



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**ESTUDIO TEÓRICO-EXPERIMENTAL DEL  
COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE CRUDOS  
PESADOS**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERA PETROLERA**

P R E S E N T A:

**DALIA MARTÍNEZ CRUZ**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**DR. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO**



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.

JUNIO DE 2010.

---

*... Por Tu Sabiduría formaste al hombre para que  
domine a todas las criaturas por debajo de Ti,  
para que gobierne al mundo con santidad y justicia,  
y tome sus decisiones con recta conciencia:  
dame pues la Sabiduría que compartes tu terno,  
y no me excluyas del número de tus hijos.*

*Sabiduría 9:2-4.*

---

---

## AGRADECIMIENTOS

A **Dios**, por darme el maravilloso regalo de existir, por guiar mis pasos y darme la fortaleza y perseverancia para ir detrás de mis sueños.

A mis padres: **Esther y Benigno**, gracias por su apoyo, comprensión e inmenso amor que a lo largo de mi vida me han dado, sin pedir nada a cambio. Gracias por educarme con el ejemplo y hacer de mí una persona de bien, pero sobre todo, porque juntos me han enseñado el valor de la familia, la importancia del respeto y lo imprescindible de la comunicación. Gracias por compartir con migo mis enojos, mis tristezas y mis alegrías. Con amor les dedico este trabajo.

**Angelito**, mi querido hermanito, tengo mil cosas que agradecerte, porque haciendo honor a tu nombre, has sido mi ángel a lo largo de estos años, además de ser para mí ejemplo de humildad, sencillez y paciencia. Sé que en ti encontraré un refugio y una oración cuando lo necesite.

A mis padrinos, **Lucía y Julián**. Gracias por permitirme ser parte de su familia a lo largo de estos cinco años.

A mis abuelos **Cándida y Arturo**, tías (Érica y Yolanda), tíos (Donato y Efraín) y primos (Angélica, Zayra, Rosario y Gamaliel), gracias por confiar en mí, brindarme su apoyo y darme palabras de aliento.

En memoria de mis abuelitos **Caritina y Maximino**, que aunque no estén con migo, sé que recibo su bendición desde donde se encuentren.

A mis amigos:

**Naye Ortiz**, por enseñarme que una sonrisa minimiza los problemas y engrandece las alegrías. **Mary Cuevas**, por tu paciencia, entusiasmo y perseverancia, ejemplos dignos de seguir. **Saúl E. Espinosa**, por ser quién me llevaba la contraria a menudo, y que muy sutilmente me diste a entender que no siempre tuve razón. **Fernanda Gutiérrez**, por escucharme cuando lo necesité y por aguantar mi carácter en varias ocasiones. **Miguel A. Reyes**, por hacerme reír cuando estuve estresada o preocupada. **Paris León**, por tus consejos y frases oportunas, por darme motivos para reflexionar, por ayudarme a enfrentar mis temores pero sobre todo por ser mi apoyo en los últimos semestres de la carrera. **Cipriano Matías**, por tu apoyo y paciencia para explicarme mis dudas en programación. **Marlene Reyes**, por darme ánimos durante el desarrollo de esta tesis y por acompañarme a desayunar quesadillas cuando íbamos al IMP.

---

---

Gracias también a: *Gaby Gómez* y *Griselda Jiménez*, nunca olvidaré la travesura de la práctica de campo; *Karla Segura*, *David Lliteras*, *Oscar Arjona*, *Adán Tello*, *Aarón Retana*, *Oswaldo Olvera* y a todas aquellas personas con las que quizá no conviví mucho pero sin embargo, fueron más que compañeros de aula.

Al **Dr. Edgar Ramírez Jaramillo**. Gracias por su valioso apoyo, paciencia y tiempo invertido durante el desarrollo de este trabajo.

Al **Ing. Octavio Steffani**, gracias por la confianza que depositó en mí y por todos los consejos que me dio a lo largo del tiempo que convivimos, gracias por ser más que profesor, un buen amigo.

A mis sinodales: **Dr. Martín Cárdenas**, **Dr. Sergio Quiñones**, **Dra. Rocío de la Torre** y **M.I. Tomás E. Pérez**, gracias por dedicar parte de su tiempo para revisar esta tesis y por sus valiosos comentarios que la enriquecieron.

Finalmente mi más sincero agradecimiento a mi Alma Mater, la **Universidad Nacional Autónoma de México** y a la **Facultad de Ingeniería**, porque en sus aulas tuve la oportunidad de formarme como profesionalista y conocer a las personas que fueron mi "familia universitaria" a lo largo de mi carrera.

---

---

## ÍNDICE

	Página
Índice de figuras	iii
Índice de tablas	v
Resumen	vii
Introducción	1
Capítulo I. Generalidades de los crudos pesados	
1.1. Definición de crudos pesados y extrapesados	5
1.2. Reología de crudos pesados y extrapesados	9
1.2.1. Ley de Newton de la viscosidad	11
1.2.2. Fluidos no Newtonianos	12
1.2.2.1. Modelo de Bingham	14
1.2.2.2. Modelo de Ostwald de Waele	14
1.2.2.3. Modelo de Herschel y Bulkley	15
1.2.2.4. Modelo de Carreau	16
1.2.3. Medición experimental de las propiedades reológicas	18
1.3. Definición de asfaltenos	21
1.4. Relación del contenido de asfaltenos en la viscosidad	24
Capítulo II. Revisión del estado del arte	26

---

Capítulo III. Desarrollo del modelo reológico	
3.1 Modelo propuesto para calcular la viscosidad de aceites con alto contenido de asfaltenos	35
Capítulo IV. Caso de estudio	44
Capítulo V. Análisis y discusión de resultados	52
Conclusiones	70
Anexo	72
Bibliografía	81

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
I.1.Reservas totales de hidrocarburos	2
Capítulo I	
1.1 Muestra de un aceite viscoso	5
1.2 Deformación continua de un fluido bajo la acción de un esfuerzo	10
1.3 Formación del perfil de velocidad en estado estacionario	12
1.4 Modelos de fluidos no Newtonianos	13
1.5 Diagrama de un reómetro rotacional de cilindros coaxiales	19
1.6 Diagrama de un reómetro rotacional de cono y placa	20
1.7 Estructuras moleculares de los asfaltenos	21
1.8 Fenómeno de agregación de los asfaltenos	22
1.9 Envoltorio de precipitación de asfaltenos	24
Capítulo II	
2.1 Comportamiento de la viscosidad aparente a temperatura constante	28
2.2 Comportamiento de la viscosidad cinemática por efecto de la presión y temperatura	33
Capítulo III	
3.1 Correlación del parámetro D y E con z	40
3.2 Predicción del modelo de Kanti modificado	41
Capítulo IV	
4.1 Predicción de la viscosidad a condiciones de referencia como una función de la viscosidad a 35 MPa y 100°C	45

