



REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
“Dr. ANTONIO NUÑEZ JIMENEZ”

FACULTAD DE METALURGIA Y ELECTROMECAÁNICA

TESIS EN OPCIÓN AL TÍTULO
DE
MÁSTER EN ELECTROMECAÁNICA

INSTALACIÓN PARA INVESTIGACIÓN DE MANEJO Y TRANSPORTE DE
CRUDOS PESADOS VENEZOLANOS

Autor: Ing. Wilson Eloy Gamboa Sierra

Tutores: Dr. C. José F. Falcón Hernández

Dr. C. Leonel R. Garcell Puyáns

Dr. C. Alberto Turro Breff

Caracas, Venezuela

2009

Agradecimientos

Agradezco a Pedro Ortega y Laura Mendoza por su colaboración y aportes para la realización de este trabajo.

A todos los profesores del plan de formación de Electro-Mecánica del convenio Cuba Venezuela especialmente a José Falcón, Leonel Garcell y Alberto Turro por su apoyo y dedicación para realizar este trabajo.

A Iris Esperanza por su apoyo y ayuda en los momentos difíciles.

A mis compañeros de trabajo por su solidaridad

.

Dedicatoria

A Dios por darme salud y fortaleza

A mi madre por su ejemplo y apoyo incondicional en toda mi vida

A mi familia por su cariño y solidaridad

RESUMEN

Venezuela posee la mayor reserva de petróleo pesado a nivel mundial ubicada en la faja petrolífera del Orinoco y se necesita desarrollar una tecnología para mejorar los parámetros de manejo y transportación de los crudos pesados y extra-pesados contribuyendo a reducir los costos de inversión y realizar estudios que pueden validar diferentes fluidos con características similares.

El transporte por tuberías del petróleo ha demostrado ventajas ante otros métodos de movilización y se requiere una investigación 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.

Para el transporte de estos crudos pesados y extra-pesados se requiere la utilización de diluentes, emulsiones directas, técnica de “core flow”, mezclas con otros crudos livianos, calentamiento del fluido y tratamiento magnético. La utilización de una u otra de estas técnicas estará en dependencia de la eficiencia que se logre en la reducción de la viscosidad y en la transportación del producto, incluyendo los gastos energéticos y materiales, las condiciones de seguridad en el manejo de petróleo y las mínimas afectaciones y riesgos medioambientales.

Este trabajo de investigación tiene como finalidad el diseño de una instalación piloto en la que puedan realizarse los ensayos pertinentes para la reducción de la viscosidad y el comportamiento durante el transporte del producto preparado. Al mismo tiempo, la instalación puede ser utilizada para evaluar las condiciones de trabajo in situ.

Determinación del comportamiento reológico de diferentes crudos y emulsiones y su utilización en el diseño de la instalación propuesta, serán informadas. El esquema de la instalación propuesta, las características de sus componentes y una evaluación preliminar de su costo, será presentado.

ABSTRACT

Venezuela owns the largest heavy oil worldwide reserves, located at the Orinoco River heavy oil belt production, in consequence, it is necessary to develop technologies which can improve the parameters in handling and transportation of heavy and extra heavy crudes, which may contribute to reduce costs and make research which can validate different fluids with similar characteristics.

Oil tube transportation has demonstrated advantages upon other methods of carrying oil, and an investigation which may increase its liability and improve not only its technical and economical rates but introduce changes in methods, procedures and equipment of the process, is required.

In order to transport these heavy and extra heavy crudes it is necessary to use diluents, direct emulsions, core flow technique, mixtures of other light crudes, fluid treatment and magnetic treatment. The use of any of these techniques will depend on the efficiency gained in the viscosity reduction and product transportation, including energetic expenses and materials, security conditions in handling the petroleum, and minimal affectations and risks in the environment.

This research intends to design a pilot installation where necessary essays can be done in the reduction of viscosity and the behavior during prepared product transport. This installation, may also serve to evaluate the working conditions in situ.

Determining of rheological behavior from different kind of crudes and emulsions, and its use in the proposed design will be shown. The scheme for the proposed installation, its components characteristics and a preliminary cost evaluation will be shown.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I. Revisión bibliográfica. Estado del Arte.	6
1.1) La Reología como ciencia y sus aplicaciones.	6
1.2) Características generales del petróleo. Su origen e importancia actual.....	9
1.3) Características físicas y químicas del petróleo.	12
1.4) Importancia actual del petróleo pesado	15
1.5) Interacciones y factores que influyen sobre el comportamiento y propiedades reológicas de las suspensiones de crudo pesado y extra pesado.	16
1.6) Transporte de crudos por oleoductos.....	17
Métodos utilizados para transportar crudos pesados.....	18
1.7) Expresiones Fundamentales para el cálculo del flujo no newtoniano a través de conductos y accesorios.	21
1.8) Sistemas de agitación y mezclado para los fluidos newtonianos y no newtonianos.	23
Conclusiones del capítulo I	25
CAPITULO II. CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS Y ELEMENTOS PARA EL CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN.	27
2.1) Características reológicas de los crudos.	27
Reducción de la viscosidad por dilución.....	32
Reducción de la viscosidad con emulsiones acuosas directas	34
2.2) Comportamiento del crudo tratado con vistas a reducir su viscosidad.....	37
2.3) Metodología de cálculo aplicada. Soluciones a diferentes problemas de flujo.	37
Conclusiones del capítulo II.....	38
CAPITULO III. ELECCIÓN Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN EXPERIMENTAL PARA INVESTIGACIÓN DEL MANEJO Y TRANSPORTE DE LOS CRUDOS PESADOS.	39
3.1) Propuesta de instalación experimental.....	39
Elección del diámetro de tuberías	42
Sección de preparación del petróleo	43
3.2) Cálculo de la potencia requerida para transporte de crudos	45
3.3) Aspectos Económicos.....	48
Costos de materiales para la construcción del banco de pruebas.....	48
Valoración económica.....	50
3.4 Valoración del impacto ambiental	50
Conclusiones del Capítulo	51
CONCLUSIONES GENERALES	52
RECOMENDACIONES	54
BIBLIOGRAFÍA	55

Anexo A1 Tabla A1.1 Composición química de los hidrocarburos	59
Anexo A1.1 Características físicas de los crudos	60
Anexo A1.2 Ecuaciones fundamentales para el cálculo de los términos de energía cinética y pérdidas por fricción correspondiente a la ecuación de Bernoulli aplicados a materiales no newtonianos.	65
Anexo A1.3 Cálculo de potencia requerida de agitadores para fluidos newtonianos y no newtonianos.	68
Requerimientos de potencia para agitar fluidos no newtonianos.....	68
Anexo A2.1 Fuerza impulsora (pérdidas por fricción) desconocida, $\sum F$	71
Anexo A2 Tabla A2.1 Información para el uso de la Fig. A2.3 del Anexo A2.....	81

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.

Venezuela posee la mayor reserva de petróleo pesado a nivel mundial ubicada en la faja petrolífera del Orinoco y se necesita desarrollar una tecnología para mejorar los parámetros de explotación, ya que con los resultados que se obtengan se implementara el sistema de bombeo y el diámetro adecuado de la tubería para transportar estos crudos contribuyendo a reducir los costos de inversión y realizar estudios que pueden validar diferentes fluidos con características similares.

El transporte por tuberías del petróleo ha demostrado ventajas ante otro método de movilización y se requiere una investigación 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.

Para el transporte de estos crudos pesados y extra pesados se requiere la utilización de diluentes, emulsiones directas, técnica de “core flow”, mezclas con otros crudos livianos o calentamiento del fluido. La utilización de una u otra de estas técnicas estará en dependencia de la eficiencia que se logre en la transportación, incluyendo los gastos energéticos y materiales, las condiciones de seguridad en el manejo de petróleo y las mínimas afectaciones y riesgos medioambientales.

La técnica de la preparación de emulsiones acuosas directas presenta ventajas para el transporte, pero como principal problema se presenta en el transporte de crudos por oleoductos resulta que estos son fluidos de naturaleza no newtoniana y se requiere la determinación de los modelos reológicos que describan su comportamiento.

La situación actual del equipamiento instrumentación y líneas de transporte asociada a la falta de metodologías, tecnologías y procedimientos no responden a la puesta en

práctica del transporte y manejo de petróleo crudo pesado que contribuiría en cierta medida al funcionamiento eficiente en las instalaciones durante su transporte hasta las refinerías para ser procesado. En tal sentido se caracterizan por las siguientes deficiencias:

- Las instalaciones de transporte no cuentan con la instrumentación y tecnologías necesarias para su control de operación.
- No se cuenta con la instalación para los estudios de reducción de la viscosidad en línea, antes de la bomba
- Insuficiencia de métodos y datos para la proyección, selección y cálculo de los parámetros racionales de transporte del petróleo pesado.

A partir de estas deficiencias se declara como **SITUACIÓN PROBLÉMICA** la siguiente:

La empresa INTEVEP trabaja en el proceso de investigación y desarrollo tecnológico de los derivados del petróleo entre los cuales se debe destacar el transporte del crudo pesado a través de conductos. Actualmente la empresa no cuenta con una instalación experimental con la correspondiente metodología, para caracterizar con precisión las propiedades de flujo de diferentes crudos pesados; así como el manejo de los mismos incluyendo la reducción de su viscosidad. De aquí la necesidad de disponer de una **instalación de pruebas** para realizar estudios reológicos, periódicos y particulares, del crudo con vistas a mejorar la eficiencia de su transportación por oleoductos.

Se establece como **OBJETO DE LA INVESTIGACIÓN** la transportación por tuberías de los petróleos pesados venezolanos.

OBJETIVO GENERAL

Diseñar una instalación para la determinación y evaluación de propiedades y condiciones para el transporte de crudos pesados por tuberías, incluyendo la reducción de su viscosidad.

HIPÓTESIS:

Si se dispone una instalación para realizar ensayos con crudos pesados bajo diferentes condiciones, se posibilitará la determinación de las propiedades y condiciones de flujo más conveniente de dicho crudo, con vistas a ser transportado por tuberías.

ALCANCE DEL TRABAJO DE TESIS

Diseño tecnológico y propuesta de una instalación para ensayos de transporte de crudos pesados.

TAREAS

1. Revisar el estado del arte acerca de las características de los crudos pesados, de los procedimientos para la reducción de su viscosidad, preparación de emulsiones acuosas directas y de su transportación por oleoductos, así como de todos aquellos básicos necesarios para el desarrollo de la tesis.
2. Determinar las características físico-mecánicas y reológicas de muestras de crudos pesados y emulsiones.
3. Cálculo, diseño y propuesta de la instalación.
4. Evaluar las posibilidades, los costos iniciales y beneficios económicos que se esperan con la instalación experimental.

APORTES METODOLÓGICOS

- Se establece una metodología para el cálculo y evaluación para sistemas que transporten petróleo pesado; pudiendo generalizarse la aplicación de dicha metodología a otros sistemas.
- Se diseñan los elementos mecánicos para realizar los procedimientos de reducción de la viscosidad del petróleo a transportar en línea y antes de su bombeo
- Se ilustra la necesidad de utilizar los parámetros que caracterizan el comportamiento reológico de fluidos en el cálculo y evaluación de problemas del transporte de materiales no newtonianos por tuberías.
- Los resultados de la caracterización y el diseño de la instalación puede ser introducido en temas de asignaturas afines de la carrera de Ingeniería Mecánica.

VALOR PRÁCTICO

- La instalación permitirá determinar las condiciones que estarán presentes en la transportación de un petróleo crudo con diferentes métodos para la reducción de su viscosidad.
- Al disponer de la instalación es posible disminuir los costos de una investigación con crudos pesados con vistas a su transportación por oleoductos.

CAPITULO I. Revisión bibliográfica. Estado del Arte.

En este capítulo se dan los aspectos necesarios con vista a conocer el estado del arte relacionado con el trabajo que se desarrolla. Así, se analizan y se exponen los aspectos que abordan la importancia de la industria petrolera en Venezuela; las características de los diferentes tipos de crudos que se manipulan, las características de los métodos que pueden ser utilizados para reducir su viscosidad y los aspectos importantes relativos a su transporte por tuberías; así como el impacto ambiental que produce su explotación y otros aspectos de interés.

Dado que el presente trabajo trata acerca de sistemas de flujo para transportar petróleos pesados, se comenzará en este capítulo con los aspectos básicos, actualmente aceptados, acerca de la reología de los fluidos.

1.1) La Reología como ciencia y sus aplicaciones.

La Reología es la ciencia que estudia la deformación de los materiales sometidos a esfuerzos externos, incluyendo el flujo (Garcell, L. 2001; Garcell, L. 2008; Turro, A. 2007). Su estudio, con vistas a determinar las características de flujo de diversos productos, es esencial en muchas industrias, como por ejemplo: las de plásticos, pinturas, alimentos, tintas de impresión, detergentes, grasas y aceites lubricantes, pastas, suspensiones, productos en forma de emulsiones, polímeros y petróleos crudos pesados y extrapesados.

Los resultados de los estudios reológicos encuentran aplicaciones muy variadas, por ejemplo (Darby, R. 2001; Garcell, L. 2001; Garcell, L. 2008; Turro, A. 2007):

En general, dadas sus características de flujo, los fluidos se pueden clasificar en newtonianos y no newtonianos (Garcell, L. 2001; Garcell, L. 2008; Turro, A. 2007).

Los fluidos newtonianos se caracterizan por el hecho de que sus viscosidades son independientes del gradiente de velocidad aplicado, siendo función únicamente de la

temperatura y presión. Estos materiales siguen la conocida ley de Newton de la viscosidad, dada por la expresión 1.1

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad (1.1)$$

donde: τ es el esfuerzo cortante aplicado, μ la viscosidad de la sustancia y $\dot{\gamma}$ el gradiente de velocidad (velocidad de deformación) en el fluido.

Aquellos materiales con estructuras complejas, usualmente, son no newtonianos, es decir, que sus comportamientos no siguen la ley de Newton (1.1) sino que son descritos por modelos empíricos, conocidos como modelos reológicos.

Curvas de Flujo

En la Fig. 1.1 se muestran las curvas de flujo típicas, considerando el esfuerzo cortante (τ) y el gradiente de velocidad ($\dot{\gamma}$) para diferentes tipos de fluidos.

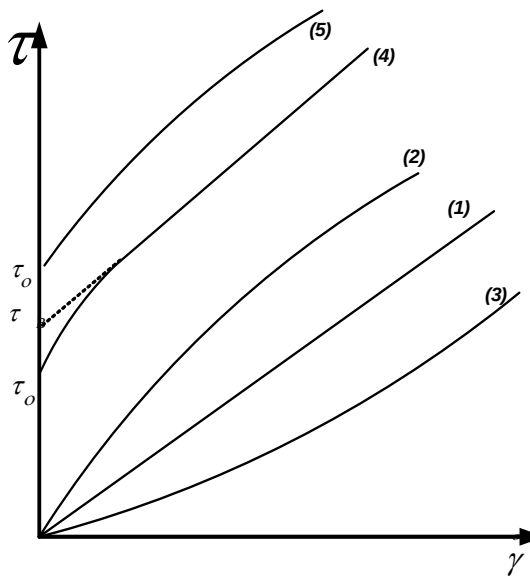


Fig 1.1 Curvas de flujo típicas: (1) Newtoniano; (2) Seudoplásticos; (3) Dilatantes; (4) Plástico ideal; (5) Plástico real.

Para describir las curvas de flujo se han propuesto numerosas relaciones empíricas (Modelos reológicos). Existen en la literatura una gran variedad de modelos propuestos, pero las que han encontrado mayor difusión son los que se indican en la siguiente tabla.

Tabla 1.1 Principales Modelos Reológicos.

Modelo	Formula	Características
Oswald de Waele (Ley de Potencia)	$\tau_{yx} = K \left(- \frac{dv_x}{dy} \right)^n$	Describe el comportamiento de fluidos pseudoplásticos y dilatantes, siendo n el índice de flujo y K el índice de consistencia. (1.2)
Bingham	$\tau_{yx} = \tau_0 + \eta_p \left(- \frac{dv_x}{dy} \right)$	Describe el comportamiento de los plásticos ideales, donde η_p es la viscosidad plástica y τ_0 es el esfuerzo cortante inicial. (1.3)
Bulkley-Herschell	$\tau_{yx} = \tau_0 + K \left(- \frac{dv_x}{dy} \right)^n$	Describe el comportamiento de los plásticos reales, donde τ_0 , K , n tienen los mismos significados descritos en los modelos anteriores. (1.4)

Para la determinación de la viscosidad y del modelo reológico de los diferentes tipos de fluidos se utilizaron los reómetros.

Los reómetros más utilizados son: los de tubo y los rotacionales. Actualmente los que más se comercializan son los reómetros rotacionales entre los cuales se encuentran los siguientes: de cilindros concéntricos, de cilindro de medio infinito y de cono y plato (Garcell, L. 2001; Garcell, L. 2008).

Los últimos modelos pueden ser acoplados a computadoras y disponen del software necesario que facilita los ensayos experimentales, la elaboración y presentación de las curvas de flujo.

1.2) Características generales del petróleo. Su origen e importancia actual.

En la industria petrolera el petróleo puede encontrarse y manipularse en cuatro estados: gaseoso, líquido, semisólido y sólido (El pozo ilustrado. 2001). En estado líquido se presentan los petróleos livianos, medianos y pesados. Algunos petróleos pesados y extra-pesados son líquidos y semilíquidos en el yacimiento, debido a la temperatura pero tienden a ser semisólidos, o sea de muy poca fluidez o alta viscosidad en la superficie. En las industrias de extracción y refinación, y en los oleoductos, al petróleo se le denomina también **crudo**.

Los lugares donde suelen encontrarse el gas natural y el petróleo, se llaman cuencas sedimentarias (antiguos mares o donde desembocaban ríos). En Venezuela existen cuatro cuencas sedimentarias las cuales son: Maracaibo-Falcón, Barinas-Apure, Tuy-Cariaco y Oriental. (Ver tabla 1.1)

Tabla 1. 2 Cuencas Sedimentarias en Venezuela

Cuenca	Estados	Superficie	Exploración
Maracaibo Falcón	Parte de Zulia y Falcón	105.000 Km	Es la explorada e importante.
Barinas Apure	Partes de Portuguesa, Barinas y Apure.	87.000 Km	No se conoce muy bien.
Oriental	Guarico, Anzoátegui, Monadas, parte de Sucre y Delta Amacuro.	144.000 Km.	Ha sido explorada. Es la segunda en importancia después de la cuenca de Maracaibo–Falcón
Tuy–Cariaco	Barcelona, Margarita, Coche y Cubagua. Región circundante del Golfo de Cariaco	18.000 Km.	Aún se está estudiando y evaluando.

