivamente (m).

ρ : Densidad del fluido.

\bar{V}_a^2 y \bar{V}_b^2 : Gradiente de velocidad en A y B respectivamente (m/s).

P_a y P_b : Presión manométrica en el punto A y B respectivamente (bar).

g : Aceleración de la gravedad igual a 9.8 m/s.

g_c : Factor de proporcionalidad

α_a y α_b : Factores de corrección de la energía cinética.

h_f : Pérdida de la energía mecánica para todos los puntos comprendidos entre A y B.

Todas las fórmulas prácticas para el flujo de fluidos se derivan del teorema de *Bernoulli*, con modificaciones a tener en cuenta las pérdidas debidas al rozamiento o al incremento de presión debido a bombas (Hagedorn, 1965; Crane, 1988; McCabe et al., 1991; R. Byron Bird, 1992; Carvill, 2003; Currie, 2003).

1.7 Ecuación general del flujo de fluidos. Fórmula de *Darcy*

El flujo de los fluidos en tuberías está siempre acompañado de rozamiento de las partículas del fluido entre sí y consecuentemente por la pérdida de energía disponible, es decir que existe una pérdida de presión en el sentido del flujo. Si se conectan dos manómetros a una tubería por la que pasa un fluido, el primero partiendo del origen y el segundo a una distancia

después, el manómetro puesto en el inicio indicaría una presión estática mayor que el manómetro puesto una distancia después.

La ecuación general de la pérdida de presión, conocida como la fórmula de *Darcy*, queda definida en la ecuación (1.8). Con ella se obtiene la pérdida de presión debida al rozamiento y se aplica a tuberías de diámetro constante por la que pasa un fluido cuya densidad permanece razonablemente constante, a través de una tubería recta, ya sea horizontal, vertical o inclinada. Para tuberías verticales, inclinadas o de diámetro variable, el cambio de presión debido a cambios de elevación, velocidad o densidad del fluido debe hacerse de acuerdo con el teorema de *Bernoulli*.

$$\Delta P = \frac{\rho f L v^2}{2 D} \quad (1.8)$$

Donde:

f : Factor de fricción.

L : Longitud de tubería (m).

v : Velocidad media de flujo (m/s).

ΔP : Caída de presión (bar).

La ecuación de *Darcy* es válida tanto para flujo laminar como turbulento de cualquier líquido en una tubería. Sin embargo, puede suceder que debido a velocidades extremas, la presión corriente abajo disminuya de tal manera que llegue a igualar la presión de vapor del líquido, apareciendo el fenómeno conocido como cavitación y los caudales obtenidos por cálculo serán inexactos (Hagedorn, 1965; Crane, 1988; Carvill, 2003; Currie, 2003).

1.8 Velocidad superficial de un fluido multifásico

En los fluidos multifásicos la velocidad total está definida por la suma de la velocidad del líquido y la velocidad del gas, esto siempre que el gas este disuelto en el líquido en forma de burbuja y no en forma de tapones lo cual provoca incremento de velocidad debido al deslizamiento del gas en el crudo. De lo explicado anteriormente queda definida la ecuación (1.9) como la velocidad total de un fluido multifásico (BP, 1994; GPSA, 2000; Shoham, 2000).

$$V_{Tf} = V_L + V_G \quad (1.9)$$

Donde:

V_{Tf} : Velocidad total del fluido (m/s).

V_L : Velocidad del líquido (m/s).

V_G : Velocidad del gas (m/s).

La velocidad superficial, tanto del líquido como del gas, se define como la razón entre el caudal del fluido y la sección transversal de la tubería. En la ecuación (1.10) se muestra su forma de cálculo (BP, 1994; GPSA, 2000; Shoham, 2000).

$$V_S = \frac{Q}{A_p} \quad (1.10)$$

Donde:

Q : Caudal de fluido (m/s).

A_p : Área de la sección transversal de la tubería (m²).

1.9 Caída de presión en tuberías de producción

La caída de presión a lo largo de una tubería está dada por las pérdidas debido a los cambios de elevación, las pérdidas por fricción y la caída de presión requerida para acelerar el fluido, la cual usualmente es despreciable. En la ecuación (1.11) se muestra su forma de cálculo.

$$\Delta P_T = P_F + \Delta P_{el} + \Delta P_{af} \quad (1.11)$$

Donde:

ΔP_T : Caída de presión total (bar).

P_F : Pérdidas de presión por fricción (bar).

ΔP_{el} : Caída de presión por cambios de elevación (bar).

ΔP_{af} : Caída de presión requerida para acelerar el fluido (Usualmente despreciable).

Aunque las pérdidas por fricción están en dependencia de la densidad, la viscosidad, la longitud de la tubería y su diámetro, también existe un parámetro conocido como factor de fricción que está determinado por el régimen de flujo que tenga el fluido. Por tanto independientemente de las propiedades físicas del fluido hay una forma de cálculo para cada tipo de régimen de flujo. También existe diferencia en las pérdidas por fricción entre los fluidos multifásico y monofásico, expresados también en su forma de cálculo.

En la ecuación (1.12) se muestra la forma de cálculo de las pérdidas por fricción en los fluidos monofásicos (BP, 1994; GPSA, 2000; Shoham, 2000).

$$P_F = \frac{f L \rho \mu^2}{d} \quad (1.12)$$

Donde:

f : Factor de fricción (*Darcy-Weisbach*).

d : Diámetro de la tubería (m).

Por ejemplo el factor de fricción de *Darcy-Weisbach* para flujo laminar es igual a 64.

Para fluidos homogéneos, donde el líquido y el gas estén completamente fluidos y por tanto viajen a la misma velocidad, la ecuación (1.13) queda de la siguiente manera (BP, 1994; GPSA, 2000; Shoham, 2000).

$$P_F = f_{ns} \frac{L \rho_{ns} V_T^2}{d} \quad (1.13)$$

Donde:

V_T : Velocidad total del líquido más el gas (m/s).

ρ_{ns} : Velocidad mixta de flujo sin deslizamiento (m/s).

$$\rho_{ns} = \frac{\rho_L V_{SL} + \rho_g V_{SG}}{V_T} \quad (1.14)$$

Donde:

ρ_L : Densidad del líquido (kg/m³).

ρ_g : Densidad del gas (kg/m³).

f_{ns} : Factor de fricción.

$$f_{ns} = \frac{V_T \rho_{ns} d}{\mu_{ns}} \quad (1.15)$$

μ_{ns} : Viscosidad mixta de flujo sin deslizamiento.

$$\mu_{ns} = \frac{V_L \mu_l + V_G \mu_g}{V_T} \quad (1.16)$$

μ_l : Viscosidad del petróleo vivo (*in-situ*).

μ_g : Viscosidad del gas (*in-situ*).

Las ecuaciones usadas anteriormente para calcular las pérdidas por fricción dan un estimando razonable para fluidos homogéneos, pero en la práctica esto prácticamente no ocurre debido al desplazamiento entre fases que ocurre debido a la velocidad durante la trayectoria en la tubería, por tanto el fluido se convierte en no homogéneo.

En la ecuación (1.17) se muestra la forma de cálculo de las pérdidas por fricción en fluido multifásicos no homogéneos (BP, 1994; GPSA, 2000; Shoham, 2000).

$$P_F = f_{tp} \frac{L \rho_{ns} V_T^2}{d} \quad (1.17)$$

Donde:

$$f_{tp} = m_{tp} f_{ns} \quad (1.18)$$

f_{tp} : Factor de fricción en flujo multifásico no homogéneo.

m_{tp} : Multiplicador multifásico determinado empíricamente.

Existen diferentes correlaciones para calcular m_{tp} , una de las más usadas es la de *Beggs and Brill*, la forma de cálculo según la misma se muestra como sigue en la ecuación (1.19).

$$m_{tp} = e^S \quad (1.19)$$

Donde:

$$S = \frac{\ln(y)}{(-0.052 + 3.18 \ln(y) - 0.872[\ln(y)]^2 + 0.0185[\ln(y)]^4)} \quad (1.20)$$

$$y = \frac{\lambda_L}{H_L^2} \quad (1.21)$$

$$\lambda_L = \frac{V_{SL}}{V_{SL} + V_{SG}} \quad (1.22)$$

$$H_L = \frac{a \lambda_L^b}{F_r^c} \quad (1.23)$$

$$F_r = \frac{V_T^2}{g d} \quad (1.24)$$

Donde:

a, b, c son constantes propuestas por el método de *Beggs and Brill* para cada uno de los tres regimenes reconocidos por este, que son: segregado, intermitente y distribuido.

λ_L : Valor de fricción sin deslizamiento.

H_L : Altura de la columna de líquido (m).

F_r : Número de *Froude*

d : Diámetro de la tubería (m).

1.10 Caída de presión debido a los cambios de elevación

Las pérdidas de presión por cambios de elevación se pueden calcular usando la ecuación (1.25) que muestra su forma de cálculo.

$$\Delta P_{el} = \rho_s L g \sin \theta \quad (1.25)$$

Donde:

ΔP_{el} : Pérdida debido a los cambios de elevación (bar).

L : Longitud del segmento inclinado (m).

$\sin \theta$: Angulo que forma la línea respecto a la horizontal.

ρ_s : Densidad del fluido multifásico (gas más líquido)

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g \quad (1.26)$$

Donde:

H_g : Altura de la columna de gas ($1-H_L$).

En el cálculo de las pérdidas debido a los cambios de elevación es muy importante conocer claramente los valores de columna de líquido y gas (BP, 1994; GPSA, 2000; Shoham, 2000).

1.11 Máxima velocidad permisible de fluido según la norma API 14E

Según la norma API 14E la máxima velocidad a la que debe circular un fluido para evitar la erosión debido a la fricción mecánica tiene un método *standard* determinado según la norma y que se define en la siguiente ecuación (1.27). (BP, 1994; GPSA, 2000; Shoham, 2000).

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad (1.27)$$

Donde:

V_e : Máxima velocidad permisible para evitar erosión excesiva (m/s).

ρ_m : Densidad mixta (Gas más líquido)

C: Constante determinada por API 14E, por ejemplo para acero carbónico C=100.

1.12 Simulación bajo régimen de flujo permanente

El comportamiento del flujo bajo condiciones de régimen estable puede simularse con *software* como OLGAS, PIPESIM, PIPEPHASE, u otros, para determinar el comportamiento hidráulico bajo las expectativas de vida en el campo. Deben usarse los sistemas geométricos más precisos, son muy importantes los cambios de elevación, las propiedades del fluido (densidad, viscosidad, temperatura) y el caudal del fluido.

Con el uso de simuladores se puede predecir la caída de presión en la tubería de producción, el régimen de flujo, la temperatura a lo largo de la línea en dependencia de la conductividad térmica de la misma y el caudal de producción.

Muchos simuladores utilizan modelos de correlaciones empíricas para determinar los posibles comportamientos a lo largo de la tubería durante el tiempo de operación (Standing, 1947; Burke y Kashou, 1996; Shoham, 2000; Bai, 2001; Xiao et al., 2007).

1.13 Modelos de correlaciones más utilizados a nivel mundial

Con el fin de aplicar las correlaciones de flujo multifásico existentes en la literatura para determinar los gradientes de presión con longitud en las líneas de flujo, que permita analizar el comportamiento del fluido a lo largo de toda la línea de flujo, también es importante conocer las propiedades físicas de los fluidos producidos.

Mediante procedimientos experimentales en el laboratorio, conocidos en conjunto como análisis (PVT), es posible obtener las propiedades de los fluidos en función de la presión y a

temperatura constante, sin embargo, como el comportamiento real de los fluidos a lo largo de las líneas de flujo es a temperatura variable, a que estos análisis son costosos y sobre todo que en la mayoría de los casos no se dispone de esta información, se hace necesario utilizar modelos de correlaciones para el cálculo de dichas propiedades los cuales han sido propuestos en las últimas cuatro décadas.

Los modelos de correlaciones han sido desarrollados utilizando crudos de varias regiones productoras, razón por la cual, para el uso efectivo de ellas es necesario entender cómo fueron desarrolladas y conocer sus limitaciones (Standing, 1947; Velazquez, 1999).

La tabla 1.2 muestra los principales modelos de correlaciones de flujo multifásico existentes en el mundo y sus principales escenarios de aplicación (Schlumberger, 1997).

Tabla 1.2 Principales modelos de correlaciones de flujo multifásico

Modelos	Flujo Vertical y Pozos Verticales	Pozos Altamente Desviados	Pozos Verticales de Gas y Condensado	Tuberías de Petróleos	Tuberías de Gas y Condensado
Duns & Ros	SI	SI	SI	SI	SI
Orkiszewski	SI	NO	SI	NO	NO
Beggs & Brill <i>Revised</i>	SI	SI	SI	SI	SI
Beggs & Brill Original	SI	SI	SI	SI	SI
Mukherjee & Brill	SI	SI	SI	SI	SI
Govier, Aziz & Fogaransi	SI	SI	SI	SI	SI
NoSlip	SI	SI	SI	SI	SI
OLGAS-89	SI	SI	SI	SI	SI
Ansari	SI	NO	SI	NO	NO
BJA for Condensates	NO	NO	SI	NO	SI
AGA & Flanigan	NO	NO	NO	NO	SI
Oliemans	NO	NO	NO	SI	SI
Gray	NO	NO	SI	NO	NO
Xiao	NO	NO	NO	SI	SI

La herramienta de simulación utiliza modelos de correlaciones desarrolladas por especialistas en cálculos de propiedades propias del petróleo de diferentes regiones del mundo a través de iteraciones matemáticas de grandes cantidades de muestras. Cada uno de estos especialistas desarrolló correlaciones propias según el crudo que se tenía en cuenta, por tanto cuando se va a utilizar esta herramienta se debe tener en cuenta cual es el fluido que se va a transportar para

seleccionar correctamente los modelos de correlaciones que más se asemejen a las características del fluido a simular.

A continuación se describirán brevemente algunas de los principales modelos de correlaciones usadas por la herramienta de simulación:

Duns & Ros: Fue desarrollada para flujo vertical de gas y líquidos multifásicos en pozos, para régimen de flujo laminar y turbulento y para regiones con baja, media y alta relación de gas en el petróleo (Duns y Ros, 1963).

Orkiszewski: Fue desarrollada para la predicción de caída de presión de flujo multifásico en tuberías verticales. Considera los regímenes de flujo laminar y turbulentos, así como la transición de uno a otro. Este método tiene un margen de error menor de un 10 % en la caída de presión en los fluidos naturales y producción de gas en pozos (Orkiszewski, 1967).

Beggs & Brill Original: Desarrollada siguiendo estudios de flujo multifásico en **tuberías horizontales e inclinadas**. Esta correlación está basada en imponer una condición inicial de régimen de flujo, la cual es determinada como si fuera un flujo horizontal, la pérdida de presión es entonces calculada por la correlación y corregida por el ángulo de inclinación, el cual toma modelos diferentes para cambios de inclinación de $\pm 90^\circ$ (Beggs y Brill, 1973).

Beggs & Brill Revised: Es una ampliación del método original, teniendo en cuenta régimen de flujo extra que provoque espuma y el factor de fricción es cambiado del original que utiliza un modelo *standard* un factor de fricción basado en el rango de velocidad del fluido (Beggs y Brill, 1973).

Mukherjee & Brill: Desarrollada siguiendo el comportamiento de la caída de presión de fluido multifásico en líneas inclinadas. Esta correlación fue validada para petróleos de Mar del Norte (Mukherjee y Brill, 1983).

Govier, Aziz & Fogarasi: Desarrollada siguiendo un estudio de caída de presión en pozos produciendo gas y condensados. Los datos del gradiente de presión para condiciones de flujo monofásico fueron comparados con predicciones convencionales y generalmente se encontró una confirmación. El método de predicción está basado en la mecánica de fluido, esta predicción incorpora estimados empíricos (Aziz et al., 1972).

NoSlip: Correlación que asume fluido homogéneo sin deslizamiento. Las propiedades del fluido son tomadas como el promedio de gas en la fase líquida y el factor de fricción, el cual es calculado usando la correlación *Moody* que es la más utilizada para fluido monofásico.

OLGAS-89: Está basada en la mayor cantidad de datos de laboratorio de fluido multifásico correspondiente a crudos de Noruega. Este estudio tiene la facilidad de que se aproxima a las condiciones reales del campo. Las pruebas de velocidades del líquido fueron de hasta 4 metros por segundo. Considera cuatro regímenes de flujo, estratificado, anular, disperso y laminar (Glaso, 1980; Beniksen et al., 1990).