---

## Capítulo V

5.1 Desviación de la viscosidad calculada respecto a la viscosidad medida	54
5.2 Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida	56
5.3 Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida, variando la composición después de la presión de saturación	58
5.4 Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 140°C y 11% de asfaltenos	59
5.5 Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 140°C y 15% de asfaltenos	59
5.6 Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 140°C y 13% de asfaltenos	61
5.7 Disminución del % peso del primer pseudocomponente	62
5.8 Comportamiento del % peso del segundo pseudocomponente	62
5.9 Comportamiento del % peso del tercer pseudocomponente	62
5.10 Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 140°C	64
5.11 Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 120°C	66
5.12 Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 80°C	67
5.13 Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 60°C	69

## Anexo

A.1 Medición de la viscosidad de las muestras de aceites sintéticos a diferentes temperaturas	78
A.2 Gráfica de viscosidades relativas	79
A.3 Gráfica en términos de la ecuación tipo Arrhenius	80



---

## ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Capítulo I	
1.10 Clasificación del crudo de acuerdo a su densidad	6
Capítulo III	
3.1 Validación del modelo de Kanti	41
Capítulo IV	
4.1 Composición de cada muestra de crudo sintético	46
4.2 Características del <i>Aceite A</i> a condiciones de saturación	47
4.3 Características del <i>Aceite B</i> a condiciones estándar	47
4.4 Composición del <i>Aceite A</i> a condiciones de yacimiento	48
4.5 Composición del <i>Aceite B</i>	49
4.6 Resultados del Análisis SARA del <i>Aceite A</i>	50
Capítulo V	
5.1 Ajuste de las viscosidades de las muestras de crudo sintético	53
5.2 Pseudocomponentes de las muestras de aceites mexicanos	54
5.3 Predicción del comportamiento de la viscosidad del <i>Aceite A</i> , a 156°C	55
5.4 Predicción del comportamiento de la viscosidad del <i>Aceite A</i> variando la composición después de la presión de saturación a 156°C	57
5.5 Predicción del comportamiento de la viscosidad del <i>Aceite B</i> a 140°C con 13% de asfaltenos y a composición constante	60
5.6 Predicción del comportamiento de la viscosidad del <i>Aceite B</i> a 140°C considerando la variación de la composición	63

---

5.7 Predicción del comportamiento de la viscosidad del <i>Aceite B</i> a 120°C considerando la variación de la composición	65
5.8 Predicción del comportamiento de la viscosidad del <i>Aceite B</i> a 80°C considerando la variación de la composición	66
5.9 Predicción del comportamiento de la viscosidad del <i>Aceite B</i> a 80°C considerando la variación de la composición	68

---

## RESUMEN

Con el agotamiento de las reservas de aceite convencional, el interés de las compañías petroleras se ha enfocado en las reservas de aceite pesado, extrapesado y bitumen. Esto ha llevado a realizar distintos estudios para determinar cuál es el mejor método de explotación y procesamiento que involucre eficiencia y bajos costos de operación. Sin embargo, son muchos los factores a considerar (es decir, la cadena de valor completa, desde el yacimiento hasta el transporte y procesamiento), para hacer una correcta evaluación y tomar las decisiones adecuadas para la explotación de tan bastas reservas de aceite no convencional.

El petróleo en su estado natural, es una mezcla de compuestos orgánicos de estructura variada y pesos moleculares diferentes. En general es posible agrupar los constituyentes del petróleo en cuatro grupos orgánicos bien definidos, denominados SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos).

Los asfaltenos se consideran los compuestos más pesados del petróleo con una alta complejidad molecular, motivo por el cual se les conoce sólo por su estructura molecular promedio. Aunque esta fracción de hidrocarburos se encuentra presente en cualquier aceite, en el caso de los crudos pesados, extrapesados y bitúmenes, el porcentaje en peso es más alto (mayor al 10 %) que en los aceites ligeros (cuyo contenido de asfaltenos es menor al 2%).

Como es bien sabido, la viscosidad es un parámetro importante para determinar el método de producción adecuado que nos permitirá recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos posibles. Esto cobra mayor importancia cuando de crudos pesados se tratan, debido a que la viscosidad de éstos es fuertemente dependiente de la estructura química y propiedades fisicoquímicas de los asfaltenos presentes, debido a que estas fracciones causan un marcado aumento de la misma, haciendo difícil de transportar y procesar este tipo de hidrocarburos.

La influencia del contenido de asfaltenos en el crudo ha sido ampliamente analizada, pero aún no se tiene un modelo que caracterice de manera aceptable la influencia de estos compuestos orgánicos en la viscosidad.

---

La falta de datos experimentales que proporcionen una información composicional de los fluidos petroleros, resulta en un pobre conocimiento del comportamiento de la viscosidad dinámica en función de la composición, en particular para fluidos muy pesados. Muchos autores se han enfocado en los efectos de un solo parámetro, despreciando el efecto de los otros (usualmente la composición).

Durante el proceso de migración del petróleo, desde la roca generadora hacia la roca almacenadora, y también dentro de esta última, la composición del aceite cambia simultáneamente con la presión y la temperatura, por ello es necesaria una descripción de los efectos combinados de estos tres parámetros, para poder comprender el comportamiento de la viscosidad y poder aplicar una técnica de explotación adecuada.

Es por ello que el principal objetivo de esta investigación es aplicar un modelo matemático, para predecir el comportamiento de la viscosidad de los aceites pesados a diferentes condiciones de presión y temperatura, considerando la fracción de asfaltenos disueltos en el aceite.

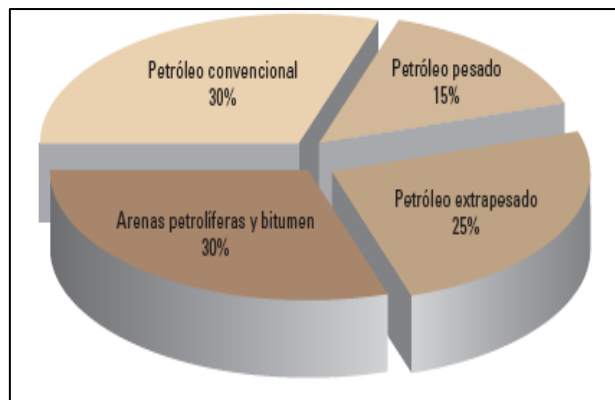
## INTRODUCCION

El petróleo pesado y extrapesado generalmente se dejan de lado como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción, pero la mayor parte de los recursos de aceite del mundo corresponde a este tipo de crudos. Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos convencionales de aceite, la atención de la industria petrolera en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de aceites pesados y extrapesados.