La composición elemental del petróleo normalmente viene dada por los siguientes elementos:

Carbono entre 84-87 % en peso; Hidrógeno entre 11-14 % en peso; Azufre entre 0-2 % en peso y nitrógeno 0.2 % en peso.

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes.

Las cadenas lineales de carbono asociadas al hidrógeno, constituyen las **parafinas**; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las **isoparafinas**; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las **olefinas**; las moléculas en las que se forman ciclos de carbono son los **naftenos**, y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los **aromáticos**. En el Anexo A1 Tabla A1.1 se presentan la composición química de los hidrocarburos.

Además hay hidrocarburos con presencia de azufre, nitrógeno y oxígeno formando familias bien caracterizadas, y un contenido menor de otros elementos. Al aumentar el peso molecular de los hidrocarburos las estructuras se hacen verdaderamente complejas y difíciles de identificar químicamente con precisión. Un ejemplo son los **asfáltenos** que forman parte del residuo de la destilación al vacío.

En la actualidad el petróleo constituye un producto de vital importancia para la humanidad, y en particular para Venezuela, ya que es la fuente principal de energía en la vida moderna y genera una gran cantidad de derivados, tales como: gasolina, diesel, kerosene y otros (Alboutwarej, H.; Felix, J; Taylor, S. 2006; El pozo ilustrado 2001). En las refinerías de petróleo se producen, también, alcanos, alquenos, y otros productos como el etileno, propileno y butano.

1.3) Características físicas y químicas del petróleo.

Los crudos tienen propiedades particulares como lo son, color, olor, densidad, índice de refracción, coeficiente de expansión, punto de ebullición, punto de congelación, punto de deflagración, punto de quema, poder calorífico, calor específico, calor latente de vaporización y viscosidad (El pozo ilustrado. 2001). En el Anexo A1 Características físicas de los crudos, se dan datos e información acerca de estas propiedades. De las propiedades arriba señaladas, la densidad y la viscosidad son las que ejercen un mayor efecto en la manipulación de los crudos a través de equipos y conductos.

Densidad

Los crudos pueden ser menos densos que el agua (livianos y medianos), y más o menos densos más que el agua (pesados y extra pesados). De ahí que la gravedad específica puede tener valores comprendidos en el rango de 0.75 a 1.037, los cuales equivalen a 57.2 y 5 ° API.

La densidad, la gravedad específica o los grados API (API es la abreviatura de American Petroleum Institute) denotan la relación correspondiente de peso específico y fluidez de los crudos con respecto al agua. Los grados API expresan la relación de la densidad o gravedad específica de los crudos respecto al agua. La ecuación general del grado API es como sigue:

$$\text{GravedadEspecifica} = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ \text{API}} \quad (1.5)$$

[60 °F, (15.5 °C)]

$$^\circ \text{API} = \frac{141,5}{\text{Gravedadespecífica}} - 131,5 \quad (1.6)$$

Un crudo de 10° API tiene la misma gravedad específica que el agua. La clasificación de crudos por rango de ° API utilizada en la industria venezolana de los hidrocarburos a 15.5° C (60° F) aparece en la Tabla 3.1 Clasificación de los crudos de acuerdo al °API:

Tabla 3. 1 Clasificación de los crudos de acuerdo al ° API

Extra pesados menos de	10 °
Pesados entre	10 - 21.9 °
Medianos entre	22.0 - 29.9 °
Livianos	30 ° y mas

Viscosidad

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte refinación y petroquímica. La viscosidad, que indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa por distintos sistemas de medición. La viscosidad

de los crudos en el yacimiento puede variar desde 0.2 hasta más de 100000 centipoise. Es muy importante el efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos, en el yacimiento o en la superficie, especialmente concerniente a crudos pesados y extra pesados.

En la Fig. 1.2 se ilustra la diferencia en la fluidez y transparencia de dos muestras de petróleo con diferentes grados API.

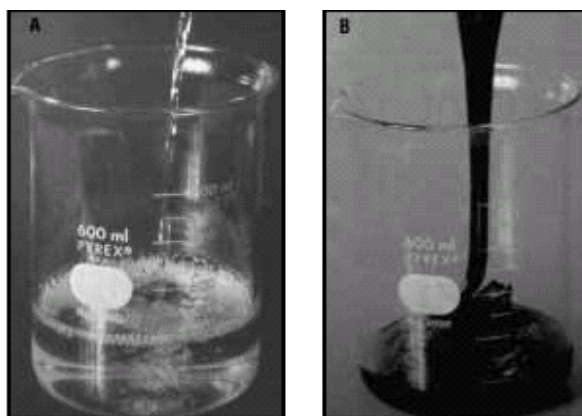


Fig 1. 2 Diferencia en la fluidez y transparencia de dos crudos. (A) petróleo muy liviano que muestra la facilidad con que fluye y la calidad de su transparencia. (B) petróleo muy pesado cuya fluidez es casi imperceptible y de transparencia nula.

En general, la viscosidad suele expresarse de distintas formas, tales como:

Viscosidad relativa

Es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la del agua. A 20 °C la viscosidad del agua pura es 1.002 centipoise.

Viscosidad cinemática

Es equivalente a la viscosidad expresada en centipoises dividida por la gravedad específica, a la misma temperatura. Se designa por las unidades de Stokes o Centistokes.

Viscosidad Universal Saybolt

Representa el tiempo en segundos para que un flujo de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante.

1.4) Importancia actual del petróleo pesado

Los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas están incentivando a las compañías a invertir en yacimientos de petróleo pesado.

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a crudos viscosos y pesados, que son difíciles y costosos de transportar y de refinar (Alboutwarej, H.; Felix, J; Taylor, S.2006).

La gran demanda, los altos precios y la declinación de los yacimientos convencionales ha despertado el interés en la industria petrolera en la explotación del petróleo pesado, que se define como petróleo con 22.3°API o de menores densidades. Los petróleos de 10°API, o de menor densidad, se conocen como extra-pesados, porque son más densos que el agua. Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta a su transportación y recuperación es la viscosidad, tal como se explicó en el epígrafe 1.3. En la Fig. 1.3 se muestra en forma esquemática las proporciones de las reservas actuales de los distintos tipos de petróleo en el mundo moderno (Alboutwarej, H.; Felix, J; Taylor, S.2006)

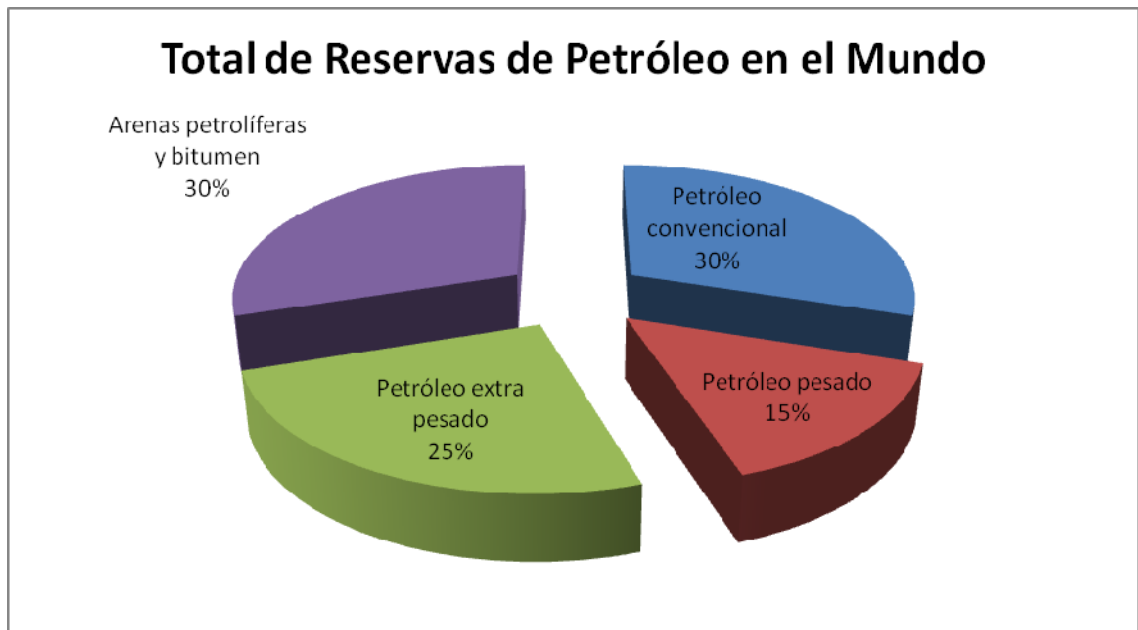


Fig 1. 3 Total de reservas de petróleo en el mundo.

Como se observa en la figura 1.3 solo el 30% de las reservas actuales de petróleo en el mundo corresponden a petróleos convencionales (livianos) y el 70% restante corresponde a petróleo pesado, extra pesado y bitumen.

La acumulación de petróleo individual más grande que se conoce es la faja de petróleo pesado del Orinoco, en Venezuela, con 1.2 trillón de barriles [190,000 millones de m³] de petróleo extra-pesado de 6 a 12°API. Las acumulaciones combinadas de petróleo extra-pesado de la cuenca del oeste de Canadá, en Alberta, totalizan 1.7 trillón de bbl [270,000 millones de m³].

1.5) Interacciones y factores que influyen sobre el comportamiento y propiedades reológicas de las suspensiones de crudo pesado y extra pesado.

La viscosidad de los crudos está sujeta a cambios de temperatura, de manera que un crudo viscoso se torna más fluido si se mantiene a temperatura más alta que la ambiental. Esta disminución de la viscosidad hace que la fricción sea menor y, por

ende, facilita el flujo y hace que la presión requerida para el bombeo por tuberías sea menor (Alboutwarej, H.; Felix, J; Taylor, S. 2006).

Los crudos pesados y extra-pesados se encuentran entre 21.9 y 5 ° API, la viscosidad de estos crudos es bastante alta, de unos 500 a 1500 SUS (Viscosidad Universal Saybolt), En la escala de viscosidad de centipoise, estos crudos tienen una viscosidad entre 1200 a 95000 centipoise. En general, los crudos pesados y extra pesados en los yacimientos exhiben un comportamiento no newtoniano, que puede ser descrito, según (Alboutwarej, H. et al. 2006), por el modelo de Herschel-Bulkley. Hay otros que suelen comportarse como materiales pseudoplásticos, según el modelo de Ostwald de Waele (Skelland, A.H.P. 1970) La viscosidad es muy importante en el tratamiento y manejo del crudo, desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, de aquí a la superficie y luego en el transporte e instalaciones de refinación. Por tanto, para hacerlos más fluidos y manejables requieren de diferentes técnicas, tales como: calentamiento, mezclado con diluentes, en forma de emulsiones, tratados con magnetismo, y otros (Evdokimov, I. et al, 2001; Tao, R., Xu, X. 2006; Venkatesan, R. 2005). Estas técnicas se explicaran con mayor detalle en el epígrafe 1.6.

1.6) Transporte de crudos por oleoductos.

La experiencia y las modalidades del transporte por tuberías (oleoductos) han dado respuestas satisfactorias a las necesidades de despachar y recibir diariamente grandes cantidades de petróleo liviano, mediano, pesado y extra pesado desde los campos petroleros hasta las refinerías (El pozo ilustrado 2001).

El oleoducto se ha hecho necesario porque transporta crudo ininterrumpidamente y a precios que difícilmente otros medios de transporte podrían ofrecer. También existen oleoductos sub marinos para llevar a tierra la producción de los yacimientos ubicados costa afuera, como el del lago de Maracaibo (El pozo ilustrado 2001).

Los diámetros de tubería para oleoductos abarcan una serie muy variada, desde diámetro externo de 101.6 mm (4 pulgadas) hasta 1626 mm (64 pulgadas). En el caso

del tubo de 101.6 mm de diámetro externo, se puede escoger 12 opciones de espesor que van desde 2.1 mm hasta 8.1 mm y cuyo peso es de 5.15 Kg. / metro hasta 18.68 Kg. / metro respectivamente.

El volumen de crudo transportado está en función del diámetro de la tubería y la presión que se le imponga al crudo para moverlo (velocidad) por la tubería. Como puede apreciarse la presión está en función de la densidad (peso) y de la viscosidad (fluidez) del crudo. La diferencia de altitud o desniveles entre puntos de la vía y las distancias entre estos puntos, son datos importantes para calcular la presión de bombeo requerida a todo lo largo del oleoducto además de conocer las características del crudo, volumen máximo que se podrá bombear diariamente, el diámetro y otros detalles de tubería.

En Venezuela existe el oleoducto más corto de Ulé a La Salina estado Zulia de 86 cm. de diámetro y 4.10 Km. de longitud y capacidad de 103.500 m³/ día. El oleoducto más largo de 338 Km. de longitud y 50.80 cm. de diámetro, conecta el campo de San Silvestre, estado Barinas, con la refinería El Palito, estado Carabobo.

En el Anexo A1 Tabla A1.2 se puede observar los oleoductos del país, manejados por las tres desaparecidas operadoras Lagoven, Maraven y Corpoven, da una idea de las operaciones diarias de transporte de crudos.

Métodos utilizados para transportar crudos pesados

En la actualidad han implementado los siguientes métodos para el transporte de crudo pasado y extra pesado por tuberías (Alboutwarej, H. et al. 2006; Tao, R., Xu , X. 2006; Evdokimov, I. et al. 2001; Falcón, J. marzo 2009)

Calentamiento:

Esta es una técnica que se utiliza ya que se ha demostrado el efecto que produce en crudos de gran viscosidad aumentarles la temperatura para reducir su viscosidad y de esta manera permite mejorar su transportación.

Esto implica también la posibilidad de disponer de estaciones adicionales de calentamiento en la ruta para mantener la viscosidad deseada, cuestión que incrementa los costos energéticos.

Emulsiones:

Las emulsiones son sistemas dispersos o suspensiones líquido - líquido, constituidos por dos líquidos inmiscibles, en el cual la fase en suspensión (interna), denominada fase dispersa, se encuentra en forma de pequeñas gotas contenidas en una fase externa, denominada fase continua (Rondon, M. et al. 2008;). La emulsificación, normalmente, requiere la presencia de un tercer componente con actividad interfacial, que es adsorbido, en la interface de las gotas en la fase dispersa, denominado surfactante. Este último facilita la formación de la emulsión y prolonga su estabilidad. (Falcón, J. marzo 2009)

La intensidad de la agitación y el agente emulsionante utilizado determinan la dispersión de la fase dispersa (tamaño de gotas) y la estabilidad de la emulsión.

En Venezuela se cuenta con la experiencia de la orimulsión que durante varios años ha sido utilizada para transportar petróleos extra-pesados (10° API) de la faja del Orinoco.

Mezclado con Diluentes:

Otra técnica, mayormente utilizada, para reducir la viscosidad y facilitar el bombeo de crudo pesado y extra-pesado es mezclarlos con otro crudo más liviano (diluyente); por ejemplo, mezclar un crudo pesado de 8 ° API con un crudo liviano de 30 ° API , para formar una mezcla de 16 ° API conocida como merey para facilitar el proceso de transporte hasta las refinerías donde se separan y retorna el combustible liviano para mezclarlo nuevamente y repetir el proceso (Alboutwarej, H.2006; El pozo ilustrado 2001). La mezcla de petróleo pesado con fuel oil o con nafta ha sido utilizada en Cuba para el transporte por tuberías.

Core Flow:

Para este caso el crudo y el agua se bombean juntos y bajo ciertas condiciones el agua se desplaza hacia las paredes de la tubería formando una capa en forma de anillo que disminuye la fricción provocando que el crudo se desplace con mayor facilidad por los oleoductos. (Briceño, M. 2007)

El Core Flow o flujo central es una alternativa muy atractiva para transportar crudos pesados, ya que se puede formar fácilmente y posteriormente puede volver a crearse para volverlo a utilizar.

Tratamiento en campo eléctrico o magnético:

Este método se basa en la aplicación de campo eléctrico o campo magnético a las tuberías donde se transporta crudo pasado para reducir su viscosidad. Se recomienda utilizar la técnica del campo eléctrico a crudos con base a asfáltenos y para los crudos a base de parafinas se recomienda aplicar la técnica del campo magnético (Tao, R., Xu, X. 2006; Venkatesan, R. et al. 2005). Este método es muy utilizado en la industria para transportar crudos pesados por tuberías especialmente en oleoductos instalados debajo del mar donde el enfriamiento de la tubería causa efectos no deseados en el transporte de los mismos (Venkatesan, R. et al. 2005).

La eficacia del tratamiento magnético considerando la disminución en el esfuerzo de corte crítico y reducción de velocidad depende en gran cantidad del contenido en los hidrocarburos de parafinas que no excedan un 16% (Loskutov Yu. V; Yudina V. N. “Rheological Behavior of Oils in a Magnetic Field” Journal of Engineering Physics and Thermophysics, Vol. 79, No. 1, 2006)

El petróleo crudo presenta en la mayoría agua en forma de emulsión que puede encontrarse estabilizada por los agentes tensioactivos presentes en forma natural o artificial en los mismos, y el tratamiento de campo magnético puede utilizarse para regular la estabilidad del agua o de la mezcla de componentes presentes en el petróleo (Falcón, J. et al. Septiembre 2009).

1.7) Expresiones Fundamentales para el cálculo del flujo no newtoniano a través de conductos y accesorios.

El flujo no newtoniano a través de tuberías circulares exhibe características diferentes en dependencia de su naturaleza reológica y del régimen de flujo (Garcell, L. 2001; Garcell, L. 2008).

Los fluidos newtonianos muestran un perfil de velocidades parabólico con grandes cambios del gradiente de velocidad con el radio, cuando el régimen es laminar, en cambio, dicho perfil tiende a ser aplanado en la zona central del tubo con menores cambios del gradiente de velocidad, para el régimen turbulento. En ambos regímenes de flujo, la velocidad máxima se encuentra en el eje longitudinal del tubo.

