MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR

INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA

“Dr. Antonio Núñez Jiménez”

FACULTAD DE METALURGIA Y ELECTROMECÁNICA

Evaluación del sistema de bombeo de la estación de flujo L-2 de PDVSA-PETROCABIMAS

TESIS PRESENTADA EN OPCIÓN AL TÍTULO ACADÉMICO DE MÁSTER EN ELECTROMECÁNICA

Autor: Ing. Jose David Ulacio Cespedes

Tutores: Prof. Aux. Ing. Héctor Luis Laurencio Alfonso, Dr. C.

Prof. Tit. Ing. Raúl Izquierdo Pupo, Dr. C.

Moa-2013

RESUMEN

El presente trabajo realiza un estudio relacionado con las propiedades de transporte del petróleo crudo mediano y el sistema de bombeo de la estación de fuljo L-2 de Petrocabimas. A partir del estudio reológico se hace la caracterización en cuanto al comportamiento del fluido, donde se ejemplifica el comportamiento del esfuerzo de corte con el gradiente de velocidad, observándose que para el rango de temperaturas desde 15 hasta 60 ºC, el petróleo crudo mediano mostró el mejor ajuste para el modelo de fluido newtoniano. A partir del estudio de la influencia de la temperatura en las propiedades del petróleo crudo mediano se hace la caracterización en cuanto al comportamiento del fluido, donde se ejemplifica el comportamiento de la viscosidad dinámica y densidad con la temperatura.

Se proponen los modelos y procedimiento de cálculo apropiado para la evaluación del sistema de transporte de la estación de flujo L-2, relacionado con las propiedades reológicas del petróleo mediano. Se determina el punto de operación de flujo del petróleo crudo mediano, con valores de 0,016 m^3/s (38,16 m^3/h) a la presión de carga de 1,59 MPa, donde se demuestra que una bomba satisface la operación racional para diámetros de tuberías de 0,1 m, con reserva aproximada de 12 horas de trabajo.

Como propósito del efecto ambiental relacionado al transporte de petróleo hacia el patio de tanques H-7; se analiza las incidencias más significativas, como la interferencia de las actividades agropecuarias, erosión, escurrimiento y sedimentación como resultado de frecuentes averías de la estación y el patio de tanques.

ABSTRACT

This paper makes a study related to the properties of medium crude oil transportation and pumping system rate station Petrocabimas L -2. From rheological study a characterization in terms of the behavior of the fluid, which is exemplified by the behavior of the shear stress to the velocity gradient, observed that for the range of temperatures from 15-60 °C, crude oil medium showed the best fit for the Newtonian fluid model. From the study of the influence of temperature on the properties of the medium is crude oil characterization as to the behavior of the fluid, which illustrates the behavior of the dynamic viscosity with temperature and density

Proposed models and calculation methods suitable for assessing the transit system flow station L-2, associated with the rheological properties of the medium oil. Determining the operating point of crude oil flow medium, with values of 0.016 m^3/s (38,16 m^3/h) to the load pressure of 1,59 MPa, which showed that a pump operation satisfies rational pipe diameters of 0.1 m, with approximately 12 reserve hours.

The purpose of the environmental impact related to the transportation of oil to the tank farm H-7, we analyze the most significant incidents, such as interference from agricultural activities, erosion, runoff and sedimentation as a result of frequent breakdowns of the station and yard tanks.

TABLA DE CONTENIDOS **Pág.**

Introducción. 1

1. **MARCO DE REFERENCIA DE LA INVESTIGACIÓN.** 6

1.1. Introducción. 6

1.2. Descripción del flujo tecnológico de la instalación L-2. 6

1.2.1. Descripción de las bombas de la instalación. 7

1.3. Clasificación de los hidrocarburos. 9

1.3.1. Clases de crudos Venezolanos. 11

1.4. Trabajos relacionados con estudios reológicos de fluidos. 13

1.5. Modelos reológicos. 17

1.5.1. Factores que influyen sobre el comportamiento reológico 18

1.5.1.1. Efecto de la emulsificación. 19

1.5.1.2. Efecto de la temperatura. 19

1.6. Trabajos relacionados con el transporte de fluidos complejos por tuberías. 20

1.7. Aplicación del transporte de petróleos crudos por tuberías en Venezuela. 25

1.7.1. Ventajas del transporte por sistemas de tuberías. 25

1.8. Conclusiones del capítulo. 26

2. MATERIALES Y MÉTODOS RELACIONADOS CON EL TRANSPORTE DEL PETRÓLEO CRUDO. 27

2.1. Introducción. 27

2.2. Procedimiento metodológico para la simulación del comportamiento de la presión en las tuberías conductoras. 27

2.3. Expresiones para la determinación de pérdidas de presión por resistencias locales. 28

2.4. Expresiones para la determinación de costos y potencia hidráulica de transporte. 29

2.5. Modelo de la variación de temperatura del fluido en la tubería. 31

2.6. Técnicas experimentales y datos de la instalación. 33

2.7. Instalación objeto de estudio. 33
2.7.1. Instrumentación utilizada. 34
2.7.2. Proceso para evaluación de parámetros racionales. 34
2.8. Conclusiones del capítulo. 36
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL BOMBEO DEL PETRÓLEO CRUDO MEDIANO EN LA ESTACIÓN DE FLUJO L-2 37
3.1. Introducción. 37
3.2. Características fisicoquímicas del petróleo crudo mediano. 37
3.2.1. Reología del petróleo crudo mediano. 37
3.2.2. Análisis de la influencia de la temperatura en las propiedades del petróleo crudo mediano. 38
3.3. Parámetros de operación del sistema de bombeo. 40
3.4. Parámetros de operación del sistema de bombeo. 43
3.5. Valoración de los impactos de la investigación. 47
3.5.1. Análisis económico. 48
3.5.2. Aporte social. 49
3.5.3. Impacto ambiental. 49
3.6. Conclusiones del capítulo. 50
CONCLUSIONES GENERALES. 51
RECOMENDACIONES. 52
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS. 53
ANEXOS.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el petróleo constituye la principal fuente de energía a nivel mundial, siendo la explotación de este mineral la base fundamental de la economía de los países productores de este recurso.

El aprovechamiento del petróleo en nuestro país se remonta al año 1535 en Cubagua, según una referencia de Gonzalo Fernández de Oviedo, pero es sólo a partir de 1914 cuando el pozo Zumaque I descubre el campo Mene Grande en la costa oriental del lago de Maracaibo y su petróleo abre para Venezuela los mercados energéticos mundiales. Mene Grande comenzó produciendo 24 barriles diarios de crudo de 18 grados API, a través de bombeo mecánico; y es en 1925, cuando la exportación petrolera genera más divisas que las tradicionales exportaciones de café y cacao.

En el programa de la Plena Soberanía Petrolera se plantea que en la industria petrolera, se priorizará la creación de nuevas capacidades y la reactivación de las plantas ya existentes, para la producción con mayor calidad y precios competitivos.

Una de las formas de cumplir este objetivo es la introducción de nuevas tecnologías para la explotación más racional de las reservas de petróleo, así como la utilización de un sistema de transporte del crudo que garantice la producción continua con alta productividad.

En Venezuela, donde se produce más petróleo es en el Oriente del país, donde se extraen 2 millones de barriles, lo que representa 65% del total de la producción, que se ubica en 3,2 millones de b/d, según cifras del año 2011 de PDVSA. Mientras que en el Occidente (ZULIA) el bombeo es de un millón de barriles diarios, zona donde hay campos petroleros que están en declinación. No obstante, se encuentra el Petróleo crudo mediano, que resulta más atractivo para comercializarlo (PDVSA, 2012).

Petróleo crudo mediano: Hidrocarburo líquido de peso específico comprendido entre los 22,1 y 30 grados API conforme al uso generalizado de medición en escala API. (PDVSA, 2012).

El transporte de crudo por tuberías ha dado respuestas satisfactorias a las necesidades de despachar y recibir diariamente grandes volúmenes de petróleo liviano, mediano, pesado y extrapesado desde los campos petrolíferos a las refinerías y/o terminales ubicadas a corta,

mediana o grandes distancias, en un mismo país o países vecinos. Este también ha demostrado ventajas ante otro método de movilización y se requiere de investigaciones que permita aumentar su fiabilidad y mejorar sus índices técnicos, económicos e incluso la introducción de cambios en los métodos, procedimientos y equipamiento del proceso.

En este tipo de transporte el consumo energético depende en gran medida de las pérdidas de carga a lo largo de la tubería y ésta, a su vez, depende del diámetro de la conductora, su estado de explotación, el material y tecnología de que está hecho, el régimen de trabajo de la instalación y de las propiedades físico mecánicas del material.

Estos factores tienen distintos grados de influencia y son muy variables e inciden con diferentes magnitudes, tanto en los indicadores económicos como en la eficiencia del proceso tecnológico. Cualquier investigación encaminada a perfeccionar el sistema de transporte de crudo implicaría el análisis de estos factores en el proceso. El orden de la realización de los análisis no está relacionado obligatoriamente con el grado de incidencia, sino con la obtención organizada de los datos que se requieren.

La variabilidad de las propiedades de los fluidos y de las condiciones de transportación, limita el campo de aplicación de las fórmulas de cálculo conocidas, y no resulta posible determinar los parámetros de transportación con la precisión necesaria para los objetivos prácticos.

Por las peculiaridades de esta investigación, se requiere realizar estudios que permitan determinar los parámetros y propiedades de transporte del Petróleo crudo mediano, a partir de su naturaleza reológica; basados en la determinación de las pérdidas de presión en las líneas y accesorios; siendo este trabajo una tarea de aporte novedoso.

La situación actual del equipamiento, instrumentación y líneas de transporte del Petróleo crudo mediano, desde la estación L-2 hacia el patio de tanques H-7, asociada a la falta de metodologías, tecnologías y procedimientos no responden a la puesta en práctica del transporte y manejo de petróleo que contribuiría en cierta medida al funcionamiento eficiente en las estaciones durante su transporte hasta las refinerías para ser procesado, donde se limita por las siguientes **deficiencias**:

- Desconocimiento del comportamiento del Petróleo crudo mediano en función de las propiedades físicas y reológicas.

- Elevado consumo energético que en gran medida depende de las pérdidas de presión a lo largo de la tubería.
- Limitaciones de los métodos existentes para la determinación de los parámetros adecuados y racionales de transporte en el bombeo del Petróleo crudo mediano.
- No se garantiza el flujo de demanda del Petróleo crudo mediano que se envía al proceso de refinación, provocando afectaciones en el bombeo, y en el proceso de tratamientos para la refinación en patio de tanques H-7

En todos estos procesos es necesario controlar y mantener constantes algunas magnitudes, tales como la presión, el caudal, el nivel, la temperatura. Los instrumentos de medición y control permiten el mantenimiento y la regulación de estas constantes en condiciones más idóneas que las que el propio operador podría realizar.

En la instalación se han utilizado instrumentos de distintas generaciones, en la actualidad los instrumentos son modernos. Con la instrumentación adecuada del objeto en estudio, se logra el conocimiento de la correcta aplicación de los equipos orientados para apoyar al usuario en la medición, regulación, observación, transformación, ofrecer seguridad de una variable dada en un proceso productivo.

En relación con las deficiencias detectadas, **se puntualiza como situación problémica**, la incertidumbre en operación racional de bombeo en la estación de flujo L-2, a falta de una correcta evaluación del sistema, dado por el insuficiente conocimiento del petróleo crudo a transportar y el gradual deterioro de las líneas; donde se exige una automatización progresiva por medio de los instrumentos de medición y control.

A partir de la situación problémica expuestas se declara como **problema**:

Inexactitud para la operación en parámetros racionales de bombeo del petróleo crudo mediano en la instalación L-2 de Cabimas teniendo en consideración su estado técnico, debido a la aplicación de evaluaciones no adecuadas para el estudio de las instalaciones y el desconocimiento de las propiedades del fluido.

Se establece como objeto de la investigación:

La estación de flujo L-2 de Cabimas.

Campo de acción:

Evaluación y establecimiento de parámetros racionales de transporte por tuberías.

Sobre la base del problema a resolver se establece la siguiente **hipótesis:**

La operación en parámetros racionales de bombeo del petróleo crudo mediano en la instalación L-2 de Cabimas, está determinada por la temperatura de bombeo del fluido y el flujo volumétrico de operación, relacionados estos con el costo de operación y el costo de inversión.

En correspondencia con la hipótesis planteada, se define como **objetivo general del trabajo:**

Determinar los parámetros y regímenes adecuados de bombeo del Petróleo crudo mediano en la estación de flujo L-2, teniendo en consideración el estado técnico de la instalación y el costo de inversión.

Objetivos específicos

- Realizar las investigaciones teóricas y experimentales de los principales parámetros de flujo del petróleo crudo mediano.
- Obtener los parámetros adecuados de para el transporte del petróleo crudo medianoen la estación de flujo L-2.

Para garantizar el desarrollo exitoso de la investigación se proponen las siguientes **tareas:**

1. Planteamiento de las limitaciones teóricas y expresiones empíricas desarrolladas para el cálculo de las pérdidas de presión al ser implementadas con el Petróleo crudo medianoen la estación de flujo L-2.
2. Obtención de las propiedades reológicas del Petróleo crudo mediano.
3. Simulación de las características de transporte del Petróleo crudo medianoen la estación de flujo L-2, para la obtención de parámetros racionales de bombeo.
4. Análisis de las incidencias económicas y ambientales en el sistema estudiado de transporte de combustibles.

Los **métodos y técnicas de investigación** empleados en el trabajo son los siguientes:

1. Técnica **de investigación bibliográfica** en los archivos de las empresas, las revistas científicas, las oficinas de registro de patentes y los textos clásicos.
2. Método **sistémico** para procesar el conocimiento científico referido a la temática abordada en el presente trabajo.
3. Método **histórico-lógico** para el estudio del desarrollo de las teorías relacionadas con el proceso de flujo de combustibles por tuberías y accesorios.

4. Método **inductivo-deductivo** para el establecimiento de las limitaciones de las teorías y las expresiones empíricas desarrolladas en el mundo para la determinación del gradiente de presión en el caso de fluidos complejos.
5. Método **de investigación experimental** para obtener los datos experimentales de las propiedades del fluido, necesarios para describir las principales regularidades del proceso de flujo.
6. **Técnicas computacionales** para el procesamiento estadístico de los datos experimentales y obtención de los parámetros racionales de transporte.

Aportes prácticos:

- La aplicación del modelo reológico obtenido, permite determinar el comportamiento del fluido, los valores de sus parámetros y estimar la viscosidad aparente en función de la temperatura.
- La investigación permite disminuir los costos de transporte del Petróleo crudo medianoen la estación de flujo L-2, mediante la reducción del consumo energético.

1. MARCO DE REFERENCIA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Introducción

Los constantes retos planteados a causa del vertiginoso crecimiento de la industria petrolera, los momentos históricos atravesados y el fuerte mercado competitivo de la industria petrolera, condujeron a la obtención de importantes logros en el transporte de hidrocarburos.

Actualmente los principales medios utilizados en esta industria los constituyen los gasoductos, los oleoductos y los tanqueros.

El despacho y recibo diario de grandes volúmenes de petróleo pesado, extrapesado, mediano o liviano, hoy en día se hace a través de los oleoductos que van desde los campos petrolíferos hasta las refinerías y/o terminales. Estos oleoductos pueden salvar cortas, medianas o grandes distancias, incluso pueden ir de un país a otro.

Es por ello que los sistemas de transporte en la industria petrolera juegan un papel significativo en los tiempos actuales. Las instalaciones de las estaciones de flujos requieren de estudios significativos, en los cuales se tienen en cuenta todas las variantes del proceso que pudieran disminuir o favorecer el proceso de transporte. En tal sentido, se declara como objetivo del capítulo:

- Establecer los fundamentos metodológicos de caracterización del fluido que se transporta en la instalación objeto de estudio.

1.2 Descripción del flujo tecnológico de la instalación L-2

La estación de flujo L-2 se encuentra ubicada en la Carretera L de Cabimas Sector Corito, y en ésta se recolecta el crudo proveniente de 66 pozos activos asociados con una producción de 20,41 m^3/h , también se utiliza como estación de descarga con *vacuum*, según se indica en la figura 1.1 (anexo 1, figura 1).

Este crudo es bombeado hacia los (4) tanques de almacenamiento, los cuales poseen un diámetro externo de 4,7 m con una altura de 7,5 m a temperatura ambiente y presión atmosférica alcanzando una capacidad nominal de 119,24 m^3 cada uno, una capacidad operativa de 111,29 m^3 cada uno y un nivel límite de bombeo de 0,5 m.

La estación de flujo L-2 también dispone de; un múltiple con facilidad para descarga de *vacum* y filtro, seis manómetros de bourbon, un manómetro digital, un panel de control, dos arrancadores para las bombas, una caja con UPS, una caja de protección catódica y dos extintores de CO_2 de 6,80 kg.

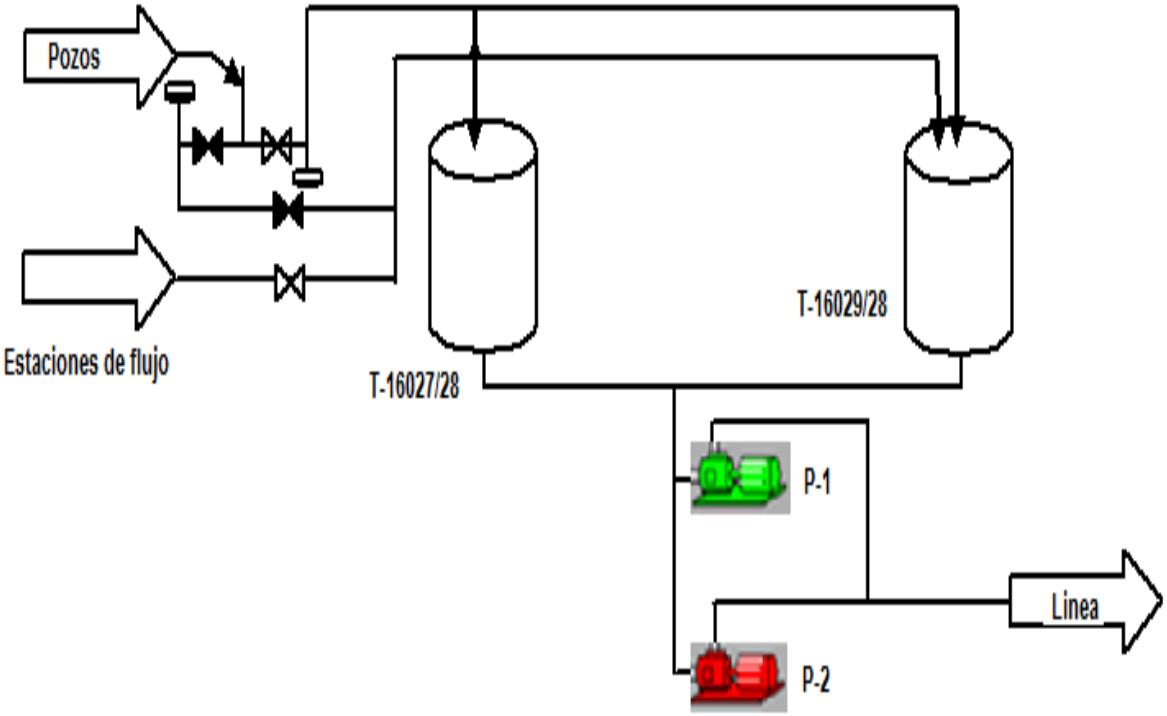

Figura 1.1. Diagrama de la estación de flujo L-2 PDVSA PetroCabimas.

1.2.1 Descripción de las bombas de la instalación

El proceso de bombeo en la estación L-2 se realiza por medio de una bomba de tipo reciprocante de doble acción, marca DAWSON-DOWNIE LTD, con una capacidad de 38,16 m^3/h esta trabaja de forma automática controlada por el sistema SCADA, con una presión de descarga de (1,21-1,72) MPa

E la tabla 1.1 se detallan características funcionales de las dos bombas reciprocantes, con las siguientes descripciones.

Tabla 1.1. Características funcionales de las bombas de la instalación L-2.