Un aspecto particular que se ha observado en este tipo de aceites, es que estos tienden a poseer mayores cantidades de resinas y asfaltenos, que dificultan su explotación, lo que exige más esfuerzos y erogaciones (por ejemplo la aplicación de un método de recuperación mejorada) para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

Pero, si es difícil de producir, ¿por qué extraerlo?. La primera parte de la respuesta es porque, con la situación actual, muchos de los yacimientos de aceite pesado ahora pueden ser explotados de manera rentable, pues en la actualidad se cuentan con innovadoras técnicas de perforación, terminación y estimulación de pozos, aunado al constante aumento del precio del petróleo; y en segundo término se debe a que estos recursos son abundantes.

La **Figura I.1** muestra la distribución de los recursos petroleros mundiales, hasta el 2006, de acuerdo al tipo de aceite. En ella es posible apreciar que el 70% de los recursos de petróleo en el mundo son hidrocarburos viscosos y pesados, correspondiendo a los hidrocarburos convencionales (de fácil extracción) solamente un 30% de las reservas mundiales. Las mayores acumulaciones de petróleo pesado se encuentran en Canadá las cuales se estiman en 3 billones de barriles y Venezuela con 2 billones de barriles, también existen pequeños depósitos en México y algunas regiones de Asia.



**Figura I.1. Reservas totales de hidrocarburos.**  
Alboudwarej et al, 2006.

Si bien otros factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera, pues en base a estos parámetros se seleccionará el método de producción que permita un mayor factor de recuperación, es decir, aumentando el porcentaje de aceite que será posible extraer del volumen original *in situ*.

Los aceites pesados y extrapesados presentan retos especiales pero no insuperables en cuanto a su producción y procesamiento. Un paso crítico en la determinación del mejor método de extracción, producción y procesamiento del petróleo pesado y extrapesado es la caracterización de las propiedades de los fluidos del yacimiento. Para la clasificación de reservas y la selección de los intervalos de muestreo, las compañías petroleras recurren a la medición de las propiedades de los fluidos del pozo, especialmente la viscosidad.

Saber cómo será el comportamiento de la viscosidad del aceite en todo el yacimiento, es vital para el modelado de la producción y la predicción del factor de recuperación de reservas, dado que ésta propiedad determina que tan fácil fluirá el aceite a través de la roca. No obstante, la viscosidad del petróleo pesado puede exhibir grandes variaciones dentro de la misma formación, ocasionada por la presión, temperatura y composición del mismo aceite.

Sin embargo, han sido muy pocos los estudios encaminados a entender el comportamiento de la viscosidad considerando la presencia de asfaltenos. Es por ello que los objetivos principales de este trabajo son: realizar una búsqueda intensiva en la literatura de los modelos matemáticos que describan de manera confiable la viscosidad de crudos pesados y extrapesados considerando la presencia de asfaltenos, realizando un análisis detallado de las características fundamentales de cada modelo. Posteriormente se seleccionará un modelo matemático acorde a la información disponible, y se aplicará para predecir el comportamiento de la viscosidad de fluidos mexicanos. Finalmente se propondrán algunas mejoras al modelo, que nos permitan tener una predicción más acertada de la viscosidad de cualquier tipo de crudo.

Para llevar a cabo los objetivos planteados en el párrafo anterior, la tesis está organizada de la siguiente manera:

En el primer capítulo se presentan las generalidades de los crudos pesados y extrapesados: una definición de los mismos, una breve explicación de cómo se generan los aceites pesados y extrapesados, así como una breve descripción de la clasificación de los fluidos de acuerdo a su reología. También se da una definición de los asfaltenos y su influencia en la viscosidad de este tipo de aceites.

En el segundo capítulo se presenta una revisión de los modelos matemáticos existentes para predecir el comportamiento de la viscosidad del aceite. Los modelos aquí descritos fueron seleccionados porque consideran, ya sea simultáneamente o individualmente, los efectos de la presión, temperatura y composición del crudo en cuestión.

En el tercer capítulo se presenta el modelo matemático seleccionado de la literatura, para la predicción de la viscosidad de aceites pesados. El modelo se seleccionó por ser sencillo y fácil de aplicar, además que considera la composición del aceite y la fracción de asfaltenos disueltos. En este capítulo se detalla el desarrollo del modelo y las bases que lo sustentan.

En el capítulo cuatro se describen las características de dos crudos mexicanos utilizados para mostrar la confiabilidad del modelo propuesto en el capítulo 3.

En el quinto capítulo, se detalla la aplicación el modelo propuesto para predecir el comportamiento de la viscosidad de los crudos mexicanos seleccionados para tal fin, y se comparan los valores de viscosidad calculados, con los datos de viscosidad medida en pruebas experimentales. Finalmente se presentan las conclusiones derivadas de este trabajo.



## CAPÍTULO I. GENERALIDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

### 1.1 Definición de crudos pesados y extrapesados.

Si bien la densidad del aceite es importante para evaluar el valor económico del crudo y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producción, recuperación y transporte es la viscosidad, la cual es una magnitud física que mide la resistencia interna de un fluido que cambia su estado de movimiento, debido a la fricción de sus moléculas al deslizarse unas con respecto a otras.

En base a la anterior definición, podemos decir que entre más viscoso sea el aceite más difícil será extraerlo. Los aceites pesados y extrapesados son aquellos cuyas viscosidades pueden fluctuar entre aproximadamente 20 cp y 1, 000,000 cp, y en algunos casos puede llegar a ser más alta. Un ejemplo puede ser el bitumen el cual es un hidrocarburo altamente viscoso, es sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente al suministrarle calor. La viscosidad a la temperatura del yacimiento es generalmente la medida más importante porque determina cuán fácilmente se producirá.

La **Figura 1.1** presenta una muestra de un aceite viscoso. Este tipo de aceites suponen retos para su recuperación, que sin embargo están siendo superados con las nuevas tecnologías disponibles.



**Figura 1.1** Muestra de un aceite viscoso.  
Curtis et al, 2002.

Es importante mencionar que la viscosidad de un aceite, será mayor o menor, de acuerdo a la fracción de componentes ligeros presentes. En el caso de los aceites pesados y extrapesados este porcentaje es reducido, predominando la fracciones pesadas, entre las que destacan las parafinas y los asfaltenos, estos últimos, presentan en su estructura molecular metales pesados, particularmente vanadio, níquel y azufre.

Dado que la viscosidad es dependiente de la temperatura, la densidad se ha convertido en el parámetro estándar más comúnmente usado en el ámbito petrolero para categorizar los crudos existentes en el mundo.