Los líquidos pseudoplásticos también muestran un perfil de velocidades parabólico que abarca todo el diámetro del tubo, y con la velocidad máxima en el eje longitudinal del tubo. La diferencia con el flujo newtoniano consiste en que el perfil de régimen laminar tiende a ser cada vez más aplanado en la medida que el índice de flujo n disminuye alejándose de la unidad.

En los plásticos Bingham el flujo solo se establece para valores de $\tau > \tau_0$. Por lo tanto, para $\tau = \tau_0$ el gradiente de velocidad es cero, y es de esperar que en la zona central del tubo exista una región de “flujo en forma de un pistón” con un valor del radio $r = r_0$. Para estos fluidos los gradientes de velocidad solo se desarrollan en la región $r_0 \leq r \leq R$. En la medida que el ΔP aumenta, y por tanto, la magnitud de τ se incrementa, el valor de r_0 disminuye.

Los elementos anteriormente señalados resultan de suma importancia para precisar el desplazamiento, en el que como el caso que nos ocupa puede presentar una variedad de tipos de fluidos y alta heterogeneidad.

Es conocido que el diseño de sistema de tuberías requiere conocer la relación entre los gradientes de presión $\Delta P/L$, requeridos para lograr flujos volumétricos, Q , en un

intervalo de diferentes diámetros, D , del tubo, a distintas temperaturas de operación y diferentes propiedades reológicas de los fluidos (Garcell, L. 2008).

Una de las leyes fundamentales en la mecánica de los fluidos se expresa mediante la ecuación de balance de energía mecánica aplicada al sistema de flujo en cuestión (Garcell, L. 2008). En la mayoría de los textos de Ingeniería, el balance de energía mecánica para condiciones estacionarias de flujo se conoce como ecuación de Bernoulli, y se ilustra sus aplicaciones para el caso particular del flujo newtoniano.

$$\Delta Z + \frac{\Delta P}{\rho} + \Delta E_C = -W_s + \sum F \quad (1.7)$$

donde: $\sum F$ es la energía convertida a energía térmica como resultado de las fricciones del fluido con las superficies sólidas; w_s es el trabajo dado por la bomba al sistema; y ΔP , ΔZ y ΔE_C son las diferencias de energía de presión, potencial y cinética, respectivamente, entre los extremos seleccionados en el sistema.

Para el flujo no newtoniano, los términos E_C y $\sum F$ dependen de los parámetros característicos del modelo reológico que describe la curva de flujo.

La instalación propuesta precisamente resulta necesaria en el caso de mezclas de fluidos en los cuales se presenta inestabilidad durante su transporte como resulta el caso que nos ocupa.

En el Anexo A1.2 se dan las expresiones generales requeridas para determinar los valores de E_C y $\sum F$ en función de los parámetros reológicos de los materiales (Garcell, L. 2001; Garcell, L. 2008).

En los sistemas de flujo es necesario conocer las pérdidas por fricción, en tuberías y en accesorios. A partir de un balance macroscópico de energía mecánica se obtienen las expresiones requeridas para determinar $\sum F$ en tuberías rectas (Darby, R. 2001; Garcell, L. 2001; Garcell, L. 2008).

Se han propuesto varios métodos para calcular las pérdidas por fricción en los accesorios de los sistemas de flujo como el método relacionado con el factor de fricción de Fanning, el método de las dos K propuesto por Hooper que depende del número de Reynolds y método de las tres K propuesto por Darby el cual tiene valores de pérdidas para una variedad de accesorios y válvulas (Darby, R. 1999; Darby, R 2001). El método de las tres K es recomendado por Darby porque toma en cuenta un mayor número de elementos en las pérdidas por tuberías y accesorios para los cálculos del sistema de flujo.

1.8) Sistemas de agitación y mezclado para los fluidos newtonianos y no newtonianos.

El mezclado de líquidos o fluidos miscibles o inmiscibles se basa en difundir uno de ellos dentro del otro; si se trata de fases miscibles poco importa quién se agregue primero, pero si se trata de fases inmiscibles la fase que se agrega se dispersa en la que se recibe. Dependiendo de la característica físico-química de la interface, después que la fase que se agrega supere las dos terceras partes de la mezcla puede producirse la inversión de fases, pasando la fase que se agrega a conformar la fase continua y la otra a formar la fase dispersa.

Este fenómeno es regulado por la acción mecánica de la agitación a que es sometida la mezcla y por la presencia de componentes con características tensioactivas que se colocan en la interface.

La agitación mecánica puede ser lograda por la acción de un dispositivo impelente, que gira a alta velocidad (paleta, aspa, propela, etc.). La combinación de ambos elementos resulta empleada en algunos casos.

Para cualquiera que resulte el método de agitación los requerimientos de potencia requerida dependerá de las características geométricas: dimensiones y formas; las propiedades físicas del fluido: densidad y viscosidad y las condiciones cinemáticas y dinámicas del desplazamiento: velocidad y fuerza.

Para flujos newtonianos con alta fluidez se utilizan los agitadores normalizados (Didkey, D. 2000; Himmelsbach, W. 2006; Skelland, A.H.P. 1970).

En el anexo A1.3 se muestran los aspectos concernientes al cálculo de potencia requerida tanto para fluidos newtonianos como no newtonianos con estos agitadores.

Las bombas centrífugas constituyen un equipo eficiente para lograr el mezclado de líquidos, ya que combina la agitación del impelente con la eyección del fluido con determinada presión que induce el mezclado.

El venturi es un elemento deprimógeno cuya función es provocar una diferencia de presiones (pérdida de carga), que se vincula con el caudal que circula, Consta de tres partes: una convergente, otra de sección mínima o garganta y una tercera parte divergente, el cambio de sección transversal produce una diferencia de presión entre la sección convergente y la garganta. El tubo Venturi está diseñado para eliminar la separación de capas próximas a los bordes y por lo tanto producir arrastre.

Los ensayos con un venturi diseñado para la formulación de una emulsión acuosa inversa de *fuel oil*, para quemarla en una caldera de vapor de baja presión, brinda tamaño promedio de las gotas de agua de 0,027 mm (27 micrones).

El mezclado de dos componentes líquidos también puede realizarse introduciendo los mismos por dos tubos concéntricos y alimentándose por el de mayor diámetro a una bomba centrífuga que se ocupa de mezclarlos y dispersarlos uno dentro del otro.

Otros métodos como el ultrasonido, tratamiento con campo eléctrico y magnético y otros, pueden realizar mezclado o ayudar en los descritos.

Para la agitación de fluidos con paletas, propelas o agitadores de turbinas (Didkey, D. 2000; Himmelsbach, W. 2006; Skelland, A.H.P. 1970) resulta conveniente considerar la relación en términos generales que se expresa como:

$$\frac{Pg_c}{D^5 N^3 \rho} = \phi \left[\left(\frac{D^2 N \rho}{\mu} \right), \left(\frac{DN^2}{g} \right) \right] \quad (1.8)$$

Donde $D^2 N \rho / \mu$ y DN^2 / g son formas de expresar el número de Froude y Reynolds respectivamente. El grupo $Pg_c / D^5 N^3 \rho$ es la potencia del número N_p .

Cuando el sistema deflector es adecuado o cuando el impelente está situado en el centro, las ondas superficiales y los vórtices se eliminarán. En estos casos el efecto de la gravedad es irrelevante y el número de Froude se omite.

$$\frac{Pg_c}{D^5 N^3 \rho} = \phi \left[\left(\frac{D^2 N \rho}{\mu} \right) \right] \quad (1.9)$$

Conclusiones del capítulo I

- Por la bibliografía consultada se conoce que las perspectivas de desarrollo de Venezuela, encuentra su base firme en la industria petrolera de los crudos pesados y extra-pesados dada la disponibilidad de elevadas reservas de dichos crudos, siendo la más importante la de la faja petrolífera del Orinoco.
- Se ha encontrado que el comportamiento reológico de los crudos pesados y extra-pesados presenta características no newtonianas, pudiendo ser descritos por los modelos de Bukley- Herschel y la Ley de Potencia, según estos se encuentren en los yacimientos y en operaciones en superficies, algunos pueden tener características newtonianas que corresponden al modelo de la ley de Newton.
- Se ha podido conocer, por la literatura revisada un volumen de información importante acerca de las técnicas utilizadas para la reducción de la viscosidad de los crudos pesados, lo cual facilita su transportación por oleoductos, siendo una de las más utilizadas la del mezclado con diluentes o con crudos menos viscosos (livianos).
- En la literatura se describen diversos métodos para el cálculo de sistemas de flujo no newtonianos, por conductos y equipos de agitación. Todos ellos se basan en conceptos, ecuaciones y parámetros similares. No obstante, ha

resultado atractiva la metodología propuesta por Darby R. (2001) para el cálculo de tuberías y accesorios, ya que toma en cuenta elementos adicionales de interés para dicho cálculo, y el método propuesto en el Skelland A.H.P. (1970) para los sistemas de agitación.

- El mezclado de petróleo crudo tanto con disolventes como con agua, para formar una emulsión directa y reducir su viscosidad, puede realizarse de manera continua utilizando en la alimentación de la bomba centrífuga, un dispositivo de venturi o tubos concéntricos para la introducción al mismo tiempo de los componentes.
- Dadas las complejas características físico – mecánicas y reológicas de los petróleos pesados, sus mezclas y emulsiones hay que recurrir a una instalación donde se modele su preparación, manejo y transporte.

CAPITULO II. CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS Y ELEMENTOS PARA EL CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN.

En el presente capítulo se desarrollan los principales elementos e indicadores relacionados con los requerimientos técnicos para el cálculo y diseño de una instalación de manejo y transporte de crudos pesados a través de conductos circulares. Para ello, se determinan las curvas de flujo y los parámetros reológicos, tanto del petróleo crudo, como de los productos obtenidos para reducir su viscosidad, necesarios para la selección y cálculo de la instalación experimental, la cual permitirá realizar ensayos para caracterizar el flujo de los crudos bajo diferentes condiciones de operación en los oleoductos y contribuir al ahorro energético del sistema de transportación.

2.1) Características reológicas de los crudos.

Los muestras crudos estudiados fueron: G, B, M, C y E a los cuales se les hizo un estudio reológico en un reómetro Haake y se pudo determinar las características particulares de cada uno de ellos.

En la tabla 2.2 aparecen los principales componentes presentes en los mismos, así como los grados API y viscosidad de crudos pesados.

En las figuras 2.1, 2.2 y 2.3 se observa el comportamiento reológico de los crudos pesados estudiados mediante sus curvas de flujo obtenidas. La forma de las curvas indica que estos crudos pueden exhibir comportamientos tanto seudoplástico como newtoniano, que se describen por los modelos de Ostwald de Waele

($\tau_{yx} = K \left(-\frac{dv_x}{dy} \right)^n$) y de Newton ($\tau = \mu \dot{\gamma}$), respectivamente. Así, los crudos

pesados G y B se comportan como fluidos seudoplásticos a la temperatura de 40 °C;

mientras que las muestras de crudos C, E y M, presentan un comportamiento newtoniano para todas las temperaturas examinadas.

El efecto de la temperatura sobre el comportamiento reológico y la viscosidad de los crudos puede observarse en la figura 2.4, la cual muestra la disminución de la altura de las curvas, para las temperaturas de 60 y 80 °C, como un índice de la reducción de la viscosidad, así como el cambio de comportamiento, pasando de pseudoplástico a newtoniano al cambiar la temperatura de 40 a 60-80 °C.

En la tabla 2.1 se presentan los valores de los parámetros reológicos característicos de los modelos de Ostwald de Waele y de Newton ajustados para cada curva. Para realizar el ajuste de los datos experimentales de las curvas de flujo, a los modelos que las describen, se utilizó el programa de computación Origin; lográndose, en todos los casos, alto coeficientes de correlación.

Se puede observar en la fig. 2.1 el comportamiento reológico del crudo G al realizarle el análisis en un reómetro rotacional presenta una tendencia a un comportamiento de un material pseudoplástico.

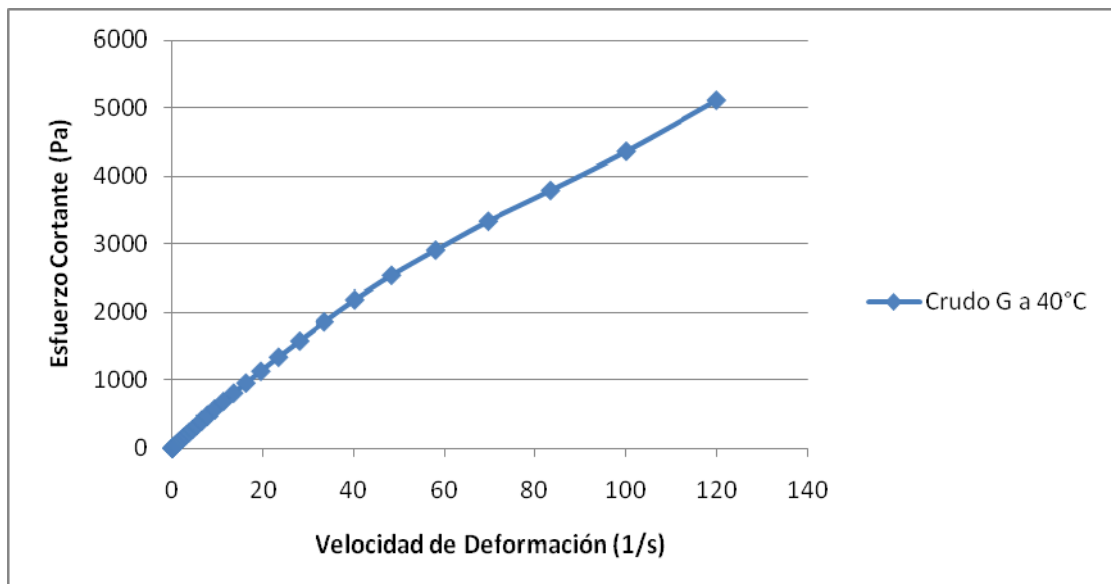


Fig 2. 1 Curvas de flujo del crudo G

En la fig.2.2 se puede observar el comportamiento reológico del crudo B al realizarle el análisis en un reómetro rotacional presenta un comportamiento de flujo con tendencia a un material pseudoplástico al igual que el crudo G.

El comportamiento reológico observado en los crudos G y B puede ajustarse al

modelo reológico de Oswald de Waele $\tau_{yx} = K \left(-\frac{dv_x}{dy} \right)^n$

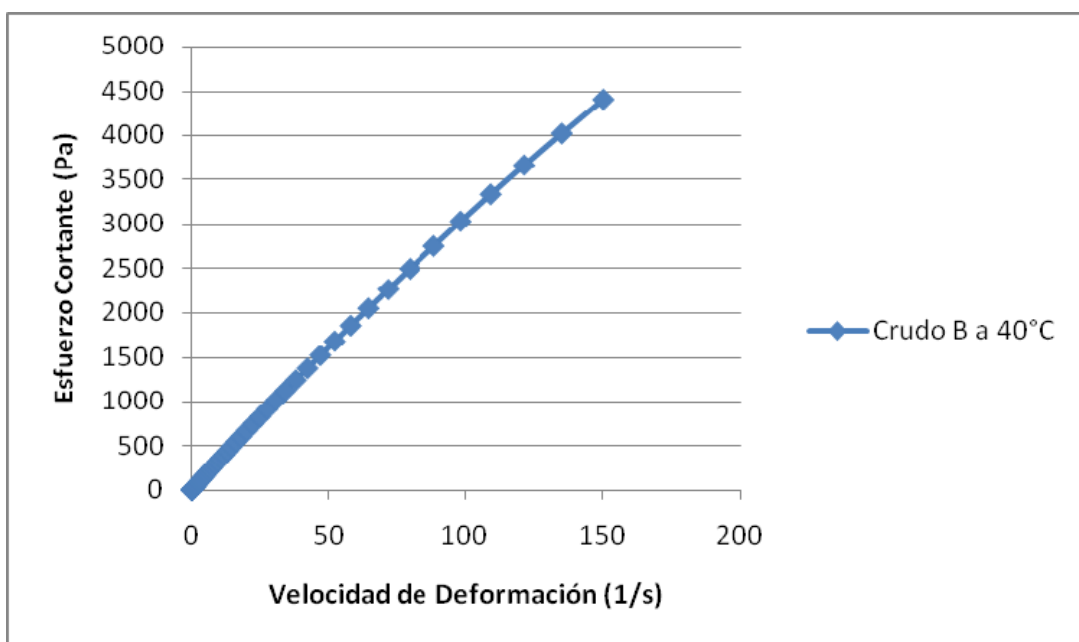


Fig 2. 2 Curva de flujo del crudo B

Se puede observar en la fig.2.3 el comportamiento reológico del crudo C al realizarle el análisis en un reómetro rotacional presenta un comportamiento de flujo con tendencia a un material newtoniano.

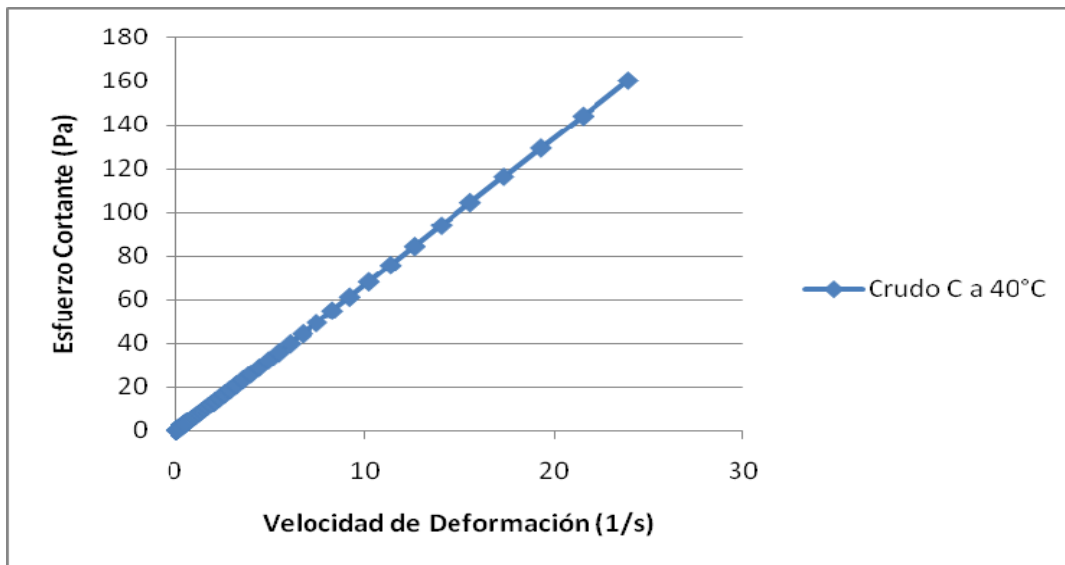


Fig 2. 3 Curva reológica del crudo C.