Ansari: Modelo desarrollado como parte de un programa investigativo llevado a cabo por la *Tulsa University Fluid Flow Projects* (TUFFP). El modelo fue formulado para predecir los patrones de flujo y las características del flujo multifásico cuando va hacia arriba en un plano inclinado. Es un modelo mecanicista compuesto por un modelo de predicción de patrones de flujo un modelo independiente para predecir caídas de presión y regímenes de flujo (Ansari et al., 1990).

BJA for Condensates: *Baker Jardine & Associates* (BJA) correlación desarrollada para flujos multifásicos en tuberías de gas y condensados. El modelo usa el mapa de patrones de flujo *Taitel Dukler* y un modelo modificado de propio *Taitel Dukler*. Las pérdidas de presión son calculadas por un procedimiento similar al usado por *Oliemans*, pero teniendo en cuenta el incremento interfacial resultado del esfuerzo del líquido debido a la rugosidad (Dukler, 1969; Baker et al., 1988.).

AGA & Flanigan: Desarrollada para flujos multifásicos en tuberías horizontales e inclinadas de gas y condensado en sistemas de recolección. Es usado el mapa de régimen de flujo de *Taitel Dukler* y considera cinco regímenes de flujo, la ecuación de *Dukler* es usada para el cálculo de pérdidas de presión por fricción y la ecuación de *Flanigan* es usada para calcular el diferencial de presión por elevación (Flanigan, 1958; Dukler, 1969).

Oliemans: Fue desarrollada siguiendo el estudio de condensados en tuberías de grandes diámetros. El régimen de fluido es predecido usando el mapa de *Taitel Dukler* y un modelo simple que obedece solo a los límites de fase de flujo correctos introducidos para predecir la caída de presión (Dukler, 1969; Oliemans, 1976).

Gray: Esta correlación fue desarrollada para flujo vertical de gas y condensado pero predominando la fase gaseosa. El flujo es tratado como fase simple (Gray, 1978.; Glaso, 1980).

Xiao: Es un modelo mecanicista desarrollado como parte de un programa investigativo de TUFFP. Fue desarrollado para fluidos multifásicos que circulan en **tuberías horizontales y de**

poca inclinación. Este modelo es capaz de detectar el patrón de flujo, predecir las características del flujo y la caída de presión. El modelo fue validado contra un banco de datos de laboratorio publicados en la literatura, estos datos incluyeron, diámetro y largo. Estos datos incluyeron sistemas de fluidos composicional y de petróleo. Esta correlación tuvo el propósito de predecir la fricción bajo flujo estratificado (Glaso, 1980; Xiao et al., 1990).

1.14 Comportamiento de operación de oleoductos fríos y calientes

Se le denomina oleoducto caliente a todo ducto por el cual la temperatura del fluido transportada tenga valores superiores a la temperatura ambiente. El comportamiento operacional de los oleoductos fríos difiere de los calientes, esto se debe a que la temperatura incide directamente en las propiedades físicas del petróleo, principalmente en la viscosidad y la densidad.

En la puesta en marcha de un oleoducto caliente, su comportamiento es similar al de uno frío, y no empezará a comportarse como un oleoducto caliente, hasta que las tres cuartas partes del mismo no estén llenas (Punto P_i en la figura 1.7). En la figura 1.7 se puede observar que desde la arrancada y hasta el punto P_i , según **umenta** el caudal, **umenta** la presión, comportamiento propio de oleoductos fríos, sin embargo desde el punto P_i y hasta el punto P_c cuando el caudal **umenta**, la presión **disminuye**, esto se debe a que las líneas isotérmicas aumentan a lo largo de la línea de flujo con el aumento del caudal, y por ende la viscosidad disminuye a lo largo de la trayectoria, disminuyendo a su vez las pérdidas por fricción y por ende el esfuerzo para desplazamiento del fluido.

Después del punto P_c , el ducto vuelve a tener un comportamiento similar al de los fríos, pero en este caso con fluido caliente y caudales elevados, debido a que las líneas isotérmicas son muy largas y las pérdidas por fricción debido a la viscosidad son menores respecto al esfuerzo necesario para desplazar el fluido.

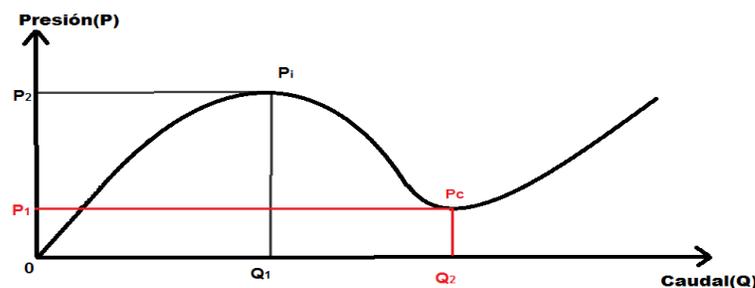


Figura 1.7 Presión contra caudal de bombeo

La temperatura tiene un papel muy importante en la operación de un oleoducto caliente, gracias a ella se pueden transportar fluidos viscosos como el petróleo, a través de grandes distancias, mientras mayor sea la temperatura inicial del fluido, menor será la viscosidad promedio a lo largo de la tubería. En la figura 1.8, se muestra el comportamiento que presenta la temperatura contra la distancia, en ella se puede observar que mientras mayor sea la temperatura inicial, mayor será la distancia a la que el fluido alcanza la temperatura ambiente, todo esto para un mismo caudal.

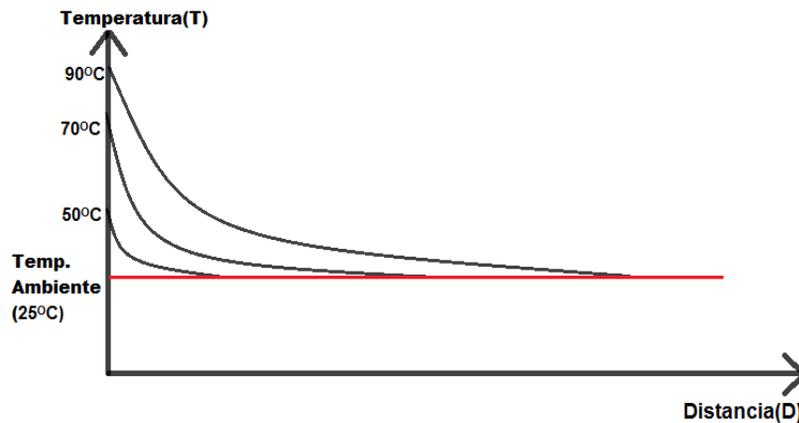


Figura 1.8 Caída de temperatura contra distancia, para un caudal constante

De forma general, los patrones de comportamiento de los oleoductos calientes pueden ser resumidos en la figura 1.9, en la cual, para una misma temperatura y presión (P_1) se tiene dos caudales de bombeo, Q_1 y Q_2 , esto se debe a que en el punto de inflexión Q_0 hay un comportamiento similar al del punto P_c en la figura 1.7. Además, se puede observar que a una temperatura ambiente constante (25°C), se tiene un comportamiento similar al de oleoductos fríos.

A mayor temperatura, el caudal en el punto Q_0 será mayor, Q_0 que corresponde a una P_0 , no es más que el caudal donde a partir del mismo la presión **aumenta** con el **aumento** del caudal, para caudales menores que Q_0 la presión **disminuye** con el **aumento** del caudal, esto para oleoductos calientes. P_0 es la mínima presión a partir de la cual empieza a aumentar la presión con el aumento del caudal.

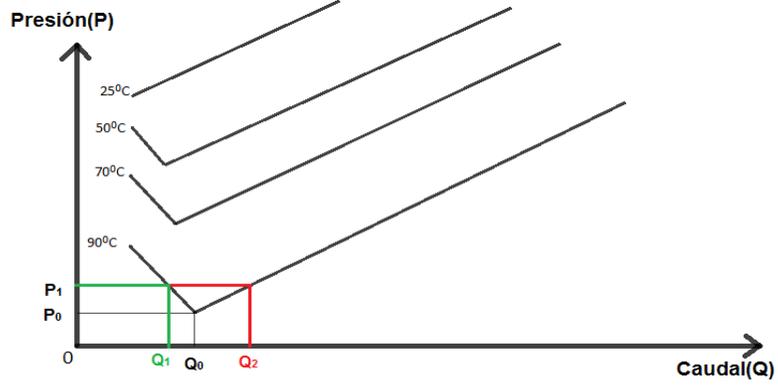


Figura 1.9 Caída de presión contra caudal a una temperatura constante

Conclusiones parciales del Capítulo 1

- 1- Las principales propiedades físicas del petróleo relacionadas con su transportación son: la viscosidad, la densidad, los grados de disolución, el porcentaje de disolución de agua y sólidos, y la cantidad de gas disuelto en mismo.
- 2- Para calcular las pérdidas por fricción se utiliza la ecuación de Bernoulli que tiene en cuenta las pérdidas por fricción.
- 3- El comportamiento operacional de los oleoductos fríos difiere al de oleoductos calientes, ya que un aumento de caudal no se manifiesta en la presión de manera igual para ambos casos.
- 4- EL modelos más comúnmente usados por los investigadores para el estudio del flujo multifásico, en petróleo extrapesado y que es aplicable a esta investigación es:
 - El modelo Xiao et al. (1990), debido a que las condiciones operacionales utilizadas, están dentro del intervalo de aplicación de este trabajo.
- 5- Los cambios en los patrones de flujo y caídas de presión en una tubería dependen de los parámetros del fluido (datos de producción) y a las condiciones de temperatura de calentamiento a la entrada del oleoducto, así como del perfil topográfico de la tubería.

CAPITULO 2

En este capítulo se hace una caracterización del objeto de estudio, mostrando el perfil topográfico de la traza del oleoducto y las principales características físicas de la tubería, también se muestran las propiedades del fluido que se transporta por el oleoducto y se explica el funcionamiento del oleoducto con su Estación Cabecera y su Estación de Rebombear. Se hace una breve explicación de cómo se usa la herramienta de simulación empleada en el trabajo, se explican y muestran las principales correlaciones de flujo empeladas, y al final del capítulo se muestran los principales casos de contingencia a simular con cada una de sus particularidades.

2.1 Caracterización del objeto de estudio

El objeto de estudio de esta investigación es el Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas, tiene su origen en la Estación Cabecera del Oleoducto, la cual se encuentra ubicada en la Planta de Procesamiento de Crudo, también conocida como Batería Central (ver anexo 1).

El objeto de estudio, por ser un oleoducto, tiene un punto de partida, que es la Estación Cabecera del Oleoducto, pasando por una Estación de Rebombear (EROVM) y terminando en la Empresa Comercializadora de Combustible de Matanzas (ECCM).

La ECO fue inaugurada en el año 2000 y es la encargada de bombear todo el petróleo tratado en la planta de procesamiento de crudo hasta Matanzas.

El OMVM se puso en funcionamiento el 23 de octubre del año 2000, y aunque funciona como un solo tubo, pero con bombeo intermedio, está constituido por dos segmentos, el primer segmento tiene aproximadamente 42 kilómetros y está ubicado desde la ECO hasta la EROVM, en ésta última se realiza el bombeo intermedio, y el segundo segmento desde la EROVM hasta la ECCM, con una distancia de aproximadamente 33 kilómetros. Se debe tener en cuenta que a pesar de ser muy parecidos en diámetros interiores y exteriores estos dos segmentos, no son iguales, esto se debe a que el primero utiliza las normas API 5L y el segundo utiliza una norma del ya extinto Consejo de Ayuda Mutua Económica (CAME).

En la figura 2.1 se muestra un mapa con las coordenadas terrestres del oleoducto, en la cual la válvula de corte (VC)-801 representa la ECO, la VC-811 la EROVM y la VC-907 la ECCM, aquí se puede observar la curva pronunciada que presenta el oleoducto debido a que bordea la ciudad de Matanzas con el objetivo de interconectarse al Oleoducto de la Amistad construido por los rusos décadas atrás, esta interconexión se realizó unos kilómetros antes de la VC-811 y

después de la VC-810, a partir de ahí está el segmento más resistente del oleoducto por estar constituido por acero de la extinta Unión Soviética, el cual se conoce que es de probada calidad.

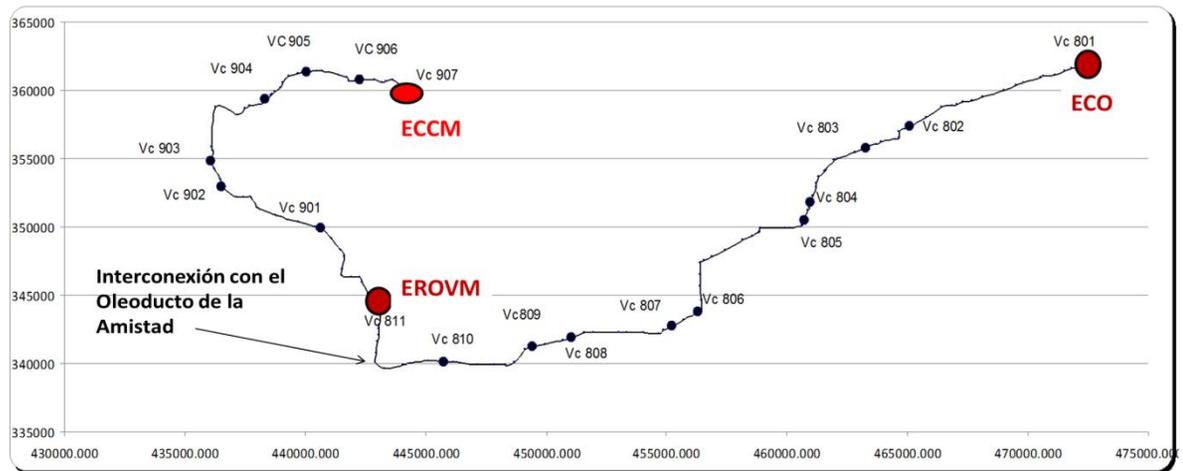


Figura 2.1 Coordenadas terrestres del Oleoducto Magistral Varadero Matanzas(Badía y Lafont, 2010)

La EROVM es una estación de rebombeo ubicada en Cidra a unos 42 km de distancia de la ECO y es la encargada de rebombar el petróleo hasta su destino final en Matanzas. El proyecto de la EROVM surge a partir de la necesidad de reducir los costos en el trasiego del crudo a través del OMVM, así como lograr una mayor seguridad en la explotación del mismo. Su objetivo fundamental es operar el ducto con los menores valores de presión posibles, debido al mal estado del oleoducto, además de la disminución en la dosificación de las sustancias reductoras de viscosidad (nafta, diesel), las cuales encarecen considerablemente el costo de producción.

La ECCM es la que recepciona todo el crudo en calidad y lo distribuye hacia las termoeléctricas y fábricas de cementos del país, aquí se controlan los parámetros de calidad negociados con la EPEP-C, como son el 2 % de agua y los 0.98 g/cm^2 de densidad.

La sección de ventas de la planta tiene contratada a la entidad Cubacontrol que certifica la calidad de las entregas de la producción a Matanzas y todo el manejo de la sustancia reductora de viscosidad utilizada en esta sección de la planta que es la nafta.

2.2 Datos técnicos del OMVM

Las características físicas de un oleoducto son muy importantes cuando se va a simular su funcionamiento, debido a que ellas inciden considerablemente en los resultados obtenidos de

la simulación, esto sin restarle importancia a las propiedades físicas del fluido a transportar que son de vital importancia para lograr buenos resultados en la simulación.

Las principales características del OMVM son las siguientes:

- Tiene una longitud total de aproximadamente 75 kilómetros y un diámetro promedio de 20 pulgadas.
- Consta con una estación de lanzamiento de rascadores en su punto inicial, y una estación de recepción de rascadores en su punto final.
- Tiene un punto fijo o muerto, que no es más que una estructura de acero y concreto unida por soldadura al oleoducto, es de 50 toneladas de peso y es el encargado de evitar la deformación por dilatación térmica aguas arriba del oleoducto.
- Una estación de rebombeo intermedia, la EROVM, ubicada en el kilómetro 42.
- Consta con 15 válvulas de corte intermedias, en la VC-811 es donde está conectada la EROVM.
- Tiene un volumen teórico total de 14 293 m³
- Diseñado para una presión de 60 Kg/cm² y se hizo la prueba de diseño a una presión de 79.4 Kg/cm².
- Se encuentra soterrado en su totalidad a una profundidad promedio de 1.25m del centro del tubo.
- Cuenta con 27 magnetos, los cuales junto a las válvulas de corte son puntos notables e identificables en el oleoducto que se usan como referencia con fines de medición en el sitio y/o reparación.
- La temperatura de operación en la línea se encuentra en la ECO, en un rango de 88-93 °C, en la EROVM se registran temperaturas en un rango de 43-49 °C y en el punto final las temperaturas están entre 30-35 °C.