BOMBA RECIPROCANTE # 1			
DATOS		**CONDICIONES DE TRABAJO**	
Ubicación:	EF/L-2	**Presión de trabajo:**	**(**1,21-1,72**) MPa**
Movible:	P-4292	**Potencia del motor:**	29,83 kW
Serial:	30702	**Número de revoluciones del motor:**	846 rpm
Modelo:	DAWSON-DOWNIE LTD	**Strokets por minuto:**	N/A
Diámetro y recorrido del pistón:	5X10	**Diámetro de la polea del motor:**	9X5
Punto de disparo de la válvula de seguridad:	2,41 **MPa**	**Diámetro de la polea de la bomba:**	44,4X8
Serial de la válvula de seguridad:	3479	**Tipo de correa:**	C-195
BOMBA RECIPROCANTE # 2			
DATOS		**Condiciones de trabajo**	
Ubicación:	EF/L-2	**Presión de trabajo:**	N/A
Movible:	P-4049	**Potencia del motor:**	29,83 kW
Serial:	28836	**Número de revoluciones del motor:**	846 rpm
Modelo:	DAWSON-DOWNIE LTD	**Strokets por minuto:**	N/A
Diámetro y recorrido del pistón:	5X10	**Diámetro de la polea del motor:**	9X5
Punto de disparo de la válvula de seguridad:	2,41 **MPa**	**Diámetro de la polea de la bomba:**	44,4X8
Serial de la válvula de seguridad:	3481	**Tipo de correa:**	C-195

Fuente: PDVSA PetroCabimas (2012).

1.3 Clasificación de los hidrocarburos

A los hidrocarburos se les define como compuestos químicos de carbón e hidrógeno; elementos como el metano, etano, propano, butano y pentano entre otros forman parte de estos. La génesis del petróleo, se ubica en el depósito y descomposición de organismos de origen vegetal y animal, que hace millones de años quedaron atrapados en rocas sedimentarias en ambientes marinos o próximos al mar y que fueron sometidos a enormes presiones y elevadas temperaturas. La palabra petróleo, proveniente del latín "petroleum" y significa aceite de piedra (Momemer, 2004; Laurencio, 2012).

Se ha encontrado petróleo en todos los continentes excepto en el Antártico, sin embargo, el petróleo no se encuentra distribuido uniformemente en el subsuelo del planeta. Al analizar petróleo de procedencias diversas, de manera general puede decirse que lo forman los siguientes elementos químicos: de 76 a 86 % de carbono y de 10 a 14 % de hidrógeno. A veces contiene algunas impurezas mezcladas como oxígeno, azufre y nitrógeno; también se han encontrado huellas de compuestos de hierro, níquel, vanadio y otros metales.

El petróleo se localiza en el subsuelo, impregnado en formaciones de tipo arenoso y calcáreo. Asume los tres estados físicos de la materia (sólido, líquido y gaseoso) según su composición, temperatura y presión a la que se encuentra. Los yacimientos de petróleos crudos están constituidos por hidrocarburos líquidos, bajo las condiciones de presión y temperatura del depósito, su viscosidad es medida a la temperatura original del yacimiento y a la presión atmosférica, como un líquido estabilizado libre de gas.

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se presentan diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes (Om *et al*., 2004).

Según el predominio de uno de los compuestos característicos, los petróleos se pueden clasificar en:

1- Petróleo de base parafínicas.

- Predominan los hidrocarburos saturados o parafínicos.
- Son muy fluidos de colores claros y bajo peso específico (aproximadamente 0,85 kg/l).
- Por destilación producen abundante parafina y poco asfalto.
- Proporcionan mayores porcentajes de nafta y aceite lubricante.

2- Petróleo de base asfáltica o nafténica.

- Predominan los hidrocarburos etilénicos y diétilinicos, cíclicos ciclánicos (llamados nafténicos) y bencénicos o aromáticos.
- Son muy viscosos, de coloración oscura y mayor peso específico (aproximadamente 0,950 kg/l).
- Por destilación producen un abundante residuo de asfalto. Las asfaltitas o rafealitas argentinas fueron originadas por yacimientos de este tipo, que al aflorar perdieron sus hidrocarburos volátiles y sufrieron la oxidación y polimerización de los etilénicos.

3- Petróleo de base mixta.

- De composición por bases intermedias, formados por toda clase de hidrocarburos: saturados, no saturados (etilénicos y acetilénicos) y cíclicos (ciclánicos o nafténicos y bencénicos o aromáticos).
- La mayoría de los yacimientos mundiales son de este tipo.

En la práctica es común hablar de clases de petróleos crudos de acuerdo al peso específico, expresado en una escala normalizada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute). En la tabla 1.1 se muestra la clasificación de los petróleos crudos en términos de su densidad, aunque hay que enfatizar que la producción de diversos yacimientos productores está asociada a un solo tipo (Ávila, 1995).

Tabla 1.2. Clasificación de los petróleos según su densidad.

	Petróleo crudo	**Densidad (g/cm³)**	**Densidad (grados API)**
1	Extra pesado	≥ 1,0	≤ 10,0
2	Pesado	1,01 ÷ 0,92	10,1 ÷ 22,3
3	Mediano	0,91 ÷ 0,87	22,4 ÷ 31,1
4	Ligero	0,86 ÷ 0,83	31,2 ÷ 39
5	Superligero	< 0,83	> 39

Fuente: Ávila (1995).

Esta escala es llamada densidad API, o comúnmente conocida como grados API (Ávila, 1995), donde:

$$^{o}API = \frac{141,5}{\rho_{15^{o}C}} - 131,5 \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad (1)$$

Siendo: $\rho_{15^{o}C}$ - densidad a 15,6 ºC; (kg/m^3).

Para asegurar un mejor valor económico de los hidrocarburos en propósitos comerciales, los combustibles crudos vendidos nacional e internacionalmente son en general mezclas de petróleos de diferentes densidades.

1.3.1 Clases de crudos Venezolanos

En el lenguaje petrolero corriente los petróleos crudos se clasifican como livianos, medianos, pesados o extrapesados. Esta clasificación está muy vinculada a la gravedad específica o índice de grados API de cada crudo. La propia clasificación nos da una idea de la viscosidad o fluidez de cada crudo.

La gravedad API se usa universalmente para la catalogación y establecimiento de diferenciales de precios, considerando otros factores como el contenido de azufre y/o metales, sal, corrosividad o rendimiento específico de determinado producto dado por un crudo determinado.

Otra modalidad para clasificar los crudos es la “base” de la composición del mismo. Esta tipificación no es muy adecuada y sin embargo, tiene aceptación. Es así que el crudo puede ser catalogado como de base aromática, nafténica o parafínica, según los resultados del análisis químico por rangos de temperatura de destilación y los correspondientes porcentajes de cada base.

La base está ligada al punto de ebullición de algunas fracciones y a otras por propiedades físicas que infieren en el rendimiento de la gasolina o de fracciones de bajo punto de ebullición (250-275 °C a presión atmosférica) –parafínicas- o las de alta ebullición–lubricantes-(390-415 °C a presión atmosférica) que se catalogan como nafténicas.

Cuando un crudo tiene una cantidad considerable de hidrocarburos aromáticos (benceno, tolueno, xileno) se clasifica como de base aromática. Los crudos de este tipo son escasos.

A continuación se muestra a través de mapas satelitales los tipos de crudo en los estados de mayor producción de Venezuela.

Figura 1.2. Distribución de tipos de crudos Venezolanos por estados (Sitio Oficial de PDVSA, 2012).

En el estado Zulia, en el área de la salina se producen 4 275 000 barriles mensuales de crudo pesado bcf-17, y 3 192 000 barriles de Boscan en el área de campo Boscan, en el municipio la cañada de Urdaneta.

En cuanto a crudos medianos en el estado se producen 585.000 barriles mensuales de Ceuta en el área dos norte y sur alto de Ceuta bloque 7; 4.920.000 de Lagotreco en la parte este del lago de Maracaibo, bloques III, IV y XI; 2 535 000 barriles mensuales de lagunillas lago, que es un tipo de petróleo que se produce en la zona lago de Maracaibo/lagunillas.

En la zona terminal de bajo grande y terminal de puerto miranda se produce un tipo de petróleo mediano pesado que se denomina Maralago cuya producción depende de los requerimientos.

Del crudo tía Juana pesado, se producen 1 023 000 barriles mensuales en la región del campo de tía Juana; tía Juana mediano se producen 2 745 000 barriles en la zona del distrito 12 de tía

Juana; y por último se produce como crudo liviano un total de 1 152 000 en la zona centro sur del lago.

En el estado apure y el estado barinas se producen 1 710 000 barriles mensuales del crudo mediano Guafita.

en le estado monagas se pproduce un crudo pesado llamado merey, del cual se producen 15 000 000 de barriles mensuales entre la produccion de esta zona y la de la zona norte santo tome en anzoategui.

monagas tambien comparte la produccion del crudo liviano mesa, que asciende a 20 100 000 barriles mensuales entre este, el estado anzoategui y las zonas furrial y pirital.

En la zona de la faja del orinoco se produce un crudo extrapesado llamado cerro negro cuya produccion asciende a los 2 100 000 barrriles mensuales de petroleo.

Cada crudo tiene características únicas así como cada mercado tiene necesidad de determinados productos, es por ello, y por los cambios en la demanda de productos a través del tiempo, que al producir los crudos se hace necesaria la evaluación y el muestreo de los mismos. (PDVSA, 2012).

1.4. Trabajos relacionados con estudios reológicos de fluidos

Desde fines del siglo XVIII y a lo largo del siglo XIX, la mecánica de los fluidos se ve enriquecida por los estudios teóricos y experimentales de Henri Darcy, por su discípulo y continuador H. Bazin y por el médico Jean Poiseulle, interesado en la circulación de la sangre. Sobresalieron también en el aspecto teórico Julios Weibach y Gottlieh Hagen, y se destacan los científicos Lagrange, Helmholtz, Saint-Venatt, Ventura y Pitot entre otros (Laurencio, 2007b; Ochoa, 2011).

El primer intento de incluir los efectos de la viscosidad en las ecuaciones de gobierno de la dinámica de fluidos se debió al ingeniero francés Claude Navier en 1827 e independientemente al matemático británico George Stokes, quien en 1845 perfeccionó las ecuaciones básicas para los fluidos viscosos incompresibles. Actualmente se les conoce como ecuaciones de Navier-Stokes (Laurencio, 2007b; Ochoa, 2011). En Cuba el desarrollo de los estudios de fluidos no newtonianos no se promueve hasta después del triunfo de la Revolución, y han devenido una de las bases principales del progreso científico-técnico en este campo de la ciencia.

Refiriéndose a la viscosidad de los fluidos y en específico a los no newtonianos, muchos han sido los autores que abordan esta temática, de vital importancia, en el desarrollo de la investigación del flujo de fluidos.

En este aspecto resultan interesantes los trabajos de De la Paz (2002); Caldiño y Salgado (2004), que presentan una metodología para obtener funciones reológicas en forma simplificada, de utilidad para ajustar modelos de cálculo para fluidos con altas concentraciones. En los mismos se observó y evaluó la influencia del componente sólido en el valor de la viscosidad, aunque en ambos casos no se tuvieron en cuenta otros factores influyentes en la viscosidad de mezclas, como el pH y diámetro medio de las partículas, lo que limita la aplicación de la metodología.

Se señala como principal limitación de estos trabajos, no tener en cuenta el comportamiento reológico del fluido para variaciones de la temperatura; siendo esta variable de gran influencia en la estructura y propiedades de la materia, según refieren los resultados obtenidos por diferentes investigaciones (Branco y Gasparetto, 2003; Da Silva *et al*., 2005; Dak *et al*., 2007; Sánchez *et al*., 2008; Andrade *et al*., 2009; Vandresen *et al*., 2009; Trapeznikov, 2011).

Khatib (2006) propone un modelo matemático que correlaciona la viscosidad de fluidos seudoplásticos con el gradiente de velocidad y el índice de flujo, ajustado por un coeficiente que ha sido determinado de forma experimental, nombrado como constante de tiempo de deformación; este modelo se ha relacionado con la viscosidad del fluido cuando el gradiente de velocidad tiende desde cero hasta infinito.

En los últimos años las herramientas aplicadas al estudio, caracterización y control de crudos asfalténicos y parafínicos, aparecen como técnicas altamente promisorias mediante la aplicación de campos eléctricos y magnéticos, ya sea por separado o combinadas sus acciones con el efecto de la temperatura. El comportamiento electrorreológico de los petróleos crudos, debido a la presencia de asfaltenos, es un campo totalmente nuevo que puede desentrañar algunas características aún desconocidas de estos últimos; la aplicación de campos eléctricos en petróleos con contenido de agua puede acelerar el rompimiento entre el enlace de fases dispersas y continuas (Mechetti *et al*., 2000).

Harms (1991) a partir del estudio reológico de un petróleo parafínico, propuso un método para controlar la acumulación de depósitos de parafina en la tubería de producción y líneas de flujo.

La exitosa herramienta previene la obstrucción de la tubería por sedimentos utilizando la caracterización reológica a diferentes temperaturas.

Wang (1991); Wang y Dong (1995) realizaron estudios del comportamiento de la viscosidad en diferentes petróleos pesados, comparando la acción de la temperatura y el campo magnético sobre el área de flujo. En todos los casos la viscosidad disminuyó y según sus recomendaciones el generador de campo magnético puede ser conectado a la tubería en el sistema de bombeo mecánico.

Chen *et al*. (1994) investigaron el efecto de la aplicación del campo eléctrico alterno en la viscosidad del petróleo pesado y su emulsión, donde se observó la formación de largas cadenas de gotas entre electrodos, que resulta de los dipolos inducidos en las gotas de agua en presencia del campo eléctrico, similar a lo observado en fluidos electrorreológicos.

Mechetti y Zapana (2000a); Mechetti y Zapana (2000b); Mechetti *et al*. (2000), presentan resultados de estudios del comportamiento reológico de petróleos crudos asfalténicos a diferentes temperaturas y bajo la acción del campo eléctrico. Investigaron el comportamiento viscosimétrico de un petróleo crudo argentino de baja viscosidad con 7 % de contenido de asfaltenos; donde encuentran una dilatancia atípica para un crudo de baja viscosidad relativa y también una anomalía termorreológica (mayor viscosidad para una mayor temperatura), resultados análogos a lo planteado por Ferro *et al*. (2004). La dilatancia mostrada se explica por la presencia de partículas cargadas en suspensión coloidal, lo que podría atribuírsele en este caso a la presencia de asfaltenos.

Por otro lado Mechetti *et al*. (2001) llevaron a cabo estudios electrorreológicos de petróleos crudos y emulsiones; ellos analizaron el comportamiento de la viscosidad en condiciones de flujo para diferentes velocidades de deformación e intensidades de campo, donde observaron un rompimiento rápido de la emulsión, lo que resulta de gran importancia para el proceso de extracción de agua en los crudos. Similar al trabajo antes mencionado, en Balan *et al*. (2008) caracterizan el comportamiento reológico de un petróleo crudo al ser tratado mediante variaciones del campo eléctrico y magnético para diferentes temperaturas. Mediante este estudio se demostró la relación de variaciones de la viscosidad para distintas temperaturas e intensidades del campo electromagnético.

En las últimas décadas se han realizado varios estudios comparativos de viscosidad relacionados con el método de emulsión de los petróleos pesados; aunque no es el método más

empleado en el transporte de petróleos, se resaltan los resultados obtenidos con la Oriemulsión en Venezuela; se encuentran además los trabajos de Romo (1993); Romo (1998), donde se determina que las emulsiones con un 70 % de petróleo pesado y 5 % de sustancia tensoactiva, tienen una alta fluidez porque la viscosidad se ha reducido a menos de 1/10 de la viscosidad del petróleo pesado si se logra formar una emulsión directa.

Vita *et al*. (2001) en sus estudios relacionados con propiedades reológicas de un petróleo pesado mexicano y la estabilidad de sus emulsiones, determinaron que el petróleo mantenía un comportamiento seudoplástico a diferentes condiciones de temperatura de experimentación. Ellos lograron obtener estabilidades hasta de nueve meses, considerándose resultados satisfactorios al compararse la disminución significativa de la viscosidad de la emulsión con la viscosidad del petróleo sin emulsionar.

Similar a los trabajos antes descritos, en Díaz y Falcón (2004a), se encuentran los resultados del estudio reológico al petróleo crudo cubano y la preparación de emulsiones, empleando productos de la pirólisis como agente emulsionante (patente de Falcón *et al*., 1995), donde se establecen consideraciones sobre el transporte de estas emulsiones por tuberías, sus ventajas y limitaciones.

De igual manera Ferro (2000); Ferro *et al*. (2004) a partir del estudio reológico realizado a un petróleo crudo cubano, precisan la influencia de determinadas variables en la preparación de emulsiones, emplean productos de la pirólisis para su utilización como pinturas asfálticas. En el trabajo experimental se emplearon dos tipos de agentes emulsionantes. En los estudios reológicos de los petróleos se observaron comportamientos seudoplásticos y plástico ideal para todos los casos.

Benítez *et al*. (2004) analizan la influencia de aditivos en las propiedades físicas del crudo cubano. Los resultados mostraron que existe influencia notable en el por ciento de carbón, cenizas, densidad, viscosidad y valor calórico, alejándose para algunas concentraciones de las normas establecidas para estos parámetros. Demuestran que las propiedades físicas del combustible con las muestras de aditivo presentan cierta variación respecto al combustible, en cuanto a punto de inflamación y por ciento de agua no existe influencia de los aditivos.

En Díaz y Falcón (2004b), se exponen los resultados del estudio reológico de un petróleo crudo cubano y sus emulsiones; se brinda información de las investigaciones llevadas a cabo en este campo así como se obtienen experimentalmente las curvas de flujo en viscosímetros

rotacionales para el petróleo crudo cubano y 17 emulsiones elaboradas. De forma similar Manals y Falcón (2005) analizan la influencia que presentan los productos de pirólisis y los agentes emulsionantes sobre la tensión superficial y las propiedades del petróleo crudo cubano.

Falcón *et al*. (2006) describen algunos resultados de un estudio llevado a cabo sobre la estabilidad de las mezclas de combustible y su comportamiento reológico. La estabilidad se evaluó por propiedades macroscópicas tales como la viscosidad y la densidad. También se estudió el efecto de los agentes tensoactivos en estas mezclas y la estratificación de las muestras durante el almacenaje.

Laurencio y Delgado (2008a) efectúan el estudio reológico a un petróleo crudo cubano y sus emulsiones; se determinó que tanto el petróleo como la emulsión presentaban comportamiento seudoplástico, por lo que se propusieron los modelos para la estimación de sus parámetros reológicos. Laurencio y Delgado (2008b) incluyen la influencia de la temperatura en los modelos antes mencionados, obteniéndose un resultado de mayor aplicabilidad práctica.

Resultados similares han sido obtenidos por Cárdenas y Fonseca (2009), en la modelación reológica de asfaltos convencionales y por Balagui *et al*. (2010); Bourbon *et al*. (2010); Chenlo *et al*. (2010); Colby (2010); Risica *et al*. (2010), en la caracterización reológica de sistemas hidrocoloides en diferentes niveles de concentración y de temperatura.

1.5. Modelos reológicos

Desde el punto de vista reológico los fluidos se clasifican en newtonianos y no newtonianos, a su vez los fluidos no newtonianos quedan clasificados en tres grupos (Díaz, 1990; Darby, 2001; Turro, 2002; Gardea, 2008; Laurencio, 2009b).

En los fluidos newtonianos existe una relación lineal entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de deformación resultante (figura 1.1a), siguiendo de esta forma la ley de Newton de la viscosidad, a diferencia de los no newtonianos (figura 1.1b, c, d, e).

Al representar gráficamente la relación del esfuerzo de corte como función del gradiente de velocidad, se obtienen las curvas que describen el comportamiento reológico de los fluidos newtonianos y no newtonianos, las que se denominan curvas de flujo (figura 1.3).