La densidad se define usualmente en términos de grados API (American Petroleum Institute) y está relacionada con la densidad específica; mientras más denso sea el crudo más baja será su densidad API. El petróleo pesado abarca un vasto rango a lo largo del espectro que existe entre el crudo extrapesado y el crudo liviano.

De acuerdo al departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE por sus siglas en inglés), se define al crudo pesado como aquél que presenta densidades API entre 10° y 22.3°, sin embargo es posible encontrar crudos con densidades menores a 7° API como es el caso del bitumen rico en brea cuya densidad es de 4° API. En la **Tabla 1.1**, se presenta un resumen de la clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad API.

Tipo de Aceite	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad °API
Extrapesado	>1,0	<10.0
Pesado	1.0-0,92	10-22.3
Mediano	0,92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Superligero	<0.83	>39

**Tabla 1.1** Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad. **Ramírez, 2001.**

La producción, acumulación y preservación de la materia orgánica no degradada son prerequisites para la existencia de las rocas generadoras de petróleo. La productividad biológica de los medios acuáticos, especialmente los medios marinos, es de gran importancia para la generación de materia orgánica, en este tipo de ambientes es posible que ésta se conserve debido a que los sedimentos de grano fino limita el acceso del oxígeno molecular disuelto, evitando la actividad de las bacterias aeróbicas.

La acumulación de materia orgánica en los sedimentos está controlada por diversas condiciones límite, es decir, se encuentra restringida al sedimento depositado en los medios acuáticos, el cual debe recibir cierta cantidad de materia orgánica, ésta puede ser proporcionada en forma de partículas vivas o muertas. El material orgánico puede ser autóctono del medio donde se deposita, esto quiere decir, que se origina en la columna de agua, arriba o dentro del sedimento donde es enterrado; o puede ser alóctono, es decir proviene de un lugar diferente al medio ambiente de depositación.

La transformación fisicoquímica de la materia orgánica durante la historia geológica de las cuencas sedimentarias, es un proceso controlado por la actividad biológica en una etapa primaria, la presión y la temperatura. En este proceso se distinguen tres etapas de la evolución de los sedimentos.

*Diagénesis:*

Es el proceso a través del cual el sistema (sedimento-materia orgánica) tiende a aproximarse al equilibrio, bajo condiciones de entierro somero, y a través del cual el sedimento normalmente se consolida. El intervalo de profundidad implicado es del orden de algunos cientos de metros, y el aumento de la presión y temperatura es muy pequeño, entonces las transformaciones se realizan bajo condiciones moderadas. Durante la diagénesis primaria, uno de los principales agentes de transformación es la actividad microbiana. Dentro del sedimento el material orgánico tiende al equilibrio.

El hidrocarburo más importante que se forma en esta etapa es el metano. Además la materia orgánica produce CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O y algo de compuestos heteroatómicos pesados durante las últimas etapas de la diagénesis.

### *Catagénesis*

El depósito consecutivo de los sedimentos tiene como resultado el entierro de los lechos o depósitos previos, a una profundidad que alcanza varios kilómetros de recubrimiento de cuencas subsidentes. Este hecho representa un aumento considerable en la presión y temperatura; los movimientos tectónicos también pueden contribuir a este aumento, colocando nuevamente al sistema fuera de equilibrio, y en consecuencia se producen nuevos cambios.

En esta etapa, el agua continúa siendo expulsada de los sedimentos, la porosidad y permeabilidad disminuyen de manera notable; la salinidad del agua intersticial aumenta y puede llegar a la saturación. También la materia orgánica experimenta cambios mayores a través de la evolución progresiva, el kerógeno produce primeramente petróleo líquido o aceite; luego en una etapa subsecuente se obtiene al gas húmedo y condensado. Tanto el aceite como el condensado van acompañados de una cantidad considerable de metano. En esta etapa es en donde se generan los hidrocarburos livianos.

### *Metagénesis*

Esta etapa se alcanza a profundidades mucho mayores que la etapa anterior. Aquí la temperatura y presión alcanza valores muy elevados. La materia orgánica está formada tan sólo de metano y un residuo de carbón que empieza a desarrollar cierto ordenamiento cristalino (antracita).

Originalmente la roca generadora no produce crudos pesados, es decir que la mayoría de los aceites comienzan con densidades de entre 30 y 40° API. La biodegradación, es la principal causa de la formación del crudo pesado y extrapesado, y se produce a través de una variedad de procesos biológicos,

químicos y físicos. A lo largo de las escalas de tiempo geológico, los microorganismos degradan los hidrocarburos livianos e intermedios generando metano e hidrocarburos pesados y extrapesados enriquecidos. La biodegradación induce la oxidación del crudo reduciendo la relación gas-aceite (RGA) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y otros metales. A partir de este proceso, los hidrocarburos pierden una importante fracción de su masa original. (Curtis et al., 2002.)

Otros mecanismos de formación de crudos pesados son: el arrastre por agua y el fraccionamiento de fases. El primero se presenta cuando el agua de formación remueve los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. El fraccionamiento de fases se da cuando existe una roca sello de pobre calidad que permite la volatilización de los compuestos ligeros. Estos procesos separan las fracciones livianas por medios físicos más que biológicos. (Alboudwarej, 2006.)

Las condiciones óptimas para la degradación microbiana de los hidrocarburos se dan en los yacimientos, a temperaturas inferiores a 80°C; por lo que el proceso se limita a yacimientos someros. El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes, tales como Pleistoceno, Plioceno y Mioceno, por lo que estos depósitos tienen características similares.

## 1.2 Reología de crudos pesados y extrapesado

La reología es una rama de las ciencias físicas y está enfocada a la descripción del flujo de fluidos, es decir estudia la respuesta de los fluidos a esfuerzos aplicados sobre ellos. La **figura 1.2** es una representación gráfica de un fluido. Entiéndase como *fluido* a aquella sustancia que se deforma continuamente bajo la acción de un esfuerzo, es decir fluye.



**Figura 1.2** Deformación continua de un fluido bajo la acción de un esfuerzo.

Antes de explicar la clasificación de los fluidos para su estudio, es necesario definir previamente los conceptos de *esfuerzo* y *velocidad de corte*. El *esfuerzo de corte* es la fuerza por unidad de área necesaria para alcanzar una deformación dada, y la *velocidad de corte* se define como el cambio de velocidad entre dos superficies planas.

Para su estudio, los fluidos se han dividido en dos grandes grupos: Newtonianos y no Newtonianos. Los primeros son aquellos en los que su esfuerzo de corte es proporcional a la velocidad de corte. En los fluidos no Newtonianos o también llamados fluidos complejos, la viscosidad es función de la velocidad de corte aplicada. Es por este comportamiento que los fluidos no Newtonianos son centro de atención en la mayoría de los estudios reológicos realizados a nivel mundial.