2.2.1 Datos técnicos de los segmentos.

Los segmentos que componen el oleoducto tienen diferentes características, ya que fueron contruidos por fabricantes y normas diferentes.

Datos técnicos del primer segmento del oleoducto (ECO a EROVM)

- Diámetro del tubo: 508 mm (20 pulgadas, norma API).
- Diámetro interior del tubo: 489 mm.
- Volumen teórico desde la ECO hasta la EROVM: 7922 m³.

- Volumen por kilómetro: 187.8 m³.
- Espesor de pared: 9.5 mm desde la ECO hasta la VC-804 y 7 mm desde ahí hasta la VC-806. De la VC-806 hasta la EROVM se mantiene la línea vieja con 7 mm y 9.5 mm en cruce de caminos y líneas de agua.
- Material de recubrimiento externo: Epoxy unida por fusión.
- Espesor de recubrimiento externo: 0.31 a 0.36 mm.
- Ocho válvulas de corte, de la VC-802/810.
- Presión máxima de trabajo: 30 bar.

Datos técnicos del segundo segmento del oleoducto (EROVM a ECCM)

- Diámetro del tubo: 530 mm (20 pulgadas, norma CAME).
- Diámetro interior del tubo: 514 mm.
- Volumen teórico desde la EROVM hasta ECCM: 6 370 m³.
- Volumen por kilómetro: 207.5 m³.
- Material de recubrimiento externo: Polyken.
- Espesor de recubrimiento externo: 1.2 mm.
- Seis válvulas de corte, de la VC-901/906.
- Presión máxima de trabajo: 24 bar.

2.3 Características del crudo pesado de la EPEP-C

El compuesto de crudos de la EPEP-C, tiene como promedio 9.3 °API, el diluyente utilizado para mejorar el flujo por el oleoducto tiene 32.80 °API, después de dosificado alrededor de un 2.5 % de diluyente al crudo en los centros colectores, queda con un crudo con aproximadamente 10.2 °API, en la ECO se vuelve a dosificar alrededor de un 2.6 % y queda un crudo de aproximadamente 11.9 °API, el cual posteriormente será bombeado a través del oleoducto. Este crudo prácticamente no tiene gas disuelto y por tanto su factor volumétrico es despreciable (EPEP-Centro, 2013).

También posee un alto porcentaje de azufre, se debe tener en cuenta que el nivel corrosivo del petróleo es directamente proporcional a su contenido de azufre, este típicamente incrementa cuando la gravedad °API del crudo decrece.

Debido a que el crudo producido por la EPEP-C se encuentra entre pesado y extrapesado según °API, el contenido de azufre de los mismos es alto, alrededor de un 7 %. Por tanto se

obtiene como conclusión que el crudo transportado por el oleoducto es muy ácido, lo cual ha afectado el OMVM severamente y actualmente ha presentado numerosas de averías.

2.4 Funcionamiento de la ECO y la EROVM

El objetivo de la ECO, es la transportación a través del OMVM de todo el crudo con las especificaciones de calidad requeridas por la ECCM, como son el 2 % de agua, los 0.98 g/cm² de densidad y menos de 1500cst de viscosidad. Para favorecer la transportación se instala la estación de rebombeo (EROVM) que hace que en la ECO los porcentajes de diluentes y la presión de bombeo no tengan que ser muy elevados.

En la ECO el crudo se almacena en tanques con los parámetros de calidad requeridos, es bombeado con las bombas *Booster* hacia un colector de succión de las bombas magistrales de la ECO a través de los intercambiadores de calor, donde posteriormente se adiciona al crudo, la sustancia reductora de viscosidad (nafta o diesel) para disminuir su viscosidad hasta los valores pactados con el cliente. Las bombas magistrales a su vez impulsan el petróleo a través del OMVM hasta la EROVM.

En la EROVM se recibe el crudo a través de una desviación en el OMVM unos metros antes de la VC-811, este crudo es succionado por las bombas y es bombeado hacia Matanzas utilizando otra desviación unos metros después de la VC-811. Estas bombas mantienen una presión preestablecida en la succión a 5 atm, a partir de este parámetro, el sistema es capaz de variar la frecuencia de rotación de cada bomba según las necesidades para mantener el valor de presión prefijado.

La instalación cuenta con un *by-pass*, el cual consta de un cheque de 20 pulgadas que une la succión con la descarga de las bombas, que tiene la función de que si en algún momento la presión en el tramo del oleoducto comprendido desde la desde la ECO hasta la EROVM aumenta en un valor por encima de la presión de la descarga de las bombas, el cheque se abre y deja pasar el petróleo directamente hasta Matanzas, dejando fuera del sistema a la EROVM, este cheque no se cerrará hasta tanto la presión en la descarga de las bombas sea mayor que la presión en la succión.

El sistema de protección automática también prevé que la válvula de la VC-811 también se abra de forma automática realizando la misma función del cheque del *by-pass* de 20 pulgadas.

La EROVM cuenta con un sistema automático integrado por variadores de velocidades para cada bomba y una computadora de proceso que los controla, esto hace posible fijar 5 atm en la succión, además de integrar el sistema de protección de la instalación.

La operación estable del oleoducto es a perfiles de temperatura y presión en estado estacionario a lo largo de la tubería. El perfil característico está en dependencia del caudal de crudo que esté fluyendo por la tubería en cada momento. El comportamiento de este oleoducto es opuesto al de un oleoducto convencional, dígame uno frío. En un oleoducto convencional según se incrementa el flujo, aumenta la caída de presión.

En este oleoducto, debido a que es caliente, según aumenta el caudal, la caída de presión en el estado estacionario disminuye. La razón para que se produzca una mayor caída de presión a menores caudales de bombeo es el deterioro del perfil de temperatura debido a las pérdidas de calor del petróleo hacia el suelo que lo rodea. Como resultado de la mayor transferencia térmica la temperatura del petróleo al llegar a la EROVM o a Matanzas es menor, una menor temperatura del petróleo provoca un incremento en la viscosidad y mayores valores de viscosidad en el petróleo incrementan la caída de presión a lo largo de la tubería debido a que aumentan las pérdidas por fricción.

El tiempo de tránsito del petróleo a través de la tubería oscila entre los 2.5 y los 5 días dependiendo del caudal de bombeo. Debido al largo tiempo de residencia del crudo en la tubería, los cambios en las condiciones de operación del oleoducto (caudal, temperatura, viscosidad), demoran un tiempo en manifestarse en los perfiles de temperatura y presión del oleoducto. Es un criterio aceptado que cuando las tres cuartas partes del oleoducto se ocupan del producto con la nueva viscosidad, comienzan a manifestarse los cambios en la presión (EPEP-Centro, 2013).

2.4.1 Parámetros de funcionamiento de la ECO y la EROVM

La ECO y la EROVM tienen establecidos valores máximos y mínimos de trabajo para garantizar un flujo estable y proteger las bombas en caso de presiones mínimas porque pudieran cavitarse, y en caso de las presiones máximas para proteger el oleoducto que se encuentra dañado debido a los años y a la corrosión. Actualmente el oleoducto no debe someterse a presiones superiores a 25 atm de presión, sin embargo fue diseñado para trabajar a 60 atmósferas de presión. En la tabla 2.1 se muestran los parámetros operacionales de la ECO

y la EROVM, en ella los valores de viscosidad de salida en Matanzas van a depender del caudal de bombeo, el cual incide directamente en la temperatura y ésta en la viscosidad.

Tabla 2.1 Parámetros normales, mínimos y máximos del régimen tecnológico de la ECO y la EROVM (EPEP-C, 2013)

Parámetros	U/M	Valor Min.	Valor Normal	Valor Max.
Presión de Salida del oleoducto a	Atm	0	26	31.5
Presión descarga de las bombas	Atm	1.0	3.0	7.0
Viscosidad de salida oleoducto a ECO	Cst	1300	2000	2500
Viscosidad de salida oleoducto a	Cst	–	–	1500
Agua por destilación de venta(BSW)	%	0	1.0	2.0
Temperatura de salida del crudo de los	°C	30	65-75	80
Dosificación de diluyente (nafta)	%	0	2.5	12
Dosificación de diluyente (diesel)	%	0	5	20
Temperatura salida oleoducto a	°C	85	90	95
Presión crudo colector succión EROVM	bar	3.0	5.0	7.0
Presión crudo colector descarga	bar	15.0	20.0	25.0
Temperatura crudo colector descarga	°C	35.0	45.0	55.0

2.4.2 Dosificación de diluyente en la ECO

El petróleo recibido en la ECO tiene una viscosidad promedio que oscila entre los 1900 y los 2100 cst a 50 °C y se necesita bajar dicha viscosidad a 1500 cst para cumplir con lo contratado con ECCM y garantizar la estabilidad del bombeo por el oleoducto, para esto se necesita adicionar nafta o diesel al petróleo bombeado, lo cual se realiza con bombas dosificadoras que toman la sustancia reductora de viscosidad de los tanques donde se almacenan y la inyectan en la salida de los intercambiadores de calor, es decir, a la succión de las bombas magistrales (EPEP-Centro, 2013).

En la tabla 2.2 se muestran los porcentajes de consumo de nafta y diesel en la ECO. Es preciso destacar que actualmente, la adición de diluentes, es la parte del proceso de tratamiento que más encarece la producción de petróleo de la EPEP-C.

Tabla 2.2 Índices de consumo material y energético (EPEP-C, 2013)

Descripción	Índice de Consumo
Nafta	2,5-12% del volumen bombeado
Diesel	5-20% del volumen bombeado

2.5 Perfil del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas

El OMVM en su trayectoria de aproximadamente 75 kilómetros presenta irregularidades significativas a lo largo de su traza, presenta un pico por encima de los 150 metros de altura y un llano al nivel del mar. Por tanto es un gran reto poder desplazar este fluido tan viscoso a través del mismo. En la figura 2.2 se muestra el perfil topográfico del OMVM, los números en el eje x, del 801 al 811 y del 901 al 907, representan las válvulas, el número 801 representa la ECO, el 811 la EROVM, y el 907 a la ECCM.

En todas la válvulas de corte se miden temperatura y presión, esto es posible debido a que no están soterradas y están equipadas con manómetros, la temperatura tiene que ser tomada con un equipo especial de estimación de temperaturas de fluidos en tuberías, ya que en las mismas no existen termómetros, solo en la EROVM y a la entrada y salida del oleoducto.

En la EROVM es rebombado el fluido para que pueda llegar a la ECCM, este rebombeo se realiza debido que en la ECO la presión de salida es insuficiente para garantizar la llegada del fluido a Matanzas. Se debe que recordar que en un inicio el OMVM no necesitaba la EROVM porque la presión en la entrada del mismo, o sea en la ECO, era de aproximadamente 60 atmósferas y ahora ronda las 20 atmósferas, esto se debe al mal estado en que se encuentra el oleoducto. En la figura 2.2 el tramo que corresponde de la VC-802 a la VC-806, representa la zona crítica del oleoducto por ser donde han ocurrido la mayoría de las averías (Badía y Lafont, 2010).

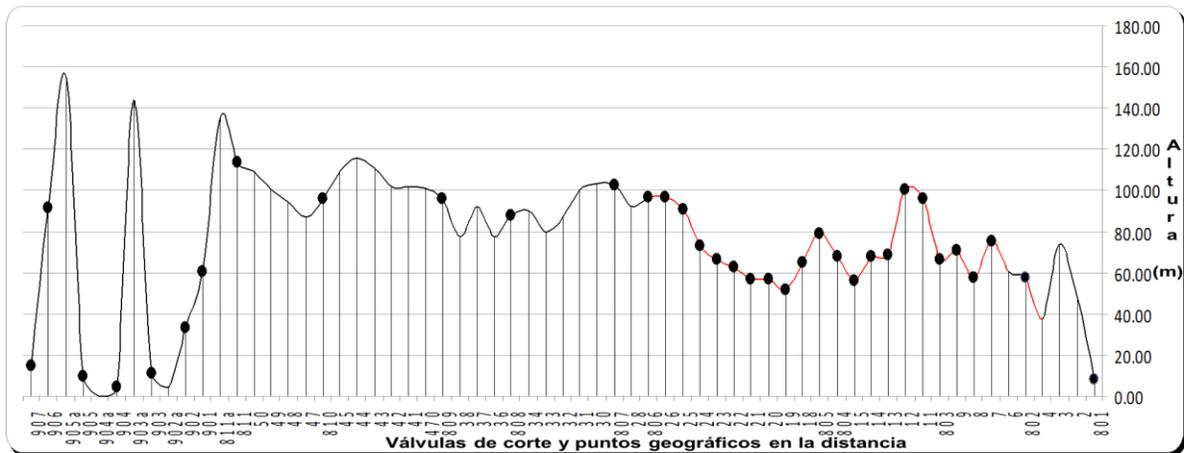


Figura 2.2 Perfil topográfico del Oleoducto Magistral Varadero Matanza (Badía y Lafont, 2010)

2.6 Metodología a seguir para usar la herramienta de simulación

La herramienta de simulación que se utiliza para la realización de este trabajo consta con una gran gama de correlaciones matemáticas, empíricas y de multfluidos, con el fin de que pueda ser utilizada para simular fluidos de prácticamente todas las regiones del mundo. De utilizarla se debe tener un conocimiento detallado del perfil topográfico de la tubería y del fluido a simular.

A continuación se explica cómo se introducen los datos del perfil topográfico y de las características del fluido en la herramienta de simulación:

2.6.1 Datos del perfil topográfico

Para la construcción del perfil de un oleoducto se deben de tener en cuenta los cambios de niveles y la distancia total del tubo, ya que estos son muy importantes cuando se simula un fluido que es transportado a través de una tubería, ya que estos influyen directamente en las caídas de presión por cambio de nivel y por distancia respectivamente.

Los datos de distancia y altura se introducen según el perfil topográfico del oleoducto. El primer segmento del oleoducto, de la ECO a la EROVM, se simula introduciendo los perfiles topográficos de válvula a válvula, lo mismo se hace con el segundo segmento, de EROVM a ECCM.

En la figura 2.3 se muestran los datos geométricos y topográficos, correspondientes al tramo que abarca desde la ECO hasta la VC-802. En ella, a su lado izquierdo, se muestran las propiedades geométricas de este tramo, como son, el diámetro interno del oleoducto, el espesor de su pared, la rugosidad (se elige por *default* para tuberías de acero) y la longitud total del tramo. Al lado derecho están presente las características topográficas, como son, distancia (comienza en cero) con su altura correspondiente, la temperatura ambiental (si se encuentra en el mismo medio ambiente, se puede introducir el primero y el ultimo valor) y el coeficiente de transferencia de calor (valor U), esta última propiedad se introduce en el simulador según se explica en la figura 2.5 en la parte derecha. Los valores de las elevaciones o distancia, corresponden con cambios significativos de nivel o distancia.



Figura 2.3 Datos geométricos correspondientes al tramo del oleoducto (ECO a VC-802)

Al presionar el botón Esquema de la figura 2.3, se obtiene el perfil topográfico del tramo ECO a VC-802. En la figura 2.4 se muestra dicho perfil con la elevación y la distancia, dadas en metros.

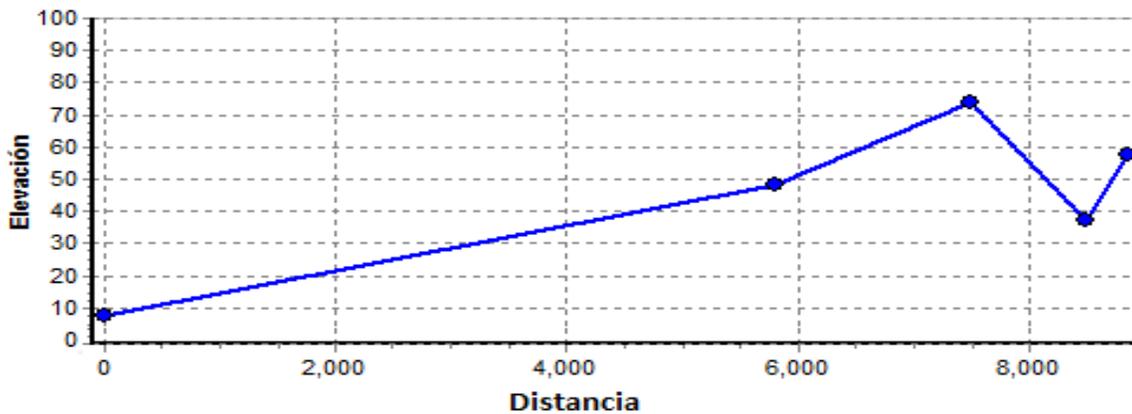


Figura 2.4 Perfil topográfico correspondiente al tramo (ECO a VC-802)

En la figura 2.5 se puede observar en su parte izquierda, que 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 de la figura 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 2.3, 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, con solo pequeños riachuelos a lo largo de la traza, los cuales se despreciaron) y de conductividad del terreno, se dejan por defecto por no contarse en la EPEP-C con estos datos. La profundidad de enterramiento se introdujo manualmente según la los datos técnicos del OMVM que aparecen en el epígrafe 2.2.