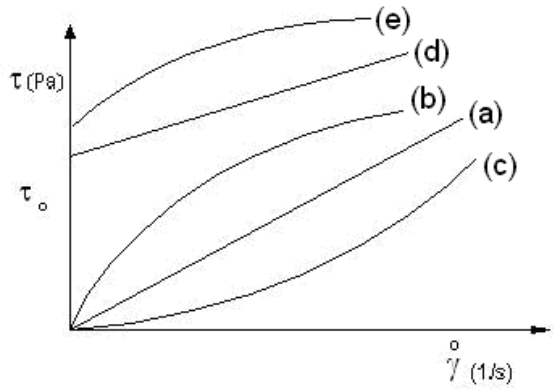

Figura 1.3. Curvas de flujo típica: (a)- newtoniano; (b)- seudoplástico; (c); dilatante; (d)- plástico ideal (Bingham); (e)- plástico real. **Fuente:** Garcell (2001).

La clasificación reológica tiene su aplicación fundamentalmente en la correcta selección de métodos aplicables a la evaluación de instalaciones, por ejemplo, para determinar la caída de presión necesaria para que un material no newtoniano fluya por una tubería de diámetro conocido, lo que favorece significativamente al objetivo de la investigación del transporte del combustible pesado (Laurencio *et al.*, 2011). En el anexo 2 se pueden observar, de forma general, los modelos reológicos que no se han especificado en este acápite.

1.5.1. Factores que influyen sobre el comportamiento reológico

En las industrias química, minera y petrolera se presenta el flujo multifásico a través de tuberías, muy complejo de modelar debido a la presencia de varias fases (Kunii, 1991). Estas mezclas de comportamiento no newtoniano, en algunos casos presentan un esfuerzo de corte inicial (Gillies *et al.*, 1991; Doron y Barnea, 1995); la reología de estos sistemas se ha estudiado por años y desafortunadamente la mayoría de las aproximaciones matemáticas basadas en sistemas ideales, son de uso limitado para definir el comportamiento reológico al variarse diferentes factores.

En los sistemas coloidales, el efecto de las propiedades de superficie se debe fundamentalmente a que el comportamiento reológico es afectado considerablemente por la densidad de carga superficial y por la fuerza iónica del medio dispersante, lo que influye directamente sobre la interacción neta entre las partículas (Turro, 2002).

La interacción neta es la suma de un componente repulsivo y un componente atractivo. Cuando la interacción neta es repulsiva, se observa un comportamiento newtoniano, en cambio, cuando la interacción neta es atractiva el fluido puede exhibir un comportamiento

seudoplástico o plástico, debido a la formación de agregados o flóculos, o de una estructura espacial (Cerpa, 1997; Cerpa y Garcell, 1998; Cerpa y Garcell, 1999).

Resulta evidente que el efecto de las propiedades superficiales sobre la reología es un fenómeno de carácter universal, donde diferentes factores pueden influir en su comportamiento. En el proceso de explotación de petróleos, varios factores tienen efecto directo en el comportamiento reológico y en gran medida son aplicados como métodos para mejorar la viscosidad de los mismos. Entre los factores involucrados en el proceso de transporte de petróleos se pueden analizar los efectos del campo electromagnético, la emulsificación, la presión, los aditivos y como factor principal la temperatura.

1.5.1.1. Efecto de la emulsificación

Los tipos más comunes de emulsiones de petróleos son aquellas en las que el aceite se dispersa en agua, en cuyo caso el sistema se conoce como emulsiones oleoacuosas o cuando el agua se dispersa en el aceite para formar emulsiones hidrooleosas (Oberbremer *et al*., 1990; Bayvel y Orzechowsky, 1993; Nehal *et al*., 1999; Momemer, 2004).

El comportamiento reológico de las emulsiones es más complicado que el de las suspensiones sólidas en líquido, ya que las partículas dispersas en las emulsiones son deformables por naturaleza (Pal y Masliyah, 1990). En la categoría de alta relación de aceite-agua, las emulsiones se comportan como fluidos seudoplásticos (Schramm, 1992; Laurencio y Delgado, 2008a). El comportamiento reológico depende fundamentalmente del diámetro promedio de las gotas de la fase interna, así como de la concentración.

La emulsificación normalmente requiere de la presencia de un tercer componente con actividad interfacial que es adsorbido en la interfase de las gotas en la fase dispersa, denominado surfactante, este facilita la formación de la emulsión y prolonga su estabilidad. El método de formulación de emulsiones de petróleo para su aplicación en el transporte, requiere de equipamientos específicos, que de no realizarse un estudio económico adecuado se encarecería el proceso de transporte.

1.5.1.2. Efecto de la temperatura

En principio, el comportamiento del fluido siempre y cuando no exista ninguna reacción o proceso físico, pudiera seguir un comportamiento de acuerdo con la ley de Arrhenius. En general, en la mayoría de los líquidos y suspensiones se ha observado una disminución de la viscosidad con el incremento de la temperatura (Balagui *et al*., 2010; Bourbon *et al*., 2010;

Chenlo *et al*., 2010; Colby, 2010); en el caso de los fluidos seudoplásticos el parámetro más afectado es el índice de consistencia másica, notándose poca incidencia en el índice de flujo (Branco y Gasparetto, 2003; Da Silva *et al*., 2005; Dak *et al*., 2007; Sánchez *et al*., 2008; Laurencio y Delgado 2008b; Andrade *et al*., 2009; Vandresen *et al*., 2009).

La disminución de la viscosidad se debe a dos efectos principales (Garcell, 1993; Laurencio y Delgado 2008b; Cárdenas y Fonseca, 2009; Trapeznikov, 2011):

- Disminución de la viscosidad del medio dispersante.
- Debilitamiento de las estructuras formadas por las partículas al aumentar la temperatura.

Pelaez y Stachenco (1999) plantean que por debajo del punto de enturbiamiento ciertos crudos tienen un rápido aumento de viscosidad debido a la precipitación de parafina y debilitamiento de enlace entre componentes. El efecto de la temperatura sobre la viscosidad de líquidos se representa mediante la ecuación 1.1 (Laurencio y Delgado, 2008b; Andrade *et al*., 2009; Vandresen *et al*., 2009; Trapeznikov, 2011):

$$\mu = C \cdot e^{B \cdot t} \qquad (1.1)$$

Donde: μ - coeficiente dinámico de viscosidad; (Pa·s). t - temperatura; (ºC).

C y B - constantes, cuyos valores dependen de la relación de μ y de t.

De acuerdo con la ecuación 1.1, la viscosidad de los líquidos disminuye exponencialmente con el aumento de la temperatura. En la práctica, la aplicación del efecto de la temperatura para la disminución de la viscosidad del combustible es el método de mayor aplicabilidad, prevaleciendo la dificultad de que la temperatura de transporte se selecciona de manera irracional (Laurencio y Delgado, 2008b; Nikolaev, 2011).

1.6. Trabajos relacionados con el transporte de fluidos complejos por tuberías

En los estudios realizados por Liu y Masliyah (1998) se subraya la importancia que tiene la consideración del esfuerzo de cedencia en la correcta predicción de las pérdidas de presión en la tubería; en este caso las predicciones del coeficiente de fricción se relacionaron con el índice de flujo, los números de Reynolds y Hedstrom.

Wojs (1993) al realizar estudios friccionales en tuberías lisas y rugosas con soluciones diluidas de polímeros, desarrolló una ecuación teórico-experimental que aunque concuerda adecuadamente con los resultados experimentales, su aplicación se encuentra limitada por estar el factor de fricción de Darcy implícito en la ecuación.

En Izquierdo *et al*. (2001) se obtiene gráfica y analíticamente la relación entre el coeficiente de pérdida hidráulica por rozamiento (λ) y el número generalizado de Reynolds (Re*). El análisis se realiza determinándose los diferentes regímenes de transporte de las tuberías. De forma similar, Suárez (1998) hace referencia a la elaboración del modelo físico-matemático del movimiento de suspensiones de mineral por tuberías, basado en los resultados de las investigaciones de las propiedades reológicas y la determinación de las pérdidas específicas de presión para el movimiento de las hidromezclas de mineral en régimen turbulento.

Turro (2002) a partir del modelo matemático, propone un sistema de correlaciones para el cálculo y evaluación de las instalaciones de hidrotransporte de colas, que provienen de los resultados de la caracterización realizada al fluido para diferentes temperaturas. En este trabajo no se tiene en cuenta el estado no estacionario del proceso, al no contemplar en el modelo el gradiente de temperatura durante el recorrido del fluido en las tuberías.

Ávila *et al*. (2007) plantea modelos matemáticos para el transporte hidráulico de café a través de tuberías de PVC de 88 mm. Propone una nueva ecuación con relación a la pérdida de presión que incluye el efecto de cambios en la concentración de sólidos en la mezcla. Esta ecuación permite la predicción de los gradientes de pérdida de carga para el rango experimentado de velocidades y concentración en transporte de mezcla.

Relacionado con la modelación del flujo de fluidos no newtonianos en general, Davidson *et al*. (2004) muestran un estudio teórico de algunos sistemas de ecuaciones en derivadas parciales no lineales que describen el comportamiento de ciertas clases de fluidos no newtonianos; obtienen un modelo para fluidos plásticos Bingham, seudoplásticos y dilatantes en densidad variable, no descrito en trabajos precedentes.

Pedroso *et al*. (2000) a partir del modelo de Otswald de Waele, obtuvieron la expresión para el cálculo de la velocidad media de transporte de un fluido y los gradientes de velocidad a que son transportadas las mieles y meladuras en un conducto, lo que posibilitó obtener el perfil universal de distribución de la velocidad a través de la sección de un conducto circular, en dependencia del valor del índice de flujo. Este resultado brinda la posibilidad de representar los diferentes tipos de perfiles de velocidad en el flujo laminar.

Adhikari y Jindal (2000) incorporaron el concepto de las redes neuronales en el cálculo de las pérdidas de presión en tuberías, para lo cual manejaron fluidos de comportamiento no

newtoniano; se obtienen errores de predicción menores a 5,4 % con respecto a los valores experimentales. De forma similar Sánchez (2002) realiza un estudio numérico de mecánica de fluidos 2D en una contracción brusca para fluidos no newtonianos tipo ley de potencia de Ostwald de Waele. Se emplean dos métodos de resolución, el método de los volúmenes finitos y el método de los elementos finitos para la resolución de las ecuaciones de momentum lineal y de continuidad. En ambos métodos se estudia el comportamiento del fluido para diferentes índices de flujo.

Perona (2003) reportó los resultados obtenidos en la transición de régimen laminar a turbulento para purés de frutas diluidas; se consideró que las discrepancias observadas en su estudio pueden atribuirse a los efectos viscoelásticos de los fluidos.

Entre las investigaciones relacionadas para el transporte de petróleos pesados por tuberías se pueden encontrar varios trabajos como el de Liang (1999), donde se presentó resultados comparativos de pruebas para transporte de crudo tratado magnéticamente a grandes distancias a través de oleoductos. Las pruebas se corrieron en un aparato de tratamiento magnético para varias intensidades y diferentes configuraciones del campo magnético bajo ciertas temperaturas, flujo y caída de presión. Las deducciones mostraron que los factores más importantes en el tratamiento son la temperatura y el campo magnético.

Placencia y Martínez (2000); Martínez y Eguez (2001), arribaron a conclusiones significativas en el sentido de la aplicación de las propiedades reológicas de petróleos ecuatorianos al transportarse por tuberías, a pesar de no tenerse en cuenta los criterios de semejanza, importantes a la hora de extrapolar los resultados a escala industrial. En estos trabajos se realiza el estudio solamente para tuberías de una pulgada.

Resultados reportados por García (2003), muestran diferencias significativas en la predicción del gradiente de presión entre modelos homogéneos, cuya única diferencia es la forma de evaluar la viscosidad de mezcla de petróleo. Haoulo y García (2004), observaron un marcado efecto de la densidad de mezcla en el gradiente de presión debido a los cambios de energía cinética y adicionalmente evaluaron el efecto de la viscosidad del líquido en el gradiente de presión total. Sin embargo, no evaluaron el efecto de las propiedades de mezcla en el gradiente de presión total.

Mansoori (2005) describe la conducta electrocinética de ciertos crudos vinculándolos con la fluidodinámica. Plantea que cuando el crudo ingresa a la tubería se genera una diferencia de

carga entre asfaltenos y los demás componentes del petróleo, creándose un campo de potencial entre la pared de la tubería y el fluido; la diferencia de potencial que se opone al movimiento del flujo multifásico. Como resultado de la diferencia de carga, las partículas tienden a contrafluir debido a la transferencia de carga, conocida como corriente de pérdida o potencial espontáneo.

Salazar *et al*. (2005) presentan un análisis teórico del problema de transporte de recortes de perforación en pozos horizontales. La solución del modelo permite evaluar el comportamiento del gradiente de presión como función de la velocidad, la fracción de volumen de recortes total y la relación de la altura del lecho estacionario y del diámetro de la tubería. Los resultados numéricos se compararon con datos experimentales, encontrándose una comparación satisfactoria entre los perfiles medidos y los simulados.

Haoulo *et al*. (2005) evalúan el efecto de la densidad y de la viscosidad dinámica de mezcla en la determinación del gradiente de presión longitudinal de flujo de petróleo bifásico en tuberías horizontales para un fluido seudohomogéneo. Se evaluaron 16 ecuaciones de viscosidad de mezcla y cuatro ecuaciones de densidad de mezcla. La evaluación del desempeño de los diferentes modelos para determinar el gradiente de presión, se realiza comparando los resultados obtenidos por cada modelo con 93 datos experimentales.

Concha *et al*. (2006) proponen un modelo matemático para predecir el crecimiento de la zona de mezcla que se genera entre combustibles derivados del petróleo como consecuencia de su transporte secuencial por poliductos. La mayor dificultad para aplicar el modelo es el cálculo del coeficiente efectivo de transferencia de masa, motivo por el cual se han desarrollado diferentes correlaciones empíricas para su cálculo.

García y Haoulo (2007) realizan un estudio experimental y teórico para evaluar diferentes modelos empíricos y mecanicistas utilizados comúnmente para predecir patrones de flujo bifásico de petróleo en tuberías horizontales y ligeramente inclinadas. Se evaluó la precisión de las predicciones de cuatro modelos mecanicistas y dos modelos de correlación utilizados comúnmente en la literatura especializada para determinar patrones de flujo. En general, los modelos seleccionados tienen un porcentaje de acierto mayor al 75 % con respecto al patrón de flujo experimental.

Mediante el estudio realizado por Frigaard *et al*. (2007) se proponen los modelos de desplazamiento por tubería de un petróleo crudo, los mismos son aplicables a diferentes

regímenes de flujo, en consideración con diferentes diámetros de tubería, lo cual amplia el campo de aplicación de los modelos para casos prácticos.

Japper *et al*. (2009) analizan el flujo de polímeros en tuberías, para el caso en estudio se determinó la relación del factor de fricción mediante la experimentación del gradiente de presión, para mezclas newtonianas y no newtonianas del tipo seudoplásticas. Las correlaciones obtenidas fueron expresadas en función del número de Reynolds, evidenciándose ciertas desviaciones del modelo tradicional en el caso del régimen laminar, atribuidas al efecto de esfuerzos de cortes perpendiculares a la velocidad del fluido en la tubería, manifestado en los líquidos de viscosidad elevada.

Para la optimización de los sistemas de flujo de fluidos por tuberías, la función objetivo es usualmente formulada en términos de costos fijos y pocas veces se tienen en cuenta los costos de energía (Abebe y Solomatine, 1998; Walski, 2001). Investigadores como Goulter y Bouchart (1990); Loganathan *et al*. (1995); Xu y Goulter (1999); Tanyimboh y Templeman (2000); Martínez (2007), utilizan sólo los costos de inversión durante la formulación, los cuales no representan resultados satisfactorios de optimización.

Hechavarría (2009) incluyen en la función objetivo los costos energéticos, donde los costos de inversión totales de capital incluyen además de los costos fijos, en función de los diámetros y las longitudes de las tuberías, los costos variables producto del bombeo directo. El objetivo del procedimiento es minimizar los costos anuales de capital y los costos energéticos anuales, donde los costos fijos están restringidos a los costos de inversión de las tuberías (Martínez *et al*., 2007).

La revisión bibliográfica descrita no da respuesta satisfactoria a la problemática tratada. En la mayoría de los casos se trata la fenomenología de fluidos no newtonianos, que aunque sirven de base para la investigación no describen en su totalidad el fenómeno estudiado (el transporte de fluidos a temperaturas superiores a la del ambiente y las irregularidades del flujo en régimen laminar). El planteamiento impone la necesidad de dedicar una investigación que contribuya a la mejora de la eficiencia energética en los sistemas de transporte del combustible cubano CM-650, a partir del establecimiento de los parámetros racionales basados en las propiedades reológicas y de transporte de este fluido.

1.7. Aplicación del transporte de petróleos crudos por tuberías en Venezuela

En el mundo del petróleo, los oleoductos y los buques tanqueros son los medios por excelencia para el transporte del crudo. El oleoducto es el complemento indispensable y a veces el competidor del navío de alta mar, mediante el cual se conduce el petróleo desde el yacimiento hasta el puerto de embarque, del yacimiento directamente a la refinería o del puerto de desembarco a la refinería.

El transporte de petróleo tiene dos momentos netamente definidos; el primero es el traslado de la materia prima desde los yacimientos hasta la refinería donde finalmente será procesado para obtener los productos derivados; el segundo momento es el de la distribución cuando los subproductos llegan hasta los centros de consumo.

Los oleoductos principales son tuberías de acero cuyo diámetro puede medir hasta más de 0,8 m y se extienden a través de grandes distancias, desde los yacimientos hasta las refinerías o los puertos de embarque. Están generalmente enterrados y protegidos contra la corrosión mediante revestimientos especiales.

La construcción de un oleoducto que tiene que cruzar montañas, ríos y desiertos, constituye una gran tarea de ingeniería. El sistema de transporte de hidrocarburos por tuberías resulta el más eficiente y económico cuando se han tenido en cuenta los parámetros racionales de operación en diseño.

1.7.1. Ventajas del transporte por sistemas de tuberías

El transporte por tuberías tiene una gran aplicación en las industrias y en el laboreo de minas; además, en la industria metalúrgica tiene efectividad para la transportación de concentrados de materiales no ferrosos, carbón, petróleo, gas, materias primas hacia plantas metalúrgicas y puertos marítimos (Laurencio, 2007b; Trapeznikov, 2011).

En la actualidad, en las industrias venezolanas, se utilizan diversas formas de transportación, entre ellas el transporte por tuberías, debido a que tiene gran efectividad económica con respecto a los demás sistemas de transporte.

El transporte por tuberías posee significativas ventajas en comparación con el transporte ferroviario, automotriz y marítimo, tales como:

- Garantiza un proceso tecnológico continuo con la disminución considerable del volumen de las operaciones principales.

- Facilidad en la variación de la dirección y superación de obstáculos.
- Posibilita la automatización de todo el proceso de transportación.
- No existen pérdidas del material durante su transportación.
- Bajo costo (2 $/100 km)
- Alta capacidad (60 millones de litros al día)
- Alta seguridad de la carga (2 accidentes por cada 10 000km)
- Suministro seguro (no afectado por el clima, 365 días al año)
- Bajas consecuencias medioambientales.
- Los gastos de mantenimientos son bajos.

La desventaja principal de este tipo de transporte se debe a los gastos elevados de energía, asociados a la operación fuera de los parámetros racionales y deposición de sedimentos en las tuberías. Estas desventajas son compensadas con las disímiles ventajas que se ofrecen en el caso de transportar combustibles pesados con el establecimiento de sus parámetros racionales de flujo.

Otras desventajas existentes que podemos mencionar

- Cargas limitadas (gas, aceite, emulsiones y materias primas)
- Baja disponibilidad de pequeños volúmenes de carga Transportada

1.8. Conclusiones del capítulo

- El análisis de los trabajos precedentes reportan algunas de las características generales del estudio de las propiedades reológicas y de flujo de suspensiones acuosas con partículas, pulpas minerales, polímeros, combustibles pesados, extrapesados y emulsiones; encontrándose poca información sobre estos aspectos y al mismo tiempo los datos que se obtienen no han sido actualizados.
- La esencia física del proceso de bombeo de flujo por tuberías del Petróleo crudo mediano es poco conocida, a esto se añaden las imprecisiones de las teorías científicas existentes para la predicción del gradiente de presión en los sistemas de tuberías, teniendo en cuenta variaciones de temperaturas y mezclado durante el transporte del fluido.
- Es insuficiente la información acerca del establecimiento de los parámetros racionales de transporte del Petróleo crudo mediano a través de tuberías; de ahí la necesidad del estudio teórico y experimental de este sistema en particular.