Un caso especial de los fluidos no Newtonianos son los llamados materiales viscoelásticos. Para poder explicar este término es necesario definir primero conceptos como *sólidos* y *líquidos*. Si al aplicar una fuerza sobre unidad de área, un material no cambia su forma de manera continua, no fluye, entonces se dice que el material es un sólido. En cambio, si el material fluye, sin considerar que tan pequeño sea el esfuerzo aplicado, entonces el material es un líquido. (Gómez, 2009)

El comportamiento sólido-elástico es representado por la ley de Hooke, en tanto que el comportamiento líquido-viscoso puede ser modelado por la ley de Newton. Un material viscoelástico, es entonces, aquel que exhibe ambos comportamientos sólido-elástico y líquido-viscoso. Un material presenta propiedades viscoelásticas si, después de que se deja de aplicar un esfuerzo sobre éste, el tiempo en que el fluido alcanza el estado de reposo puede ser medido. Esta mezcla de propiedades puede

ser debida a la existencia en el líquido de moléculas muy largas y flexibles o bien a la presencia de partículas líquidas o sólidos dispersos.

### 1.2.1 Ley de Newton de la Viscosidad

La ley que rige la transferencia de cantidad de movimiento a nivel molecular puede ser deducida a partir del siguiente experimento. Consideremos un fluido contenido entre dos grandes láminas planas y paralelas, separadas entre sí por una distancia muy pequeña tal como se muestra en la **Figura 1.3**. El sistema está inicialmente en reposo, pero al cabo de un tiempo  $t=0$ , la lámina inferior se pone en movimiento en la dirección del eje x, con una velocidad constante  $V$ . A medida que transcurre el tiempo el fluido gana cantidad de movimiento, y, finalmente se establece el perfil de velocidades en régimen estacionario. Una vez alcanzado dicho estado estacionario de movimiento, es preciso aplicar una fuerza constante  $F$  para conservar el movimiento de la lámina inferior. Suponiendo que el flujo es laminar, la fuerza aplicada está dada por la siguiente expresión:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{V}{Y} \quad \dots\dots\dots (1.1)$$

Es decir, que la fuerza  $F$  por unidad de área ( $A$ ) es proporcional a la disminución de la velocidad ( $V$ ) con la distancia  $Y$ . La constante de proporcionalidad  $\mu$  se denomina viscosidad del fluido.

Puesto que:

$$\frac{F}{A} = \tau_{xy} \quad \text{y} \quad \frac{V}{Y} = \frac{d v_x}{d y} = \gamma$$

Donde:

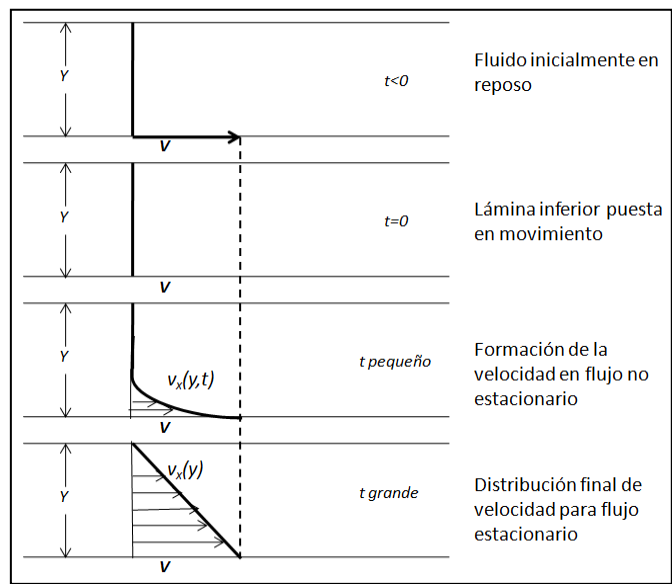
- F: Fuerza [MLT<sup>-2</sup>]
- A: Unidad de área [L<sup>2</sup>]
- V: Velocidad [LT<sup>-1</sup>]
- Y: Distancia [L]

$\tau_{xy}$ : Esfuerzo de corte [ $ML^{-2}$ ]  
 $\gamma$ : Velocidad de corte [ $T^{-1}$ ]

Entonces la ecuación 1.1 puede expresarse de la forma siguiente:

$$\tau_{xy} = -\mu\gamma \quad \dots\dots\dots (1.2)$$

Es decir, el esfuerzo de corte y la velocidad de corte mantienen una proporcionalidad constante. La ecuación 1.2 es la representación matemática de la *Ley de Newton de la viscosidad*, y los fluidos que la cumplen se denominan *fluidos newtonianos*.



**Figura 1.3** Formación del perfil de velocidad en estado estacionario. Bird et al.,2006.

### 1.2.2 Fluidos no Newtonianos

Son aquellos en los que la viscosidad del líquido está en función del esfuerzo cortante. En este tipo de fluidos, la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte no es lineal por lo que no cumple con la Ley de Newton de la viscosidad.



El comportamiento reológico, en estado estacionario, de la mayor parte de los fluidos puede establecerse mediante una forma generalizada de la ecuación 1.2.

$$\tau_{xy} = -\eta\dot{\gamma} \quad \dots\dots\dots (1.3)$$

Donde:

- $\tau_{xy}$             Esfuerzo de corte [ML<sup>-2</sup>]
- $\dot{\gamma}$                 Velocidad de corte [T<sup>-1</sup>]
- $\eta$                   Viscosidad dinámica [ML<sup>-1</sup>T<sup>-1</sup>]

La **Figura 1.4** es un diagrama representativo de los diferentes tipos de fluidos no Newtonianos. En la regiones en que  $\eta$  disminuye al aumentar la velocidad de corte el comportamiento se denomina *pseudoplástico*, y *dilatante* en las que  $\eta$  aumenta con dicha velocidad. Si  $\eta$  resulta independiente de la velocidad de corte, el fluido se comporta como newtoniano, y entonces  $\eta=\mu$ .

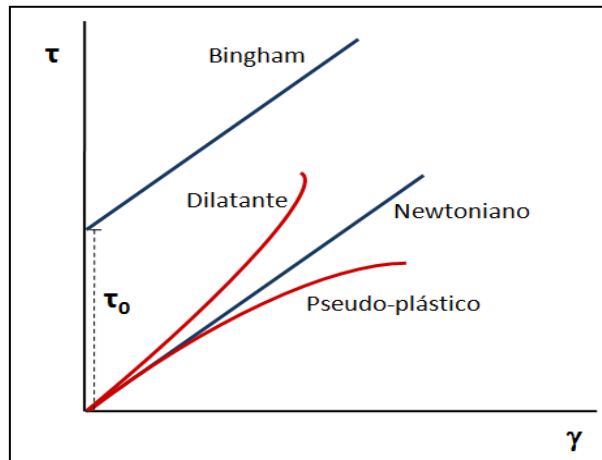


Figura 1.4 Modelos de fluidos no Newtonianos

Se han propuesto diversos modelos para expresar la relación que existe, en estado estacionario, entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. A continuación se presenta un resumen de los modelos más representativos.