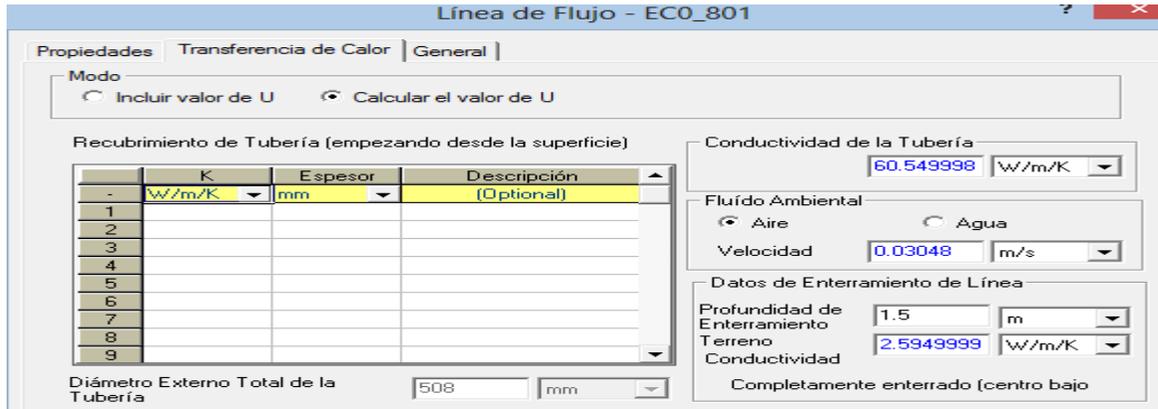


Figura 2.5 Datos de transferencia de calor del tramo del oleoducto (ECO a VC-802)

2.6.2 Datos del petróleo crudo que se circula por el oleoducto

El fluido transportado por el OMVM es un crudo pesado correspondiente a la producción de la EPEP-C, es de vital importancia introducir datos lo más semejante posible a la realidad, debido a que en dependencia de cuan cercano estén a ella, así 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 2.6 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.

Los datos de Rs y Pb son opcionales, y debido a que el fluido prácticamente no tiene gas, no se tomarán en cuenta.

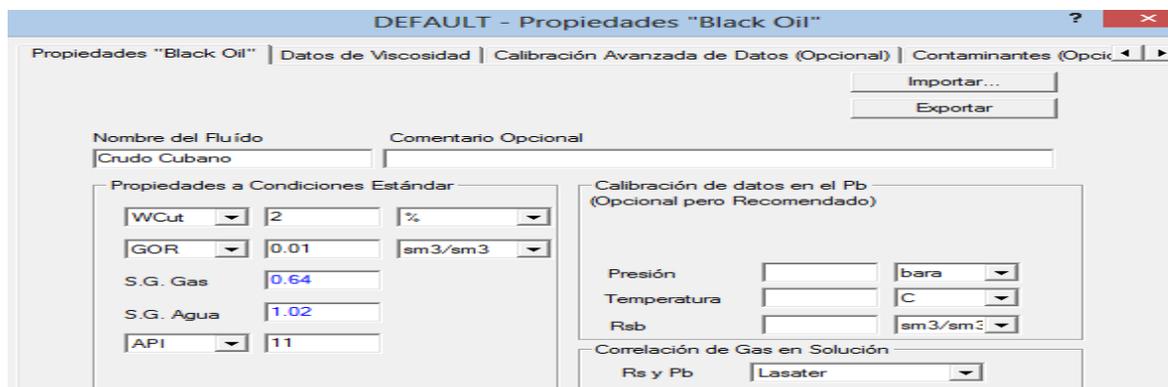


Figura 2.6 Propiedades del petróleo crudo de la EPEP-C

La viscosidad del petróleo vivo es calculada por la correlación escogida que más se asemeja a las características de nuestro crudo (Beggs & Robinson). En la figura 2.7 se muestra en su lado izquierdo los datos correspondientes a las viscosidades de petróleos vivo y muerto.

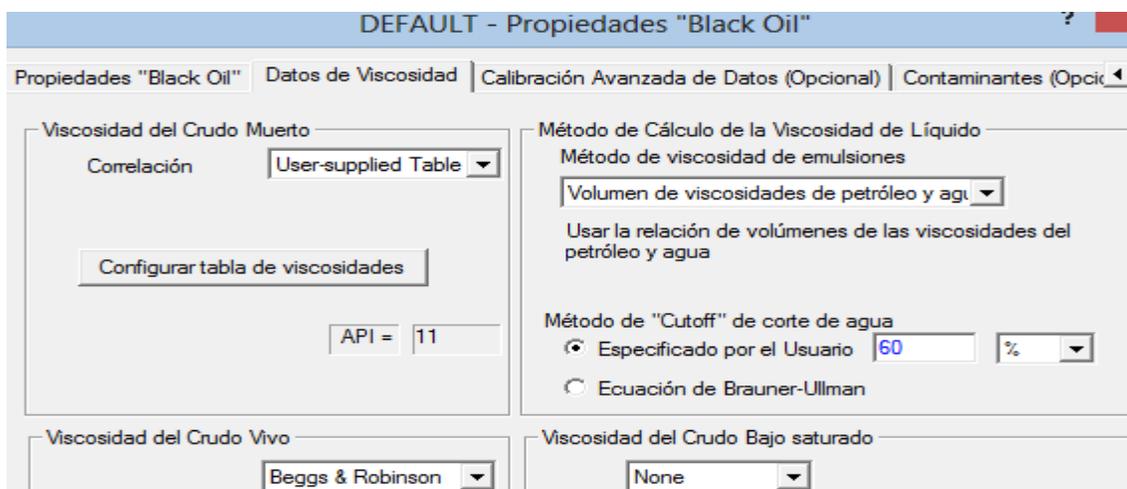


Figura 2.7 Datos de viscosidad del crudo de la EPEP-C

Los datos de viscosidad del petróleo muerto se introducen manualmente y se obtienen del laboratorio de la EPEP-C. No se utiliza una correlación para calcular la misma porque se cuenta con estos datos. En el botón Configurar tabla de viscosidades, se introducen los valores de viscosidad, la figura 2.8 muestra la tabla de viscosidad de un crudo muerto de 11.9 °API, en la cual para cada temperatura corresponde una viscosidad.

Se debe aclarar que al menos deben de introducirse tres valores de temperatura con su respectiva viscosidad, esto para que la herramienta de simulación construya la curva de viscosidad según el tipo de correlación elegida para determinar viscosidad de crudo muerto.

	Temperatura	Viscosidad
1	C	cP
2	40	1364
3	50	822.2
4	80	236.2
5	100	122.5

Figura 2.8 Viscosidad del petróleo muerto

2.7 Correlaciones de flujo seleccionadas

Una vez que se introdujeron los datos del perfil topográfico de la tubería y los datos del fluido que circulará por la misma, es necesario escoger las correlaciones para flujo vertical (se

considerará como flujo vertical por no tener el oleoducto cambios de niveles con ángulos mayores a 45° en su trayectoria) que más se ajusten a las condiciones de topografía, tipo de fluido y propiedades físicas del fluido y la tubería.

En la figura 2.9 se muestra la correlación escogida, Xiao en este caso, debido a que la misma correlaciona con efectividad para flujo vertical y crudos pesados similares al simulado. También se fijan las condiciones de frontera deseadas, dígase presión de salida, presión de entrada y caudal de bombeo, además son seleccionadas las gráficas que se deseen obtener.

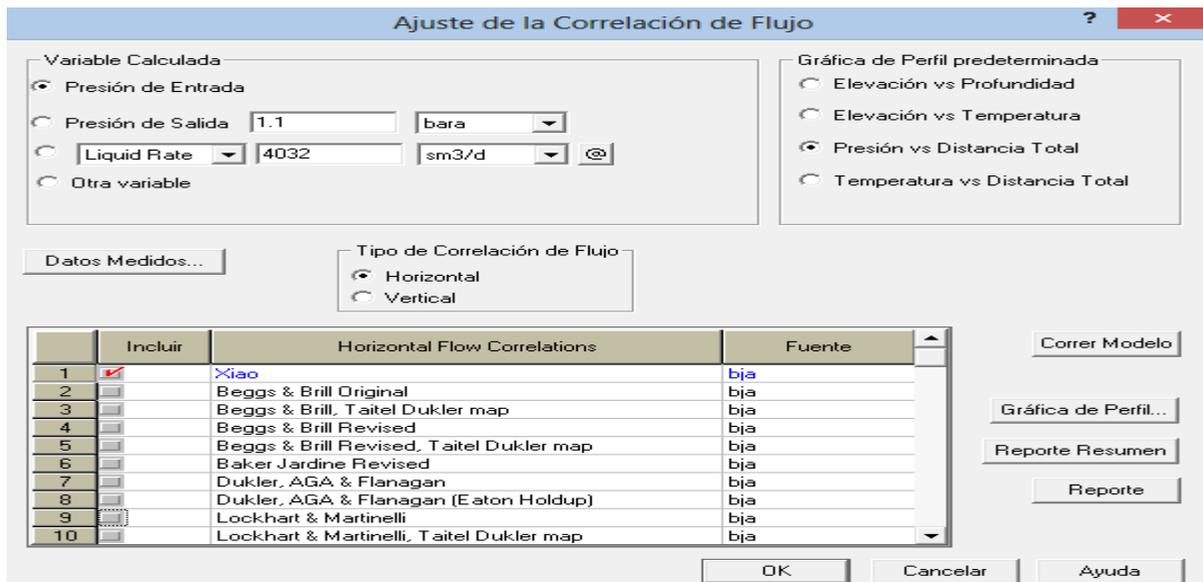


Figura 2.9 Correlaciones de flujo seleccionadas

Después que se introduce el perfil del oleoducto, las propiedades fundamentales del crudo, y se seleccionan las correlaciones de flujo, entonces se está en condiciones de realizar la simulación.

2.8 Procedimiento de validación de la herramienta de simulación

Para la validación del modelo de simulación del oleoducto, primero se hace un ajuste al caso base y después un análisis de sensibilidad. 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 temperaturas que existen digitalizados en la ECO y la EROVM, en la ECCM los datos de presión y temperatura se guardan diariamente. Para realizar esta comparación se promediaron las presiones y temperaturas diarias de cada mes (enero a julio del 2014) quedando un valor promedio para cada mes, después se promediaron las de estos seis meses, quedando un resultado promedio de presión y temperatura para estos meses, al

promedio de cada mes y al de los seis meses, se les calcula el coeficiente de variación y la desviación estándar, de estos valores ser menores que el 12%, entonces son confiables para realizar la comparación con los datos que ofrece el simulador.

Posteriormente se calcula el error relativo entre el promedio de presión y temperatura de los primeros seis meses 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.

Para realizar el análisis de sensibilidad se varía respecto a las condiciones actuales de operación, el caudal, la temperatura de entrada del crudo y la temperatura ambiental, para verificar si los resultados ofrecidos por el simulador son consecuentes con las variaciones hechas a las condiciones de frontera. Si este análisis arroja los resultados esperados, entonces queda validado el modelo de simulación.

2.9 Casos de contingencias simulados

La EPEP-C no cuenta en estos momentos con una herramienta de simulación como la empleada, para poder predecir los posibles comportamientos que pudiera tener el oleoducto, ya sean manifestados en la EROVM, la ECO, la ECCM, o en cualquier válvula de corte. Solo se mencionan estos lugares, y no los tramos entre válvulas, porque no existen instrumentos en esos lugares para poder comprobar los resultados que ofrece el simulador.

En la ECO y en la EROVM los parámetros de presión y temperatura son medidos con instrumentos de alta precisión, de la firma SMART, con interfase de comunicación a la computadora soportado por un sistema supervisorio AIMAX, el cual permite guardar las mediciones en intervalo de tiempo de un minuto como mínimo. La instrumentación presenta los siguientes datos técnicos:

Trasmisor de presión, modelo LD – 301 M, con un rango de trabajo de 1 a 40 MPa y una precisión de ± 0.025 % del valor máximo de medición.

Trasmisor de temperatura, modelo TT – 301, con un rango de trabajo de -250 a 820 °C y una precisión de ± 0.025 % del valor máximo de medición.

Se debe aclarar que los casos de contingencia son posibles condiciones críticas que pudieran ocurrir en el OMVM, dígame condiciones ambientales severas (fuerte lluvias o invierno), la EROVM fuera de servicio, caudales altos o bajos en la ECO y necesidad de disminuir dosificación de diluyente por problemas de suministro del mismo. En este trabajo los casos de

contingencias quedan establecidos de forma precisa, estableciendo las condiciones de frontera (iniciales o finales, o una combinación de las mismas) deseadas, para ver cuál es el comportamiento posterior que presente el oleoducto después de estas condiciones.

Para la simulación se preestablecen las condiciones de frontera, porque cualquier problema que ocurra en la traza del oleoducto o en cualquier estación de corte que lo compone, se manifiesta posteriormente en todo el ducto. Es importante destacar que en ocasiones ocurre una avería y como no existe transmisión directa desde las válvula, el operador demora en darse cuenta que existe un problema, solo hasta que se refleje en los lugares donde hay transmisión continua no percibe tal problema.

A continuación se mencionan los casos de contingencia con sus condiciones iniciales:

Caso # 1: Caudales de bombeo muy bajos en la ECO.

En este caso se fijan el caudal y la temperatura de entrada en la ECO, y la presión de la salida en 1.1 bar (considerada como la mínima presión de llegada del fluido), esto permite conocer el requerimiento de presión en la ECO para que el fluido llegue hasta Matanzas. También se pueden evaluar los resultados que se obtienen con la simulación, en las válvulas de corte y la EROVM. En la tabla 2.3 se muestran las condiciones iniciales para este caso

Tabla 2.3 Condiciones iniciales para el caso # 1

Caso	Caudal en ECO	Temperatura de crudo en ECO	Presión en ECCM	Temperatura ambiente
Caudales de bombeo muy bajos en la ECO	Q=2 000 m ³ /d	T=91.85°C	P=1.1 bar	T=25°C

Caso # 2: Caudales de bombeo muy altos en la ECO.

En la tabla 2.4 se muestran las condiciones iniciales para este caso. Aquí se hace lo mismo que en el caso anterior, pero para este nuevo caudal.

Tabla 2.4 Condiciones iniciales para el caso # 2

Caso	Caudal en ECO	Temperatura de crudo en ECO	Presión en ECCM	Temperatura ambiente
Caudales de bombeo muy altos en la ECO	Q=6 000 m ³ /d	T=91.85°C	P=1.1 bar	T=25°C

Caso # 3: EROVM fuera de servicio con las condiciones actuales de operación a la entrada.

En este caso se ponen las condiciones de presión, temperatura y caudal actuales en la entrada del oleoducto y se desconecta la EROVM. De esta manera podremos conocer la presión a la

salida bajo estas condiciones. En la tabla 2.5 se muestran las condiciones iniciales para este caso.

Tabla 2.5 Condiciones iniciales para el caso # 3

Caso	Caudal en ECO	Presión en ECO	Temperatura de crudo en ECO	Temperatura ambiente
EROVM fuera de servicio	Q=4 032 m ³ /d	P=22.57 bar	T=91.85°C	T=25°C

Caso # 4: Presión requerida en la ECO para que el fluido llegue a Matanzas sin la EROVM.

En este caso se establecen los valores actuales de caudal y temperatura a la entrada, se fija la presión de salida en 1.1 bar, y se desconecta la EROVM para ver las consecuencias que tienen estas condiciones en la presión entrada del oleoducto y a lo largo de toda su trayectoria. En la tabla 2.6 se muestran las condiciones iniciales para este caso.

Tabla 2.6 Condiciones iniciales para el caso # 4

Caso	Caudal en ECO	Temperatura de crudo en ECO	Presión en ECCM	Temperatura ambiente
Presión requerida para llegar a Matanzas sin EROVM	Q=4 032 m ³ /d	T=91.85°C	P=1.1 bar	T=25°C

Caso # 5: Baja temperatura de entrada al oleoducto.

En este caso se fija la temperatura de entrada en 70°C, el caudal actual de operación y la presión de salida en 1.1 bar, con estas condiciones de frontera se puede estimar la presión necesaria a la entrada del oleoducto para que el fluido llegue a su destino final.

En la tabla 2.7 se muestran las condiciones iniciales para este caso.