2. MATERIALES Y MÉTODOS RELACIONADOS CON EL TRANSPORTE DEL PETRÓLEO CRUDO

2.1. Introducción

Los conocimientos teóricos acerca del comportamiento y propiedades de transporte del Petróleo crudo mediano, contribuyen a la selección de métodos apropiados para la solución de problemas asociados a la evaluación y diseño de los sistemas de transporte por tuberías y las estaciones de flujo, en la industria petrolera venezolana; en tal sentido los objetivos del capítulo se sintetizan en:

- Establecer la investigación teórica y métodos que posibilitan describir las propiedades y comportamiento de flujo del Petróleo crudo mediano.
- Describir las diferentes técnicas experimentales a utilizar en la investigación.

2.2. Procedimiento metodológico para la simulación del comportamiento de la presión en las tuberías conductoras

En los cálculos de ingeniería, se prefiere hacer uso de las expresiones que relacionan el factor de fricción de Fanning o el factor de fricción de Darcy con el número de Reynolds y con otros números adimensionales, tanto en régimen laminar como en turbulento, los cuales son correlacionados de forma experimental.

Los petróleos pesados según Laurencio (2012) se pueden ajustar a modelos reológicos newtonianos o no newtonianos del tipo seudoplásticos. Para el caso de comportamiento neutoniano, el número de Reynolds se determina por la relación 2.1.

$$\mathrm{Re} = \frac{D \cdot v \cdot \rho}{\mu} \qquad (2.1)$$

Donde: D - diámetro de la tubería; (m). μ - Coeficiente dinámico de viscosidad; (Pa·s). ρ - densidad; (kg/m^3). v – Velocidad media del fluido en la tubería; (m/s).

El número generalizado de Reynolds para fluidos seudoplásticos y dilatantes (Garcell, 2001; Laurencio, 2012), se determina por la ecuación 2.2.

$$\mathrm{Re}^* = \frac{8^{1-n} \cdot D^n \cdot v^{2-n} \cdot \rho}{K} \left(\frac{4 \cdot n}{3 \cdot n + 1} \right)^n \qquad (2.2)$$

Donde: n - índice de flujo; (adimensional). K - índice de consistencia másica; (Pa·s).

El número de Reynolds crítico se determina por la siguiente ecuación.

$$\mathrm{Re}_{crit.} = 2100 + 875 \cdot (1 - n) \quad (2.3)$$

El modelo teórico-experimental para el transporte del combustible se propone a partir del uso simultáneo de las ecuaciones de balance de masa, de momentum y de energía, considerándose los efectos de los esfuerzos de mezclado entre capas de flujo, propuesto por Laurencio (2012), donde el gradiente de presión longitudinal total en la tubería se divide en cuatro componentes:

$$\frac{dp}{dx} = \left(\frac{dp}{dx}\right)_V + \left(\frac{dp}{dx}\right)_m + \left(\frac{dp}{dx}\right)_a + \left(\frac{dp}{dx}\right)_G \quad (2.4)$$

El modelo cumple con el comportamiento de flujo para los casos planteados en diferencia de presión que queda explícito como:

$$\Delta p = \left[\begin{array}{l} 2 \cdot K \cdot L \cdot \left(\frac{3 \cdot n + 1}{n} \cdot \frac{4}{\pi \cdot D^2} \right)^n \cdot \left(\frac{2}{D} \right)^{n+1} \cdot Q^n + \frac{a}{\mathrm{Re}^{*b}} \cdot \frac{8 \cdot L \cdot \rho \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot D^5} + \ldots \\ + \frac{16 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot D^4} \cdot (\rho_f - \rho_i) + \rho \cdot g \cdot \Delta Z \end{array} \right] \quad (2.5)$$

Donde: a y b - son coeficientes que dependen del régimen del fluido. ρ_f y ρ_i - son las densidades final e inicial del combustible durante el transporte por las tuberías cuando existe enfriamiento; (kg/m^3). L – longitud de la tubería; (m).

2.3. Expresiones para la determinación de pérdidas de presión por resistencias locales

Los trabajos realizados por Garcell (2001); Darby (2001), tanto en flujo laminar como turbulento, con materiales seudoplásticos y plásticos Bingham, demuestran que las pérdidas por fricción ocasionadas por el flujo de estos fluidos a través de accesorios y válvulas son prácticamente similares a las obtenidas con los fluidos newtonianos.

En la literatura especializada (Nekrasov, 1990; Streeter *et al.*, 2000; Garcell, 2001; Darby, 2001) para la estimación de las pérdidas de presión por resistencias locales se utiliza fundamentalmente la expresión:

$$\Delta p_{loc} = \xi_{loc} \cdot \frac{1}{2} \cdot v^2 \cdot \rho \quad (2.6)$$

Siendo: ξ_{loc} - coeficiente de fricción de pérdidas locales; (adimensional).

A partir de los resultados de Darby (2001) para codos estándar (r/D = 1, donde la longitud del codo es: $L_{codo} = 1{,}57 \cdot D$), Laurencio (2012) propone la correlación de de la pérdida de presión en codos, donde:

$$\Delta p_{codo} = \frac{1}{2} \cdot \left[\frac{850}{\text{Re}*} + \frac{0{,}199}{D^{0{,}22}} \right] \cdot v^2 \cdot \rho \quad (2.7)$$

Si los datos se necesitan en forma de longitudes equivalentes (L_e), se sumarán todas esas longitudes equivalentes correspondientes a todos los accesorios y se le añadirá a la longitud total de la tubería (Laurencio, 2007b). La expresión para la determinación de la longitud equivalente en codos estándar es:

$$L_{eq \cdot codo} = \left(\frac{n}{3 \cdot n + 1} \right)^n \cdot \left(\frac{D}{2} \right)^{n+1} \cdot \left(\frac{850}{\text{Re}*} + \frac{0{,}199}{D^{0{,}22}} \right) \cdot \frac{\rho}{4 \cdot K} \cdot v^{2-n} \quad (2.8)$$

Para la estimación de las pérdidas de presión en válvulas de globo y de compuerta, durante el flujo de fluidos, se proponen las siguientes correlaciones según Banerjee *et al*. (1994):

Para válvulas de compuerta:

$$\Delta p_{loc} = 1{,}905 \cdot \rho \cdot v^2 \cdot \text{Re}*^{-0{,}917 \cdot \delta - 1{,}98} \quad (2.9)$$

Para válvulas de globo:

$$\Delta p_{loc} = 8{,}266 \cdot \rho \cdot v^2 \cdot \text{Re}*^{-0{,}610 \cdot \delta - 0{,}797} \quad (2.10)$$

Donde: δ - posición de apertura de las válvulas; (%).

2.4. Expresiones para la determinación de costos y potencia hidráulica de transporte

El análisis de los costos de operación del sistema de transporte, conduce a la determinación de los parámetros racionales de operación, ya sea, la velocidad racional, el diámetro económico de la tubería o la temperatura racional de transporte, para el caso del trasiego de fluidos de elevada viscosidad (Laurencio, 2012).

Son característicos en la formulación del problema de racionalización del transporte de fluidos, el costo atribuible a las tuberías (costos fijos) y el costo energético en cuanto a costos de explotación (costos variables) (Aguirre *et al*., 1996; Martínez *et al*., 2007; Hechavarría, 2009). El costo de bombeo en que se incurre al transportar el fluido se expresa mediante la siguiente ecuación (Laurencio 2010):

$$C_{bom} = \frac{t_{el} \cdot t_t}{\eta_m \cdot \eta_b} \cdot N_h \cdot 10^{-.3} \quad (2.11)$$

Donde: C_{bom} - costo de bombeo de la instalación; ($/año). N_h - potencia hidráulica; (W). t_{el} - tarifa eléctrica; ($/ kW·h). t_t - tiempo de trabajo del equipo; (h/año). η_b - rendimiento de la bomba; (adimensional). η_m - rendimiento del motor eléctrico; (adimensional).

La potencia hidráulica, para el transporte del petróleo, está dada por la ecuación:

$$N_h = \left[\begin{array}{l} 2 \cdot K \cdot L \cdot \left(\dfrac{3 \cdot n + 1}{n} \cdot \dfrac{4}{\pi \cdot D^2} \right)^n \cdot \left(\dfrac{2 \cdot Q}{D} \right)^{n+1} + \dfrac{a}{\mathrm{Re}^{*b}} \cdot \dfrac{8 \cdot L \cdot \rho \cdot Q^3}{\pi^2 \cdot D^5} + \ldots \\ + \dfrac{16 \cdot Q^3}{\pi^2 \cdot D^4} \cdot \left(\rho_f - \rho_i \right) + \rho \cdot g \cdot \Delta Z \cdot Q \end{array} \right]. \quad .(2.12)$$

Para el caso del motor de la bomba bajo la acción del momento electromagnético M > 0, la potencia consumida se determina por el modelo propuesto por Morera (1993); Vilaragut (2008), siendo:

$$N_m = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad .(2.13)$$

Donde: U - tensión eléctrica; (V). I - corriente eléctrica; (A). $\cos\varphi$ – Factor de potencia.

La potencia hidráulica útil (ecuación 2.12) resulta menor que la potencia consumida de la red por el motor (ecuación 2.13), por lo que el rendimiento del conjunto bomba-motor queda expresado por la ecuación:

$$\eta_{isnt.} = \frac{\left[\begin{array}{l} 2 \cdot K \cdot L \cdot \left(\dfrac{3 \cdot n + 1}{n} \cdot \dfrac{4}{\pi \cdot D^2} \right)^n \cdot \left(\dfrac{2 \cdot Q}{D} \right)^{n+1} + \dfrac{a}{\mathrm{Re}^{*b}} \cdot \dfrac{8 \cdot L \cdot \rho \cdot Q^3}{\pi^2 \cdot D^5} + \ldots \\ + \dfrac{16 \cdot Q^3}{\pi^2 \cdot D^4} \cdot \left(\rho_f - \rho_i \right) + \rho \cdot g \cdot \Delta Z \cdot Q \end{array} \right]}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi}. \quad .(2.14)$$

Esta expresión puede utilizarse como herramienta para la evaluación preliminar del rendimiento de una instalación de bombeo, al obtenerse mediante su empleo el rendimiento total del conjunto bomba-motor. Para el análisis energético de la instalación, este criterio puede resultar muy útil sobre todo si se simula su solución mediante softwares adecuados.

Los costos asociados a las tuberías pueden representar una parte importante de la inversión total. En el caso del costo de la instalación de tubería se recomienda la expresión:

$$C_F = \frac{C_{tub}{}^* + C_{mant}}{V_u}. \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad .(2.15)$$

Donde: C_F - costo fijo de la red de tuberías; (\$/año·m). $C_{tub.}$* - costo específico de la tubería; (\$/m). $C_{mat.}$ - costo de mantenimiento de la tubería; (\$/m). $V_{u.}$ - vida útil de la tubería; (año).

El costo específico de la tubería viene dado por Laurencio (2012):

$$C_{tub} = 205{,}2 \cdot D - 7{,}02 \quad (2.16)$$

Dónde:

D: Diámetro de la tubería; (m).

El calentamiento del fluido es el método más utilizado para disminuir la viscosidad del combustible pesado. Para determinar el costo de calentamiento del combustible se propone la ecuación siguiente (Laurencio, 2010):

$$C_{cal} = C_v \cdot \overset{\circ}{m}_v \cdot t_t \cdot 3600 \qquad (2.17)$$

Donde: C_{cal} - costo por calentamiento del combustible; ($/año). C_v - costo específico del vapor. ($/kg). $\overset{\circ}{m}_v$ - flujo másico de vapor; (kg/s).

El flujo másico del vapor se obtiene mediante la correlación con el incremento de la temperatura del combustible, a partir de datos experimentales relacionados con el tipo de intercambiador de calor utilizado; los mismos se ajustan a la ecuación 2.18, según Laurencio (2010).

$$\overset{\circ}{m}_v = k_t \cdot (\Delta t) \qquad (2.18)$$

Donde: Δt - diferencia de temperatura del combustible a la entrada y la salida del intercambiador de calor; (ºC). k_t - coeficiente de proporcionalidad del intercambiador de calor; el cual se obtiene por experimentación.

2.5. Modelo de la variación de temperatura del fluido en la tubería

Con el objetivo de conocer las variaciones de temperatura durante el transporte del combustible, se realizó la modelación teniendo en cuenta las configuraciones de las tuberías, las propiedades de los materiales y los fluidos que intervienen en el proceso de transporte. El calor transferido del interior al exterior del conducto será:

$$q_s = \frac{2 \cdot \pi \cdot L \cdot (t_i - t_e)}{\frac{1}{r_0 \cdot h_p} + \frac{1}{k_A} \cdot \ln\left(\frac{r_1}{r_0}\right) + \frac{1}{k_B} \cdot \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) + \frac{1}{k_c} \cdot \ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right) + \frac{1}{r_3 \cdot h_e}} \text{; (W).} \qquad (2.19)$$

Donde: h_p - coeficiente de convección del combustible; (W/m$^2\cdot$ºC). h_e - coeficiente de convección del aire (según datos de anexo III, tabla 3); (W/m$^2\cdot$ºC). t_i - temperatura del fluido en el interior de la tubería; (ºC). t_e - temperatura exterior del aire; (ºC). r_0 - radio interior de la tubería; (m). r_1 - radio exterior de la tubería; (m). r_2 - radio exterior del aislante; (m). r_3 - radio

exterior del protector del aislamiento; (m). k_A - coeficiente de conductividad térmica de la tubería (anexo III, tabla 2); (W/m·ºC). k_B - coeficiente de conductividad térmica del aislante (anexo III, tabla 1) (W/m·ºC). k_C - coeficiente de conductividad térmica del protector del aislamiento (anexo III, tabla 2); (W/m·ºC).

Para determinar la variación de temperatura en el conducto se utiliza la expresión obtenida a partir de Moring (2006), propuesta por Laurencio (2010).

$$\Delta t = \frac{2 \cdot \pi \cdot L \cdot (t_i - t_e)}{Q_p \cdot \rho_p \cdot c_{pp} \left(\begin{array}{l} \dfrac{1}{r_0 \cdot 0,023 \cdot \mathrm{Re}_p^{\,0,8} \cdot \mathrm{Pr}_p^{\,0,3} \cdot \dfrac{k_p}{D_i}} + \dfrac{1}{k_A} \cdot \ln\left(\dfrac{r_1}{r_0}\right) + \ldots \\ + \dfrac{1}{k_B} \cdot \ln\left(\dfrac{r_2}{r_1}\right) + \dfrac{1}{k_c} \cdot \ln\left(\dfrac{r_3}{r_2}\right) + \dfrac{1}{r_3 \cdot 0,245 \cdot \mathrm{Re}_a^{\,0,6} \cdot \dfrac{k_a}{D_e}} \end{array} \right)} \quad (2.20)$$

Donde: c_{pp} - capacidad calorífica del combustible; (J/kg·ºC). Q_p - flujo volumétrico del combustible; (m^3/s). t_f - temperatura final del combustible; (ºC). t_i - temperatura inicial del combustible; (ºC). L - longitud de la tubería; (m).

Las propiedades termofísicas del aire pueden ser calculadas a través de las ecuaciones empíricas reportadas por Tiwari (2002); Montero (2005).

$$k = 0,0244 + 0,6763 \cdot 10^{-4} \cdot t_p \quad (2.21)$$

$$\rho = \frac{353,44}{t_p + 273,15} \quad (2.22)$$

$$Cp = 999,2 + 0,1434 \cdot t_p + 1,101 \cdot 10^{-4} \cdot t_p^2 - 6,7581 \cdot 10^{-8} \cdot t_p^3 \quad (2.23)$$

$$\mu = 1,718 \cdot 10^{-5} + 4,620 \cdot 10^{-8} \cdot t_p \quad (2.24)$$

Siendo: t_p – temperatura pelicular; (ºC).

$$t_p = \frac{t_s + t_a}{2} \quad (2.25)$$

Donde: k - coeficiente de conductividad térmica del aire; (W/m·ºC).

ρ - densidad del aire; (kg/m^3).

c_p - capacidad calorífica del aire a presión constante; (J/kg·ºC).

μ - coeficiente dinámico de viscosidad del aire; (Pa·s).

t_a - temperatura del aire; (ºC).

t_s - temperatura de la superficie; (ºC).

2.6. Técnicas experimentales y datos de la instalación

Los resultados de las principales propiedades del petróleo crudo mediano se obtuvieron en el laboratorio *Wide Tec Laboratory c.a*. Para la determinación de estas características mediante la experimentación se aplicaron los siguientes procedimientos:

- Procedimiento ASTM D 287-92. Método estándar para determinar la densidad y la gravedad en °API del petróleo crudo y sus productos.
- Procedimiento ASTM D 129-95. Método estándar para determinar azufre en productos del petróleo (Método general de la bomba),
- Obtención de los parámetros reológicos, según el procedimiento ASTM D 445-96.

Para los niveles de temperaturas programadas, el número de corridas experimentales se determina en correspondencia con lo planteado en la literatura (Suárez, 1998; Turro, 2002; Laurencio, 2012) y los valores prefijados por el viscosímetro; tomándose nueve niveles del gradiente de velocidad y cinco niveles de temperatura, para tres réplicas de cada experimento.

2.7. Instalación objeto de estudio

La investigación de los parámetros y regímenes de transportación del petróleo crudo mediano, se realizó en la estación de flujo L-2 (anexo 2) de y en la Sala de Máquinas de Pdvsa PetroCabimas. La instalación está dotada de equipos y accesorios que permiten mayor calidad en el registro y control de las variables y su procesamiento posterior, mediante el programa de adquisición de datos *Wonderware Intouch* (figura 2.1).

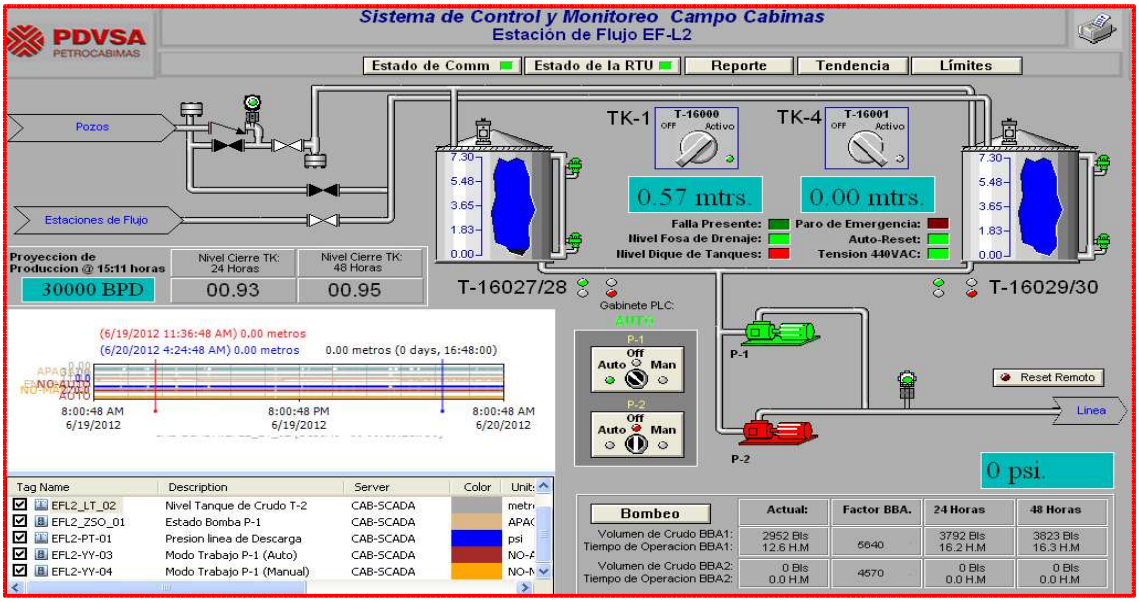

Figura 2.1. Esquema del sistema de la estación de flujo L-2 PDVSA PetroCabimas visualizado por el *Intouch* 9.0.