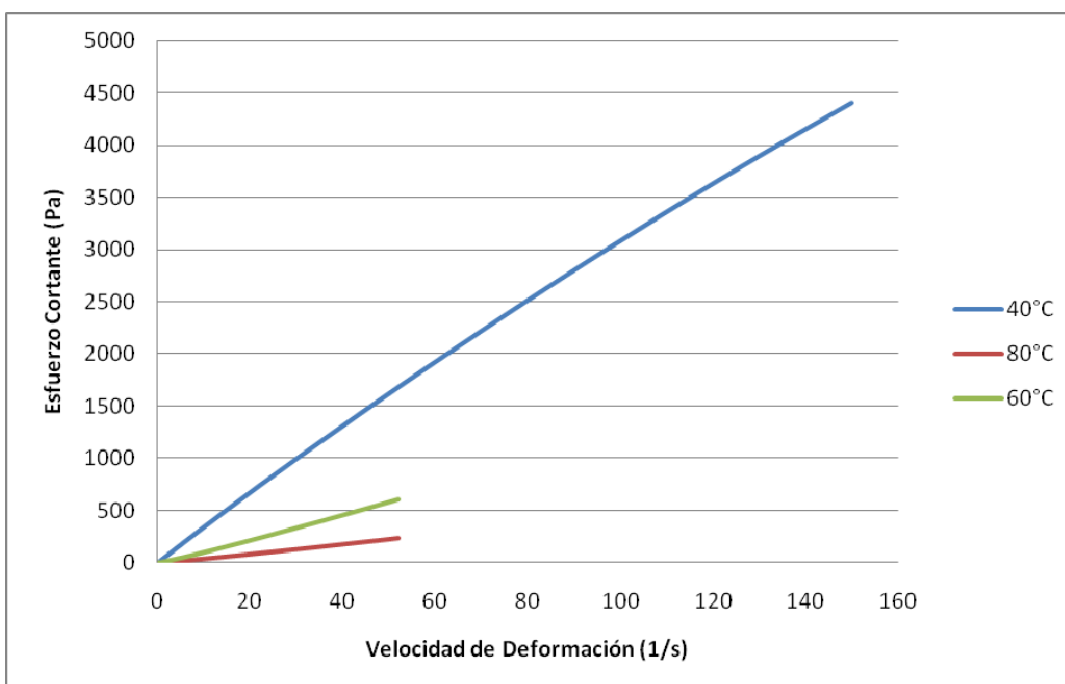


Fig 2. 4 Curvas reológicas de crudo B a diferentes temperaturas.

En la Figura 2.4 se observa el efecto que produce el aumento de la temperatura para reducir la viscosidad de los crudos. En la muestra que presenta mayor pendiente se

puede observar que es mayor el esfuerzo a menor temperatura y a medida que se aumenta la temperatura para el mismo crudo se aprecia una disminución del esfuerzo hasta convertirse en un fluido con características newtonianas.

En la Tabla 2.1 se presentan los parámetros reológicos de los distintos tipos de crudos analizados.

Reducción de la viscosidad por calentamiento

La reducción de la viscosidad por efecto del cambio de la temperatura se puede observar en la figura 2.5 donde el crudo B es analizado a diferentes temperaturas. En ensayos realizados en un reómetro Haake se aprecia que el esfuerzo cortante para desplazar el crudo se reduce al aumentar la temperatura lo cual es favorable para el proceso de transportación del crudo.

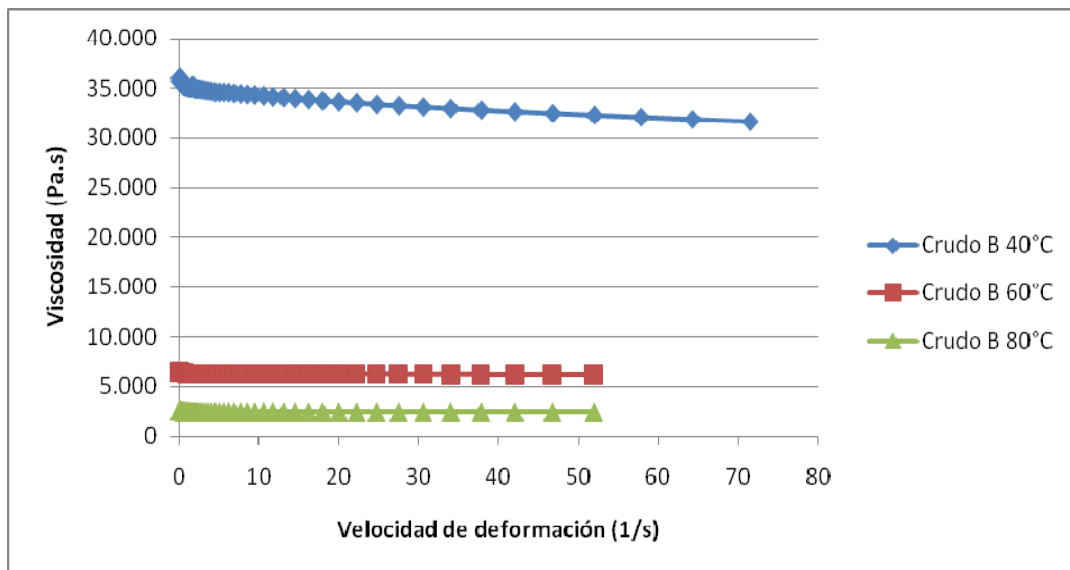


Fig 2.5 Efecto de la temperatura en la viscosidad del crudo B.

Tabla 2. 1 Valores de los parámetros reológicos según los modelos ajustados.

Tipo de Crudo	T, °C	Modelo $\tau = K \gamma^n$		R ²	Modelo $\tau = \mu \gamma$	R ²
		K, Pa . s ⁿ	n adimensional		μ , Pa . s	
G	40	97,159	0,8299	0,9988		
B	40	42,12	0,9305	0,9998		
	60				6,106	0,99994
	80				2,4	0,999
M	30				0,1451	1
	35				0,09877	0,99999
	45				0,05483	0,99998
C	40				0,14979	0,99998
E	40				1,08576	1
	60				0,00597	0,99976
	80				0,00622	0,99984

Reducción de la viscosidad por dilución

La viscosidad del petróleo pesado puede ser reducida por su mezcla con un petróleo o diluyente de menor viscosidad, denominándosele al producto de esta mezcla crudo mejorado. En la tabla 2.2 se muestra la viscosidad de un crudo extra-pesado, con y sin este tratamiento.

Tabla 2.2 Valores del crudo Morichal sin tratar y mejorado (diluido).

Comparación del crudo extra-pesado (Morichal) sin tratar y mejorado		
Propiedades	Sin tratar	Mejorado
Gravedad, ° API	9,6	23,6
Viscosidad SUS a 99 ° C	2650	60
Azufre, %	4,13	0,28
Metales, ppm (Ni + V)	468	27
Rendimiento, % Volumétrico		
Nafta (C ₅ - 190 ° C)	< 1	7,5
Destilados medios (190 – 343 ° C)	11	32
Gasóleo de vacío (343 – 566 ° C)	39	43
Residuo de vacío (más de 566 ° C)	49	23

Se observa en dicha tabla que con el procedimiento de reducción de viscosidad por diluyente, se obtiene una variación considerable en la gravedad, ° API y la viscosidad Saybolt que son elementos importantes a considerar para transportar crudos pesados por tuberías.

Otra forma de reducir la viscosidad con diluentes es agregar aditivos de pirolisis que son productos a base de materiales lignocelulósicos como bagazo de caña de azúcar, aserrín de madera, cascara de arroz y otros. En la Fig. 2.6 se puede observar la viscosidad de una muestra de petróleo, una muestra de este petróleo con 5% de aditivo y una mezcla de la muestra anterior con la adición de 5% de agua.

Se puede observar que con el aditivo se reduce significativamente la viscosidad del petróleo y al adicionar agua a esta mezcla aumenta su viscosidad pero sigue siendo menor que la del petróleo solo.

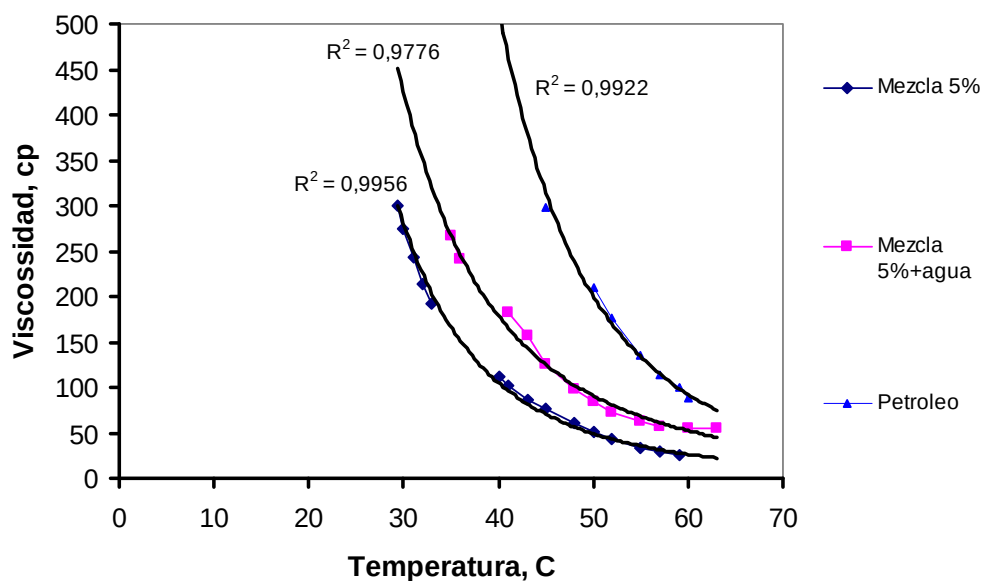


Fig. 2.6 Reducción de la viscosidad de los crudos aplicando aditivos y agua.

Reducción de la viscosidad con emulsiones acuosas directas

Las emulsiones acuosas directas resulta otro procedimiento que puede ser utilizado para reducir la viscosidad del petróleo.

A diferencia de los procedimientos anteriores en este, la mezcla resulta más inestable y se hace necesario controlar toda una serie de parámetros para controlar la misma. Un factor importante lo tiene el agente emulsionante utilizado, el que debe regularse de manera que logre la estabilidad de la emulsión durante el tiempo requerido, aún en las condiciones más adversas del transporte y/o almacenamiento de la emulsión, tales como: variaciones bruscas de temperatura y/o presión, cambios de pH y otros. Sin embargo, una alta estabilidad crea condiciones desfavorables para la separación del agua, cuando ello resulte necesario.

En la figura 2.7 se muestran los resultados obtenidos con emulsiones preparadas con petróleo crudo brasileño de 13 ° API, empleando un agente emulsionante de productos

de la pirolisis, denominado EM-10 (Falcón, J. septiembre 2009) y en concentraciones de 1,4; 3; 5 y 6 %.

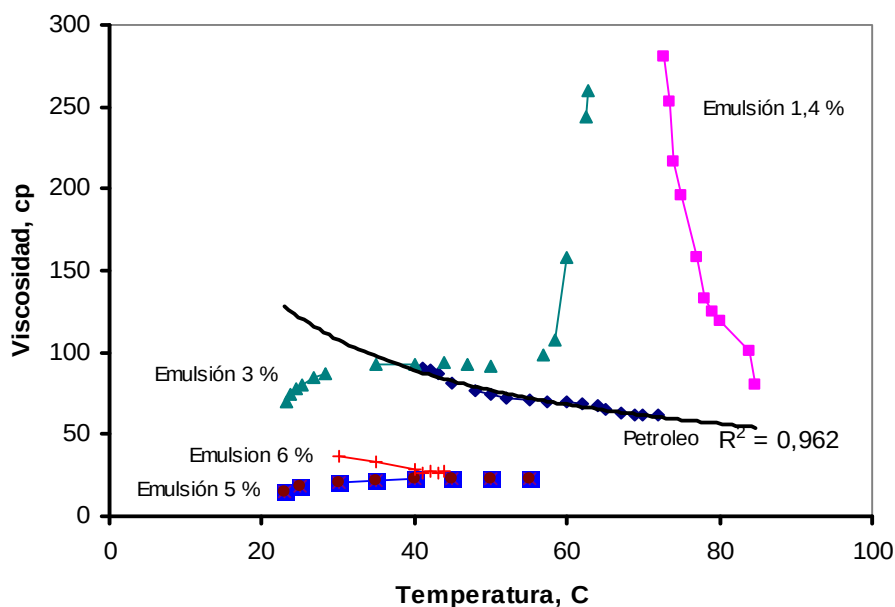


Fig.2.7 Emulsiones preparadas con petróleo brasileño con productos de pirolisis.

Se observa en la figura 2.7 que con una concentración de emulgente de 1,4% se obtiene una emulsión inversa, razón por la cual la viscosidad se dispara (se incrementa rápidamente). Utilizando una concentración de 3% se obtiene una emulsión directa a baja temperatura, que se invierte al incrementarse a más de 60°C. Las emulsiones utilizando 5 y 6% de emulgente resultan directas y viscosidades bajas, convenientes para el transporte (Falcón, J. septiembre 2009) .

En las emulsiones directas con emulgente EM-10 se observó, que cuando estas se dejaban en reposo se producía la separación del agua, pero al agitarla levemente, la emulsión se recomponía alcanzando valores de viscosidad similares a los iniciales.

La figura 2.8 muestra los resultados de preparación de emulsiones con un petróleo crudo cubano, también de aproximadamente 13 ° API, empleando agente emulsionante EM-10. En este caso, se utilizaron los métodos de preparación de la

emulsión con: el método de adición de agua más emulgente al petróleo (O/W) y de la adición del petróleo al agua más emulgente (W/O), ambas con diferentes concentraciones de pH. Como puede apreciarse de la comparación de las relaciones de viscosidad aparente vs velocidad de deformación se pueden obtener emulsiones tanto directas como inversas. (Falcón, J.; Mesa, J. et al.)

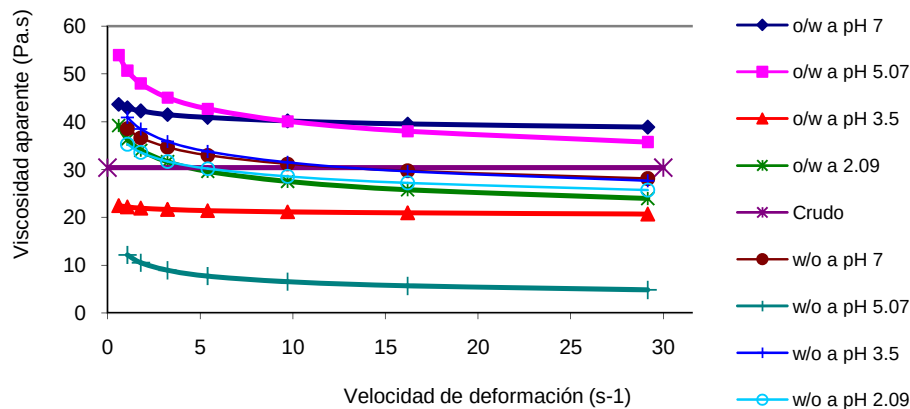


Fig. 2.8 Relación entre la viscosidad aparente y la velocidad de deformación teniendo en consideración las dos formas de preparar la emulsión

Ensayos a escala piloto se realizaron con emulsiones conteniendo 70 % de crudo, 30 % de agua más agente emulsionante, donde se comprobó que estas se mantenían estables durante el proceso de transportación y en reposo se separaba parte del agua por sedimentación. También que con agitación las emulsiones se recomponían con características similares a las iniciales.

Otros métodos de reducción de viscosidad que se utilizan es el core flow y los tratamientos con campo eléctrico y magnético, que se explicaron en el capítulo anterior, no se estudiarán con detalle en este trabajo aunque el tratamiento magnético se puede implementar en la instalación que se propone a diferencia de la técnica del core flow que necesita de ciertas condiciones para lograrlo que en la instalación que se propone no están dadas para ello.

2.2) Comportamiento del crudo tratado con vistas a reducir su viscosidad.

Para reducir la viscosidad con calor, en la instalación hay que colocar en los tanques un sistema de resistencias eléctricas y de control de temperaturas, que pueda regular las condiciones de ensayo.

El petróleo debe ser calentado para garantizar su fluidez antes del mezclado con el disolvente y con el agua para formar la emulsión.

2.3) Metodología de cálculo aplicada. Soluciones a diferentes problemas de flujo.

En la práctica se suele encontrar cuatro tipos de problemas de flujo, para los cuales se requiere una solución. Estos pueden ser clasificados como: (a) pérdidas por fricción desconocidas; (b) flujo volumétrico o másico desconocido; (c) diámetro del tubo desconocido; (d) potencia de bomba instalada. Cada uno de estos tipos de problemas puede encontrar solución aplicando el balance de energía mecánica junto con las relaciones apropiadas para el factor de fricción de acuerdo con el modelo reológico ajustado. El procedimiento a seguir es independiente de si el régimen de flujo es laminar o turbulento, el cual se explica con detalle en el Anexo A2.1

Conclusiones del capítulo II

- Los petróleos crudos pesados venezolanos presentan viscosidades que no les permite ser transportado en forma natural por tuberías y por tanto su viscosidad debe ser reducida.
- Se observa el efecto que produce la temperatura en la reducción de la viscosidad de los crudos y favorece el proceso de transportación.
- Los procesos de dilución y emulsión directa también reduce la viscosidad pero en este caso se presenta una mezcla que puede variar sus características durante su transportación y por tanto es necesario diseñar una instalación donde pueda modelarse tanto la preparación del petróleo, para reducir la viscosidad, como su comportamiento durante el transporte por tuberías.
- La caracterización de los crudos y sus mezclas manifiestan comportamiento no newtoniano y por tanto las ecuaciones utilizadas para los cálculos se realizaron para crudos con un comportamiento pseudoplástico basado en la ecuación de Ostwald de Weale ya que para condiciones de transporte los crudos presentan esta característica que es diferente a las condiciones de yacimiento donde presenta un comportamiento de plasticidad.
- Los agitadores que se necesitan para mezclar el crudo en el tanque son agitadores de hélice que se seleccionaron por lo recomendado por Dodge y Metzner que de acuerdo a las investigaciones recientes siguen siendo los más recomendados para esta tipo de mezclas.