Tabla 2.7 Condiciones iniciales para el caso # 5

Caso	Temperatura de crudo en ECO	Caudal en ECO	Presión en ECCM	Temperatura ambiente
Temperatura muy baja en la ECO	T=70°C	Q=4 032 m ³ /d	P=1.1 bar	T=25°C

Caso # 6: Reducción del 50 % de la dosificación de diluyente.

En este caso se cambian los valores de viscosidad que se introducen en la figura 2.8 los cuales corresponden a un petróleo de alrededor de los 11.9 °API, al disminuir a la mitad la adicción de diluyente, el petróleo disminuye sus grados de solubilidad a valores aproximados a los 10.2°API, el cual tiene valores de viscosidad superiores. Las condiciones iniciales de presión,

caudal y temperatura son las actuales, mostradas en la tabla 2.5. En la figura 2.10 se muestran los valores de viscosidad con su respectiva temperatura para un crudo de 10.2 °API.

	Temperatura	Viscosidad
1	C	cP
2	40	3954.86
3	50	1659
4	80	225.8
5	100	86.31

Figura 2.10 Viscosidad para un petróleo muerto de 10.2°API

Caso # 7: Condiciones climáticas severas (Invierno o fuertes lluvias, temperatura ambiente igual a 15°C).

En este caso se hace la simulación con los parámetros de operación actuales, pero con una temperatura ambiente de 15°C, de esta manera se puede conocer cuál es la presión requerida en la ECO para que el fluido llegue a ECCM bajo estas condiciones de temperaturas frías. En la tabla 2.8 se muestran las condiciones iniciales para este caso.

Tabla 2.8 Condiciones iniciales para el caso # 7

Caso	Temperatura Ambiente	Caudal en ECO	Temperatura de crudo en ECO	Presión en ECCM
Condiciones climáticas severas	T=15°C	Q=4 032 m ³ /d	T=91.85°C	P=1.1 bar

Caso # 8: Determinar el caudal donde las presiones de entrada comienzan a aumentar con el aumento del mismo (Q₂ en la figura 1.7).

En este caso se introducen los parámetros de temperatura y presión en la ECO, se fija la presión con que llega el fluido a Matanzas (1.1 bar) y se va aumentando el caudal a la entrada del oleoducto a partir de 6 000 m³/d, (por ser un caudal elevado de 2000 m³/d más que el caudal actual), y se van simulando valores de caudal hasta encontrar aquel con el cual un aumento del mismo provoque que las presiones de entrada comiencen a aumentar también.

En la tabla 2.9 se muestran las condiciones iniciales para este caso.

Tabla 2.9 Condiciones iniciales para el caso # 8

Caso	Caudal en ECO	Temperatura de crudo en ECO	Presión en ECCM	Temperatura Ambiente
Determinar caudal de inflexión en la ECO.	Se varía hasta encontrar el caudal Q_2 en la figura 1.7	T=91.85°C	P=1.1 bar	T=25°C

Conclusiones parciales del Capítulo 2

Del estudio realizado para hacer este capítulo se obtienen las siguientes conclusiones:

- 1- El perfil topográfico del objeto de estudio presenta desniveles importantes que influyen notablemente en el funcionamiento del oleoducto.
- 2- El crudo a transportar es pesado lo cual afecta considerablemente su transportación ya que las pérdidas por fricción son elevadas.
- 3- Se elige la correlación de Xiao, por ser esta correspondiente a la transportación de crudos pesados en tuberías horizontales.

CAPÍTULO 3

En este capítulo se valida el modelo de simulación, esto se logra haciendo una comparación entre los datos ofrecidos por el *software* y los valores reales de presión, temperatura y caudal en la ECO, la EROVM, y la ECCM. También se analizan cada uno de los casos de contingencias mencionados en el capítulo anterior y se muestran los resultados obtenidos de la simulación de los mismos.

3.1 Validación de la herramienta de simulación

El OMVM tiene establecidos parámetros operacionales que rigen su funcionamiento en la actualidad. En la ECO, EROVM y la ECCM se controlan estos parámetros, los cuales son de gran utilidad en la realización de este trabajo ya que permiten validar el modelo de simulación a través de tomas reales de presiones y temperaturas. Para la validación de un modelo de simulación, primero se hace el ajuste al caso base y después un análisis de sensibilidad. En la tabla 3.1 se muestran los parámetros operacionales que actualmente tiene la ECO.

Tabla 3.1 Promedio mensual de caudal, presión y temperatura en la ECO

Mes	Promedio de Caudal en ECO (m ³ /d)	Promedio de Presión en ECO(bar)	Promedio de temperatura crudo ECO (°C)	Temperatura ambiente (°C)
Enero	4105.99	23	93	25
Febrero	4123.68	22	93	25
Marzo	4120.05	22	91	25
Abril	4050.33	23	93	25
Mayo	3901.46	22	90	25
Junio	4022.45	23	91	25
Julio	3901.81	23	92	25
Promedio	4032.25	22.57	91.85	25
Desviación estándar	96.651	0.534	1.214	0
Coefficiente de variación	2.396 %	2.368 %	1.322 %	0 %

En el análisis de la tabla anterior se puede ver que el coeficiente de variación del caudal, la presión y la temperatura del crudo, de los primeros seis meses del año 2014 en la Estación Cabecera del Oleoducto, es menor que el 12 %, lo que según los parámetros estadísticos se considera de aceptable, por tanto estos datos son confiables y pueden ser utilizados para la simulación.

En la EROVM se toman diariamente los datos de presión de succión y descarga, y la temperatura con la cual llega el fluido a la misma, en la tabla 3.2 se muestran los promedios mensuales de dichos datos durante los primeros seis meses del año 2014.

Tabla 3.2 Promedio mensual de presiones y temperaturas en la EROVM

Mes	Promedio presión succión (bar)	Promedio presión descarga (bar)	Promedio temperatura de crudo (°c)
Enero	4.99	20.15	49.23
Febrero	5.04	17.04	45.28
Marzo	4.96	19.96	47.67
Abril	4.99	19.11	47.71
Mayo	4.98	19.15	47.62
Junio	4.97	18.11	47.21
Julio	5.01	19.05	48.45
Promedio	4.99	18.94	47.59
Desviación estándar	0.0267	1.0714	1.2200
Coefficiente de variación	0.535 %	5.657 %	2.563 %

El coeficiente de variación de la presión de succión y descarga, y la temperatura del fluido, de los primeros seis meses del año 2014 en la Estación de Rebombeo del Oleoducto, es inferior a un 12 %, por tanto estos valores son confiables para realizar la simulación.

Las condiciones actuales con que llega el fluido a ECCM en los primeros seis meses del año 2014 se muestran en la tabla 3.3. Estos datos son de gran importancia ya que sirven como condición de frontera para simular los casos de contingencias.

Tabla 3.3 Promedio mensual de caudal, presión y temperatura en ECCM

Mes	Promedio de Caudal en ECCM (m ³ /d)	Promedio de Presión en ECCM (bar)	Promedio de temperatura crudo ECCM (°C)	Temperatura ambiente (°C)
Enero	4105.99	1.0	34	25
Febrero	4123.68	1.2	35	25
Marzo	4120.05	-	35	25
Abril	4050.33	-	37	25
Mayo	3901.46	1.0	38	25
Junio	4022.45	1.1	38	25
Julio	3901.81	1.	38	25
Promedio	4032.25	1.1	36.42	25
Desviación estándar	96.6517	0.0894	1.7182	0
Coefficiente de variación	2.3969 %	8.4379 %	4.7167 %	0 %

En la tabla anterior se puede ver que los datos de presión en la ECCM de los meses de marzo y abril, no se tomaron en cuenta, debido a que en estos meses la recepción del crudo se hizo en tanques diferentes a los acostumbrados y estos se encuentran a una altura que difiere en más de 50 m, lo cual provoca que la presión de llegada se duplica para estos meses. Después de ser excluidos los datos de presión de llegada del fluido a la ECCM correspondientes a los meses de marzo y abril, debido a estos afectan el coeficiente de variación, entonces se puede ver en la tabla anterior que este coeficiente es inferior al 12 % para los datos de caudal, presión y temperatura en el tiempo comprendido, por tanto estos datos pueden ser utilizados para realizar la simulación, también se puede ver que los valores de presión con que llega el fluido a Matanzas son muy pequeños, lo cual influye en el coeficiente de variación, ya que pequeñas variaciones en los datos provocan cambios notables en el mismo, y aunque es inferior al 12 %, es superior al resto de los valores.

De los promedios de los seis meses de las tabla 3.1, tabla 3.2 y la tabla 3.3, se obtienen las condiciones actuales de operación que se usan como condiciones de frontera para la simulación del caso base, en la tabla 3.4 se muestran estas condiciones con una temperatura ambiente de 25°C.

Tabla 3.4 Condiciones actuales de operación del OMVM

Datos	Promedio en la ECO		Promedio en la descarga de EROVM		Promedio en la ECCM		Caudal (m ³ /d)
	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Temperatura (°C)	
Parámetros actuales	22.57	91.85	18.94	47.59	1.10	36.42	4 032

En la tabla 3.5 se muestran los datos que se obtienen de la simulación con los parámetros actuales de operación, para llegar a estos resultados, se fija la presión de ECCM, la temperatura en la ECO y el caudal, según la tabla 3.4. En la tabla 3.5 se puede ver como el perfil de temperatura tiene su mayor pérdida en el primer segmento del oleoducto (Desde la ECO hasta la VC-802), esto se debe a que es el tramo donde está la mayor diferencia de temperatura del fluido con el medio ambiente. La pérdida de 15 bar entre la VC-905 y la VC-906 se debe a que en este segmento el oleoducto tiene una diferencia de nivel entre una válvula y la otra de aproximadamente 150 m (ver figura 2.2) en solo 2,5 kilómetros, posteriormente prácticamente llega en caída libre hasta la VC-907.

Tabla 3.5 Resultados obtenidos con los valores actuales de operación

	Presión (Bara)	Temp (°C)
ECO	22.1	92
(VC-802)	16.9	79
(VC-803)	15.7	75
(VC-804)	15.1	71
(VC-805)	14.1	70
(VC-806)	10.9	65
(VC-807)	10.1	64
(VC-808)	10.5	61
(VC-809)	9.4	60
(VC-810)	7.3	51
(VC-811)	4.9	47
EROVM(Out)	17.8	47
(VC-901)	18.7	41
(VC-902)	19.6	39
(VC-903)	20.4	37
(VC-904)	18.3	35
(VC-905)	16.2	35
(VC-906)	1.0	34
ECCM	1.0	34

En la figura 3.1 se puede observar el comportamiento de la presión con el aumento de la distancia, aquí se observa en el kilómetro 42 un aumento de presión debido a que en ese punto se encuentra la EROVM. En esta figura se puede ver que los valores de presión desde la ECO hasta la EROVM tienen una tendencia a disminuir, esto se debe a las pérdidas por fricción y a que no existen irregularidades considerables en el terreno que provoquen picos de presiones, no así en el tramo comprendido desde la EROVM hasta la ECCM donde sí existen desniveles importantes que impiden que el perfil de presión tenga algún tipo de tendencia, por tanto en este tramo los picos de presión corresponden con puntos de poca altura sobre el nivel precedidos de alturas importantes y los niveles bajos de presión corresponden con puntos de gran altura en el terreno, si se observa la figura 2.2 correspondiente al perfil del oleoducto se puede comprobar lo explicado anteriormente.

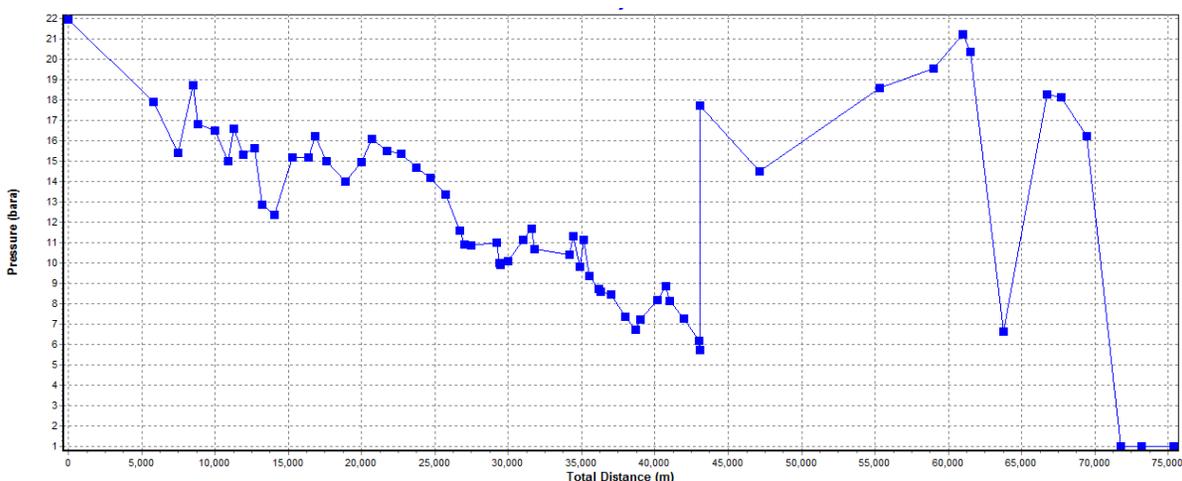


Figura 3.1 Comportamiento de la presión en la distancia, con las condiciones actuales

En la tabla 3.6 se hace una comparación entre los datos ofrecidos por el modelo de simulación (con los parámetros actuales de operación de presión y temperatura), y los promedios mostrados en las tabla 3.1, tabla 3.2 y la tabla 3.3, que muestran los datos reales de presión, caudal y temperatura para la ECO, EROVM, y la ECCM respectivamente. Mediante esta comparación y con el posterior análisis de sensibilidad se puede validar el modelo de simulación, ya que el error relativo entre los datos reales y los simulados es inferior a un 10 %.

Tabla 3.6 Error relativo entre los datos reales y los simulados

Datos	ECO		EROVM en la descarga		ECCM	
	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Temperatura (°C)
Promedios	22.57	91.85	18.93	47.59	1.10	36.42
Simulados	22.1	92.00	17.8	47.00	1.0	34.00
Error relativo (%)	2.08	0.16	5.96	1.23	9.09	6.64

Después de hecho el ajuste al caso baso se procede al análisis de sensibilidad. Primeramente se realiza una variación del caudal a la entrada, manteniendo la presión y temperatura de la misma constante para ver qué consecuencias tienen estos cambios en la salida del oleoducto y a la vez si son lógicos o no. En la figura 3.2 se muestran los resultados obtenidos a la salida del oleoducto cuando se varía el caudal de entrada.

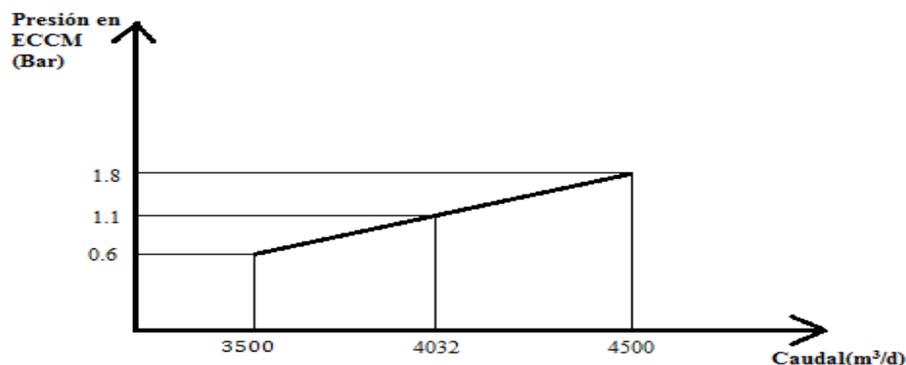


Figura 3.2 Comportamiento de la presión de salida cuando se varía el caudal de entrada

En la figura anterior se observa como a medida que el caudal aumenta, también aumenta la presión de llegada, ya que al aumentar el caudal, la temperatura a lo largo del oleoducto aumenta, con esto disminuyen las viscosidades y por tanto las pérdidas por fricción, influyendo en que la presión de llegada sea mayor, se debe aclarar que esto ocurre solo hasta

que se alcanza el punto Q_2 en la figura 1.7. Estos cambios de presión no son considerables debido a que los caudales son elevados y por tanto se necesita grandes variaciones en el mismo para reflejar diferencias notables en la presión.

Posteriormente se hace una variación en la temperatura de entrada en la ECO para ver las consecuencias que provocan en la presión de salida del oleoducto. En la figura 3.3 se pueden ver los resultados obtenidos con la simulación de la variación de la temperatura de entrada.