La investigación de los parámetros de transportación se realizó en el intervalo de temperaturas de 35 a 70 °C.

2.7.1. Instrumentación utilizada

La instalación experimental (estación de flujo L-2 PDVSA PetroCabimas) cuenta con los siguientes instrumentos:

- Seis Manómetros de bourbon
- Un manómetro digital
- Un panel de control
- Dos arrancadores para las bombas
- Una caja con UPS

2.7.2. Proceso para evaluación de parámetros racionales

El comportamiento de los costos de operación del sistema estudiado, se examinó mediante la interrelación de los parámetros de cada uno de los elementos característicos del transporte. Se parte del conocimiento de los parámetros específicos del costo de la instalación, los cuales se exponen en la tabla 3.8.

Tabla 2.2. Relación de parámetros de las instalaciones.

Parámetro	Símbolo / unidad	Valor
Rendimiento de la bomba	η_{bomba}	0,75
Rendimiento del motor	η_{motor}	0,92
Tarifa eléctrica	t_{el} ($/kW·h)	0,03
Flujo de petróleo	Q (m^3/s)	0,0106
Tiempo de trabajo	t_t (horas /año)	4380
Diámetro de la tubería	D (m)	0,1
Longitud de la tubería	L (m)	14000
Altura geodésica	ΔZ (m)	5

La temperatura racional queda determinada por la temperatura a la cual el costo total de la instalación alcanza su valor mínimo; considerándose el gradiente de temperatura en la tubería de transporte. El procedimiento para la búsqueda del valor mínimo, queda representado por el diagrama de la figura 2.2, donde se elaboró una aplicación informática en MatLab (anexo 3) para encontrar el punto mínimo global usando el método de búsqueda exhaustiva, propuesto por Laurencio (2012).

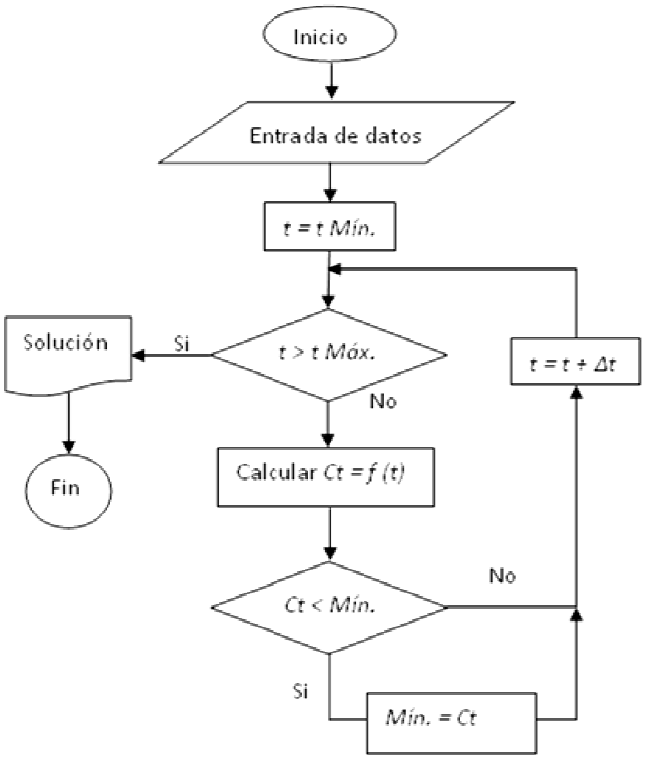

Figura 2.2. Diagrama para la obtención de la temperatura racional de transporte.

2.8. Conclusiones del capítulo

- Los modelos matemáticos del gradiente de presión y la potencia hidráulica de transporte por tuberías, propuestos para la simulación operacional; toman en consideración el efecto de mezclado, el cambio de densidad del fluido, el efecto viscoso y el efecto de la energía potencial.
- El sistema de ecuaciones propuesto para la simulación del transporte del petróleo mediano y la obtención de parámetros racionales, tiene en consideración, la variación de la velocidad de transportación y el diámetro de la tubería, parámetros de rendimiento de la bomba y el motor y cambios de las propiedades del fluido en función de la temperatura.
- Quedan expuestas las técnicas experimentales y los métodos que se emplean en la investigación de las propiedades de transporte del petróleo y la obtención de parámetros racionales de flujo por tuberías.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL BOMBEO DEL PETRÓLEO CRUDO MEDIANO EN LA ESTACIÓN DE FLUJO L-2

3.1. Introducción

Los análisis experimentales de las propiedades de transporte del Petróleo crudo mediano, nos brindan la posibilidad de poder hacer una mejor selección de modelos para la adecuación de los métodos de cálculo. El método de correlación, aplicado en parte de los resultados del trabajo, tiene una aplicabilidad universal para conjuntos de datos de toda clase en procesos físicos. Relacionado con este planteamiento, se proponen como objetivos del capítulo:

- Estudiar la inferioridad entre los factores influyentes en el comportamiento de las propiedades de transporte del Petróleo crudo mediano y su incidencia en el grado de validación de los modelos presentados en el capítulo 2.
- Establecer los parámetros de transporte del Petróleo crudo mediano, a partir de la propuesta de un método para la obtención de la temperatura racional de flujo.

3.2. Características fisicoquímicas del petróleo crudo mediano

En la tabla 3.1 se muestran los principales parámetros característicos del petróleo crudo mediano con sus valores promedios, obtenidos a partir de los procedimientos planteados en el capítulo 2. Para las muestras analizadas se certifica los valores promedios obtenidos en el laboratorio por periodos de 10 días, representativos de los valores normalizados, lo que concuerda con las especificaciones para un petróleo crudo mediano.

Tabla 3.1. Características fisicoquímicas del petróleo crudo mediano.

No	Parámetros	U/M	Valor medio	Método de ensayo
1	Azufre total	% m/m	1,8	COVENIN 1676-1982
5	Gravedad a 20 ºC	ºAPI	21,6	COVENIN883-2002
7	Agua y Sedimentos	% v/v	5,8	COVENIN 2582-89

3.2.1. Reología del petróleo crudo mediano

La comprensión de la reología del petróleo crudo mediano tiene gran uso práctico en relación con sus parámetros de flujo al transportarlos a través de las tuberías. El interés por el tema va acentuado debido a la continua utilización de petróleos crudos medianos en la industria

petrolera venezolana. El modelado de las propiedades reológicas de estos combustibles ha sido hasta ahora una tarea difícil, principalmente por la variabilidad y la presencia de diversas fases en su composición.

A partir del análisis reológico, se obtuvieron los resultados mostrados en la figura 3.1, al representar gráficamente el comportamiento de τ en función de $\dot{\gamma}$ para las temperaturas designadas. Con los resultados se construyeron las curvas de flujo mediante el empleo de software tabulador Microsoft Excel 2007, donde se identificaron los parámetros del modelo matemático que relaciona el esfuerzo de corte con el gradiente de velocidad.

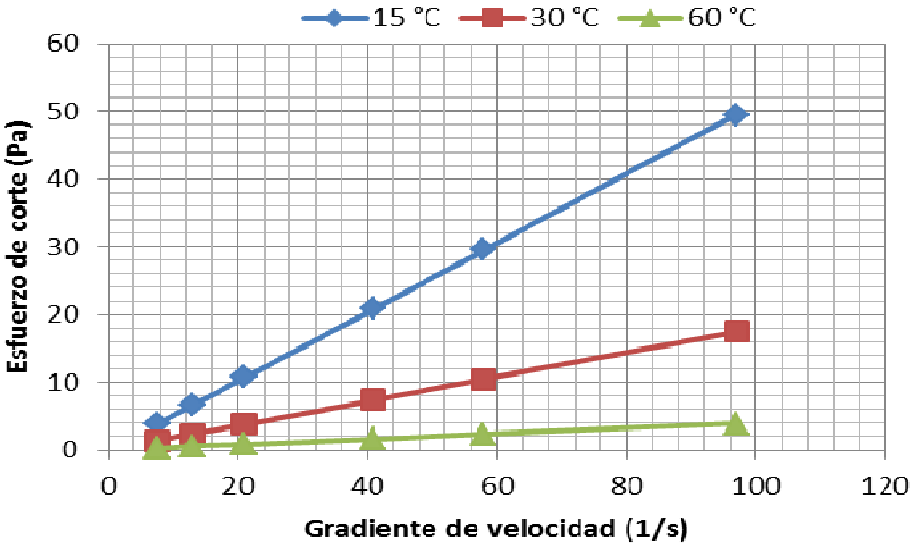

Figura 3.1. Curvas de flujo del petróleo crudo mediano en función de la temperatura.

En la figura 3.1 se observa que para el rango de temperaturas desde 15 hasta 60 ºC, el petróleo crudo mediano mostró el mejor ajuste para el modelo de fluido newtoniano. En cuanto a los parámetros reológicos, fue posible identificar la tendencia respecto a la dependencia de cada factor con la temperatura.

3.2.2. Análisis de la influencia de la temperatura en las propiedades del petróleo crudo mediano

Al aumentar la temperatura, se observó que los valores de la viscosidad dinámica disminuyeron (figura 3.2), comportamiento similar a los resultados obtenidos por Laurencio y Delgado (2008b) en el estudio de las emulsiones del petróleo crudo mediano.

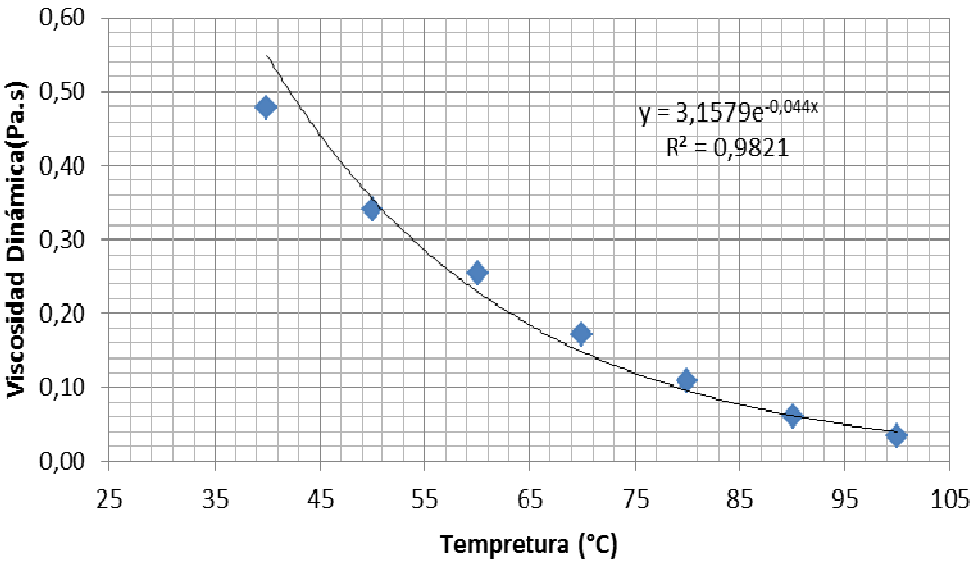

Figura 3.2. Comportamiento de la viscosidad dinámica en función de la temperatura.

Realizando el ajuste del comportamiento de la viscosidad dinámica a la ley exponencial, se obtuvo la correlación en función de la temperatura (ecuación 3.1) con un coeficiente de correlación múltiple de 0,98.

$$\mu = 3{,}157 \cdot e^{(-0{,}044 \cdot t)} \quad (3.1)$$

La función obtenida (ecuación 3.1) posibilita simular el comportamiento de la viscosidad dinámica al variar la temperatura (*t*), teniendo como recomendación que la misma es válida sólo para las condiciones experimentales en la que fue ajustada.

Mediante el modelo anterior (ecuación 3.1), es posible definir la viscosidad dinámica del petróleo crudo mediano durante su transporte por tuberías; relacionado con la correcta predicción de la viscosidad. Su aplicación puede incidir en la correcta descripción del consumo energético de las instalaciones, al conocerse el comportamiento del fluido ante variaciones de la temperatura, la velocidad y el diámetro de la tubería (Laurencio y Delgado, 2008b).

Para variaciones de la temperatura la densidad manifestó un comportamiento decreciente con tendencia logarítmica, según indica la figura 3.3.

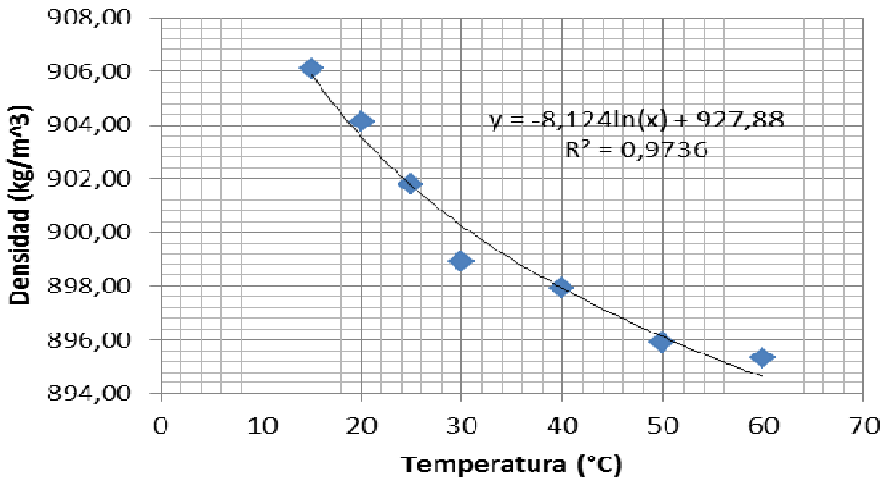

Figura 3.3. Correlación entre la densidad del petróleo crudo mediano y la temperatura.

A partir de los resultados mostrados en la figura 3.4, se correlacionó el comportamiento de la densidad del petróleo crudo mediano en función de la temperatura, determinándose según la ecuación 3.2, obtenida con un coeficiente de correlación múltiple de 0,9736.

$$\rho = -8{,}124 \cdot \ln(t) + 927{,}88 \quad (3.2)$$

Donde: ρ - densidad del combustible; (kg/m^3). t - temperatura a la que se desea conocer la densidad; (ºC).

3.3. Parámetros de operación del sistema de bombeo

Para la obtención de los parámetros de operación del sistema de bombeo, se hace necesario conocer las curvas características de las bombas reciprocantes emplazadas en la estación de flujo L-2, encargadas del bombeo del petróleo crudo mediano hasta el patio de tanques H-7 (anexo1, figura 2), para las cuales se describen sus parámetros operacionales de presión y flujo volumétrico para diferentes números de revoluciones (ver tabla 3.2).

Tabla 3.2. Relación presión caudal para diferentes números de revoluciones de la bomba.

Bomba de la estación L-1 Petrocabimas					
n=50 rev/min		**n=55 rev/min**		**n=60 rev/min**	
Q (m^3/s)	**P (MPa)**	**Q (m^3/s)**	**P (MPa)**	**Q (m^3/s)**	**P (MPa)**
0,0153	0,00	0,0172	0,00	0,0191	0,00
0,0152	2,20	0,0171	2,20	0,0190	2,20
0,0151	2,40	0,0170	2,40	0,0189	2,40
0,0150	2,63	0,0169	2,63	0,0188	2,63
0,0143	2,90	0,0168	2,90	0,0187	2,90

Correlacionando los datos de los flujos volumétricos aportados por la bomba en función de los números de revoluciones, se grafica dicho comportamiento según se muestra en la figura 3.4.

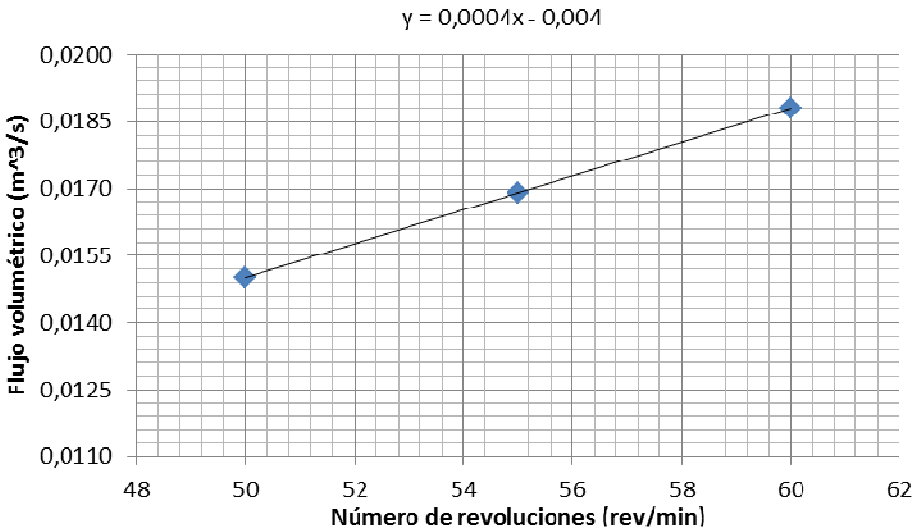

Figura 3.4. Relacion entre el número de revoluciones y flujo volumétrico de la bomba.

A partir del análisis de los resultados de correlación mostrados en la figura 3.4, se obtuvo la ecuación que relaciona el caudal en m^3/s, en función del número de revoluciones del motor, dado por la relación de la transmisión, donde:

$$Q = 4 \cdot 10^{-3} \cdot n_m \cdot i - 0,004 \quad (3.3)$$

Donde: n_m – número de revoluciones del motor; (rev/min). i – relación de transmisión entre la bomba y el motor; (adimensional).

Esta ecuación nos facilita conocer el caudal de operación de la bomba en función del número de revoluciones, conociéndose el número de revoluciones del motor y la relación de transmisión del acoplamiento por polea y correa entre la bomba y el motor, además puede ser empleada para el análisis de implementación de variadores de velocidad.

En la tabla 3.3, se presentan los valores de la caída de presión a la que está sometida la instalación, resaltándose el flujo mínimo, el de operación y el máximo. La caída de presión aumenta con el aumento del flujo volumétrico del petróleo crudo mediano en las tuberías de transporte; analizándose dicho comportamiento para los tres números de revoluciones de posible operación de la bomba.

Tabla 3.3. Resultados obtenidos en la caída de presión en las tuberías conductoras.

Q(m^3/s)	Re	λ	R_T	H (m)	ΔP (MPa)
0,001	57,325	1,1164	12932332	17,9323	0,158
0,012	687,9	0,093	1081789	160,778	1,4164
0,014	802,55	0,0797	927885,4	186,866	1,6462
0,016	917,2	0,0698	812458	212,989	1,8763
0,018	1031,8	0,062	722681,2	239,149	2,1068
0,019	1089,2	0,0588	684880,4	252,242	2,2221
0,02	1146,5	0,0558	650859,7	265,344	2,3375
0,022	1261,1	0,0507	592096,6	291,575	2,5686
0,023	1318,5	0,0485	566547,5	304,704	2,6843

Los resultados obtenidos en las caídas de presión, muestran que estas aumentan conjuntamente con el flujo volumétrico del combustible. Para la determinación de las caídas de presión en las válvulas de bola, se consideró que se encuentran completamente abiertas, determinando que la resistencia es despreciable.

En la figura 3.5, se representa el punto de operación de la bomba, que se debe obtener cuando la carga generada por la misma coincide con la que precisa el sistema, el que vendrá dado por la convergencia de la curva resistente del sistema con la curva característica de la bomba, en este caso, simulado para tres números de revoluciones.