CAPITULO III. ELECCIÓN Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN EXPERIMENTAL PARA INVESTIGACIÓN DEL MANEJO Y TRANSPORTE DE LOS CRUDOS PESADOS.

En el presente capítulo se desarrolla la propuesta de instalación experimental para los estudios de la reducción de la viscosidad y transporte del petróleo crudo pesado, se especifican las partes o componentes de la misma y se calcula los requerimientos energéticos de la bomba y el agitador y se justifica la selección los elementos componentes principales, basados en aspectos considerados en capítulos anteriores.

3.1) Propuesta de instalación experimental

Se propone la construcción de una instalación con vistas a ensayar los métodos de preparación de las mezclas o emulsiones, ya sea en un tanque agitador o mediante la dosificación en línea de los componentes antes de que entren a la bomba. Ésta última tendrá una doble función preparar en su condición final el producto (emulsión o mezcla) e impulsarlo a través de tuberías que conforma el banco de pruebas para ensayos del transporte del mismo.

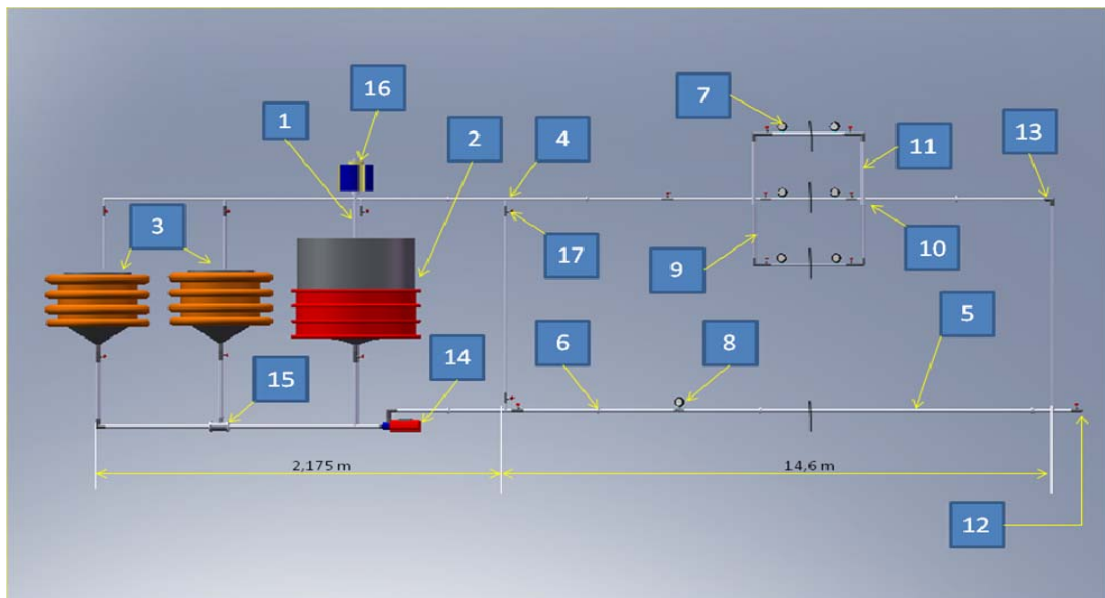


Fig 3.1 Esquema de la Instalación Experimental para transportar crudos pesados.

En la Tabla 3.1 se identifican los elementos que componen la Fig 3.1.

Tabla 3.1 Piezas que conforman la Instalación Experimental

1). Agitador de hélice.
2). Tanque de almacenamiento de 100 litros.
3). Tanques de almacenamiento de 40 litros.
4). Conexiones en forma de T.
5). Tubería lisa (principal) de 12,5 mm (1/2").
6). Bridas para uniones.
7). Manómetros.
8). Fluxómetro.
9). Tubería lisa de 9,52 mm (3/8").
10). Cruz con ampliación a (2") y reducción a (1").
11). Tubería lisa de 19,05 mm (3/4").
12). Llave para tomar muestras y limpieza.
13). Codos de 90°
14). Motobomba centrífuga.
15). Sistema de mezclado.
16). Motor para el agitador.
17). Válvulas de cuña.

En la Fig. 3.1 se aprecia que el recorrido principal de la instalación es de 12 mm de diámetro, en esa misma figura se puede observar que el sistema de bombeo cuenta una motobomba centrífuga de 5kw. También se cuenta a lo largo de la instalación con 17 válvulas de cierre (5 de 19mm, 10 de 12mm y 2 de 9mm). Además tiene 9 bridas de acople para conectar las tuberías, y cuenta con 6 puntos de medición de caídas de presión, donde se colocarán manómetros a diferentes longitudes en los sistemas intercambiables (se proponen tres en el diseño), con diferentes diámetros internos de tuberías, así mismo se incorpora en el diseño un fluxómetro, para

medición de caudal y adicionalmente se cuenta con un punto para tomar muestras que también puede ser utilizado para la limpieza de la instalación. Tal como se observa en la figura se cuenta con tres tanques de almacenamiento y el sistema de mezclado.

La Fig- 3.2 muestra un corte con los tanques y el sistema de mezclado antes de entrar a la bomba. Tal como se mencionó en el párrafo anterior, la instalación cuenta con tres tanques de almacenamiento, los cuales pueden ser para agua (+ agente emulsionante) o diluyente, petróleo y emulsión o mezcla. Las bandas que recubren los tanques (anaranjadas y rojas) indican que los mismos contarán con sistema de calentamiento. Así mismo se observa que la tubería de entrada a la bomba y salida de los tanques es de 19 mm de diámetro y cuenta con dos sistemas de mezclado intercambiables antes de entrar a la bomba. De igual forma se diseñó la tubería de retorno a los tanques de 12mm de diámetro, y el motor de 2 kw que accionará el agitador en uno de los tanques.

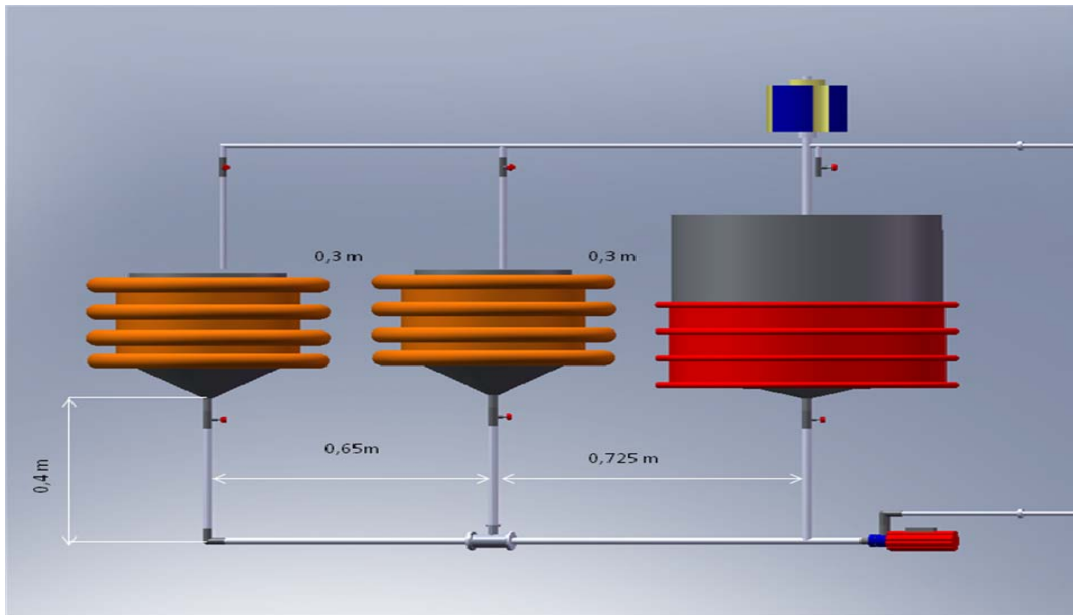


Fig. 3.2 Vista de la instalación para los sistemas de preparación de mezcla antes de bomba.

A continuación se detalla un corte correspondiente al diseño del sistema intercambiable de la tubería al retorno a los tanques, el cual tiene como objetivo determinar las caídas de presión del fluido, presentado en la Fig.3.3. En la parte superior de la instalación, donde están colocados los manómetros, tiene una distribución de tuberías de 19, 12 y 9 mm de diámetro, respectivamente, la cuales se diseñan para analizar las características del crudo al cambiar las dimensiones de la tubería (caídas de presión).

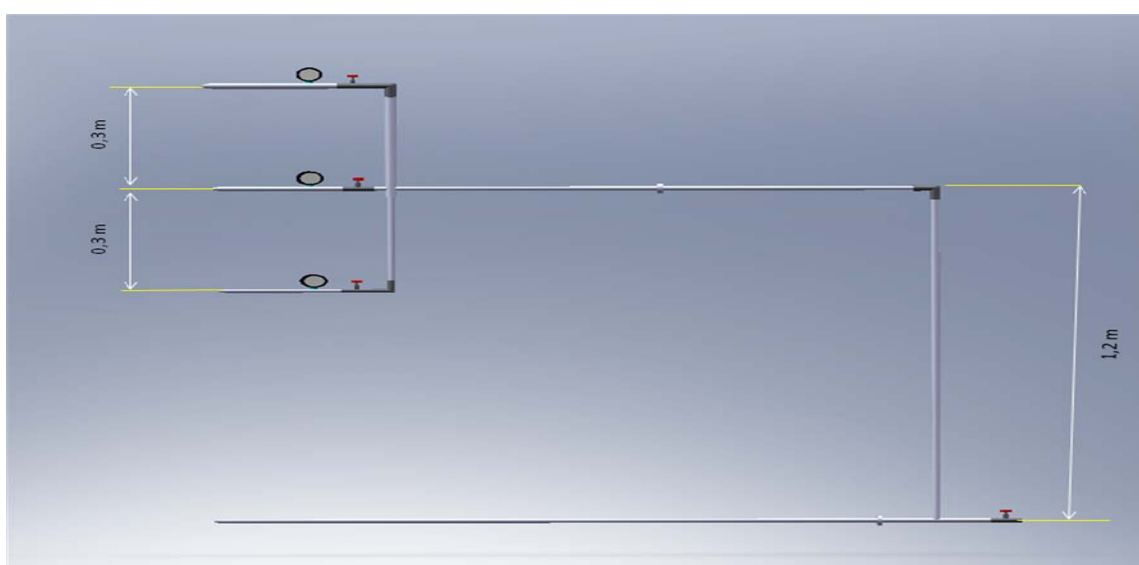


Fig. 3.3 Sistema intercambiable al retorno de los tanques.

Elección del diámetro de tuberías

Para la elección del diámetro de tuberías se tuvieron en cuenta las dimensiones que comúnmente se consideran para el transporte de fluidos similares y las de los materiales de los conductos que se utilizan para el transporte de petróleo. Las diferencias de las tuberías de alimentación y descarga de la bomba, se consideraron en correspondencia con las condiciones establecidas por los fabricantes.

En la elección del diámetro de 19 mm (3/4" aprox.) para el tubo de alimentación se tomaron en cuenta los elementos constructivos de los mezcladores tipo venturi y de tubos concéntricos que se utilizan.

La tubería de 12 mm (1/2" aprox.) se elige porque con esta dimensión se pueden establecer patrones de flujo similares a los de tuberías medias utilizadas en los oleoductos y porque el volumen de petróleo necesitado para los ensayos no resulta muy grande.

Un aspecto importante en el transporte de fluidos es el efecto del diámetro de la tubería sobre las pérdidas por fricción. En el banco de ensayos para el transporte se consideran 3 ramales de tubería (de 9, 12 19 mm de diámetro), a través de las cuales se puede hacer circular el fluido y determinar las pérdidas. Los datos obtenidos en este caso aportan elementos de tendencia para otras dimensiones u otras instalaciones de tamaños mayores. Pero este sistema de ramales no solo es utilizado para estas mediciones, sino que además, resultará importante en el caso del transporte de emulsiones y mezclas, para considerar su comportamiento ante expansiones y estrechamientos del conducto de transportación.

En esta instalación se tiene en consideración un tramo de tubería vertical en el cual se obtendrán valores máximos y mínimos para cualquier ángulo de inclinación comprendidos entre los tramos horizontal y vertical que simulará cualquier situación real en los recorridos en superficies de los oleoductos.

Sección de preparación del petróleo

En capítulos anteriores se analizaron los métodos de reducción de la viscosidad y la instalación cuenta con los elementos para ello.

Para el caso de transporte del petróleo con calentamiento los tanques poseen sistema de calentamiento con el que puede alcanzarse la temperatura de trabajo deseada y

trabajando con recirculación del producto al mismo, puede establecerse un estado estacionario en cuanto a la temperatura en el banco de ensayos del transporte.

En el caso de mezcla con un diluyente se prepara en el tanque con el agitador para lograr homogeneidad en la mezcla y esta es calentada previamente antes de pasar a la bomba.

Para el caso de formar una emulsión se dispone de una sección intercambiable de tubería donde está colocado un tubo venturi que se ocupa de mezclar y regular las proporciones de agua y petróleo que entraran previamente mezclados a la bomba (ver figura 3.4). En este proceso la cantidad de petróleo que entra en la sección del venturi estará regulado por el flujo de agua que entre por la conicidad del tubo y la sección transversal de los orificios de entrada que tenga la garganta del venturi.

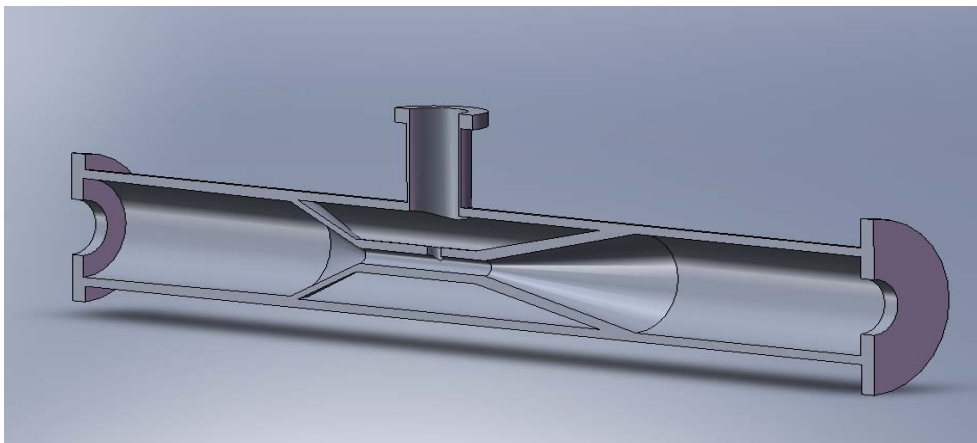


Fig. 3.4 Sistema de tubo venturi para el mezclado

Otra forma de mezclar los productos (petróleo y agua) es utilizar la técnica de los tubos concéntricos donde en la sección intercambiable de tubería se hace pasar el petróleo por el tubo central y el agua por el externo donde empezaran a mezclarse y al llegar a la bomba se mezclaran pudiéndose formar también una emulsión (ver figura 3.5). En este proceso se puede regular la mezcla de los productos a través de las válvulas de regulación a la salida de los tanques de almacenamiento.

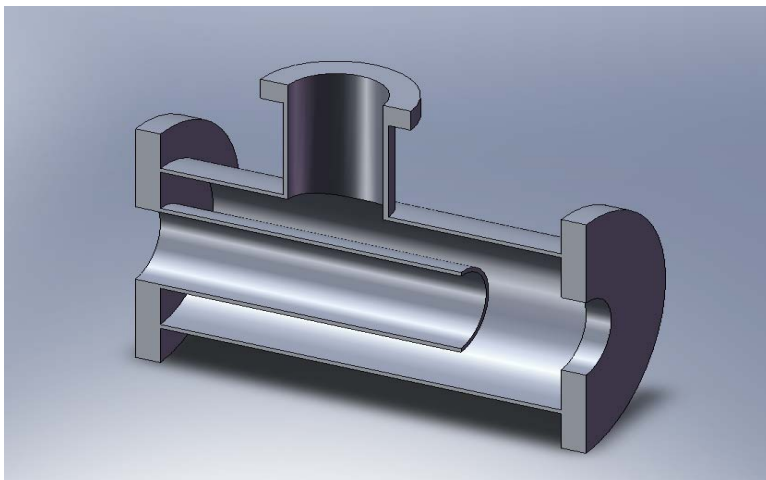


Fig. 3.5 Sistema de mezclado de tubos concéntricos.

3.2) Cálculo de la potencia requerida para transporte de crudos

A continuación se procede a realizar los cálculos para transportar el crudo pasado B de 10° API, por el banco de pruebas, teniendo en cuenta las características dimensionales de la instalación y los parámetros reológicos correspondientes al comportamiento seudoplástico de este crudo.

En Tabla 3.2 se presentan los datos para realizar los cálculos de las potencias de los motores que transportaran el crudo a través del banco de pruebas.

Tabla 3.2 Datos para calcular las potencias de los motores

Crudo pesado B a 40° C	
Datos para calcular la potencia de la motobomba.	Datos para calcular la potencia de los motores de los agitadores.
$Q = 1 \text{ m}^3/h = 0.00028 \text{ m}^3/s$	Agitador de ancla de dos aspas
$S_{tubo} = 0,00114 \text{ m}^2$	$D_T/D = 1.02$
$v = 0,246 \text{ m/s}$	$n = 0.93$
Parámetros reológicos	$k_s = 13$
$K = 42,12 \text{ Pa} \cdot s^n$ $n = 0,93$	Valores en Anexo A2 tabla A2.1

De igual forma se presenta a continuación, en la Tabla 3.3 Valores obtenidos para el cálculo de la potencia de la motobomba, y 3.4 Valores obtenidos para el cálculo de la potencia de los motores de los agitadores, los cuales sirven de base para hallar la potencia de los motores cuyo procedimiento se explica con detalle en el Anexo A2.1

Tabla 3.3 Valores obtenidos para el cálculo de la potencia de la motobomba.