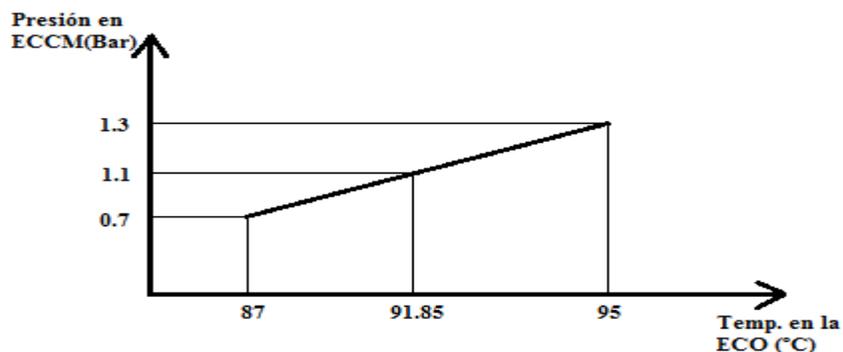


Figura 3.3 Comportamiento de la presión de salida con la variación de la temperatura de entrada

Del análisis de la figura anterior se concluye que a medida que la temperatura en la ECO aumenta, también aumenta la presión de llegada a la ECCM, esto debido que al aumentar la temperatura la viscosidad disminuye y por ende las pérdidas por fricción también.

Después de analizar las consecuencias de la variación del caudal y la temperatura de entrada en la presión de salida del oleoducto, se hace una variación en la temperatura ambiente para ver que provoca esta situación en la ECCM. En la figura 3.4 se muestra los valores de presión en la salida, que se obtienen de simular para un mismo caudal y presión de entrada pero variando la temperatura ambiente.

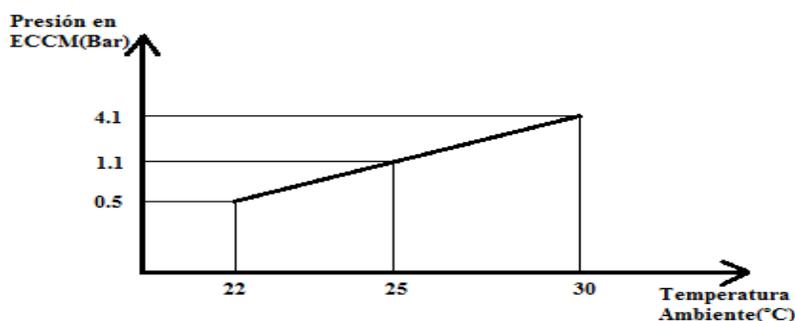


Figura 3.4 Comportamiento de la presión a la salida con la variación de la temperatura ambiente

En la figura anterior se observa como un pequeño aumento de la temperatura ambiente provoca un aumento considerable en la presión de llegada a la ECCM. Con el aumento de la temperatura ambiental, la transferencia de temperatura del crudo al medio es menor y por tanto la temperatura a lo largo del oleoducto aumenta en promedio y por ende las viscosidades del crudo disminuyen y con estas las pérdidas por fricción también, siendo menor la presión necesaria a la entrada para tener la presión requerida a la salida, concluyendo que si se mantiene la misma presión de entrada y la temperatura ambiente aumenta, la presión con que llega al destino es mayor.

En la tabla 3.7 se muestra el resumen del análisis de sensibilidad realizado, primero, a través de variaciones del caudal manteniendo la temperatura y la presión en la ECO igual que la actual con la temperatura ambiente en 25 °C, segundo, variando la temperatura de entrada en la ECO respecto al valor actual y manteniendo la presión a la entrada fija en 22.57, observando los cambios que esto provoca en la presión de salida del oleoducto, y tercero, se cambia la temperatura ambiente a 22 °C y 30 °C manteniendo el caudal, la presión, y la temperatura actual de la ECO. Todo esto para ver las consecuencias a la salida del oleoducto.

Tabla 3.7 Resumen del análisis de sensibilidad respecto al caso base

Casos	Caudal (m ³ /d)	Presión en ECO(bar)	Temperatura en ECO(°C)	Temperatura ambiente(°C)	Presión en ECCM(bar)
Caso base	4 032	22.57	91.85	25	1.10
Aumentar el caudal	4 500	22.57	91.85	25	1.8
Disminuir el caudal	3 500	22.57	91.85	25	0.6
Aumentar temperatura de entrada (ECO)	4 032	22.57	95	25	1.3
Disminuir temperatura de entrada(ECO)	4 032	22.57	87	25	0.7
Aumentar temperatura ambiente	4 032	22.57	91.85	30	4.1
Disminuir temperatura ambiente	4 032	22.57	91.85	22	0.5

Del análisis de sensibilidad mostrado en la tabla 3.7 se obtiene como conclusión que el modelo de simulación responde consecuentemente a los cambios hechos en las condiciones de frontera, ya que un aumento de caudal provoca una disminución en la presión de entrada y una disminución en la temperatura de entrada y del medio ambiente provocan un aumento en la presión de entrada.

Finalmente se concluye, después de analizar la figura 3.2, figura 3.3, figura 3.4 y la figura 3.7, que el modelo de simulación responde adecuadamente a los cambios en las variables de entrada, por tanto, después de hecho el ajuste al caso base y realizado el análisis de sensibilidad queda validado el modelo de simulación. Por tanto se está en condiciones de proceder a la simulación de los posibles casos de contingencias que serán evaluados en el epígrafe siguiente.

3.2 Análisis de los casos de contingencia

El objetivo fundamental de este trabajo, es poder predecir posibles situaciones adversas que pudieran ocurrir en el OMVM, simulando estas situaciones llamadas casos de contingencia se estaría en mejores condiciones para tomar decisiones que ayuden a resolver el problema que estos casos de contingencias generan.

3.2.1 Caso de contingencia # 1, disminución del caudal hasta 2 000 m³/d

A continuación se muestra en tabla 3.8 los resultados que se obtienen de la simulación del caso # 1. Se observa que si se disminuye el caudal, entonces se requiere incrementar la presión de entrada del oleoducto hasta los 30.9 bar (8 bares por encima de la requerida con el caudal actual de 4032 m³/d) para garantizar la presión de descarga de 1.1 bar. También se puede ver como el perfil de temperatura es afectado, de manera que en la EROVM y a ECCM llega con 8°C y 2 °C menos respectivamente que con los parámetros normales de operación, esto lógicamente incide en la viscosidad y por ende en la presión requerida para desplazar el fluido.

Tabla 3.8 Resultados de la simulación del caso # 1

CASO DE CONTINGENCIA NO.1		
	Presión (Bara)	Temp. (°C)
ECO	30.9	92
(VC-802)	25.9	68
(VC-803)	24.8	63
(VC-804)	24.2	57
(VC-805)	23.2	56
(VC-806)	19.7	48
(VC-807)	18.8	47
(VC-808)	18.8	43
(VC-809)	17.6	43
(VC-810)	15.8	40
(VC-811)	12.8	39
EROVM (Out)	24.8	39
(VC-901)	23.2	36
(VC-902)	23.2	35
(VC-903)	23.4	34
(VC-904)	19.9	33
(VC-905)	17.0	32
(VC-906)	1.0	32
ECCM	1.0	32

La figura 3.5 muestra el comportamiento de la presión con el aumento de la distancia, se observa una presión inicial de 31 bar, la cual es superior al estado actual de operación debido a la disminución del caudal, este comportamiento es propio de oleoductos calientes, donde una disminución del caudal provoca un aumento en la presión de entrada para mantener la presión

requerida a la salida. Al igual que en la figura 3.1 los picos de presión corresponden con llanos precedidos de cimas y los bajas presiones a cimas en la topografía del oleoducto.

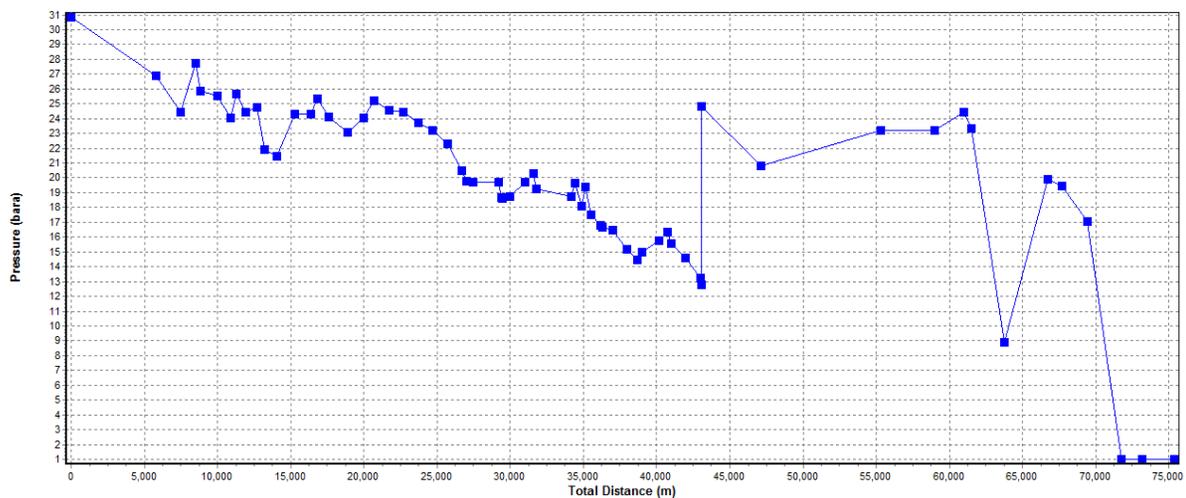


Figura 3.5 Comportamiento de la presión contra la distancia, para un caudal muy bajo

3.2.2 Caso de contingencia # 2, aumento del caudal hasta 6 000 m³/d

En este caso se hace una simulación con un caudal elevado, esto provoca una disminución de la presión a la entrada del oleoducto debido a la disminución de la viscosidad a lo largo del mismo. En la tabla 3.9 se muestran los resultados que se obtienen para un caudal elevado, se puede observar como el aumento de casi 2000 m³/d solo ha provocado una disminución en la presión de entrada al oleoducto de 2 bar, y esto demuestra que con el caudal de trabajo que actualmente se tiene en el oleoducto, un aumento de caudal no afectan considerablemente la presión a la entrada para tener la presión requerida de salida.

Tabla 3.9 Resultados obtenidos de la simulación para un caudal elevado

CASO DE CONTINGENCIA NO.2		
	Presión (Bara)	Temp. (°C)
ECO	20.2	92
(VC-802)	14.8	82
(VC-803)	13.6	77
(VC-804)	12.9	74
(VC-805)	11.8	72
(VC-806)	8.6	68
(VC-807)	7.7	67
(VC-808)	8.1	65
(VC-809)	7.1	64
(VC-810)	6.0	62
(VC-811)	3.6	61
EROVM(Out)	15.62	61
(VC-901)	17.1	55
(VC-902)	18.3	54
(VC-903)	19.3	53
(VC-904)	17.7	51
(VC-905)	15.9	51
(VC-906)	1.0	50
ECCM	1.0	48

La figura 3.6 muestra el comportamiento que tiene la presión en la distancia, aquí se puede ver que la presión a la entrada disminuye respecto al caso anterior, esto se debe al aumento de caudal simulado en este caso. Los picos de presión después de la EROVM tienen la misma explicación de la figura 3.1 y figura 3.5.

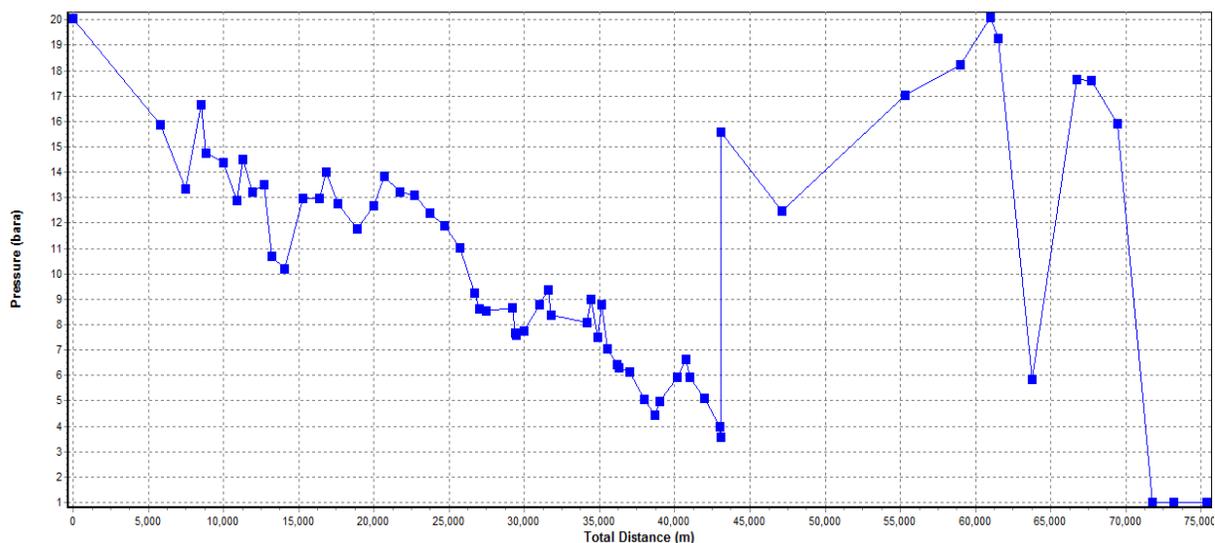


Figura 3.6 Comportamiento de la presión contra la distancia, para un caudal elevado

3.2.3 Caso de contingencia # 3, sin la EROVM con los parámetros actuales de operación

En este caso se hace una simulación de lo que ocurre en la actualidad si la EROVM sale de servicio y se sigue bombeando con las condiciones actuales de operación de presión, caudal y temperatura, en la ECO. En la tabla 3.10 se muestran los resultados que se obtienen con estas condiciones, aquí se puede observar que el fluido no llega a su destino final en Matanzas, solo hasta la VC-903. Debido a esto, actualmente cuando la EROVM deja de funcionar, inmediatamente en la ECO se deja de bombear. Para que el fluido llegue a su destino final en Matanzas con la EROVM fuera de servicio, habría que aumentar la presión en la entrada del oleoducto.

Tabla 3.10 Resultados obtenidos de la simulación, sin EROVM y manteniendo presión actual de entrada

CASO DE CONTINGENCIA NO.3

	Presión (Bara)	Temp. (°C)
ECO	22.6	92
(VC-802)	17.4	79
(VC-803)	16.2	75
(VC-804)	15.6	71
(VC-805)	14.6	70
(VC-806)	11.4	65
(VC-807)	10.6	64
(VC-808)	11.0	61
(VC-809)	9.9	60
(VC-810)	8.8	51
(VC-811)	6.3	47
(VC-901)	7.4	41
(VC-902)	8.4	39
(VC-903)	9.2	37
Presión muy baja (0 Bara)		

En la figura 3.7 se muestra el comportamiento de la presión en la distancia para este caso de contingencia, se puede ver que el fluido llega solo hasta el kilómetro 64 aproximadamente debido a la insuficiente energía de entrada y a que la EROVM está fuera de servicio.

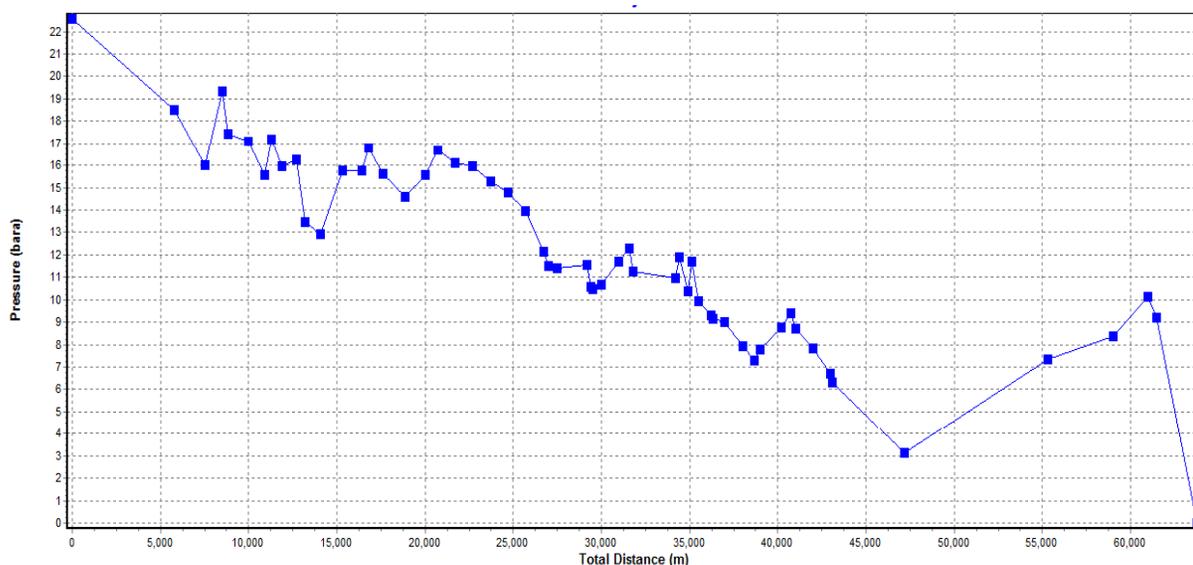


Figura 3.7 Comportamiento de la presión en la distancia, sin EROVM y manteniendo la presión actual en la entrada

3.2.4 Caso de contingencia # 4, presión requerida en la ECO para que el fluido llegue a Matanzas sin la EROVM

Cuando el oleoducto comenzó a funcionar, la EROVM no existía, pero a la entrada la presión era alrededor de los 60 bar, en la actualidad, debido al mal estado del oleoducto, la presión ha tenido que ser disminuida hasta los 23 bar y por tanto poner una estación de rebombeo en el

kilómetro 42. En este caso se simula la situación que pudiera ocurrir si la EROVM saliera de servicio y con las condiciones actuales de trabajo, pero con la condición de que el fluido llegue a la ECCM (fijando la presión de llegada), o sea que el simulador muestre el valor de presión de entrada necesario para que el fluido llegue a su destino.