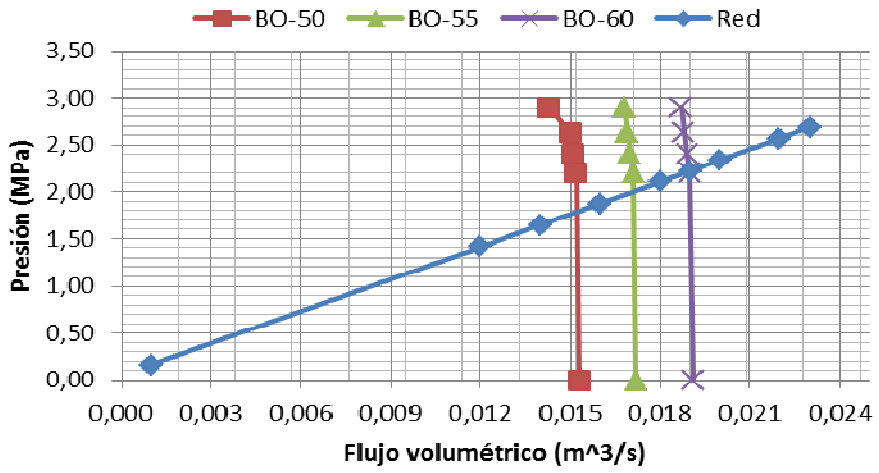

Figura 3.5. Comportamiento de la curva del sistema a partir del punto de operación de la bomba.

A partir de la simulación de la figura 3.5, se obtuvo el punto de trabajo de la bomba con el sistema, donde se determinó que el punto de operación de flujo del petróleo crudo mediano es de 0,016 m^3/s (38,16 m^3/h) aproximadamente a la presión de carga de 1,59 MPa; estos valores satisfacen las necesidades de flujo y carga del sistema. Si se compara el flujo volumétrico que aporta una bomba con el flujo para operación de la instalación (0,0064 m^3/s) se demuestra que una bomba satisface la operación del sistema, con reserva aproximada de 12 horas de trabajo. Para este caso se cumple con la presión admisible de las tuberías debido a su deterioro por años de vida útil.

Se realizo la evaluación con los tres números de rpm (50, 55, 60) a los cuales puede ajustarse el trabajo de la bomba con relación al flujo volumétrico, arrojando como resultado que a 55 rpm se establece la mejor relación entre presión y flujo volumétrico para las condiciones actuales de las tuberías conductoras.

3.4. Análisis de parámetros racionales de transporte

Para la racionalización de los parámetros de un sistema de bombeo se seleccionan aquellos valores que garantizan su mayor efectividad con el menor costo posible. Con el aumento de la temperatura del fluido se reduce el costo de bombeo del combustible, pero al mismo tiempo crece el costo para el calentamiento del mismo (Laurencio, 2010).

En la literatura especializada (Díaz y Echavarría, 1999; Laurencio, 2007b; Hechavarría, 2009) se aprecia que existen herramientas que permiten llevar a cabo el estudios de sistemas de transporte de fluidos por tuberías, permitiendo analizar situaciones como operaciones fuera de régimen, predicciones de operaciones en el futuro, determinación de las condiciones óptimas y el análisis de las variables de mayor influencia en el proceso (Hechavarría, 2009).

El análisis de la relación de los costos del proceso de transporte del Petróleo crudo mediano, garantiza el establecimiento de las condiciones donde los costos del proceso sean mínimos, es decir, no se establecerían parámetros erróneos que aumentarían el gasto de energía y disminuirían el rendimiento de la instalación. Por consiguiente, resulta evidente la necesidad de implementar un método que garantice aquellos valores de temperatura racional de transporte para gastos de explotación mínimos. Para la determinación del costo total del sistema se parte de la relación de costo simultáneo de bombeo, calentamiento y de las

tuberías, siendo esta la función objetivo para la racionalización del sistema de transporte (ecuación 3.8).

$$Ct = C_{bom.} + C_{cal.} + L \cdot C_F \quad (3.4)$$

Siendo: C_{bom} - costo de bombeo; ($/año). C_{cal} - costo por calentamiento del petróleo crudo mediano; ($/año). C_F - costo fijo de la red de tuberías; ($/año·m).

Para la obtención de la interrelación entre los factores que intervienen en el flujo del petróleo crudo mediano por tuberías y la selección de los parámetros racionales de transporte, se hace preciso simular las características de los costos de transporte para diferentes temperaturas, para ello se utilizan los modelos propuestos en el capítulo 2. El comportamiento de los costos de operación para el sistema estudiado, se examinó mediante la interrelación de los parámetros de cada uno de los elementos característicos del transporte. Se parte del conocimiento de los parámetros específicos del costo de la instalación, los cuales se exponen en la figura 3.6.

Una vez conocidos los parámetros propios de operación de la instalacion de bombeo del petróleo crudo mediano y las condiciones ambientales e introduciendo estos datos en las ventanas de la aplicación informática (figura 3.6), se obtienen los valores de las temperatura adecuada el diámetro de tubería y el flujo volumétrico para el caso de estudio; partiendo del análisis de la simulación del costo de bombeo, el costo por calentamiento, el costo fijo y el costo total. Se limita que la temperatura racional de bombeo debe encontrarse en el rango de 35 hasta 70 ºC, seleccionada con relación a la temperatura del petróleo crudo mediano en condiciones ambientales y la temperatura máxima recomendada de bombeo.

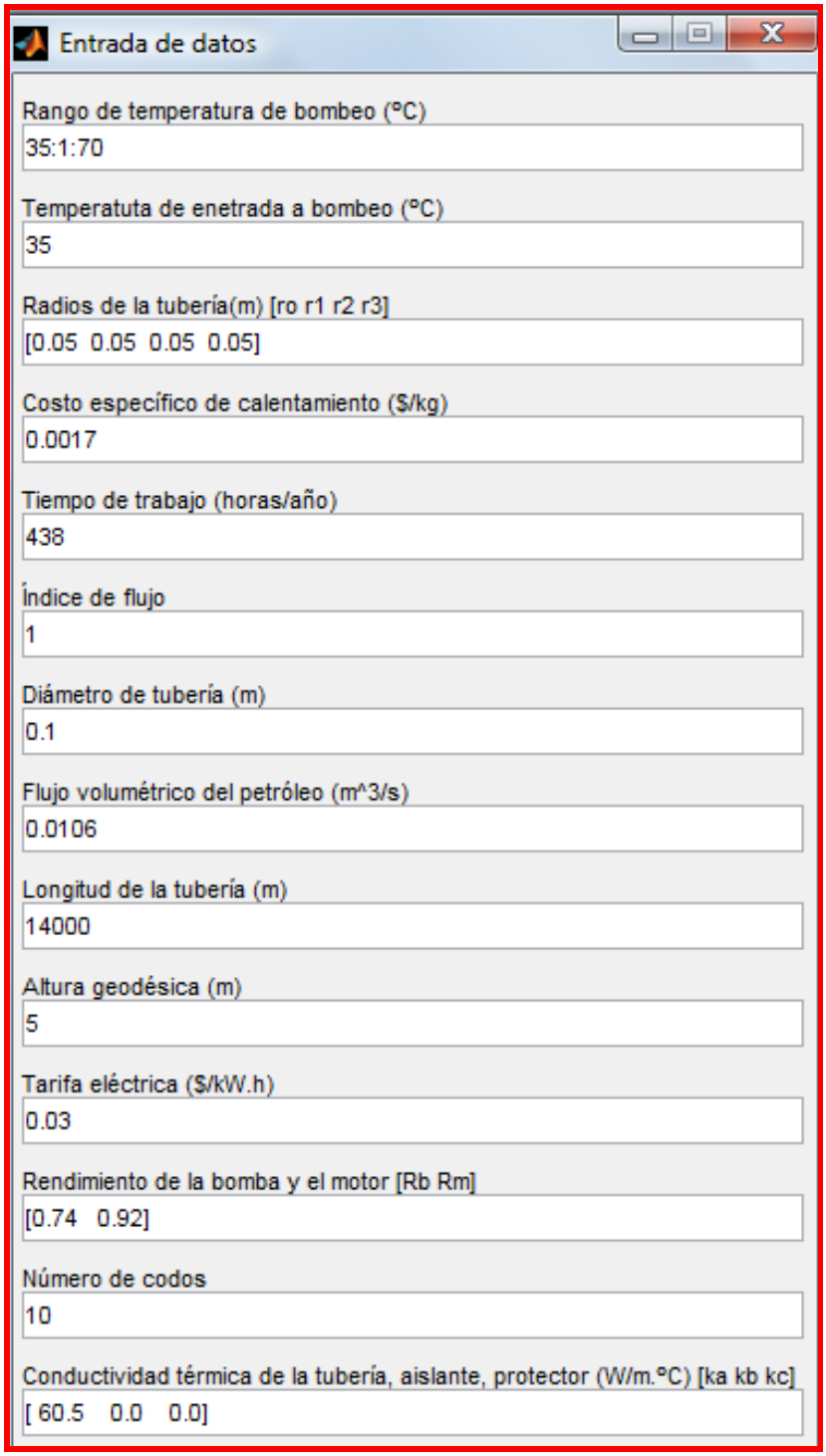

Figura 3.6. Ventanas para la entrada de datos.

La simulación de los costos para la estación de flujos L-2 y su sistema de bombeo, conllevó a la obtención de los siguientes resultados, según se muestra en las figuras 3.7.

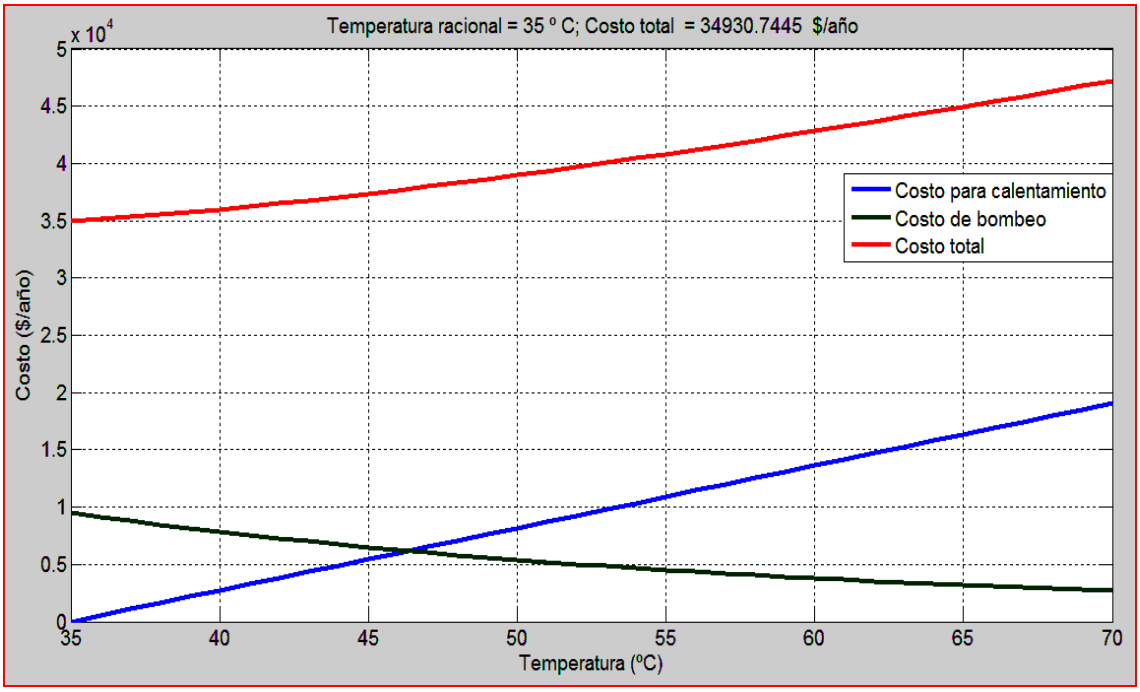

Figura 3.7. Valores racionales para el sistema de bombeo de la estación de flujo L-2 de Pdvsa Petrocabimas.

En relación con los resultados de simulación de los costos de operación, en la figura 3.7 se muestra la tendencia decreciente del costo de bombeo al aumentar la temperatura del petróleo crudo mediano, comportamiento relacionado con la disminución de la viscosidad del combustible; no siendo así el comportamiento del costo por calentamiento, influenciado por el incremento del consumo de portadores energéticos para elevar la temperatura del combustible.

La combinación del costo de calentamiento con el costo de bombeo, asociados con el costo total, posibilitó la búsqueda de los valores mínimos de costo de operación. Para la instalación analizada se encuentra que la temperatura actual de bombeo del combustible se corresponde con la temperatura racional de simulación, según se indica en la figura 3.7.

De los resultados, se demuestra que para un flujo volumétrico de petróleo de 0,016 m^3/s, transportado a temperatura ambiente, se corresponde con el diámetro de tubería de 0,1 m, para su operación en mínimo costo, lo que justifica que para la nueva inversión se debe mantener este diámetro. Con la propuesta de un mayor diámetro de tubería se disminuye la potencia

hidráulica, pero aumenta considerablemente el costo por inversión de la tubería conductora, según se indica en la figura 3.8.

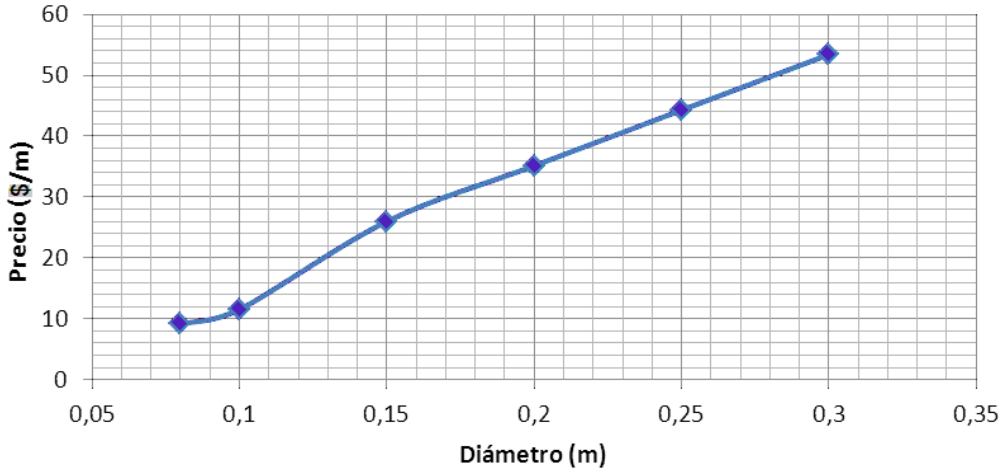

Figura 3.8. Precio de las tuberías para transporte de petróleo en función del diámetro.

Esta tendencia, ajustada según el precio actual de las tuberías para transporte de petróleos, nos permite comparar el diámetro de tubería más adecuado para la instalación, comparándose con posibles ahorros por inversión.

3.5. Valoración de los impactos de la investigación

En la investigación se demuestra que los métodos existentes, aplicados a la selección de parámetros racionales de transporte de Petróleo crudo mediano, no representan la realidad para el diseño de los sistemas de bombeo del Petróleo crudo mediano en la estación de flujo L-2.

Es sabido que la industria petrolera se ha convertido en el puntal de la economía nacional, siendo la primera fuente de divisas para el país, sin embargo, por otro lado, los efectos de la industria petrolera para el ambiente han sido negativos en algunas áreas del territorio es por esta y varias razones que El análisis del aporte de la investigación se realiza desde varios puntos de vista:

- Económico.
- Social.
- Ambiental.

3.5.1. Análisis económico

El ascenso en los precios del petróleo en los últimos años ha alcanzado niveles por encima de los $ 103 el barril, lo cual ha originado que muchos países se preocupen nuevamente por hacer un uso racional de este recurso.

El uso del Petróleo crudo mediano en los procesos de refinación y exportación, ha sido una de las actividades más importantes del país durante los últimos años en el terreno económico, energético. El Petróleo crudo mediano que se bombea diariamente desde la estación de flujo L-2 y que es recibida en el patio de tanques H-7 de PDVSA Petrocabimas, tiene una cuota diaria de 0,00644 m^3/s (3500 bbl/d). Luego este crudo es enviado a los procesos de refinación y exportación satisfaciendo la demanda y los acuerdos establecidos, es importante garantizar la cuota diaria debido a la importancia económica que representan estos ingresos para el país. Esta investigación busca encontrar la fórmula para que en la estación de flujo L-2 el sistema de bombeo del crudo trabaje de manera eficiente y garantice la demanda sin alterar los parámetros de operaciones de los equipos y al menor costo posible. En la tabla 3.4 se muestra el resumen comparativo de la inversión propuesta por proyecto para la instalación, con la respectiva comparación con parámetros racionales.

Tabla 3.4. Resultados comparativos del costo de la instalación.

Costo ($/año)	Actual D=0,1m ($/año)	Propuesta D=0,3m ($/año)	ahorro ($/año)
Costo de bombeo	9200	6351	2849
Costo para calentamiento	0	0	0
Costo en tuberías	25730	51460	-25730
Costo total	34930	57811	22881

Se demuestra de los resultados del análisis, que para el diámetro de 0,1 m operando en la instalación para parámetros racionales, se ahorrará en la inversión 22881 $/año, solo por cambio de la propuesta por proyecto del diámetro de tubería de 0,3 m. Con estos beneficios se puede analizar la propuesta de modernización de la instalación en cuanto a instrumentación y

la implementación de variadores de frecuencia, lo que favorecerá ampliar el rango de operaciones del sistema según la demanda de flujo.

3.5.2. Aporte social

El aporte social está complementado en la producción de un nuevo conocimiento que genera métodos para la operación eficiente de la estación de flujo L-2 y de su sistema de bombeo del Petróleo crudo mediano hacia el patio de tanques H-7, a partir de la obtención de parámetros racionales como la temperatura y su relación con la viscosidad y densidad, parámetros operacionales como las rpm y su relación con presión y flujo volumétrico

La implementación de los resultados de esta investigación, garantiza de forma racional y eficiente la manipulación de variables como la temperatura del combustible transportado, el flujo volumétrico, la presión de bombeo, los que se relacionan directamente con rendimiento de transporte de fluidos por tuberías.

Los resultados de la caracterización de las propiedades de transporte del Petróleo crudo mediano permiten ampliar el conocimiento de sus características químicas, físicas y mecánicas. El método propuesto con principal aplicación en la selección y evaluación de la eficiencia de los sistemas de transporte de combustibles es un aporte novedoso, ya que en la literatura consultada no se estima los costos de transporte de fluidos según las propiedades reológicas, los efectos del incremento de la temperatura durante el transporte de fluidos por tuberías.

Por otra parte se ha facilitado la comprensión científica del proceso de transporte de fluidos complejos, la influencia de la temperatura sobre las propiedades del fluido. En la solución del problema científico planteado se obtiene un nuevo conocimiento que permite operar eficientemente en la instalación.

3.5.3. Impacto ambiental

La protección del medio ambiente, es uno de los problemas científico - técnicos más complejos que enfrenta la humanidad actualmente. El desarrollo vertiginoso de la industria en los últimos años, ha llevado a niveles sin precedentes la contaminación de la atmósfera y las aguas con sustancias nocivas al hombre, los animales y plantas. Nuestro país, desde el triunfo de la revolución se ha desarrollado notablemente la industria, no está exento de esta problemática.

Los principales efectos ambientales asociados al transporte y almacenamiento de petróleo en la estación de flujo L-2 Y el patio de tanques H-7 de Cabimas son los siguientes: interferencia con las actividades agropecuarias, erosión, escurrimiento y sedimentación como resultado de la construcción de la estación y el patio de tanques, movimientos de tierra para caminos de acceso, subestaciones y depósitos, alteración de los patrones hidrológicos (drenaje y levantamiento de capas freáticas), remoción de los suelos y vegetación, pérdida del hábitats de los organismos por el derecho de vía de los oleoductos, interrupción de los corredores ecológicos, conflictos de uso de la tierra, ruido, deforestación, la contaminación de aguas y suelos y pérdida de biodiversidad debido a los derrames que se pudieran presentar en dicha estación.

3.6. Conclusiones del capítulo

- Para variaciones de la temperatura, en el rango analizado, el combustible mediano presentó un comportamiento del tipo newtoniano, manteniendo su índice de flujo con el valor de uno para las tres temperaturas.
- Se determinó la correlación entre el flujo volumétrico y el número de la bomba, teniendo en cuanta la relación de transmisión.
- Se demostró que en la instalación analizada la temperatura actual de bombeo del combustible se corresponde con la temperatura racional (temperatura ambiente), adecuándose para el diámetro de tubería igual a 0,1 m.