Descripción de la formula	Formulas	Valor
Número de Reynolds	$N_{Re} = \frac{2^{7-3n} \rho Q^{2-n}}{k \pi^{2-n} D^{4-3n}} \left(\frac{n}{3n+1} \right)^n$	N_{Re}=0,285
Factor de fricción	$f = 16 / N_{Re}$	f=55,75
Perdidas por tubería recta	$\sum F_{Tubos} = \frac{2 f L_T v^2}{D}$	ΣF=6909,5m²/s²
Perdidas por accesorios	$K_f = \frac{K_m}{N_{Re}} + K_i \left(1 + \frac{K_d}{D_{in}^{0,3}} \right)$	K_f codos= 334,5m²/s² K_f tes=470,6m²/s² K_f válvulas= 313,6m²/s²
Perdidas por fricción totales	$\sum F_{total} = \frac{2 f L_T v^2}{D} + K f_{accesorios}$	ΣF_{total}=8028m²/s²
Ecuación de Bernoulli	$\Delta Z + \frac{\Delta P}{\rho} + \Delta E_C = -W_s + \sum F$	0,04 m²/s²
Potencia tomada por el fluido	$N = (-W_s) Q_m$	N= 2,25kW
Potencia del motor	$N' = \frac{N}{\eta}$	N'=3,21kW
Potencia del motor a instalar	$N_i = N' (1.35)$	N_i=4,3 kW (bomba)

Tabla 3.4 Valores obtenidos para el cálculo de la potencia del motor del agitador.

Descripción de la formula	Formulas	Valor
Número de Reynolds	$N_{Re} = D^2 N \rho / \mu_A$	$N_{Re} = 0.272$
Número de Potencia	$N_p = P / (D^5 N^3 \rho)$	$N_p = 100$
Potencia del Motor		$P = 2kW$ (ver Fig. 2.4)

3.3) Aspectos Económicos.

En este trabajo se propone el proyecto tecnológico de un banco de pruebas para estos fines, cuyo costo de construcción estimado se presenta a continuación.

Costos de materiales para la construcción del banco de pruebas.

Los costos iniciales se analizan desde un punto de vista de los materiales utilizados y de los derivados de la mano de obra; como se especifican a continuación:

Costo de materiales

1 motobomba centrifuga de 5 kW	BsF 1750
6 manómetros de diafragma	BsF 1612
1 motor de 2 kW para el agitador	BsF 420
1 agitador para el mezclado	BsF 120
43 metros de tubería de 12,5 mm (1/2 ") de diámetro	BsF 215
25 metros de tubería de 9,52 mm (3/8") de diámetro	BsF 105
25 metros de tubería de 19,05 mm (3/4") de diámetro	Bs F 150

diámetro

8 uniones universales de 12,5 mm de BsF 25

diámetro

4 codos de 90° de 12,5 mm de diámetro BsF 8

9 térs de 12,5 mm de diámetro BsF 18

10 válvulas de cuña de diferente diámetro BsF 360

1 Fluxómetro Bs F 650

2 tanques metálicos de 40 litros c/u BsF 64

1 tanque metálico de 100 litros BsF 80

50 metros de tubo estructural de 50,8 mm BsF 130

4 bridas para diámetro interno de 19,05 mm BsF 48

6 bridas para diámetro interno de 12,5 mm BsF 65

4 kilos de electrodos BsF 20

Pernos y tuercas para bridas BsF 84

Valoración económica

El uso de las reservas de petróleo pesado requiere de investigaciones con vistas a la transportación por oleoductos de un material muy viscoso. Para ello, se necesita de etapas intermedias en las investigaciones, las cuales se realizan en bancos de prueba.

Es por ello que, para conocer las características de flujo de los crudos pesados venezolanos surge la necesidad de disponer de un banco de pruebas para realizar los estudios reológicos pertinentes, periódicos y particulares, de los crudos para su posterior transportación por oleoductos.

3.4 Valoración del impacto ambiental

La transportación de crudos por oleoductos ha tenido, en muchas regiones, un impacto ambiental no deseado debido a los derrames de crudo en uniones, por fallas en las tuberías y por el manejo inadecuado de las válvulas, que han provocado la contaminación de las aguas, de los suelos y del medio circundante. Es por ello que en la actualidad se están estableciendo políticas de estado con el fin de minimizar el impacto ambiental causado por el proceso de la explotación y transportación petroleras. En este sentido, el banco de pruebas puede aportar beneficios de carácter medioambiental, pues da la posibilidad de conocer cualquier información negativa, como resultado del uso de determinados materiales que se pretenda introducir para mejorar la transportación de los crudos.

Con la construcción del banco de prueba se puede conocer los parámetros para mejorar su transportación que incluye la instrumentación necesaria y la potencia requerida en el sistema de bombeo.

Conclusiones del Capítulo

- La instalación propuesta presenta la posibilidad de trabajar con diferentes dispositivos para la preparación de las mezclas y emulsiones tales como: sistemas de tubos concéntricos o sistemas de venturi además de la preparación de la mezcla en un tanque agitador.
- La instalación está preparada para modificar tanto la longitud como los diámetros de la tubería para determinar las caídas de presión.
- La utilización del sistema de mezclado en línea antes de la bomba produce una disminución significativa de los costos energéticos comparado con el uso del tanque agitador sin embargo ello así como variantes similares deben ser precisadas con la instalación antes de utilizarlas en los procesos industriales.

CONCLUSIONES GENERALES

1. Se propuso el diseño de una instalación en la cual se puede realizar la operación de reducción de la viscosidad del petróleo pesado venezolano por los diferentes métodos, utilizados actualmente para ello. Calentamiento, dilución, emulsión acuosa directa y tratamiento magnético.
2. Se diseñan dos dispositivos para el mezclado del petróleo con el diluyente o la formación de la emulsión acuosa directa, previo a su entrada en la bomba que se ocupara de su homogenización final.
3. Fueron caracterizadas reológicamente las muestras de crudo estudiadas, mediante un reómetro rotatorio Haake, comprobándose que los crudos de 10° API exhiben un comportamiento pseudoplástico (que se ajusta al modelo de la Ley de Potencia), mientras que los menos viscosos, y de valores mayores de °API, se comportan como fluidos newtonianos. Todas las muestras analizadas muestran una disminución muy notable con el aumento de la temperatura. También fueron consideradas los valores de viscosidad de emulsiones directas de petróleo; así como de petróleo mejorado (mezcla de petróleo pesado y ligero) todo lo cual fue utilizado para la selección de los elementos de la instalación propuesta.
4. Las dimensiones de los tubos y accesorios de la instalación, la potencia de la bomba y de los agitadores y las condiciones de operación fueron calculadas para transportar un crudo pesado de 10° API y de una gran viscosidad, mediante una metodología de cálculo desarrollada para el caso concreto del flujo de materiales no newtonianos. Los datos de los cálculos realizados para esta condición extrema indican, que los sistemas de mezclado en línea (venturi o tubos concéntricos), condicionan un importante ahorro de energía al disminuir el consumo del motor del agitador.

5. Se estima que la construcción de esta instalación experimental y la información que se obtenga de ella contribuirá a mejorar el sistema de transporte de crudos pesados por tuberías, contribuyendo con el ahorro en el consumo energético de la industria petrolera. En el mismo orden de ideas se presentó una aproximación inicial del precio de inversión para la construcción de la instalación, sin embargo en el futuro deberá realizarse un análisis económico completo.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda seguir realizando investigaciones sobre el sistema de transporte de crudos pesados venezolanos para desarrollar futuros trabajos de investigación a otros niveles de estudio.
- Seguir desarrollando estudios sobre el diseño y utilización de los dispositivos de mezclado de las fases antes del bombeo y para tratamiento magnético de fases.
- Realizar el estudio pertinente que conduzca a establecer la forma en la cual serán procesados los valores experimentales obtenidos de la instalación, de manera de que el proceso pueda ser accedido de forma remota por los usuarios a través de un equipo informático. Esto implica análisis de hardware y software.

•

BIBLIOGRAFÍA

1. Alboutwarej, H.; Felix, J; Taylor, S. (2006).Importancia del crudo pesado, 38-59.)
2. Arney, M. S.; Ribeiro, G.S.; Guevara, E.; Bay, R.; Joseph, D. D.(1996) Cement-Lined Pipes for Water Lubricated Transport of Heavy Oil, Journal Multiphase Flow, 22, 2, 207-221.
3. Briceño, M. (2007). Heavy Crude Oil Pipeline Transportation. Laboratory FIRP. University of Los Andes. Mérida Venezuela. Conferencia en la Facultad de Química en la Universidad de Campinas, Sao Paulo. Brasil.
4. Campos, M.; Falcón, J. et al. Comportamiento de Emulsiones de Petróleo Tratadas con Campo Magnético. Infogft, Megacen (2008).
5. Copenhaver, D.(2001) Forestal Pipe Bursts. Chemical Engineering, 108, 1, 84-89.
6. Darby, R. (2001) Chemical Engineering Fluid Mechanics. Seconds Edition, Revised and Expanded.
7. Darby, R., (julio 1999).Correlate Pressure Drops Through Fittings. Chemical Engineering, 106, 7, 101-104.
8. Darby, R. Correlate (abril 2001). Pressure Drops Through Fittings. Chemical Engineering, 108, 4, 127-130.
9. Darby, R. et al. (junio 2002). Properly Size Pressure-Relief Valves for Two-Phase Flow. Chemical Engineering, 109, 6, 68-74.
10. Darby, R. (mayo 2000). Pressure Drop for non-Newtonian Slurries: A Wider Path. Chemical Engineering, 107, 5, 64-67.
11. Darby, R. (marzo 2001).Take the Mystery Out of Now-Newtonian Fluids. Chemical Engineering, 108, 3, 66-73.
12. Dickey, D. (2000).Facing the Challenge of Mixing Problem Fluids. Chemical Engineering, 107, 5, 68-75.
13. Edmonds, B.; Moorwood, T.; Szczepenski, R.; Zhang, X. (2008).Simulating Wax Deposition in Pipeline for Flow Assurance. Energy & Fuels, 22, 729-741.
14. El pozo ilustrado (2001).Quinta edición ediciones Fonceid.

15. Evdokimov, I. N.; Eliseev, N. Yu.; Eliseev, D. Yu. (2001). Rheological Evidence of Structural Phase Transitions in Asphaltene-Containing Petroleum Fluids. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 30, 199-211.
16. Falcón, J. et al. (septiembre 2009). Efecto del Campo Magnético en Mezcla de Petróleo y Emulsiones. Trabajo presentado en México.
17. Falcón, J. (marzo 2009). Reducción de la Viscosidad del Petróleo Empleando Productos de la Pirólisis. Segundo Congreso Cubano de Petróleo y Gas. Presentado Tercera Convención Nacional de Ciencias de la Tierra Palacio de Convenciones, C. habana.
18. Falcón, J.; Mesa, J. et al. Agentes Emulsionantes de Productos de Pirólisis Rápida para Manejo de Petróleo Crudo. Artículo en proceso de publicación.
19. Fortuny, M. et al (2007) Effect of Salinity, Temperature, Water Content and pH on the Microwave Demulsification of Crude Oil Emulsions. *Energy & Fuels*, 21, 1358-1364.
20. Garcell, L. R. (2001). Flujo por Tuberías de Suspensiones Minerales No Newtonianas. Facultad de Ingeniería Química, Universidad de Oriente. Santiago de Cuba.
21. Garcell, L.; Morales, P.; Andres-Vergés, M.; Tarjat, P.; Serna, C.J. (1998). Interfacial and Rheological Characteristics of Maghemite Aqueous Suspensions. *Journal of Colloid and Interface Science*, 205, 470-475.
22. Garcell, L.R. (2008) "Flujo por tuberías de suspensiones minerales no newtonianas". Curso de post grado. Facultad de Ingeniería Química Universidad de Oriente, Santiago de Cuba.
23. García-Cuellar, J.; Arreguín-Sánchez, F.; Hernández S.; Lluch-Cota, D. (2004). Impacto Ecológico de la Industria Petrolera en la Sonda de Campeche, México, Tras Tres Décadas de Actividad: Una Revisión. *INCI*, 29, 6, 311-319.
24. Geal, D. Ulrich; Palligarnai, T. Vasudevan. (2006). Short-Cut Piping Costs. *Chemical Engineering*, 113, 3, 44-49.
25. Guevara, E.; Medición de Flujos Multifásicos: Pasado, Presente y Futuro. *Visión Tecnológica*, Vol 3, 77-82.

26. Gutiérrez, X.; et al. Estabilidad de Emulsiones de Bitumen con Surfactantes Iónicos. *Visión Tecnológico*, 3, 2, 5-12.
27. Himmelsbach, W. et al.(2006) Mixing Systems: Design and Scale up. *Chemical Engineering*, 113, 3, 46-53.
28. Loskutov Yu. V; Yudina V. N.(2006) "Rheological Behavior of Oils in a Magnetic Field" *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, Vol. 79, No. 1.
29. Montero, J. M. (2003).¿Es Posible el Desarrollo Sustentable en la Minería? *Minería y Geología Nos*, 1-2, 89-93.
30. Palozzolo, A. (2000).Selecting Secondary Containment Piping. *Chemical Engineering*, 107, 1, 90-93.
31. Rocha, L.; Silva, M.; da Silva, (2006).A. Inhibition of Asphaltene Precipitation in Brazilian Crude Oils Using New Oil Soluble Amphiphiles. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 51, 26-36.
32. Rodríguez, G. (2001) El Lago de Maracaibo como Cuenca Anaeróbica Natural: Uso de Líneas de Base Históricas en Estudios de Impacto Ambiental. *INCI*, 26, 10, 450-456.
33. Rondón, M.; Pereira, J.C.; Bouriart, P. (2008) Breaking of Water in Crude Oil Emulsions. 2. Influence of Asphaltene Concentration and Diluent Nature on Demulsifier Action. *Energy & Fuels*, 22, 702-707.
34. Shaojun Wang et al.(2006): Experimental and Theoretical Investigation of the Zaoyuan Field Heavy Oil Flow Through Porous Media, *J. Petrol. Sci. Eng.*, **50**, 2, 83-101.
35. Skelland A.H.P. (1970).Non Newtonian Flow and Heat Transfer. Ediciones Revolucionarias. La Habana.
36. Spiric, Z.; Veil, J. A.(2001). International Petroleum Environmental Conference (IPEC) Offers Opportunity for Exchange of Ideas. *NAFTA*, 2, 52, 63-69.
37. Sun, R.;(1996). Shook, C.A. Inversion of Heavy Crude Oil-in-Brine Emulsions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 14, 169-182.
38. Tao, R.; Xu, X.(2006). Reducing the Viscosity of Crude Oil by Pulsed Electric or Magnetic Field. *Energy & Fuels*, 20, 2046-2051.

39. Turro, A. (2007). Transporte de Fluidos de Suspensiones no Newtonianas por Tuberías. Curso de post grado. Facultad de Metalurgia y Electromecánica, Instituto superior Metalúrgico de Moa.
40. Venkatesan, R. et al.(2005). The Strength of paraffin gels formed under static and flow conditions. Chemical Engineering Science, 60, 3587-3598.
41. Vinay, G.; Wachs, A.; Friggard, I.(2007). Start-up Transients and Efficient Computation of Isothermal Waxy Crude Oil Flows. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics, 143, 141-156.
42. Yeh, L. (2000) Surfactants Tackle Subsurface Pollutants. Chemical Engineering, 107, 6, 103-106.

ANEXOS

Anexo A1 Tabla A1.1 Composición química de los hidrocarburos

Tabla 1-1. Composición química de los hidrocarburos				
Nombre y fórmula del grupo de series	Nombre	Fórmula	Estado	Notas
Parafinas C_nH_{2n+2}	METANO	CH_4	Gas	Estos hidrocarburos pueden subdividirse aún más en cierto número de la serie isómera: parafinas primarias, secundarias y terciarias, que aunque tienen igual porcentaje de composición, difieren en propiedades físicas debido a las diferencias de arreglos atómicos internos en sus moléculas. Esta serie está presente prácticamente en todos los petróleos pero es preponderante en los de "base parafínica". Los componentes más livianos de la serie -gases y líquidos- están generalmente asociados con petróleos de base asfáltica. Los gases arrastran vapores de la forma líquida todo el tiempo. El gas natural está compuesto exclusivamente de los hidrocarburos más livianos (gases) de esta serie. Los hidrocarburos de esta serie contienen el más alto porcentaje de hidrógeno y son los más estables.
	ETANO	C_2H_6	Gas	
	PROPANO	C_3H_8	Gas	
	BUTANO	C_4H_{10}	Gas	
	PENTANO	C_5H_{12}	Líquido	
	HEXANO	C_6H_{14}	Líquido	
	HEPTANO	C_7H_{16}	Líquido	
	OCTANO	C_8H_{18}	Líquido	
	a			
	HEXADECANO	$C_{16}H_{34}$	Líquido	
	HEXAOCETANO	$C_{18}H_{38}$	Sólido	
	EICOSANO	$C_{20}H_{42}$	Sólido	
	a			
	PENTATRICONTANO	$C_{30}H_{72}$	Sólido	
Olefinas C_nH_{2n} Polimetilénos $(C_nH_{2n})_x$ (Originalmente llamados naftenos)	ETILENO	C_2H_4	Gas	Estos hidrocarburos son relativamente de poca saturación y constituyen la llamada cadena de "anillos abiertos". Incluyen varias series independientes, diferentes en características físicas y químicas, aunque son idénticas en su porcentaje de composición. Una de ellas, la serie de las olefinas, es relativamente inestable.
	PROPILENO	C_3H_6	Gas	
	BUTILENO	C_4H_8	Gas	
	AMILENO	C_5H_{10}	Líquido	
	HEXILENO	C_6H_{12}	Líquido	
	EICOSILENO	$C_{20}H_{40}$	Líquido	
	CEROLENO	$C_{27}H_{54}$	Sólido	
	MOLENO	$C_{30}H_{60}$	Sólido	
Acetilenos C_nH_{2n-2}		$C_{12}H_{22}$		Los de rango inferior de esta serie no se han encontrado en el petróleo. Pero los de rango superior son característicos de muchos crudos.
		$C_{14}H_{26}$		
		$C_{16}H_{30}$		
		$C_{19}H_{36}$		
		$C_{21}H_{40}$		
		$C_{22}H_{42}$		
		$C_{24}H_{46}$		
Terpenos C_nH_{2n-4}		$C_{23}H_{42}$		Los compuestos superiores de esta serie se encuentran generalmente en pequeñas cantidades en todos los crudos de alta densidad.
		$C_{24}H_{44}$		
		$C_{25}H_{46}$		
Bencenos C_nH_{2n-6} (Hidrocarburos aromáticos)	BENCENO	C_6H_6		Se encuentran en pequeñas cantidades en todos los petróleos.
	TOLUENO	C_7H_8		
	XILENO	C_8H_{10}		
	CUMENO	C_9H_{12}		
	CIMENO, etc.	$C_{10}H_{14}$		

Anexo A1.1 Características físicas de los crudos

Color

Los crudos pesados y extra pesados son negros casi en su totalidad, lo cual a dado el calificativo de oro negro, sin embargo por transmisión de la luz, los crudos pueden tener color amarillo pálido tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro.