### 1.2.2.1 Modelo de Bingham

Los fluidos que presentan este comportamiento son los que al trazar su reograma dan un comportamiento lineal que no parte del origen, por lo que presentan un punto de cedencia.

$$\tau_{xy} = -\mu_p \gamma + \tau_0 \quad \dots\dots\dots (1.4)$$

Donde:

- $\tau_{xy}$ : Esfuerzo de corte [ML<sup>-2</sup>]
- $\tau_0$ : Punto de cedencia [ML<sup>-2</sup>]
- $\mu_p$ : Viscosidad plástica [ML<sup>-1</sup>T<sup>-1</sup>]
- $\gamma$ : Velocidad de corte [T<sup>-1</sup>]

El *punto de cedencia* es el esfuerzo cortante inicial que se debe proporcionar al fluido para que este comience a moverse cuando éste ha permanecido en reposo. La *viscosidad plástica* es la viscosidad intrínseca del fluido, es el esfuerzo de corte inducido por la velocidad de corte, la cual se mantiene constante.

Toda sustancia que se comporta de acuerdo a este modelo se denomina *plástico de Bingham*; y permanece rígida mientras el esfuerzo de corte es menor de un determinado valor, por encima del cual se comporta de manera semejante a un fluido newtoniano.

### 1.2.2.2 Modelo de Ostwald de Waele

También se le conoce con el nombre de *Ley de Potencias*. Los fluidos que obedecen a esta ley tienen un comportamiento no lineal y parten del origen, es decir a una velocidad de corte igual a cero no se presenta esfuerzo de corte.

La ecuación que define a este comportamiento es:

$$\tau_{xy} = K\gamma^n \quad \dots\dots\dots (1.5)$$

Donde:

- $\tau_{xy}$ : Esfuerzo de corte [ML<sup>-2</sup>]
- $\gamma$ : Velocidad de corte [T<sup>-1</sup>]
- K: Índice de consistencia del líquido [adimensional]
- n: Parámetro que indica el comportamiento tipo newtoniano del fluido [adimensional]

El exponente n es un parámetro que nos indica la desviación de la linealidad y por lo tanto del comportamiento newtoniano, dado que si n=1 la ecuación anterior se reduce a:

$$\tau_{xy} = K\gamma = \mu\gamma \quad \dots\dots\dots (1.6)$$

### 1.2.2.3 Modelo de Herschel y Bulkley

Esencialmente este modelo es la Ley de Potencias con punto de cedencia. Es comúnmente conocido como Ley de Potencias modificada.

$$\tau_{xy} = \tau_0 + K\gamma^n \quad \dots\dots\dots (1.7)$$

Donde:

- $\tau_{xy}$ : Esfuerzo de corte [ML<sup>-2</sup>]
- $\tau_0$ : Punto de cedencia [ML<sup>-2</sup>]

$\gamma$ :	Velocidad de corte [ $T^{-1}$ ]
K:	Índice de consistencia del líquido [adimensional]
n:	Parámetro que indica el comportamiento tipo newtoniano del fluido [adimensional]

Este modelo incluye los siguientes casos particulares:

- Si  $n=1$  y  $\tau_0=0$ , el fluido es Newtoniano, en este caso K es la viscosidad dinámica del fluido ( $K=\eta$ ).
- Si  $n=1$  y  $\tau_0 > 0$ , el fluido se comporta como plástico de Bingham
- Si  $n > 1$  y  $\tau_0=0$ , el fluido se comporta de acuerdo a la Ley de Potencias

#### 1.2.2.4 Modelo de Carreau

En este modelo el esfuerzo de corte está relacionado con la velocidad de corte mediante una expresión del tipo:

$$\mu = \mu^\infty + (\mu_0 - \mu^\infty) \frac{(1+K_1\gamma^2)^{(n-1)}}{2} \dots\dots\dots (1.8)$$

Donde

$\mu$ :	Viscosidad dinámica [ $ML^{-1}T^{-1}$ ]
$\mu^\infty$ :	Viscosidad dinámica del líquido a una velocidad de corte infinita [ $ML^{-1}T^{-1}$ ]
$\mu_0$ :	Viscosidad dinámica a una velocidad de corte nula [ $ML^{-1}T^{-1}$ ]
$K_1$ :	Constante de tiempo [T]
$\gamma$ :	Velocidad de corte [ $T^{-1}$ ]
n:	Parámetro que indica el comportamiento tipo newtoniano del fluido [adimensional]

Para poder entender el comportamiento de los crudos pesados y aportar soluciones para su transporte, así como para el diseño de equipos de procesamiento se requieren datos precisos del comportamiento de la viscosidad. Existen varios trabajos en los cuales se han presentado modelos para evaluar el comportamiento de la misma, sin embargo, son pocas las técnicas empíricas disponibles para predecir el comportamiento de la viscosidad de crudos pesados y extrapesados. Taxler (1961), expresó que la viscosidad de los asfaltos está en un rango de comportamiento Newtoniano hasta altamente no-Newtoniano, dependiendo de la fuente y composición de dichos asfaltos. También resalta que la viscosidad tiene un comportamiento Newtoniano cuando los asfaltos contienen más componentes saturados, y es no-Newtoniano cuando contiene una gran cantidad de asfaltenos.

Otros estudios realizados (por ejemplo el de Cooper et al. (1978)) han reportado la existencia de comportamiento no Newtoniano en ciertos tipos de crudos. Por ejemplo crudos del norte de Canadá exhiben un punto de cedencia y un comportamiento no Newtoniano para un esfuerzo de corte constante.

Barry reportó, en un estudio realizado en 1971, que muchos crudos viscosos del Norte de África se comportaron como plásticos de Bingham a ciertas temperaturas (usualmente alrededor de 10°C por arriba del punto de escurrimiento), y como fluidos Newtonianos arriba de estas temperaturas.

La temperatura también tiene una fuerte influencia en la viscosidad de los crudos pesados. Estudios sobre el comportamiento térmico de aceites pesados, han demostrado que arriba de los 0°C el crudo se comporta como un fluido Newtoniano, pero debajo de esta temperatura presenta un comportamiento pseudoplástico.