La tabla 3.11 muestra los resultados obtenidos con esta situación.

Tabla 3.11 Resultados obtenidos de la simulación, sin la EROVM

CASO DE CONTINGENCIA NO.4		
	Presión (Bara)	Temp. (°C)
ECO	34.4	92
(VC-802)	29.2	77
(VC-803)	28.0	73
(VC-804)	27.3	69
(VC-805)	26.3	68
(VC-806)	23.1	63
(VC-807)	22.2	62
(VC-808)	22.6	59
(VC-809)	21.5	59
(VC-810)	20.3	57
(VC-811)	17.8	55
(VC-901)	18.6	47
(VC-902)	19.6	46
(VC-903)	20.4	45
(VC-904)	18.3	43
(VC-905)	16.2	43
(VC-906)	1.0	42
ECCM	1.0	41

La figura 3.8 muestra el comportamiento de la presión con la distancia sin la EROVM en funcionamiento, se puede observar como es necesario aumentar hasta los 34.4 bar (11 bar superior a la presión actual) la presión en la entrada, esto ocurre debido a que el fluido no es impulsado en la mitad del recorrido y por tanto necesita un mayor impulso inicial. Los picos después de la EROVM, a pesar de que la misma esta fuera de servicio corresponden con llanuras en el oleoducto precedidas de cimas, en las cuales el fluido adquiere un impulso debido a la aceleración de la gravedad.

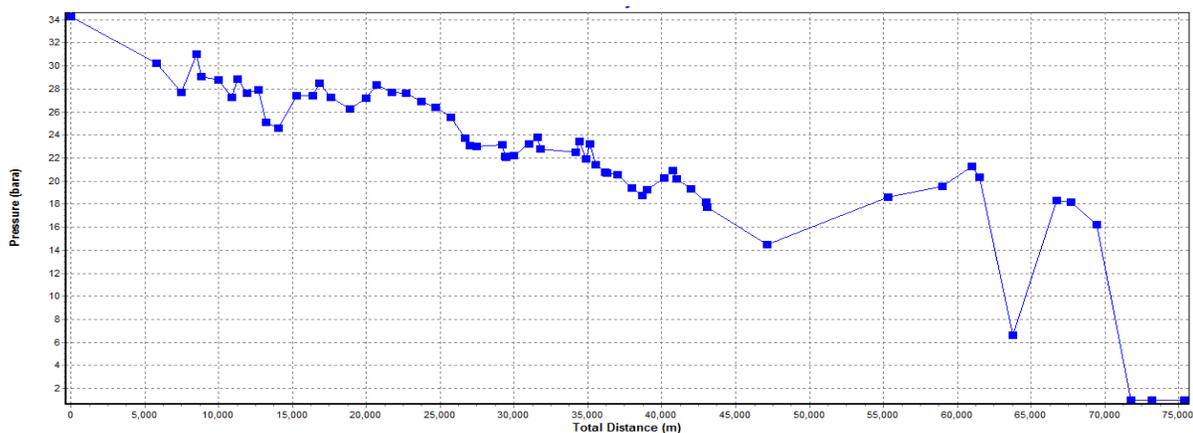


Figura 3.8 Comportamiento de la presión contra la distancia, sin la EROVM

3.2.5 Caso de contingencia # 5, temperatura del crudo a la entrada igual 70 °C

Aquí se hace una simulación con una temperatura de entrada al oleoducto de 70°C la cual incide directamente en todos los parámetros de operación del mismo. Esta situación se puede dar si en algún momento alguno de los intercambiadores de calor que calienta el petróleo a la entrada deja de funcionar. Este caso provoca altas presiones en el ducto debido a que una disminución de la temperatura implica un aumento en la viscosidad y por ende las pérdidas por fricción también aumentan. En tabla 3.12 se muestra la situación que provoca este caso en las condiciones de trabajo del OMVM.

Tabla 3.12 Resultados obtenidos de la simulación con una T=70°C en la ECO

CASO DE CONTINGENCIA NO.5		
	Presión	Temp.
	(Bara)	(°C)
ECO	41.6	70
(VC-802)	35.3	56
(VC-803)	33.4	54
(VC-804)	31.8	51
(VC-805)	30.5	51
(VC-806)	25.3	47
(VC-807)	23.9	46
(VC-808)	23.0	45
(VC-809)	21.5	44
(VC-810)	18.9	43
(VC-811)	15.5	42
EROVM(Out)	27.49	42
(VC-901)	24.5	38
(VC-902)	24.1	38
(VC-903)	24.0	38
(VC-904)	20.1	36
(VC-905)	17.1	35
(VC-906)	1.0	33
ECCM	1.0	33

La figura 3.9 muestra el comportamiento de la presión con el aumento de la distancia en el OMVM para una condición inicial de entrada con los parámetros actuales pero con una temperatura de 70°C, se pudo ver como la presión en la entrada tuvo que ser aumentada hasta los 42 bar para poder mantener la presión requerida de salida en 1.1 bar, esto ocurre debido a que la temperatura de entrada del crudo disminuye y con ello la viscosidad también, provocando que las pérdidas por fricción sean mayores y por tanto la presión requerida a la entrada para que el fluido llegue a Matanzas sea mayor también.

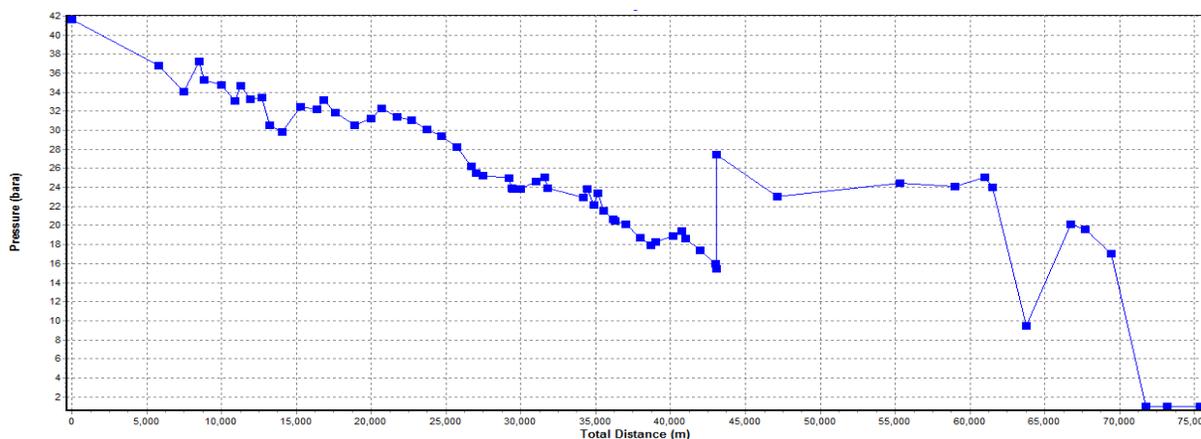


Figura 3.9 Comportamiento de la presión contra la distancia, para T=70°C en la ECO

3.2.6 Caso de contingencia # 6, reducción del 50 % de la dosificación de nafta

En este caso se simula una posible falta de diluyente, lo cual incide en la viscosidad del petróleo, esta disminución del reductor de viscosidad implica que los grados de disolución disminuyan hasta valores de 10.2 °API. En la tabla 3.13 se muestran los resultados que se obtienen con la simulación cuando se disminuye la adición de diluyente y por tanto disminuyen los °API.

Tabla 3.13 Resultados obtenidos de la simulación, para un crudo de 10.2 °API

CASO DE CONTINGENCIA NO.6		
	Presión (Bara)	Temp. (°C)
ECO	26.3	92
(VC-802)	21.1	74
(VC-803)	19.9	71
(VC-804)	19.2	67
(VC-805)	18.1	67
(VC-806)	14.7	61
(VC-807)	13.8	60
(VC-808)	14.0	57
(VC-809)	12.9	56
(VC-810)	11.5	54
(VC-811)	8.9	52
EROVM(Out)	20.90	52
(VC-901)	20.9	46
(VC-902)	21.4	44
(VC-903)	21.9	43
(VC-904)	19.1	42
(VC-905)	16.7	41
(VC-906)	1.0	41
ECCM	1.0	40

En la figura 3.10 se observa un aumento en la presión de entrada hasta los 26.3 bar (4 bar superior a la presión actual) para que el fluido pueda llegar a su destino final, esto se debe al aumento de la viscosidad provocado por la disminución del porcentaje de diluyente adicionado.

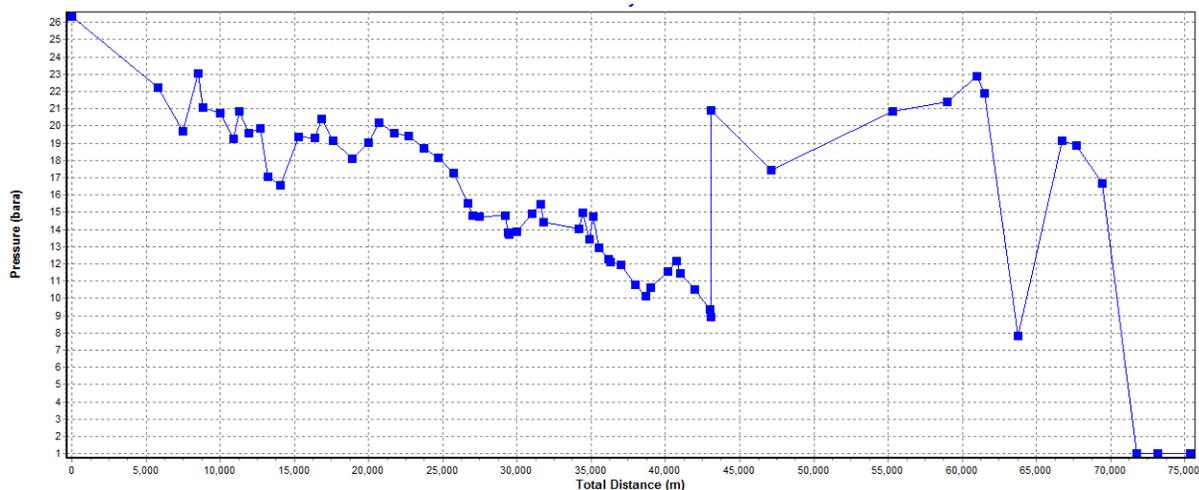


Figura 3.10 Comportamiento de la presión en la distancia, para un crudo de 10.2°API

3.2.7 Caso de contingencia # 7, temperatura ambiente igual a 15 °C

En este caso se hace una simulación con condiciones climáticas severas para el oleoducto, dígase tiempo de frío o época de lluvias, a estas condiciones se les llaman severas ya que afectan el perfil de temperatura y por tanto las viscosidades se incrementan a lo largo de la traza del oleoducto, lo que implica un requerimiento de presión superior a la entrada del mismo o suministrar más diluyente al crudo a transportar.

En la tabla 3.14 se muestran los resultados obtenidos de la simulación para este caso, en ella se puede ver como la presión de entrada aumenta hasta los 33 bar en la entrada, o sea 11 bar superior que con las condiciones climáticas actuales, este aumento de presión a la entrada es para lograr la presión requerida a la salida ante estas condiciones invernales adversas.

Tabla 3.14 Resultados obtenidos de la simulación, con temperatura ambiente de 15°C

CASO DE CONTINGENCIA NO.7		
	Presión	Temp.
	(Bara)	(°C)
ECO	33.2	92
(VC-802)	28.0	70
(VC-803)	26.8	65
(VC-804)	26.0	60
(VC-805)	25.0	57
(VC-806)	21.4	51
(VC-807)	20.4	50
(VC-808)	20.4	47
(VC-809)	19.3	45
(VC-810)	17.6	42
(VC-811)	14.7	39
EROVM (Out)	26.7	39
(VC-901)	25.1	36
(VC-902)	24.8	33
(VC-903)	24.8	30
(VC-904)	20.7	27
(VC-905)	17.4	25
(VC-906)	1.0	25
ECCM	1.0	23

En la figura 3.11 se muestra el comportamiento que tiene la presión en la distancia, se puede observar como las presiones aumentaron en toda la traza debido al aumento de las viscosidades por las bajas temperaturas ambientales.

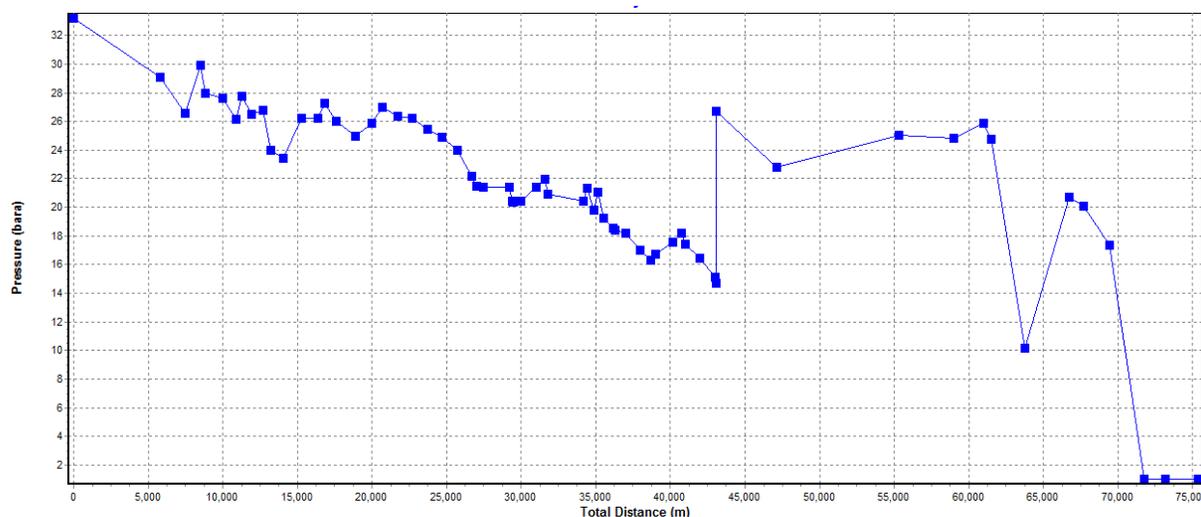


Figura 3.11 Comportamiento de la presión en la distancia para una temperatura ambiente de 15°C

3.2.8 Caso de contingencia # 8, determinar el caudal donde las presiones de entrada comienzan a aumentar con el aumento del mismo (Q_2 en la figura 1.7)

En este caso se grafica el caudal de entrada del oleoducto para encontrar el caudal a partir del cual la presión comienza a aumentar con el aumento del mismo, comportamiento similar al de oleoductos fríos, pero en este caso con uno caliente de un elevado caudal que provoca que el perfil de temperatura prácticamente no se afecte y la energía necesaria para desplazar el fluido sea más significativa que las pérdidas por fricción debida a la viscosidad. En la tabla 3.15 se muestran los resultados que se obtienen con la simulación, en esta se puede ver que el caudal a partir del cual con el aumento del mismo se incrementa la presión, es de 7 000 m³/d, o sea 291.66 m³/h, caudal distante al actual que es de 168 m³/h, por tanto, el caudal de operación actual del OMVM está lejos del caudal donde las características de operacionales cambian, lo cual es favorable para la operación del oleoducto.