CONCLUSIONES GENERALES

- Según los reogramas analizados, el petróleo mediano presentó un comportamiento del tipo newtoniano, notándose influencia de las variaciones de temperatura en los valores de la viscosidad, ajustándose con un coeficiente de correlación múltiple de 0,98. Ese comportamiento se puede describir mediante la ecuación 3.1.
- De acuerdo con los resultados del análisis de las pérdidas de cargas, muestran que estas aumentan conjuntamente con el flujo volumétrico del combustible. El punto de operación de flujo del petróleo crudo mediano es de 0,016 m^3/s (38,16 m^3/h) aproximadamente a la presión de carga de 1,59 MPa. Al comparar el flujo volumétrico que aporta una bomba con el flujo para operación de la instalación (0,0064 m^3/s). Se demostró que una bomba satisface la operación, con reserva aproximada de 12 horas de trabajo.
- Mediante la simulación del sistema de transporte de petróleo para la evaluación por parámetros racionales, se demostró que para un flujo volumétrico de petróleo de 0,016 m^3/s, transportado a temperatura ambiente, se corresponde con el diámetro de tubería de 0,1 m, para su operación en mínimo costo, lo que justifica que para la nueva inversión se debe mantener este diámetro.
- los resultados del análisis económico deducen que para el diámetro de tubería igual a 0,1 m, se ahorrará en la inversión 22881 $/año, solo por cambio de la propuesta por proyecto del diámetro de tubería de 0,3 m.
- el principal impacto ambiental de la estación de flujo L-2 se relaciona con la interferencia de las actividades agropecuarias, erosión, escurrimiento y sedimentación como resultado de frecuentes averías de la estación y el patio de tanques; agudizado con los movimientos de tierra para caminos de acceso, subestaciones y depósitos, alteración de los patrones hidrológicos.

RECOMENDACIONES

- Considerar en futuras investigaciones, la obtención de las propiedades reológicas de otros petróleos crudos en función de los factores que influyen en su comportamiento físico, lo que permitirá establecer el procedimiento de flujo según sus propiedades de transporte.
- Implementar la propuesta del uso de variadores de velocidad en el sistema de bombeo de la estación de flujo L-2, considerándose la ecuación propuesta para conocer el caudal de operación de la bomba en función del número de revoluciones, teniendo en cuenta el número de revoluciones del motor y la relación de transmisión del acoplamiento por polea y correa entre la bomba y el motor.
- Recomendar a los responsables de la inversión en el patio de Cabimas la Utilización del diámetro de tubería de 0,1m, para el cual se garantiza el costo mínimo en la inversión y el funcionamiento en parámetros racionales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Abebe, A. y Solomatine, D., "Application of global optimization to the design of pipe networks", Proc. Hydroinformatics 98, Balkema, Rotterdam, The Netherlands, 989-996, 1998.
2. Adhikari, B. y Jindal, V., **"**Artificial neural; a new tool for prediction of pressure drops of non-newtonian fluid foods through tubes**"**. Journal of Food Engineering. 21(6) 43-51, 2000.
3. Aguirre, A. Pérez, R. y Martínez, D., Mecánica de Fluidos, Editorial Universo Sur, Cuba 1996.
4. Andrade, R., Torres, R. y Montes, E., "Efecto de la temperatura en el comportamiento reológico de pulpas orgánicas". Revista de la Facultad de Agronomía. 26(3) 599-612, 2009.
5. ASTM D 287-92, Método estándar para determinar la densidad y gravedad en °API de petróleo crudo y sus productos, 1992.
6. ASTM D 95-83, Método estándar para determinar agua por destilación en productos del petróleo y materiales bituminosos, 1990.
7. ASTM D 129-95, Método estándar para determinar azufre en productos del petróleo (método general de la bomba), 1995.
8. ASTM D 1548-92, Método estándar para la determinación de vanadio en petróleos pesados, 1992.
9. ASTM D 189-95, Método estándar para determinar contenido de carbón conradson en productos del petróleo, 1995.
10. ASTM D 240-92, Método estándar para determinar valor calórico superior, valor calórico inferior y capacidad calorífica, 1992.
11. ASTM D 93-96, Método estándar para determinar punto de inflamación empleando el equipo de Persky-Martens (cápsula cerrada), 1996.
12. Ávila, N., Becerra Lotero, C., Iza Mustafá, Y., Sanz Uribe, J., **"**Pérdidas de presión en el transporte hidráulico de café por tubería PVC**"**. Ciencia y técnica. 12(4) 23-31, 2007.
13. Ávila, R., Química aplicada I, Edición UPC, Primera edición, Barcelona, 247-248, 1995.
14. Balagui, S., Mohammadifar, M. y Zargaraan, A., "Physicochemical and rheological characterization of gum tragacanth exudates from six species of iranian astragalus". Journal of Food Biophys. 15(4) 59-71, 2010.

15. Balan, C., Broboana, D., Gheorghiu, E. y Vékás, L. “Rheological characterization of crude oils and complex fluids in electro-magnetic fields”. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. 42(2) 92-103, 2008. www.sciencedirect.com/science [Consultada: 6 de junio de 2009]
16. Bandala, M., Pérdidas por fricción en fluidos no newtonianos. Tesis de Especialidad, Universidad de las Américas, Puebla, México, 2001. 71p
17. Banerjee, T., Ma, D. y Das, K., **“**Non-newtonian liquid flow through globe and gate valves**”**. Canadian Journal of Chemical Engineering. 72(8) 207-211, 1994.
18. Bayvel, L. y Orzechowsky, Z., Liquid atomization, Taylor & Francis Editions, 1993.
19. Benítez, I., Álvarez R., escudero, l., Reyes, F. y Rodríguez, A., **“**Efecto de aditivos nacionales en las propiedades físicas del petróleo crudo cubano**”**. Tecnología Química. 24(1) 43-61, 2004.
20. Bourbon, A., Pinheiro, A., Ribeiro, C., Miranda, C., Maia, J., Teixeira, J. y Vicente, A., “Characterization of galactomannans extracted from seeds of gleditsia triacanthos and sophorajaponica through shear and extensional rheology”. Journal of Food Hydrocolloid. 12(4) 184-192, 2010.
21. Branco, I. y Gasparetto, C., “Response surface methodology applied to the study of temperature effect on the rheological behavior of ternaries mixtures with mango pulp and orange and carrot juices”. Science and Alimentary Technologic. 23(1) 166-171, 2003.
22. Caldiño, V. y Salgado, M.**, “**Estudio experimental con mezclas agua-sedimentos orientado al cálculo de flujos de lodos y debris**”**, 7mo Congreso Internacional de Ingeniería Hidráulica, Instituto Mexicano de Tecnología del Agua Jiutepec, Morelos, México, 2004.
23. Cárdenas, J. y Fonseca E., “Modelación del comportamiento reológico de asfalto convencional y modificado con polímero reciclado, estudiado desde la relación viscosidad y temperatura”. EIA. 12(2) 125-137, 2009.
24. Cerpa, A. y Garcell, L., **“**Mineral content and particle size effects on the colloidal properties of concentrated lateritic suspensions**”**. Clays and Clay Minerals. 47(4) 515-521, 1999.
25. Cerpa, A. y Garcell, L., **“**Propiedades superficiales y reológicas de suspensiones minerales lateríticas**”**, Evento Metalurgia 98, La Habana, 1998.

26. Cerpa, A., Propiedades de flujo de suspensiones minerales lateríticas. Influencia de la mineralogía y de las propiedades coloide-químicas. Tesis de Doctorado, Universidad Autónoma de Madrid, España, 1997. 99p

27. Chen, T., Mohammed, R., Bailey, A., Luckham, P., y Taylor, S., **"**Dewatwring of crude oil emulsions. Emulsion resolution by the application of an electric field, colloids and surfaces**"**. Physicochemical and Engineering Aspects. 31(8) 273-284, 1994.

28. Chenlo, F., Moreira, R. y Silva, C., "Rheological behavior of aqueous systems of tragacanth and guar gums with storage time". Journal of Food Engineering. 32(6) 107-113, 2010.

29. Colby, R., "Structure and linear viscoelasticity of flexible polymer solutions: comparison of polyelectrolyte and neutral polymer solutions". Journal of Rheological. 24(9) 425-442, 2010.

30. Concha, A., Quiroga, H., Benjumea, P., **"**Modelamiento de la propagación de los frentes de contaminación generados por el transporte de combustibles por poliducto**"**. Ingeniería, Investigación y Tecnología. 7(1) 73-98, 2006.

31. Da Silva, F., Guimaraes, D. y Gasparetto, C., "Rheology of acerola juice, effects of concentration and temperature". Science and Alimentary Technologic. 25(1) 121-126, 2005.

32. Dak, M., Verma, R. y Jaaffrey, S., "Effect of temperatures and concentration on rheological properties of kesar". Journal of Food Engineering. 28(4) 1011-1015, 2007.

33. Darby, R., **"**Take the mystery out of non-newtonian fluids**"**. Chemical Engineering. 9(3) 66-73, 2001.

34. Davidson, R., Nguyen, D. y Chang, C., "A model for the presure drop in the pipeline for the non-newtonian crude oil". Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. 43(3) 102-121, 2004. www.sciencedirect.com/science [Consultada: 6 de junio de 2009]

35. De la Paz, N., **"**Uso de la reología en la evaluación de la jalea dentífrica fluida**"**. Revista Cubana de Farmacia. 36(1) 21-27, 2002.

36. Díaz, A. y Falcón, J., **"**Estudio reológico de emulsiones de petróleo crudo en agua**"**. Tecnología Química. 24(1) 32-55, 2004. http://revistas.mes.edu.cu/eduniv. [Consultada: 9 de marzo de 2007]

37. Díaz, A. y Falcón, J., **"**Estudio reológico de emulsiones del petróleo crudo cubano en agua**"**. Tecnología Química. 24(2) 45-53, 2004. http://revistas.mes.edu.cu/eduniv. [Consultada: 12 de marzo de 2007]

38. Díaz, A., Hechavarría, T., **"**Selección del diámetro óptimo de tuberías para fluidos no newtonianos viscosos. Método generalizado. Régimen turbulento**"**. Tecnología Química. 19(3) 22-36, 1999. http://revistas.mes.edu.cu/eduniv. [Consultada: 9 de marzo de 2007]
39. Díaz, A., Manual de hidráulica aplicada, Ediciones ISPJAM, Santiago de Cuba, 1990.
40. Doron, P. y Barnea, D., **"**Pressure drop and limit deposit velocity for solid-liquid flow in pipes**"**. Journal of Multiphase Flow. 15(3) 231-243, 1995.
41. Doron, P., Simkhis, M. y Barnea, D., **"**Flow of solid-liquid mixtures in inclined pipes**"**. Journal of Multiphase Flow. 23(2) 313-323 1997.
42. Falcón, J., Brossard, L., Carbonell, J., Barreda, A. y Pacheco, P., Emulgente para la preparación de emulsiones agua-combustible, Oficina Cubana de la Propiedad Industrial, Patente de Invención, 45, 1995.
43. Falcón, J., Opinión de experto. José Falcón Hernández. Especialidad: Ingeniería Química. Profesor Titular, Universidad de Oriente. Santiago de Cuba. Miércoles, 9:00 a.m., 14 de mayo de 2011.
44. Falcón, J., Serret, N. y Carbonell, J., **"**Effect of pyrolysis products on diesel-fuel oil blends**"**. Tecnología Química. 26(3) 54-63, 2006.
45. Ferro, A., Estudio de la sustitución de las pinturas asfálticas convencionales por emulsiones de crudo cubano con emulgente P. Tesis de Maestría, Universidad de Oriente, Facultad de Ingeniería Química, 2000. 78p
46. Ferro, A., Falcón, J. y Toledo, A., **"**Estudio de la posibilidad de sustitución de pinturas asfálticas convencionales por emulsiones de crudo cubano con emulgente p (Segunda Parte)**"**. Tecnología Química. 24(1) 33-45, 2004.
47. Frigaard, I, Vinay, G. y Wachs, A., "Model of displacement flow of a crude oil from a pipeline". Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. 46(6) 102-121, 2007. www.sciencedirect.com/science [Consultada: 6 de junio de 2009]
48. Garcell L., Díaz, A. y Surís, G., Transferencia de cantidad de movimiento, calor y masa, Editorial Pueblo y Educación, Ciudad de la Habana, 1988.
49. Garcell, L., Composición mineralógica de las suspensiones de limonita de Moa, en períodos de sedimentación normal y critica. Informe investigativo. ISPJAM, Facultad de Ingeniería química, 1993.

50. Garcell, L., Flujo por tuberías de suspensiones minerales no newtonianas. Apuntes para una monografía, 2001.

51. García, F. y Haoulo, M., **"**Estudio experimental de patrones de flujo bifásico de gas y de líquido en tuberías horizontales y ligeramente inclinadas**"**, 8vo Congreso Iberoamericano de Ingeniería Mecánica, Perú, 2007. www.revele.com.ve/programas/ [Consultada: 3 de enero de 2008]

52. García, F., Factor de fricción para flujo bifásico de gas y de líquido en tuberías horizontales para régimen laminar y turbulento. Tesis de Doctorado, Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, 2003. 121p

53. Gardea, H., "Dos propuestas para el proyecto del bombeo de fluidos no newtonianos". Ingeniería, Investigación y Tecnología. 9(2) 17-26, 2008.

54. Gillies, G., Shook, A., y Wilson, K., **"**An improved two layer model for horizontal slurry pipeline flow**"**. Canadian Journal Chemical Engineer. 8(69) 173-178, 1991.

55. Goulter, I. y Bouchart, F., "Reliability-constrained pipe network model". Journal Hydraulically Engineer. 116(2) 211-229, 1990.

56. Haoulo, M. y García F., **"**Efecto de la viscosidad y de la densidad de mezcla en el gradiente de Presión de flujo de gas-líquido en tuberías horizontales**",** Memorias del V Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Mérida, Venezuela, 301-306, 2004.

57. Haoulo, M., García, F. y Soto, J., **"**Gradiente de presión de flujo de gas y líquido en tuberías horizontales considerando el efecto de las propiedades de mezcla**"**. Revista de la Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela. 20(4) 102-113, 2005.

58. Harms, H., Oil tool and method for controlling paraffin deposits in flow lines and downhole Strings. Patent 20 32 005, 1991.

59. Hechavarría, J., Optimización del diseño de redes de distribución de agua bajo criterios técnico-económicos. Tesis de Doctorado, Universidad de Holguín, Cuba, 2009. 105p

60. Hunter, R., Fundamental of colloid science, segunda edición, Oxfor University, New York, 2007.

61. Incropera, F. y De Witt, D., Fundamentals of heat and mass transfer, La Habana: Editorial Pueblo y Educación, 2003.

62. IP 143-90, Método estándar para determinar asfaltenos (Insolubles en n-heptano), 1990.

63. Izquierdo, R., **"**Estudio de la instalación de hidrotransporte a presión de la pulpa laterítica de la Empresa Cmdte Pedro Soto Alba**"**. Minería y Geología. 2(3) 16-22, 1989.

64. Izquierdo, R., Turro, A. y Nikolaev, A., **"**Hidrotransporte del mineral laterítico en régimen estructural**"**. Minería y Geología. 18(2) 53-59, 2001.

65. Japper, A., Escudier, P. and Poole, J., "Laminar and turbulent pipe flow of a polymer solution". Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. 48(5) 43-55, 2009. www.sciencedirect.com/science [Consultada: 30 de octubre de 2009]

66. Khatib, M., **"**The development of poiseuille flow of a pseudoplastic fluid**"**. The Arabian Journal for Science and Engineering. 31(1) 102-117, 2006. www.sciencedirect.com/science [Consultada: 30 de mayo de 2007]

67. Kunii, O., Fluidization engineering, Second Edition. Butterworth-Heinemann Reed Publishing, Boston, Mass., USA, 1991.

68. Laurencio, H. y Delgado, Y., **"**Comportamiento reológico de emulsiones de petróleo pesado en agua**"**. Ingeniare, Revista Chilena de ingeniería. 16(2) 244-250, 2008. http://redalyc.uaemex.mx. [Consultada: 15 de diciembre de 2009]

69. Laurencio, H. y Delgado, Y., **"**Influencia de la temperatura en las propiedades reológicas de la emulsión de petróleo pesado**"**. Minería y Geología. 24(2) 56-77, 2008. www.ismm.edu.cu/revistamg. [Consultada: 15 de diciembre de 2009]

70. Laurencio, H. y Turro, A., "Método de cálculo para el transporte de petróleo crudo cubano por tuberías", IV Conferencia Internacional de Aprovechamiento de Recursos Minerales, CINAREM, ISMM, Moa, Cuba, 2009.

71. Laurencio, H., "Estudio reológico de petróleo pesado de 11º API", IV Conferencia Internacional de Aprovechamiento de Recursos Minerales, CINAREM, ISMM, Moa, Cuba, 2009.

72. Laurencio, H., "Método para la obtención de la temperatura racional de bombeo de petróleos pesados", ENERMOA, ISMM, Moa, Cuba, 2010.

73. Laurencio, H., "Modelo de viscosidad del petróleo no newtoniano", 8vo Congreso Iberoamericano de Ingeniería Mecánica, Perú, 2008.

74. Laurencio, H., "Propiedades reológicas de emulsiones de petróleo pesado en agua", ENERMOA, ISMM, Moa, Cuba, 2007.

75. Laurencio, H., “Propiedades reológicas de petróleo pesado” Convención Internacional de Ingeniería en Petróleo & Gas”, Mérida, Venezuela, 2009.
76. Laurencio, H., Delgado, Y., Falcón, J., “Modelo para la estimación de pérdidas de presión en el transporte de petróleos pesados por tuberías”, V Conferencia Internacional de Aprovechamiento de Recursos Minerales, CINAREM, ISMM, Moa, Cuba, 2011.
77. Laurencio, H., Método de cálculo para el transporte de emulsiones de petróleo pesado por tuberías. Tesis de Maestría, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Cuba, 2007. 87p
78. Laurencio, H., Método para la selección de parámetros racionales en el transporte de de petróleo pesado por tuberías. Tesis de Doctorado, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Cuba, 2012. 99p
79. León, A. y Percy, F., **“**Ahorro de energía por control de velocidad en el sistema de bombeo de Guarapo**”**. Centroazucar. 1(32) 27-38, 2000. http://revistas.mes.edu.cu/eduniv. [Consultada: 5 de febrero de 2006]
80. Liang, C., **“**Experimental study of the effect of magnetic treatment on crude oil in a pipeline**”**. Oil & Gas Storage Transport. 9(1) 152-178, 1999.
81. Liu, S. y Masliyah, H., **“**On non-newtonian fluid flow in ducts and porous media**”**. Chemical Engineering Science. 53(6), 175-201, 1998.
82. Loganathan, G., Greene, J. y Ahn, T., “Design heuristic for global minimum cost water distribution systems”. Journal Water Resource, ASCE, 121(2) 182-192, 1995.
83. Macedo, C., Manual de prácticas de operaciones unitarias I. Universidad de las Américas, Puebla, México, 2000.
84. Macedo, C., Martínez, J. y Vélez, J., **“**Diseño, construcción y validación de una unidad piloto para el manejo de fluidos no newtonianos**”**. Información Tecnológica. 12(6) 169-176, 2001.
85. Manals, M. y Falcón, J., **“**Estudio de la estabilidad de la mezcla diesel-fuel-oil con productos de pirólisis**”**. Tecnología química. 25(2) 53-61, 2005.
86. Mansoori G., Modeling and prevention of asphaltene and other heavy organic deposition in oil-spe, Patented 27 070, 2005.
87. Martínez, D., Eguez F., Estudio reológico y de flujo para emulsiones de petróleo pesado en agua, Unidad de Investigación y Desarrollo Tecnológico de Petroecuador, Informe de investigación, Facultad de Ingeniería Química, 2001.

88. Martínez, J., “Quantifying the economy of water supply looped networks”. Journal American Society of Civil Engineers. 22(3) 105-119, 2007.

89. Martínez, P. y Linares, A., **“**Resistance coefficients for the power-law fluids in laminar flow**”**. Journal of Food Process Engineering. 24(5) 135-144, 2001.