Dada la importancia que han adquirido las reservas de crudos pesados y extrapesados, por el aumento de la demanda de combustibles fósiles y la declinación de los yacimientos de petróleo convencional, es de gran importancia conocer y entender los parámetros reológicos de los fluidos petroleros pues se ven involucrados en todos los procesos donde dichos fluidos tienen que ser transferidos de un lugar a otro (yacimiento-pozos-superficie). (**Tariq et al. 1993**)

### 1.2.3 Medición experimental de las propiedades reológicas

Para analizar las propiedades de flujo de un fluido es necesario seleccionar un reómetro adecuado, el cual es un dispositivo que permite medir la viscosidad y punto de cedencia a diferentes velocidades de corte. Entre los más utilizados están los reómetros rotacionales que se dividen en: reómetros de cilindros coaxiales y reómetros de cono y placa.

Un reómetro rotacional consiste de dos superficies coaxiales, rígidas y simétricas, entre las cuales se coloca el fluido. Una de estas superficies gira a una velocidad angular constante mientras que la otra permanece estática. Su funcionamiento se basa en la resistencia a la torsión que ofrece un fluido al giro de uno de los cilindros sumergido en dicho fluido. El cilindro giratorio está acoplado con un muelle al motor que gira a velocidades determinadas. Un dispositivo para medir el torque es conectado a una de las superficies, de esta manera es posible determinar el torque requerido para vencer la resistencia viscosa del fluido.

#### a) Reómetro de cilindros coaxiales

En este tipo de reómetros, la velocidad de corte se determina en función de las dimensiones geométricas de los elementos (cilindros) y la velocidad de rotación. El esfuerzo de corte se calcula mediante el esfuerzo de torsión y las dimensiones geométricas de los cilindros. Cambiando la velocidad del elemento giratorio, se pueden obtener varios esfuerzos de torsión que son utilizados para generar la curva de velocidad de corte contra esfuerzo de corte.

El esfuerzo y la velocidad de corte son calculados mediante las fórmulas 1.9 y 1.10. En donde el torque, es medido de cilindro interno o del externo, ambos radios están expresados en metros.

$$\tau_i = \frac{M}{2\pi L r_i^2} \quad ; \quad \tau_e = \frac{M}{2\pi L r_e^2} \quad \dots\dots\dots (1.9)$$

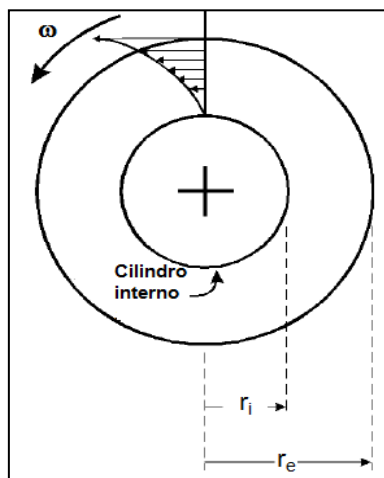
$$\gamma = \frac{\omega \bar{r}}{r_e - r_i} \quad \dots\dots\dots (1.10)$$

$$\bar{r} = \frac{r_i + r_e}{2}$$

Donde:

$\tau_i$ :	Esfuerzo de corte del cilindro interno [kg/cm <sup>2</sup> ]
$\tau_e$ :	Esfuerzo de corte del cilindro externo [kg/cm <sup>2</sup> ]
$\gamma$ :	Velocidad de corte [s <sup>-1</sup> ]
$r_i$ :	Radio del cilindro interno [m]
$r_e$ :	Radio del cilindro externo [m]
M:	Torque [N*m]
$\omega$ :	Velocidad angular [rad/s]
$\bar{r}$ :	Promedio de $r_i$ y $r_e$ [m]
L:	Longitud del cilindro interno [m]

La **Figura 1.5** muestra una proyección en el plano de un reómetro rotacional de cilindros coaxiales. (**Norma ISO 3219**)



**Figura 1.5** Diagrama de un reómetro rotacional de cilindros coaxiales. **Norma ISO 3219**

b) *Reómetro de cono y placa*

Este reómetro está compuesto por un cono con un ángulo determinado y una placa fija. El sistema cono-placa produce un flujo en el cual la velocidad de corte es casi uniforme. Consideremos un fluido situado en el espacio entre la placa y el cono con un ángulo  $\alpha$ . Típicamente el ángulo  $\alpha$  es muy pequeño (ente  $1^\circ$  y  $4^\circ$ ). El índice de corte del fluido dependerá de dicho ángulo y la velocidad lineal de la placa. Si el cono gira a una velocidad angular constante ( $\omega$ ), el esfuerzo y la velocidad de corte se pueden calcular mediante el esfuerzo de torsión experimentalmente medido y las dimensiones geométricas.

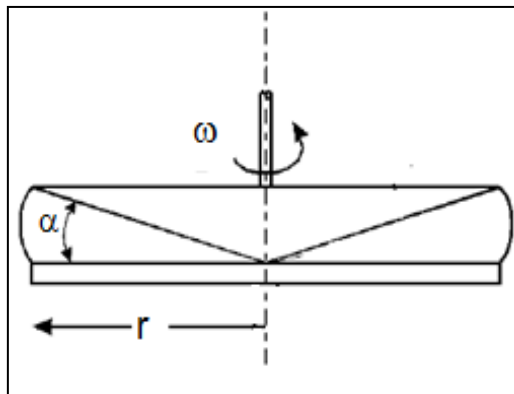
$$\tau = \frac{3M}{2\pi R^3} \dots\dots\dots (1.11)$$

$$\gamma = \frac{\omega}{\alpha} \dots\dots\dots (1.12)$$

Donde:

- M: Torque [N\*m]
- R: Radio del cono [m]
- $\alpha$ : Ángulo entre el cono y la placa [radianes]
- $\omega$ : Velocidad angular [rad/s]

La **Figura 1.6** muestra un corte transversal de un reómetro rotacional de cono y placa. (**Norma ISO 3219**)



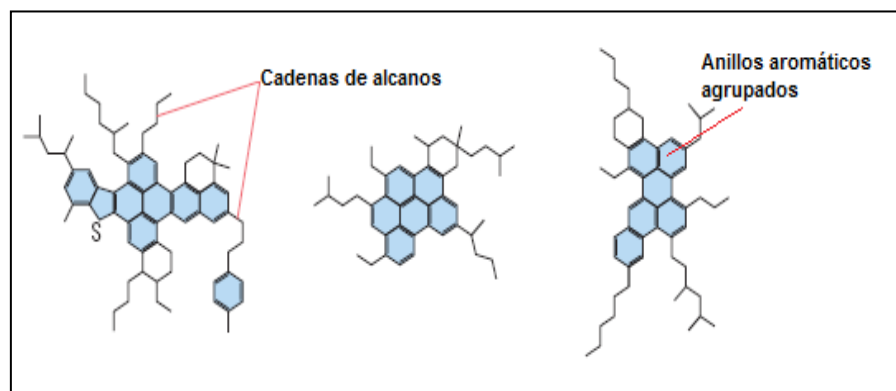
**Figura 1.6** Diagrama de un reómetro rotacional de cono y placa. **Norma ISO 3219.**



### 1.3 Definición de asfaltenos

El petróleo crudo es una mezcla muy compleja formada por hidrocarburos principalmente, los cuales se pueden clasificar en saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Estos últimos son compuestos sólidos no cristalinos de color negro brillante formados por una mezcla compleja de compuestos predominantemente de tipo polar, y se definen químicamente como la fracción de aceite crudo, que es insoluble en alcanos de bajo peso molecular como: pentano, hexano y heptano, y en productos destilados como la kerosina y el diesel.