Tabla 3.15 Caudal donde cambia las características de operación del oleoducto

Caso	Caudal en ECO(m ³ /d)	Presión calculada en ECO(bar)	Presión en ECCM(bar)	Temperatura de crudo en ECO(°C)	Temperatura Ambiente(°C)
Determinar caudal en la ECO.	6 000	20.1584	1.1	91.85	25
	6 500	20.0360r	1.1	91.85	25
	6 800	20.0043	1.1	91.85	25
	7 000	19.9981	1.1	91.85	25
	7 200	20.0020	1.1	91.85	25
	7 500	20.0253	1.1	91.85	25
	8 000	20.0963	1.1	91.85	25

En la tabla 3.16 se muestran los resultados que se obtienen de la simulación con un caudal de 7 000 m³/d, caudal a partir del cual cambian las características operacionales del oleoducto magistral Varadero-Matanzas. En esta tabla se puede ver como con este aumento de caudal se ha beneficiado de manera considerable el perfil de temperatura ya que en la EROVM se observa un aumento de la misma de 17 °C y en ECCM de 16 °C, respecto a las condiciones actuales de operación, lo cual reduce las pérdidas por fricción y esto se manifiesta en una disminución de la presión requerida a la entrada para que el fluido llegue a su destino en la ECCM.

Tabla 3.16 Resultados obtenidos de la simulación, para Q= 7 000 m³/d

```

CASO DE CONTINGENCIA NO.8
                                Presión  Temp.
                                (Bara)  (°C)
    ECO                          20.0    92
    (VC-802)                      14.6    80
    (VC-803)                      13.3    78
    (VC-804)                      12.5    75
    (VC-805)                      11.5    73
    (VC-806)                       8.2    70
    (VC-807)                       7.3    69
    (VC-808)                       7.7    67
    (VC-809)                       6.6    67
    (VC-810)                       5.5    65
    (VC-811)                       3.2    64
    EROVM (Out)                   15.16   64
    (VC-901)                      16.7    57
    (VC-902)                      17.9    56
    (VC-903)                      19.0    55
    (VC-904)                      17.5    54
    (VC-905)                      15.8    53
    (VC-906)                       1.0    52
    ECCM                          1.0    51
    
```

En la figura 3.12 se muestra el comportamiento que tiene la presión en la distancia, con las condiciones de presión y temperatura actual, pero con un caudal de 7 000 m³/d. La explicación de los picos en las presiones después de la EROVM es la misma que para la figura 3.1. En la figura se puede observar que aunque el caudal aumenta en 3 000 m³/d la presión en la entrada solo disminuye 2.5 bar.

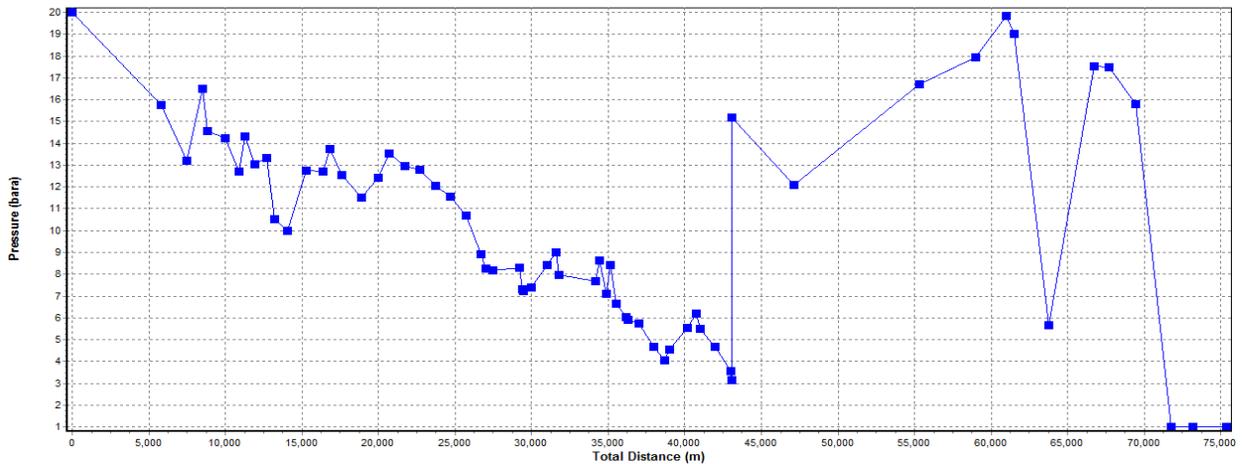


Figura 3.12 Comportamiento de la presión en la distancia, para Q=7 000 m³/d

Después de simular cada uno de los casos de contingencias y de hacer un análisis de los resultados que se obtienen, se concluye que los casos más críticos son: la EROVM fuera de servicio, la disminución en un 50 % de la adición de nafta, las condiciones climáticas severas (temperatura ambiente de 15 °C) y una disminución en la temperatura de entrada del crudo al oleoducto, porque son los que requieren mayor presión en la ECO para lograr que el petróleo llegue a su destino, la ECCM.

Conclusiones parciales del Capítulo 3

Al concluir el presente capítulo se obtiene como conclusión:

- 1- Se obtiene un modelo de simulación que permite estudiar diferentes casos de contingencias en la operación del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas.
- 2- Los promedios de las variables que describen el funcionamiento del oleoducto representan adecuadamente el comportamiento de los mismos debido a que sus coeficientes de variación son menores que un 12 %.
- 3- 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 entrada.
- 4- Un aumento de caudal de 2 000 m³/d no provoca un cambio considerable en la presión de entrada (disminuye solo 2.3 bar), sin embargo una disminución del mismo caudal incide en que tenga que ser aumentada en 8 bar la presión a la entrada para lograr que el fluido llegue a sus destino.
- 5- Si la EROVM sale fuera de servicio con las condiciones actuales de operación, el fluido no llega a su destino final, por tanto para lograr dicho objetivo se tiene que aumentar la presión a la entrada hasta los 34.4 bar.
- 6- Una disminución de la temperatura de entrada del crudo en la ECO (hasta los 70 °C), trae consigo que la presión a la entrada del oleoducto tenga que ser aumentada hasta los 41.6 bar para lograr que el fluido llegue a Matanzas.
- 7- Una reducción del 50 % de la adición de diluyente provoca que la presión en la entrada del oleoducto tenga que ser aumentada hasta los 26.3 bar para que el fluido llegue a su destino final.
- 8- Las condiciones invernales (temperatura ambiente de 15 °C) afectan considerablemente el perfil de temperatura del oleoducto, lo cual provoca que tenga que ser aumentada la presión a la entrada del oleoducto hasta los 33.2 bar para que el fluido llegue a su destino final.
- 9- El caudal a partir del cual los parámetros de operación cambian su comportamiento y comienzan a comportarse similar al de un oleoducto frío, es de 7 000 m³/d.
- 10- Los casos de contingencias más críticos en la operación del oleoducto son: la EROVM fuera de servicio, la disminución en un 50 % de la adición de nafta, las condiciones

climáticas severas (temperatura ambiente de 15 °C) y una disminución en la temperatura de entrada del crudo al oleoducto, porque son los que requieren mayor presión en la ECO para lograr que el petróleo llegue a su destino, la ECCM.

CONCLUSIONES

- 1- Se obtiene un modelo de simulación que permite estudiar diferentes casos de contingencias en la operación del Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas.
- 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 entrada.
- 3- El caudal a partir del cual los parámetros de operación cambian su comportamiento y comienzan a comportarse similar al de un oleoducto frío, es de 7 000 m³/d.
- 4- Los casos de contingencias más críticos en la operación del oleoducto son: la EROVM fuera de servicio, la disminución en un 50 % de la adición de nafta, las condiciones climáticas severas (temperatura ambiente de 15 °C) y una disminución en la temperatura de entrada del crudo al oleoducto, porque son los que requieren mayor presión en la ECO para lograr que el petróleo llegue a su destino, la ECCM.

RECOMENDACIONES

- 1- Realizar mediciones de presión y temperatura en cada una de las válvulas de corte durante varios días y a diferentes horarios, para con estos datos hacer la validación del modelo de simulación de la misma manera que se hizo con los datos de la ECO, la EROVM y la ECCM.
- 2- Realizar mediciones a la conductividad del terreno a lo largo de toda la traza.
- 3- Se tenga en cuenta los resultados de la investigación en caso de presentarse alguno de los casos de contingencias.

BIBLIOGRAFIA

1. ANSARI, A., SYLVESTER, N. D., SHOHAM, O. y BRILL, J. P. *A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores*. 1990.
2. ARGILLIER, J. F., HÉNAUT, I., GATEAU, P. y HÉRAUD, P. 2005. *Heavy Oil Dilution*.
3. ARNOLD, K. y STEWART, M. 1999. *Surface Production Operations*, Houston.
4. AZIZ, K., GOVIER, G. W. y FOGARASI, M. *Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas*. 1972.
5. BADÍA, M. y LAFONT, J. 2010. Expediente oleoducto Varadero-Matanzas.
6. BAI, Y. 2001. *Elsevier Ocean Engineering Book Series, Houston, USA*.
7. BAKER, A. C., NIELSEN, K. y GABB, A. *Pressure loss, liquid-holdup calculations developed*. 1988.
8. BEGGS, H. D. y BRILL, J. P. *A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes*. 1973.
9. BELFIORE, L. A. 2003. *Transport Phenomena for Chemical Reactor Design*, Colorado, USA.
10. BENIKSEN, K. H., MALNES, D., MOE, R. y NULAND, S. *The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application*. 1990.
11. BP 1994. *Multiphase Design Manual*.
12. BRODKEY, R. S. y HERSHEY, H. C. 1988. *Transport Phenomena A Unified Approach*, McGraw-Hill Book Company.
13. BURKE, N. E. y KASHOU, S. F. 1996. *Slug- Sizing/ Slug Volumen Prediction: State of the Art Review and Simulation*.
14. CAMPBELL, J. 2008. *Petroskills Course-Oil Production and processing facilities*.
15. CARVILL, J. 2003. *Mechanical Engineer's Data Handbook*.
16. CASTAÑERAS, C. A. G. H. Y. A. C. *Diseño de sistemas de transporte de corrientes de producción*. 2003 La Habana.
17. CHIRINOS, M., GONZÁLEZ, J. y LAYRISSE, I. 1983. *Rheological Properties of Crude Oils From The Orinoco Oil Belt and Their Mixtures With Diluents*. Rev. Tec. INTEVEP.
18. CRANE. 1988. *Flow of Fluids through Valves, Fittings and Pipes*, Chicago.
19. CURRIE, I. G. 2003. *Fundamental Mechanics of fluids*, Toronto.
20. DUKLER, E. A. *Gas-Liquid Flow in Pipelines, I. Research Results*. 1969.
21. DUNS, H. y ROS, N. C. J. *Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells*. 1963.
22. EPEP-C 2013. Manual de documentos de la planta de procesamiento de crudo, Revisión 3. Cárdenas.
23. EPEP-CENTRO 2013. Manual de Documentos de la Planta de Procesamiento de Crudo (Reglamentos Tecnológicos), Revisión 4. Matanzas.
24. FLANIGAN, O. *Effect of Uphill Flow on Pressure Drop in Design of Two-Phase Gathering Systems*. 1958.

25. GARCÍA, F., GARCÍA, R., PADRINO, J. C., MATA, C., TRALLERO, J. L. y JOSEPH, D. D. 2003. *Power law and composite power law friction factor correlations for laminar and turbulent gas-liquid flow in horizontal pipelines.*
26. GHETTO, G. D. 1994. "Reliability Analysis on PVT Correlation".
27. GLASO, O. 1980. *Journal of Petroleum Technology.*
28. GONZÁLEZ, F. y CASTELLANOS, H. 1998. *Explotación de yacimientos de petróleo y gas.*, La Habana, Pueblo y Educación.
29. GONZÁLEZ, J. Curso de facilidades de superficie. 2008.
30. GPSA. 2000. *Engineering Data Book.*
31. GRAY, W. G. *Vertical flow correlation - gas wells.* 1978.
32. HAGEDORN, A. R. A. B., K. E. *Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits.* 1965.
33. HARLEMAN, D. R. F. y DAILY, J. W. 1975. *Dinámica de los fluidos con aplicaciones en la ingeniería*, Mexico.Df, Trillas.
34. MANING. 1995. "Oil Field Processing".
35. MCCABE, W. L., SMITH, J. C. y HARRIOTT, P. 1991. *Operaciones Unitarias en Ingeniería Química.*
36. MUKHERJEE, H. y BRILL, J. P. *Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow.* 1983.
37. OLIEMANS, R. V. A. *Two-Phase Flow in Gas-Transmission Pipeline.* 1976 Mexico.
38. ORKISZEWSKI, J. *Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes.* 1967.
39. R. BYRON BIRD, W. E. S., EDWIN N.LIDTFEET. 1992. *Fenómenos de Transportes*, Mexico, Repla.
40. SCHLUMBERGER 1997. *Information on Flow Correlations used within PIPESIM.*
41. SHOHAM, O. 2000. *Two-Phase Flow Modeling.*
42. STANDING, M. B. 1947. *A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases*, California.
43. TRUJILLO, J. y BRITO, A. *Diseño de sistemas de transporte de corrientes de producción.* 2003 Caracas.
44. VELAZQUEZ, J. 1999. *Flujo Multifásico.*
45. XIAO, XUAN y XU. 2007. *Study on oil-water two-phase flow in horizontal pipelines.*
46. XIAO, J. J., SHOHAM, O. y BRILL, J. P. *A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines.* 1990. SPE 20631.

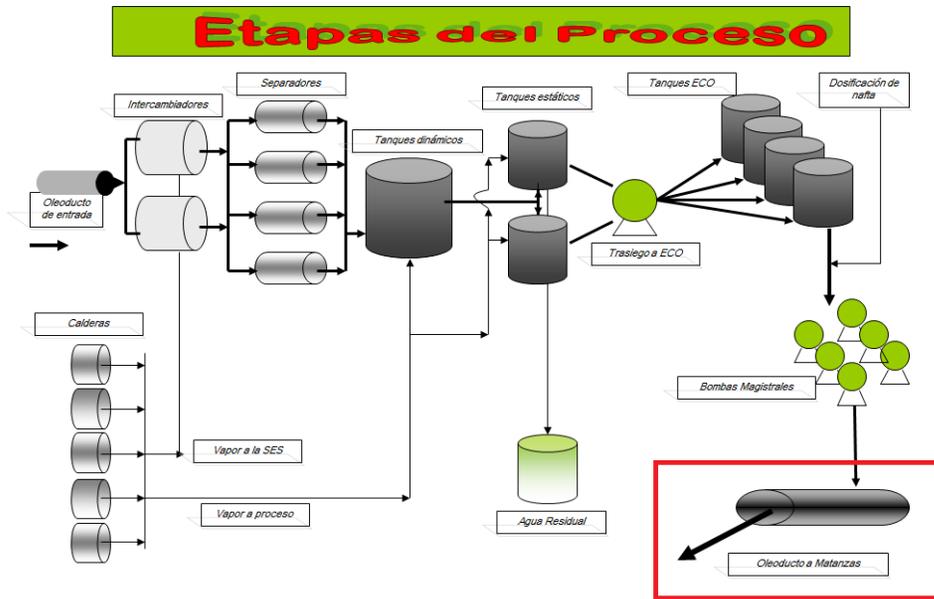
SIMBOLOGIA

Símbolo	Descripción	Unidad de medida
API	<i>American Petroleum Institute</i>	-
OMVM	Oleoducto Magistral Varadero-Matanzas	-
PPC	Planta de Procesamiento de Crudo	-
EPEP-C	Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro	-
ECCM	Empresa Comercializadora de Combustible de Matanzas	-
EROVM	Estación de Rebombeo del Oleoducto Varadero-Matanzas	-
ECO	Estación Cabecera del Oleoducto	-
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A	-
BSW	Porcentaje de agua y sólido	%
μ	Viscosidad	Sct
ρ	Densidad	Kg/m ³
B ₀	Factor Volumétrico	-
γ_0	Gravedad específica	<i>scf / STB</i>
°API	Grados de disolución	-
ν	Masa petróleo	kg
γ_g	Gravedad específica del gas	<i>scf / STB</i>
ρ_0	Densidad del petróleo	Kg/m ³

Simbología

ρ_w	Densidad del agua	Kg/m ³
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	-
Re	Número de <i>Reynolds</i>	-
TUFFP	<i>Tulsa University Fluid Flow Projects</i>	-
CAME	Consejo de Ayuda Mutua Económica	-
VC	Válvula de Corte	-

ANEXOS DE LA TESIS



Anexo 1 Etapas del proceso de tratamiento de crudo

Anexos de la Tesis