Olor

El olor de los crudos es aromático como el de la gasolina, del kerosene u otros derivados. Si el crudo contiene azufre tiene un olor fuerte hasta repugnante, como huevo podrido. Si contiene sulfuro de hidrogeno, los vapores son irritantes, tóxicos y hasta mortíferos.

Sabor

El sabor de un crudo es una propiedad que se torna importante cuando el contenido de sal es bastante alto. Esta circunstancia requiere que el crudo sea tratado adecuadamente en las instalaciones de producción del campo para ajustarle la sal al mínimo (gramos por metro cúbico) aceptable por los compradores y por las refinerías.

Índice de refracción

Los crudos poseen un índice de refracción entre 1.39 a 1.49, medido por un refractómetro.

Coefficiente de expansión

Varía entre 0.00036 y 0.00096 (Temperatura ° C por volumen)

Punto de ebullición

El punto de ebullición varía desde un valor algo menor que la temperatura atmosférica hasta la temperatura igual, o por encima, de 300 ° C.

Punto de congelación

Varía desde 15.5 °C hasta la temperatura de - 45 °C. Depende de las propiedades y características de cada crudo o derivado. Este factor es importante al considerar el transporte de los hidrocarburos y las estaciones, principalmente el invierno y las tierras gélidas.

Punto de deflagración

Varía desde -12 °C hasta 110 °C. Reacción vigorosa que produce calor acompañada de llamas y/o chispas.

Punto de quema

Varía desde 2 °C hasta 115° C.

Poder calorífico

Puede ser entre 8500 y 11350 calorías / gramo. Entre BTU / libra puede ser de 15350 a 22000. (BTU es la unidad térmica británica).

Tabla de valores caloríficos de derivados del petróleo (carburantes).

Sustancia	Poder Calorífico (kilocalorías/ kilo)	Poder Calorífico (BTU / libra)
Gasolina	10555	19000
Hidrogeno	28880	52000
Carbono	8055	14000

Calor específico

Varía entre 0.40 y 0.52. El promedio de la mayoría de los crudos es de 0.45. Es la relación de la cantidad de calor requerida para elevar su temperatura un grado

respecto a la requerida para elevar un grado la temperatura de igual volumen o masa de agua.

Calor latente de vaporización

Para la mayoría de los hidrocarburos parafínicos y metilenos acusa entre 70 y 90 kilocalorías / kilogramo o 130 a 160 BTU / libra.

Anexo A1 Tabla A1.2 Oleoductos del país y operaciones en el transporte de crudos.

VENEZUELA: PRINCIPALES OLEODUCTOS EXISTENTES POR COMPAÑÍAS AL 31-12-1996						
EMPRESA	De	A	Longitud en Km	Diámetro (cm)	Capacidad m ³ /día	Volumen transportado durante el año m ³
Lagoven	Ulé	Amuay N° 1	188,60	60,00	60,382	19.740.570
	Ule	Amuay N° 2	230,30	60,00	65,149	14.142.100
	Ulé 1/	La Salina	14,50	66,04	65,149	13.972.500
	Pta. Gorda	La Salina	70,90	53,00	51,484	15.736.290
	Ulé	La Salina	14,70	40,64	41,886	
	Ulé 1/	La Salina	14,50	86,36	57,204	
	Temblador	Carípito	155,50	58,42	15,572	15.291.370
	Morichal	T. Pta. Cuchillo	70,00	61,00	10,328	11.287.090
	Jusepín	Travieso	26,00	51,00	37,342	112.298.860
	Jusepín	Travieso	26,00	66,04	21,452	17.071.050
Total Lagoven			748,00		425,948	159.539.830
Maraven	Cabimas	Pto. Miranda	44,20	86,36	73.396	15.413.300
	Palmarejo	Cardón	246,50	76,2	45.763	1.207.640
	Pto. Miranda	Cardón	227,50	76,2	43.763	16.922.850
	Bachaquero	Pto. Miranda	105,50	76,2	76.272	20.273.310
	Motatán -2	San Lorenzo K-15	14,50	30,48	11.000	40.099.620
	Mene Grande	Misoa	17,00	30,48	07.945	206.570
	Barúa	Boquete	7,00	20,3	06.356	127.120
	Boquete	K-15	12,00	30,48	09.693	365.470
Total Maraven			674,20		274.188	58.615.880
Corpoven	P.T. Anaco	Pto. La Cruz	100,00	65,04	5.492	13.892.627
			40,64			

	P.T. Anaco	Km 52/Pto. La Cruz	100,00	40,64	5.492	
			73,00	30,48	inactiva	
	P.T. Anaco	Pto. La Cruz	100,00	40,64	5.492	11.199.272
				30,48		
	P.T.Oficina	Pto. La Cruz	155,57	76,20	67.056	15.683.430
	P.T.Oficina	Anaco	58,00	40,64	7.151	1.247.365
	P.T. Travieso	Pto. La Cruz	152,00	40,64	127.200	43.093.680
			152,00	66,04		
			152,00	76,20		
	Las Palmas	Pto. La Cruz	162,00	40,64	5.244	286.020
	Silvestre	El Patio	338,00	50,80	23.000	8.231.020
	Maya Larga	Silvestre	250,00	50,80	19.704	6.721.470
	Total de Corpoven		1.833,2		265.831	100.354.884
			1			
Bitor	P.T. Oficina 2/	Jose 1/	103,00	91,44	12,712	
			52,00	66,04		
	Total de Bitor		155,00		12,712	
	Total Venezuela		3.410,4		978.679	218.510.594
			1			

Anexo A1.2 Ecuaciones fundamentales para el cálculo de los términos de energía cinética y pérdidas por fricción correspondiente a la ecuación de Bernoulli aplicados a materiales no newtonianos.

El término de energía cinética promedio por unidad de masa puede ser estimado mediante la expresión siguiente:

$$Ec = \frac{\langle V \rangle^2}{2\alpha} \quad (A1.1)$$

El coeficiente α es en factor de corrección para los perfiles de velocidad:

a) Fluidos newtonianos.

$$\alpha \approx 1 \quad (\text{régimen turbulento})$$

$$\alpha = 1/2 \quad (\text{régimen laminar})$$

b) Fluidos pseudoplásticos.

$$\alpha = \frac{(2n+1)(5n+3)}{3(3n+1)^2} \quad (\text{régimen laminar}) \quad (A1.2)$$

donde, n es el índice de flujo del modelo Ostwald de Waele.

c) Fluidos plásticos (Bingham).

$$\alpha = \frac{1}{\left[2 - \frac{\tau_0}{\tau_w} \right]} \quad (\text{régimen laminar}) \quad (A1.3)$$

siendo τ_0 el esfuerzo cortante inicial del modelo Bingham y τ_w el esfuerzo cortante aplicado en la pared del tubo para un valor dado de $\dot{\gamma}^0$ (dentro de la región de la curva de flujo que sigue el modelo).

El término de pérdidas por fricción, $\sum F$, puede estimarse mediante la siguiente expresión.

$$\sum F = \frac{1}{2} V^2 e_v \quad (\text{A1.4})$$

En la que e_v (adimensional) es el factor de pérdidas por fricción, el cual es una función del número de Reynolds y las relaciones geométricas del sistema de flujo.

Para el flujo por tuberías rectas circulares se tiene

$$e_v = 4f \left(\frac{L}{D} \right) \quad (\text{A1.5})$$

donde f es el coeficiente de fricción o de Fanning.

Combinando las expresiones (A1.4) y (A1.5), se obtiene:

$$\sum F = 2f \left(\frac{L}{D} \right) \frac{\langle V \rangle^2}{2} \quad (\text{A1.6})$$

Régimen laminar

Para fluidos newtonianos y los que siguen el modelo de Ostwald de Waele (seudoplásticos y dilatantes), el coeficiente de Fanning solo es función del número de Reynolds.,¹

$$f = \frac{16}{\text{Re}} \quad (\text{A1.7})$$

El número de Reynolds (Re) se define según la naturaleza reológica del fluido como sigue:

Newtoniano

$$\text{Re} = \frac{D \langle V \rangle \rho}{\mu}$$

Seudoplástico y dilatante

$$\text{Re} = \frac{8^{1-n} D^n \langle V \rangle^{2-n} \rho}{K} \left(\frac{4n}{3n+1} \right)^n \quad (\text{A1.8})$$

Régimen turbulento

Para el caso de los fluidos no newtonianos no existen suficientes evidencias del efecto de la rugosidad de la pared del tubo sobre el coeficiente Fanning del flujo turbulento, dado que la subcapa laminar es más gruesa en los fluidos no newtonianos que en los newtonianos. Es por ello que la mayoría de los autores desprecian el efecto de la rugosidad en el flujo no newtoniano, y consideran como si el flujo tuviera lugar a través de tubos lisos.

Dodge y Matzner han propuesto una relación de f vs. Re para fluidos seudoplásticos y dilatantes del tipo de la ecuación de Blasius, cuyos coeficientes y exponentes son función del índice de flujo n :

$$f = \frac{A}{Re^B}$$

los valores de A y B se dan a continuación:

N	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4
A	0,0647	0,071	0,074	0,076	0,079	0,081	0,083
B	0,35	0,306	0,28	0,264	0,25	0,24	0,23

$$\text{siendo } n = \frac{d \log \tau}{d \log Q}$$

Los valores de n distintos a los de la tabla pueden obtenerse por interpolación, aplicando algún método numérico. También, para los estimados de f , puede utilizarse la figura 2.7.

Anexo A1.3 Cálculo de potencia requerida de agitadores para fluidos newtonianos y no newtonianos.

El requerimiento de potencia para hacer rotar el eje y cuchillas del impelente a través del fluido puede expresarse en función de lo siguiente:

1. Propiedades geométricas: diámetro del impelente D , diámetro del tanque o recipiente D_T , profundidad del líquido H , altura del impelente por encima del fondo del impelente C , longitud de las cuchillas del impelente L , ancho de las cuchillas del impelente W , anchura de deflectores J , números de cuchillas del impelente B y número de deflectores R .
2. Propiedades físicas de los fluidos: densidad ρ y viscosidad μ .
3. Cantidades cinemáticas y dinámicas: velocidad de rotación del impelente N y la aceleración de gravedad g .

Parte de la potencia puede usarse para producir ondas en la superficie del líquido o de sostener un vórtice en el líquido alrededor del eje impulsor. Estas ondas superficiales y vórtices se eliminan efectivamente solo si:

- a) La velocidad del impulsor es baja.
- b) Los deflectores están adecuadamente y correctamente colocados.
- c) El impulsor está bien situado en el centro del eje vertical del recipiente.

Requerimientos de potencia para agitar fluidos no newtonianos.

El número de potencia decrece con el incremento del número de Reynolds para fluidos newtonianos pero, aumenta constantemente cuando el número de Reynolds es superior a 10000. En la región totalmente turbulenta, el conocimiento de las propiedades reológicas es innecesario para propósitos de obtener la energía consumida.

Esta situación es más complicada para fluidos no newtonianos, sin embargo, en el caso de formulación de algún número de Reynolds efectivo es necesario porque puede decidir si opera en una región constante o de variación del número de potencia para sistemas totalmente turbulento.

Metzner y Otto, y Magnusson proponen que un promedio de corte $(du/dr)_A$ debe existir en un recipiente agitado. Metzner y Otto después asumen que $(du/dr)_A$ es una relación lineal con la velocidad de rotación del impelente:

$$\left(\frac{du}{dr}\right)_A = k_s N \quad (1.10)$$

La validación de estos se estableció posteriormente en hipótesis de los patrones de flujo turbulentos, agitación de recipientes por Metzner y Taylor.

El valor de k_s se obtiene de repetir varios N que permite encontrar el mejor valor estimado de k_s .

Una recopilación de todos los datos publicados de N_p contra $D^2 N \rho / \mu_A$ para fluidos no newtonianos se presenta en el Anexo A2 Fig. A2.3. Estas curvas representan valores promedios publicados, los cuales están identificados en la tabla A2.1, del Anexo A2, la que también da valores de k_s usados para calcular μ_A para varias curvas.

El procedimiento para obtener la potencia consumida en un sistema de agitación no newtoniana para un valor específico de N es el siguiente:

1. El valor $(du/dr)_A$ es calculado por la ecuación (1.10), usando el apropiado k_s del Anexo A2 de la tabla A2.1.
2. El correspondiente μ_A se obtiene por la curva de flujo para $\mu_A = \tau / (du/dr)$.

3. El número de Reynolds es evaluado para $D^2 N \rho / \mu_A$. El número de potencia, N_p , puede ser leído, apropiadamente, en el gráfico de Anexo A2 Fig. A2.3 y el valor de P es calculado de N_p .

Anexo A2.1 Fuerza impulsora (pérdidas por fricción) desconocida, $\sum F$

Para el cálculo de $\sum F$ se aplica la ecuación (A2.1):

$$\sum F_{total} = 2f \left(\frac{L_T}{D} \right) v^2 + \sum K_{accesorios} v^2 \quad (A2.1)$$

Ello requiere conocer el valor del factor de fricción.

Para los **fluidos seudoplásticos**, las propiedades del flujo son n y K . Los números adimensionales apropiados son los números de f , N_{Re} y n , los cuales pueden ser determinados en el Anexo A2 Fig.A2.2 donde se obtiene el valor de f directamente.

1. Se calcula el número de Reynolds utilizando la siguiente ecuación:

$$N_{Re} = \frac{2^{7-3n} \rho Q^{2-n}}{K \pi^{2-n} D^{4-3n}} \left(\frac{n}{3n+1} \right)^n \quad (A2.2)$$

2. Se calcula el factor de fricción en el Anexo A2 Fig.A2.2

3. Se calcula $\sum F_{totales}$ por la ecuación A2.1

El procedimiento a seguir es similar para los **fluidos newtonianos**.

Todas las variables y parámetros relevantes están relacionados exclusivamente a través de tres variables adimensionales f , N_{Re} y ε/D y por el diagrama de Moody.

1. Se calcula el número de Reynolds a través de la siguiente expresión:

$$N_{Re} = \frac{4Q\rho}{\pi D \mu}, \quad (A2.3)$$

2. Se calcula ε/D por el diagrama de Moody. Anexo A2 Fig.A2.1
3. Se determina f a través del diagrama de Moody, para $N_{Re} < 2100$, se utiliza

$$f = 16/N_{Re} \quad (A2.4)$$
4. Se calcula $\sum F_{total}$ por la ecuación (A2.1)

Flujo desconocido

En este caso, para los **materiales pseudoplásticos**, se requiere conocer el valor de $\sum F$. Para los fluidos pseudoplásticos se conocen, además, los valores de $\sum F$, K y n , siendo la variable adimensional característica el f . Un valor razonable de partida para f es 0,005 basado en el Anexo A2 Fig.A2.2.

En este caso lo desconocido, que es el caudal, aparece en dos de las variables como el N_{Re} y f , lo cual requiere una estrategia diferente para su solución.

Generalmente para un fluido con características newtonianas se conocen $\sum F$, D , L , ε , μ , ρ y se desconoce el flujo Q .

La estrategia consiste en redefinir las dimensiones mediante la combinación de los grupos de variables originales de tal manera que la variable desconocida aparece en un grupo. Por ejemplo, f y Re se pueden combinar para cancelar lo desconocido (Q) de la siguiente manera:

$$fN_{Re}^2 = \left(\frac{\sum F \pi^2 D^5}{32LQ^2} \right) \left(\frac{4Q\rho}{\pi D \mu} \right)^2 = \frac{\sum F \rho^2 D^3}{2L\mu^2} \quad (A2.5)$$

Como el número de Reynolds es desconocido de manera explícita no es posible una solución utilizando el factor de fricción y el diagrama de Moody. Se puede obtener un

resultado con una prueba de error para una variable desconocida iterando el proceso hasta que los valores se ajustan.

Es recomendable iterar los valores de f ya que la respuesta se consigue más rápido que los de N_{Re} .

Utilizando este enfoque el procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Se determina n por la curva de flujo.
2. Se selecciona un valor de f ; por ejemplo, $f = 0.003$.
3. Se calcula N_{Re} a partir de la expresión:

$$N_{Re} = \sqrt{\left(\frac{\sum F_{total} \rho^2 D^3}{2 f L \mu^2} \right)} \quad (A2.6)$$

4. Se rectifica el valor de f supuesto, en el Anexo A2 Fig.A2.2 utilizando los valores de n y N_{Re} determinados en los pasos 1 y 3.

Si el nuevo valor de f es diferente al supuesto, entonces calcular un nuevo valor de N_{Re} , insertando el nuevo f en la ecuación (A2.6).

5. Repetir los pasos 3 y 4 hasta que f no cambie.
6. Calcular Q por la expresión (A2.7):

$$Q = \frac{\pi D \mu N_{Re}}{4 \rho} \quad (A2.7)$$

Para los fluidos newtonianos el procedimiento es igual al de los pseudoplásticos, pero, en el paso 1 se determina ε/D , y en el paso 4 se utiliza el grafico de Moody.