90. Martínez, V., Monteagudo, J. y Jáuregui, S., Mecánica de los fluidos y máquinas de flujo, Editorial Universo Sur, Universidad de Cienfuegos, Cuba, 2007.

91. Mechetti, M. y Zapana L., **“**Estudio comparativo de actividad electrorreológica en petróleos argentinos**”**, I Encuentro Internacional de Física aplicada a la Industria del Petróleo y IV Escuela Nacional de Física de la Materia Condensada, Bucaramanga, Colombia, 2000.

92. Mechetti, M. y Zapana, L., **“**Estudios electrorreológicos de fluidos basados en dispersiones de asfaltenos**”**, Congreso Producción 2000 y III Workshop Latinoamericano sobre Aplicaciones de la Ciencia en la Ingeniería del Petróleo, Iguazú, Misiones, Argentina, 2000.

93. Mechetti, M., Fornés, A., Maturano, S. y Zapana, L., **“**Efecto electrorreológico en crudos argentinos**”**, Congreso Producción 2000 Latinoamericano sobre Aplicaciones de la Ciencia en la Ingeniería del Petróleo, Iguazú, Argentina, 2000.

94. Mechetti, M., Rodríguez L., Castañeda, M. y Pelaez, C., Efecto electrorreológico en crudos pesados, Informe ICP, Ecopetrol, Argentina, julio, 2001.

95. Momemer, B., **“**El mito de la orimulsión: la valorización del petróleo extrapesado de la faja del Orinoco”. Oil & Gas Journal Latinoamérica. 10(5) 44-56, 2004.

96. Moring, V., Termodinámica, Editorial Félix Varela, La Habana, Cuba, 2006.

97. Nehal, S., Amal, M., Nael, N. y Hussein, K., **“**Stability and rheology of heavy crude oil in water emulsion stabilized by an anionic-nonionic surfactant mixture**”**. Petroleum Science and Technology. 17(5) 553-576, 1999.

98. Nekrasov B., Hidráulica. Editorial MIR, Moscú, URSS, 1968.

99. Nekrasov, B., Hidráulica. Editorial MIR, Moscú, Rusia, 1990.

100. Nikolaev, A., Opinión de experto. Alejandro Nikolaev. Especialidad: Ingeniería en Minas. Profesor Titular, Instituto de Minas de San Petersburgo. Rusia. Lunes, 2:10 p.m., 12 de septiembre de 2011.

101. Oberbremer, A., Muller, R. y Wagner, F., **“**Aplay microbiol biotechnol**”**. Journal of Natural Science. 32(4) 485-489, 1990.

102. Ocampo, R., Martínez, M., Tamayo, A. y Alarcón, E., **"**Emulsiones agua en combustóleo para reducir las emisiones de partículas inquemadas en calderas**"**, Boletín Instituto de Ingeniería Eléctrica, México, septiembre, 225-231, 1997.

103. Ochoa, O., Procedimiento para el bombeo eficiente de petróleos pesados, Tesis de Maestría, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Cuba, 2011. 85p

104. Om, N., Loginapaulo, V. y Cavado, A., **"**Composición de los petróleos pesados cubanos**"**. Oil & Gas Journal Latinoamérica. 10(1) 23-37, 2004.

105. Pal, R. y Masliyah, J., **"**Rheology of oil in water emulsions with added solids**"**. The Canadian Journal of Chemical Engineering. 68(3) 24-28, 1990. www.sciencedirect.com/science [Consultada: 30 de mayo de 2005]

106. Pedroso, I., Turiño, I., Jáuregui, S. y González, G., **"**Gradiente de velocidad para la transportación de mieles y meladuras en conductos circulares**"**. Centroazucar, 2(3) 53-68, 2000. http://revistas.mes.edu.cu/eduniv. [Consultada: 5 de febrero de 2006]

107. Perona, P., **"**An experimental investigation of laminar-turbulent transition in complex fluids**"**. Journal of Food Engineering. 23(9) 137-145, 2003.

108. Placencia, A. y Martínez, D., **"**Formulación de emulsiones de petróleo pesado en agua a nivel piloto y estudio de las pérdidas friccionales en tubería**"**, Unidad de Investigación y Desarrollo Tecnológico Petroecuador, Informe de investigación, Quito, Ecuador, 2000.

109. Romo, L., Emulsiones, Editorial Universitaria, Ecuador, 1993.

110. Sablani, S. y Shayya, H., **"**Neural network based non-iterative calculation of the friction factor for power law fluids**"**. Journal of non Newtonian fluid. 57(2) 327-335, 2003.

111. Sánchez, C., Oria, R. y Sánchez, A., "Efecto de la temperatura en las propiedades reológicas de purés", Simposio Poscosecha, Orihuela,Valencia, España, 2008.

112. Sánchez, G., **"**Estudio de fluidos no newtonianos con los métodos de volúmenes y elementos finitos**"**. Revista de la Facultad de Ingeniería de Chile. 10(5) 23-34, 2002.

113. Schramm, L., **"**Emulsions, fundamentals and applications in the petroleum industry in advances in chemistry**"**, American Chemical Society, Washington, Series 231, capítulo 4DC, 1992. 139p

114. Streeter, V., Benjamin, E. y Bedford, K., Mecánica de fluidos. Novena Edición. McGraw-Hill. Best Seller International, S.A., Santafé de Bogotá, Colombia, 2000.

115. Suárez, M., Determinación de los parámetros del hidrotransporte de las pulpas del mineral serpentinico. Tesis de Doctorado, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, 1998. 98p
116. Tanyimboh, T. y Templeman, A., "A quantified assessment of the relationship between the reliability and entropy of water distribution systems". Engineer and Optimization, 33(5) 179-199, 2000.
117. Tiwari, G., Solar energy. Fundamentals, design, modelling and applications. Alpha Science International, India, 2002.
118. Torres, E., Modelación y simulación del transporte neumático del mineral laterítico. Tesis de Doctorado, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Cuba, 2003. 98p
119. Trapeznikov, S., Fundamentación de los regímenes de temperaturas de trabajo de los oleoductos superficiales en caliente. Tesis de Doctorado, Instituto de Minas de San Petersburgos, Rusia, 2011. 95p.
120. Turro, A., Estudio del hidrotransporte de las colas en el proceso carbonato amoniacal. Tesis de Doctorado, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Cuba, 2002. 114p
121. Urakami, K., Magnetization treatment apparatus of fluid. Patent. 4 904 381, 1990.
122. Vandresen, S., Quadri, M., De Souza, J. y Hotza, D., "Temperature effect on the rheological behavior of carrot juices". Journal of Food Engineering. 29(3) 269-274, 2009.
123. Vilaragut M., Máquinas y accionamientos electromecánicos. CIPEL, ISJAE, Conferencias para el doctorado en electromecánica, ISMM, Moa, 2008.
124. Vita, M., Alejandro, M., Arriola, M., Sánchez, M., Manzanares, E., Romo, C. y Yeri, R., **"**Nueva tecnología para la emulsificación de residuales del petróleo en agua**"**, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Boletín IIE, 131- 135, México, 2001.
125. Walski, T., "The wrong paradigm. Why water distribution optimization doesn't work". Journal Water Resour. 127(4) 203-205, 2001.
126. Wang, M., Permanent-magnet wax-proff device, PATENT 5 024 271, 1991.
127. Wang, B. y Dong, L., Paraffin characteristics of waxy crude oils in China and the methods of paraffin removal and inhibition, SPE 29 954, 1995.
128. Wojs, K., **"**Laminar and turbulent flow of dilute polymer solutions in smoorth and rough pipes**"**. Journal of non Newtonian fluid mechanise. 48(2) 337-355, 1993.
129. Xu, C. y Goulter, I. "Reliability based optimal design of water distribution networks", Journal Water Resour. ASCE, 125(6) 352-362, 1999.

ANEXO 1. Patio de tanques Cabimas.

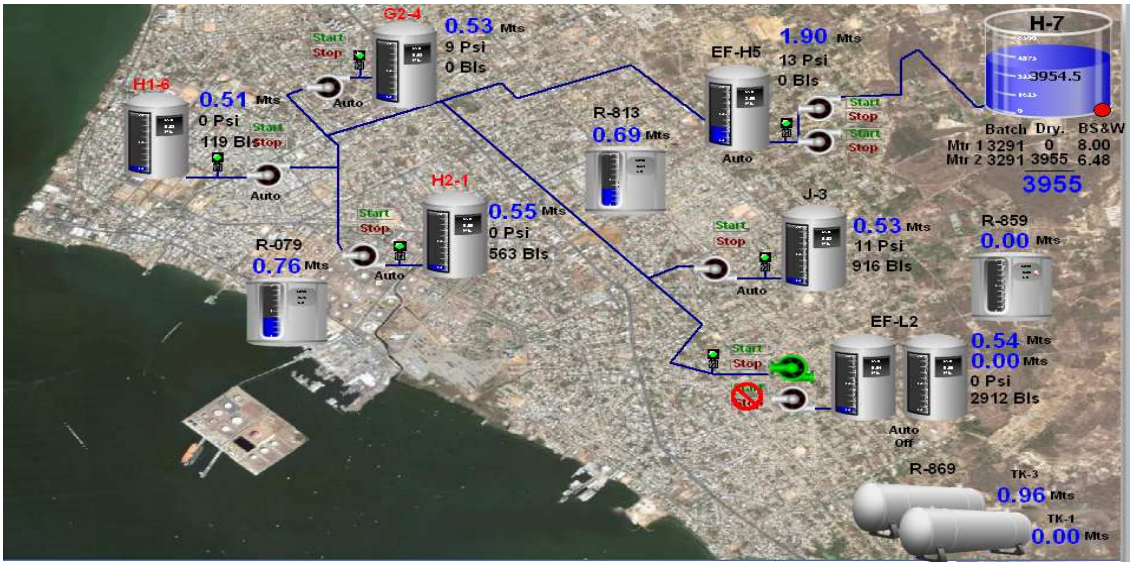

Figura 1. Distribución de las instalaciones del patio de tanques de Cabimas.

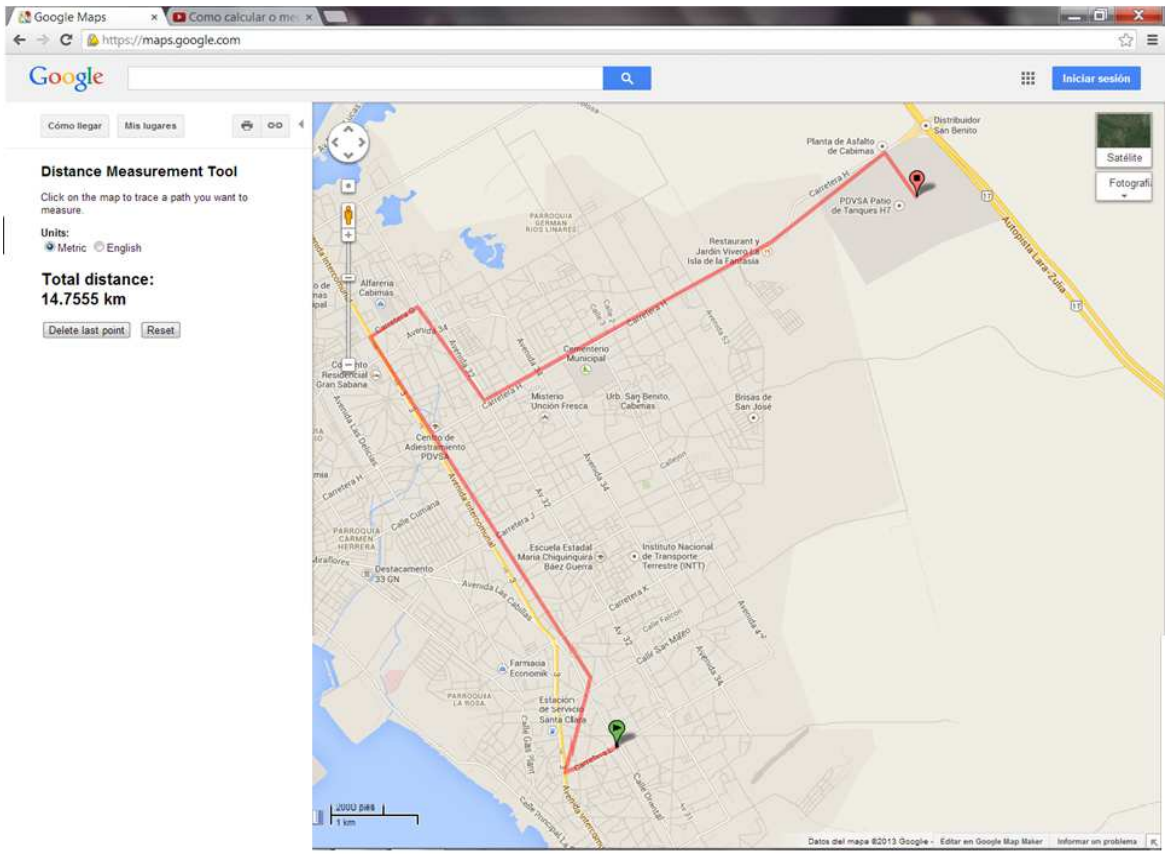

Figura 2. Cálculo de la longitud de la conductora de la estación de flujo L-2 hasta el patio de tanques H-7.

ANEXO 2. Características de la estación de flujo L-2.

Figura 1. Datos de chapa de la bomba DAWSON & DOWNIE

Figura 2. Tanques de almacenamiento de la estación de flujo L-2

ANEXO 2(continuación). Características de la estación de flujo L-2.

Figura 3. Flujometro de la estación de flujo L-2

Figura 4. Toma de alimentación para el *Vaccum.*

ANEXO 3. Programación de la herramienta informática para la obtención de parámetros racionales de bombeo.

```
% TEMPERATURA RACIONAL DE BOMBEO DE PETRÓLEO MARALAGO VENEZUELA
%=====================================================================
prompt={'Rango de temperatura de bombeo (ºC)','Temperatuta de enetrada a
bombeo (ºC)',...
    'Radios de la tubería(m) [ro r1 r2 r3]','Costo específico de
calentamiento ($/kg)','Tiempo de trabajo (horas/año)',...
    'Índice de flujo','Diámetro de tubería (m)','Flujo volumétrico del
petróleo (m^3/s)','Longitud de la tubería (m)',...
    'Altura geodésica (m)','Tarifa eléctrica ($/kW.h)','Rendimiento de la
bomba y el motor [Rb Rm]','Número de codos',...
    'Conductividad térmica de la tubería, aislante, protector (W/m.ºC)
[ka kb kc]',...
    'Velocidad del aire (m/s)','temperatura del aire (ºC)',};
   name='Entrada de datos';
   numlines=1;
   def={'35:1:70','29','[0.15  0.153  0.178
0.1795]','0.017','7042.3','0.92','0.3','0.05','1000','6','0.09','[0.74
0.95]','1',...
       '[ 60.5    0.035    237]','5','27'};
  Datos=inputdlg(prompt,name,numlines,def);
  Tbo = str2num(Datos{1}); Te = str2double(Datos{2}); RT1 =
str2num(Datos{3}); r0 = RT1(1); r1 = RT1(2); r2 = RT1(3); r3 = RT1(4);
   Cv = str2double(Datos{4}); Tt = str2double(Datos{5}); n =
str2double(Datos{6}); D = str2double(Datos{7}); Q = str2double(Datos{8});
   Lt = str2double(Datos{9}); Dz = str2num(Datos{10}); Ce =
str2double(Datos{11}); ren = str2num(Datos{12}); Rb = ren(1); Rm =
ren(2);
   Ncod = str2double(Datos{13}); cond = str2num(Datos{14}); ka = cond(1);
kb = cond(2); kc = cond(3);
   v = str2double(Datos{15}); Ta = str2double(Datos{16});
%=====================================================================
a=3.157;
b=0.044;% coeficientes de correlación del índice de consistencia másica.
A1=0.14;
B1=0.2; % Coeficientes de fricción de mezcla.
Ai= 0.0326; % coeficiente d eproporcionaldad del intercambiador de calor.
g = 9.81; % gravedad (m/s^2)
Kbo = a*exp(-b*Tbo);
Densbo = - 8.24*log(Tbo)+ 928; % Densidad bombeo del petróleo (kg/m^3)
Rebo = (8^(1-n)*D^n*Densbo*(4*Q/(pi*D^2))^(2-n))*(4*n/(3*n+1))^n./Kbo; %
Reynolds de bombeo(adim.)
%=====================================================================
% Propiedades del petóleo.
kp = (-0.13*Tbo+149.1)*0.001;
cp = 8.56*Tbo+1483;
vp = 4*Q/(pi*D^2);
vip = (3*n+1/n)*(8*vp/D)^-0.075;
Prp = cp*vip/kp;
%=====================================================================
%Propiedades del aire
kaire = 0.0244+Ta*0.6763*10^-4;
densaire = 353.44/(Ta+273.15);
visaire = 1.718*10^-5+4.62*10^-8*Ta;
```

```
Cpaire = 999.2+0.1434*Ta+1.101*10^-4*Ta^2-6.7581*10^-8*Ta^3;
Praire = visaire*Cpaire/kaire;
Reaire = v*r3*2*densaire/visaire; % Reynolds para el aire exterior
%=====================================================================
hp = 0.023*Rebo.^0.8*Prp^0.3.*kp./D; % Coeficiente de convección del
petróleo
haire = 0.023*Reaire^0.8*Praire^0.3*kaire/(r3*2); % Convección del aire
Pcal = (1./(1/r0*hp))+ log(r1/r0)/ka + log(r2/r1)/kb + log(r3/r2)/kc +
(1/r3*haire);
Tf = Tbo - 2*pi*Lt*(Tbo - Ta)./(Q*Densbo.*cp.*Pcal);
% Final===================================================================
Kf = a*exp(-b*Tf);
Densf = - 7.62*log(Tf)+ 1012; % Densidad promedio de transporte del
petróleo (kg/m^3)
Ref = (8^(1-n)*D^n*Densf*(4*Q/(pi*D^2))^(2-n))*(4*n/(3*n+1))^n./Kf; %
Reynolds de promedio (adim.)
% Promedio================================================================
Tmed = (Tbo + Tf)/2;
Kmed = a*exp(-b*Tmed);
Densmed = - 7.62*log(Tmed)+ 1012; % Densidad promedio de transporte del
petróleo (kg/m3)
Remed = (8^(1-n)*D^n*Densmed*(4*Q/(pi*D^2))^(2-n))*(4*n/(3*n+1))^n./Kmed;
% Reynolds de promedio
 Cca1 = Cv*Ai*Tt*3600*(Tbo - Te); % Costo de calentamiento del petróleo
($/año)
 Le =
(n/(3*n+1))^n*(D/2)^(n+1)*((850./Remed)+(0.199/D^0.22)).*Densmed./(4*Kmed
)*(4*Q/(pi*D^2))^(2-n); % Longitud eq. del codo (m)
L = Le*Ncod+Lt;
 Nn =
2*Kmed.*L*((3*n+1)/n*4/(pi*D^2))^n*(2*Q/D)^(n+1)+(8*A1*L.*Densmed*Q^3)./(
Remed.^B1*D^5*pi^2)+Densmed*g*Dz*Q +...
    (Densf-Densbo)*16*Q^3/(pi^2*D^4);
Cca2 = Ce*Tt*Nn/(Rb*Rm)*1e-3;
Cca3 = 22.44*D^0.147;
Cca4 = (Cca3+0.36*Cca3)/12;
Ccatotal=Cca1+Cca2+L*Cca4;
plot(Tbo,Cca1,Tbo,Cca2,Tbo,Ccatotal),grid
 error = 0.01;
for  I = 1:length(Cca1)
    if Cca1(I) - Cca2(I) <= error
        Ccalculo1 = Cca1(I);
        Ccalculo2 = Cca2(I);
        Tb1 = Tbo(I);
    end
end
%=====================================================================
[Ccamin No]= min(Ccatotal);
xlabel('Temperatura (ºC)')
ylabel('Costo ($/año)')
Tbmin = Tbo(No);
title([' Temperatura racional = ',num2str(Tbmin),' º C; Costo total  =
',...
    num2str(Ccamin),'  $/año'])
%=====================================================================
```