Diámetro desconocido.

En este tipo de problemas se desea determinar el diámetro de la tubería que transporta un determinado fluido (newtoniano o no newtoniano), para un determinado caudal (Q), para una determinada longitud (L) y una fuerza impulsora $\sum F$. Debido a que el diámetro que es un valor desconocido y aparece en cada una de las ecuaciones, es necesario reagruparlas de la forma más conveniente para poder obtener la solución a estos problemas.

Para los problemas con fluidos newtonianos por lo general son conocidos $\sum F$, Q , L , ε , ρ , μ para conseguir el valor del D .

Se puede eliminar el valor de la incógnita (D) en dos de las tres ecuaciones básicas (N_{Re} , ε/D y f) de la manera siguiente:

$$fN_{Re}^5 = \left(\frac{\sum F \pi^2 D^5}{32LQ^2} \right) \left(\frac{4Q\rho}{\pi D \mu} \right)^5 = \frac{32 \sum F \rho^5 Q^3}{\pi^3 L \mu^5} \quad (A2.8)$$

$$N_R = \frac{N_{Re}}{\varepsilon/D} = \frac{4Q\rho}{\pi \mu \varepsilon} \quad (A2.9)$$

Así que las tres ecuaciones a utilizar para resolver estos problemas son fN_{Re} , N_{Re} y N_R siendo la ecuación del N_{Re} la única donde aparece la incógnita D , por lo que se estima un valor de f para obtener los valores en las otras ecuaciones, ya que ε/D es también desconocido. Por lo tanto, el siguiente procedimiento se recomienda para obtener la solución a estos problemas:

1. Calcular fN_{Re}^5 para utilizarla con cantidades conocidas.
2. Asumir $f=0,005$.

3. Calcular N_{Re} :

$$N_{Re} = \left(\frac{f N_{Re}^5}{0,005} \right)^{1/5} \quad (A2.10)$$

4. Calcular D con N_{Re}

$$D = \frac{4Q\rho}{\pi \mu N_{Re}} \quad (A2.11)$$

5. Calcular ε / D

6. Determinar f por el diagrama de Moody usando los valores por encima del N_{Re} y ε / D (si $N_{Re} < 2000$, utilizar $f = 16 / N_{Re}$).

7. Comparar los valores de f para el paso 6 con los asumidos en el paso 2. Si ellos no coinciden, usar los resultados del paso 6 para f en el paso 3 en lugar de 0,005 y repetir los pasos del 3-7 hasta que ellos coincidan.

Para los fluidos que tienen un comportamiento **seudoplástico** por la ley de potencia, por lo general se conocen $\sum F, Q, K, n, \rho, L$ y se desconoce D .

El procedimiento es análogo al utilizado con los fluidos newtonianos. En este caso la ecuación a utilizar $f N_{Re}^{5/(4-3n)}$ (donde se llama C por conveniencia) es independiente de D :

$$f N_{Re}^{5/(4-3n)} = \left(\frac{\pi^2 \sum F}{32 L Q^2} \right) \left[\frac{2^{7-3n} Q^{2-n}}{K \pi^{2-n}} \left(\frac{n}{3n+1} \right)^n \right]^{5/(4-3n)} = C \quad (A2.12)$$

El siguiente procedimiento puede usarse para calcular D .

1. Calcular C utilizando la ecuación (A2.12)

2. Asumir $f = 0,005$

3. Calcular N_{Re} por la ecuación (A2.13):

$$N_{Re} = \left(\frac{C}{f} \right)^{(4-3n)/5} \quad (A2.13)$$

4. Calcular f por el Anexo A2 Fig.A2.2 utilizando el valor de N_{Re} del paso anterior

Comparar el resultado del paso 4 con el valor asumido en el paso 2. Si ellos no coinciden, utilizar el valor de f del paso 4 en el paso 3, y repetir los pasos 3-5 hasta que coincidan.

El diámetro D se obtiene para el último valor de N_{Re} del paso 3

$$D = \left[\frac{2^{7-3n} \rho Q^{2-n}}{K \pi^{2-n} N_{Re}} \left(\frac{n}{3n+1} \right)^n \right]^{1/(4-3n)} \quad (A2.14)$$

Potencia de bomba instalada.

Otro problema que puede presentarse es la evaluación del sistema de bombeo (Garcell, L.2000). En estos casos se requiere comprobar si la potencia de la bomba instalada es la adecuada. Para ello es necesario aplicar al sistema completo la ecuación (1.7) del balance de energía mecánica.

En dicha ecuación surgen dos incógnitas: $(-w_s)$ y $\sum F$. El término $\sum F$ se determina por el procedimiento ya explicado, y de la ecuación del balance de energía mecánica se obtiene $(-w_s)$.

Si $(-w_s)$ es el gasto de energía (o trabajo de la bomba) por unidad de masa del fluido, la potencia tomada por el fluido es:

$$N = (-W_s)Q_m = (-W_s)\rho Q \quad (\text{A2.15})$$

Donde Q_m es el flujo másico.

Pero, toda la energía que recibe el equipo impulsor no pasa al fluido, ya que siempre hay pérdidas provocadas por el rozamiento de las partes metálicas en movimiento y por el propio movimiento del fluido dentro de la bomba. El equipo impulsor, a su vez, necesita un motor que le suministre la potencia requerida. La potencia del motor es N' , por lo que la eficiencia del sistema completo es:

$$\xi = \frac{N}{N'} \quad (\text{A2.16})$$

denominada eficiencia motor - bomba. Por lo tanto,

$$N' = \frac{(-W_s)Q_m}{\xi} \quad (\text{A2.17})$$

Teniendo en cuenta la reserva para las posibles sobrecargas, el motor se instala con una potencia algo mayor N_i que la potencia consumida N' , es decir,

$$N_i = \beta_i N' \quad (\text{A2.18})$$

El coeficiente β_i se toma en dependencia de N' , según la tabla siguiente:

N' , kW	β_i
50	1,1
5 – 50	1,15 – 1,2
1 – 5	1,2 – 1,5
1	1,5 – 2,0

Anexo A2 Fig A2.1 Diagrama de Moody (factor de fricción para fluidos newtonianos)

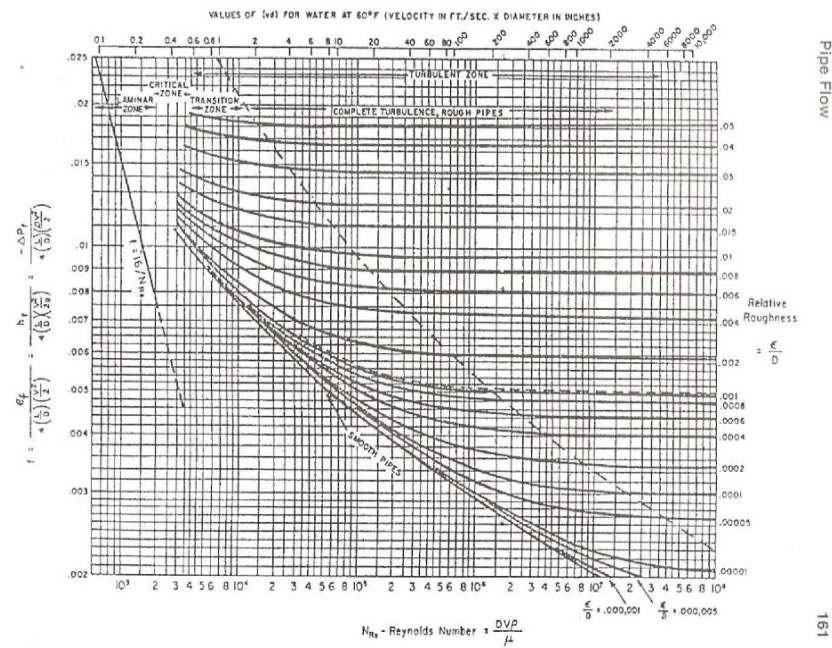
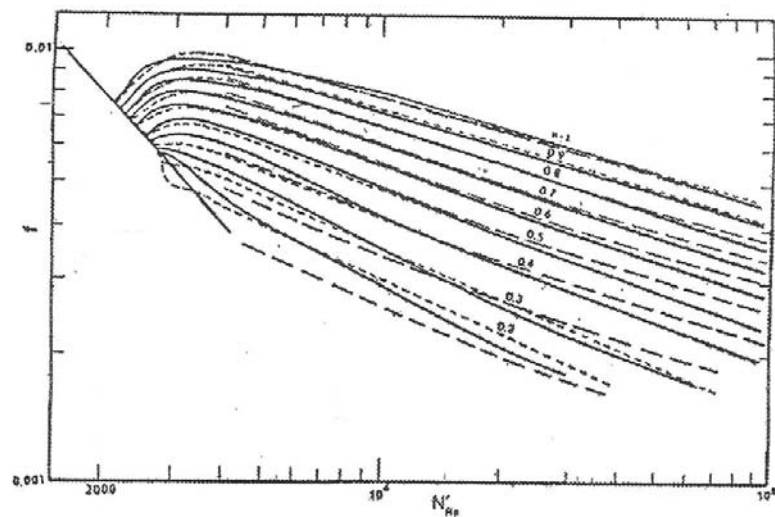
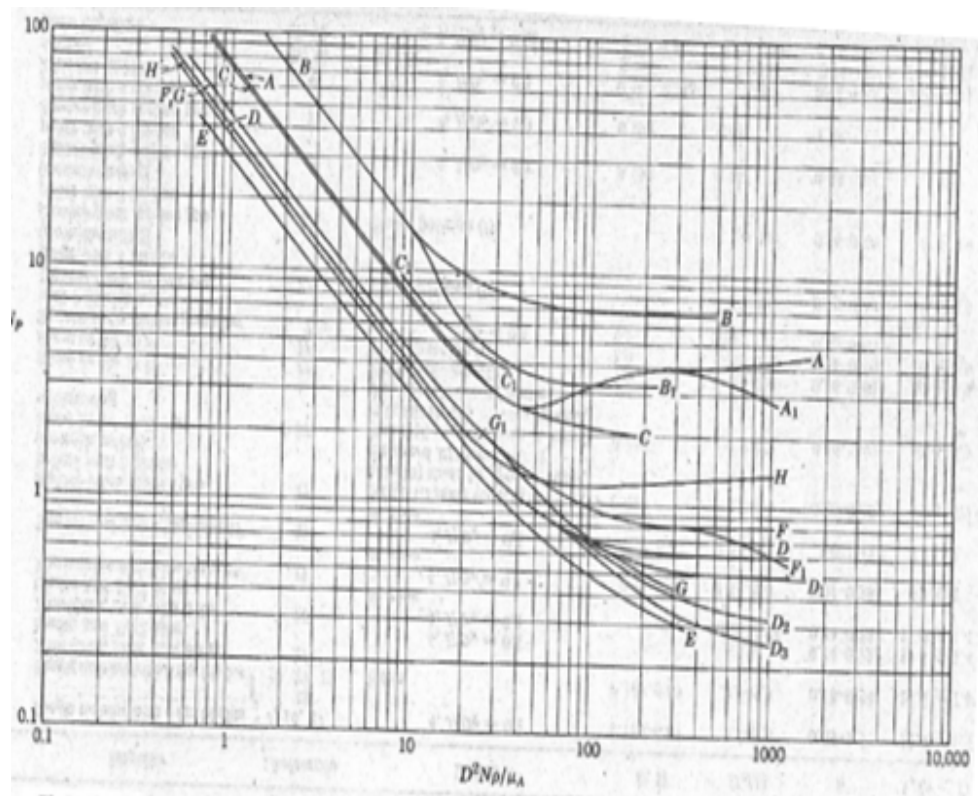


FIGURE 6-4 Moody diagram.

Anexo A2 Fig. A2.2 Factor de fricción de Fanning para fluidos seudoplásticos



Anexo A2 Fig. A2.3 Correlación de N_p contra N_{Re} para agitar fluidos no newtonianos



Anexo A2 Tabla A2.1 Información para el uso de la Fig. A2.3 del Anexo A2.

Curve	Impeller	Reference	Baffles	D , ft	D_T/D	n	$k, (n < 1)$
<i>A-A</i>	Single turbine with 6 flat blades	7, 14, 27, 28	4, $J/D_T = 0.1$	0.167-0.67	1.3-5.5	0.05-1.5	11.5 ± 1.5
<i>A-A₁</i>	Single turbine with 6 flat blades	14, 27, 28	None	0.167-0.67	1.3-5.5	0.18-0.54	11.5 ± 1.4
<i>B-B</i>	2 turbines, each with 6 flat blades and $D_T/2$ apart	27	4, $J/D_T = 0.1$	—	3.5	0.14-0.72	11.5 ± 1.4
<i>B-B₁</i>	2 turbines, each with 6 flat blades and $D_T/2$ apart	27	4, $J/D_T = 0.1$	—	1.023-1.18	0.14-0.72	11.5 ± 1.4
<i>C-C</i>	Fan turbine with 6 blades at 45°	27	or none 4, $J/D_T = 0.1$	0.33-0.67	1.33-3.0	0.21-0.26	13 ± 2
<i>C-C₁</i>	Fan turbine with 6 blades at 45°	27	or none 4, $J/D_T = 0.1$	0.33-0.67	1.33-3.0	1.0-1.42	13 ± 2
<i>D-D</i>	Square-pitch marine propellers with 3 blades (downthrusting)	27	or none None, (i) shaft vertical at vessel axis, (ii) shaft 10° from vertical, displaced $R/3$ from center	0.417	2.2-4.8	0.16-0.40	10 ± 0.9
<i>D-D₁</i>	Same as for <i>D-D</i> but upthrusting	27	None, (i) shaft vertical at vessel axis, (ii) shaft 10° from vertical, displaced $R/3$ from center	0.417	2.2-4.8	0.16-0.40	10 ± 0.9
<i>D-D₂</i>	Same as for <i>D-D</i>	27	None, position (ii)	1.0	1.9-2.0	0.16-0.40	10 ± 0.9
<i>D-D₃</i>	Same as for <i>D-D</i>	27	None, position (i)	1.0	1.9-2.0	0.16-0.40	10 ± 0.9
<i>E-E</i>	Square-pitch marine propeller with 3 blades	7	4, $J/D_T = 0.1$	0.5	1.67	0.16-0.60	10
<i>F-F</i>	Double-pitch marine propeller with 3 blades (downthrusting)	27	None, position (ii)	—	1.4-3.0	0.16-0.40	10 ± 0.9
<i>F-F₁</i>	Double-pitch marine propeller with 3 blades (downthrusting)	27	None, position (i)	—	1.4-3.0	0.16-0.40	10 ± 0.9
<i>G-G</i>	Square-pitch marine propeller with 4 blades	7	4, $J/D_T = 0.1$	0.392	2.13	0.05-0.61	10
<i>G-G₁</i>	Square-pitch marine propeller with 4 blades	7	4, $J/D_T = 0.1$	0.392	2.13	1.28-1.68	—
<i>H-H</i>	2-bladed paddle	7	4, $J/D_T = 0.1$	0.283-0.416	2-3	0.16-1.68	$10(n < 1)$
—	Anchor	27, 12	None	0.927	1.02	0.34-1.0	11 ± 5
—	Cone impellers	27, 12	0 or 4, $J/D_T = 0.08$	0.33-0.5	1.92-2.88	0.34-1.0	11 ± 5

Anexo A2 Tabla A2.2 Valores de las 3K para válvulas y accesorios.

	Fitting		$(L/D)_{eq}$	K_m	K_i	K_d
Elbows - 90 deg	Threaded, standard	$r/D = 1$	30	800	0.14	4.0
	Threaded, long radius	$r/D = 1.5$	16	800	0.071	4.2
	Flanged, welded, bend	$r/D = 1$	20	800	0.091	4.0
	Flanged, welded, bend	$r/D = 2$	12	800	0.056	3.9
	Flanged, welded, bend	$r/D = 4$	14	800	0.066	3.9
	Flanged, welded, bend	$r/D = 6$	17	800	0.075	4.2
	Mitered	1 Weld, 90 deg	60	1,000	0.27	4.0
	Mitered	2 Welds, 45 deg	15	800	0.068	4.1
	Mitered	3 Welds, 30 deg	8	800	0.035	4.2
	Threaded, standard	$r/D = 1$	16	500	0.071	4.2
Elbows - 45 deg	Long radius	$r/D = 1.5$	None	500	0.052	4.0
	Mitered, 1 weld	45 deg	15	500	0.086	4.0
	Mitered, 2 welds	22.5 deg	6	500	0.052	4.0
	Threaded,					
Elbows - 180 deg	close return bend	$r/D = 1$	50	1,000	0.23	4.0
	Flanged	$r/D = 1$	None	1,000	0.12	4.0
	All	$r/D = 1.5$	None	1,000	0.10	4.0
Tees	Through-branch (as elbow)					
	Threaded	$r/D = 1$	60	500	0.274	4.0
	Threaded	$r/D = 1.5$	None	800	0.14	4.0
	Flanged	$r/D = 1$	20	800	0.28	4.0
	Stub-in branch		None	1,000	0.34	4.0
	Run through threaded	$r/D = 1$	20	200	0.091	4.0
	Flanged	$r/D = 1$	None	150	0.017	4.0
	Stub-in branch		None	100	0	0
Valves	Angle valve-45 deg	Full line size, $\beta = 1$	55	950	0.25	4.0
	Angle valve-90 deg	Full line size, $\beta = 1$	150	1,000	0.69	4.0
	Globe valve	Standard, $\beta = 1$	340	1,500	1.70	3.6
	Plug valve	Branch flow	90	500	0.41	4.0
	Plug valve	Straight through	18	300	0.084	3.9
	Plug valve	Three-way (flow through)	30	300	0.14	4.0
	Gate valve	Standard, $\beta = 1$	8	300	0.037	3.9
	Ball valve	Standard, $\beta = 1$	3	300	0.017	4.0
	Diaphragm	Dam-Type	None	1,000	0.69	4.9
	Swing check**	$V_{min} = 35 \rho^{-1/2}$	100	1,500	0.46	4.0
	Lift check**	$V_{min} = 40 \rho^{-1/2}$	600	2,000	2.85	3.8

* See Equation (3) ** Units of ρ are lb_m/ft^3