La **Figura 1.7** muestra algunas estructuras moleculares comunes de los asfaltenos. Éstos tienen una estructura de tipo aromática, que incluye un número significativo de heteroátomos (nitrógeno, azufre y oxígeno) y grupos alquilo. Los asfaltenos son completamente solubles en algunos solventes aromáticos como el tolueno y el xileno (**Akbarzadeh et al., 2007**).



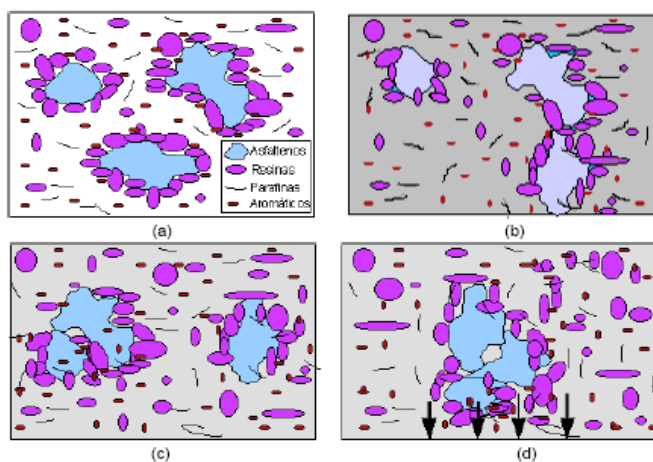
**Figura 1.7** Estructuras moleculares de los asfaltenos. **Akbarzadeh et al., 2007**.

Es difícil determinar el peso molecular promedio de los asfaltenos debido a la asociación de las moléculas individuales, debido a que estas partículas tienden a asociarse, y el peso molecular de los asfaltenos aglomerados son muy diferentes al peso molecular de un solo asfalteno. Sin embargo, estudios realizados empleando técnicas de despolarización fluorescente han demostrado que el peso molecular de

una molécula de asfalteno se encuentra entre valores de 500 a 1000. Con el incremento del peso molecular de la fracción de asfaltenos, se incrementa también la aromaticidad y el número de heteroátomos. Los diferentes tipos de heteroátomos presentes están organizados en grupos funcionales.

Al hacer referencia a los asfaltenos es necesario considerar a las resinas, ya que su comportamiento depende mucho del comportamiento de éstas. Las resinas son oscuras, semisólidas, muy adhesivas y con peso molecular alto.

Los asfaltenos se encuentran en suspensión coloidal en el crudo, debido a que la superficie de las partículas asfálticas, dispersas en una fase continua como es el aceite, están totalmente rodeadas de resinas en forma micelar. Tales asfaltenos se difunden en el crudo siguiendo un movimiento Browniano. Las resinas son las responsables de separar a los asfaltenos entre sí, manteniendo el sistema en estabilidad (**Figura 1.8.a**). Ésta se presenta porque la fuerza de repulsión electrostática es mayor que la fuerza de atracción de van der Waals, sin embargo, si existe alguna perturbación físico-química en el aceite, la concentración de las moléculas de resina cambia, debido a que algunas resinas abandonan la micela asfalteno-resina alterando la estabilidad de las partículas asfálticas suspendidas en el crudo provocando una interacción mutua entre los asfaltenos (**Figura 1.8.c**).



**Figura 1.8** Fenómeno de agregación de los asfaltenos.  
Delgado, 2006.

Por lo tanto cuando dos partículas de asfalto con movimiento Browniano presentan contacto con áreas libres de resina, quedan pegadas, formando un cúmulo asfáltico de dos partículas que se difundirá en el sistema, con la probabilidad de quedar pegado a otras partículas individuales o a otros agregados asfálticos de tamaño variable suspendidos en el aceite. A este fenómeno se le conoce como agregación. En otras palabras, la agregación es el proceso en el que las partículas individuales se adhieren a otras partículas de asfaltos haciendo que los agregados crezcan.

Los parámetros que gobiernan la agregación de asfaltos son la composición del aceite, la temperatura y la presión a la que se encuentra el crudo. La alteración de alguno de estos parámetros provocara la inestabilidad del sistema, que se traducirá en agregación de asfaltos y dará lugar a la formación de un material insoluble en el crudo líquido.

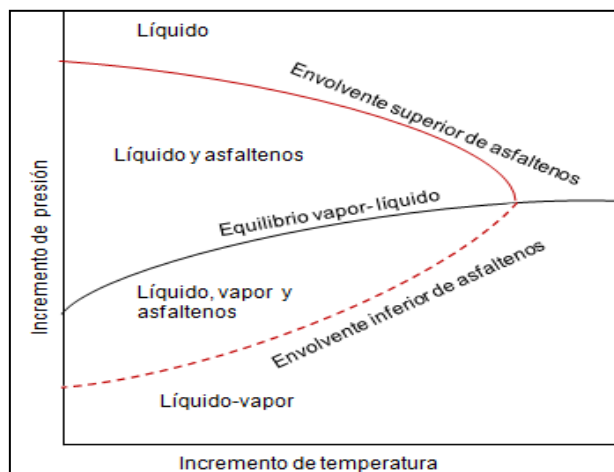
Cuando la temperatura del crudo disminuye, la capacidad de solubilización de los componentes del crudo también disminuye. Entonces algunas micelas resina-asfalto se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes cúmulos.

La separación promedio entre las moléculas de la fase líquida y las micelas de resina-asfalto es mucho mayor en aceites con densidades bajas, resultando interacciones menos atractivas. El efecto de la energía libre de Gibbs (la cual se define como aquella parte la energía total de un sistema que puede convertirse en trabajo en condiciones isotérmicas) es tal que algunas micelas de resina-asfalto, que inicialmente se difunden de manera independiente, debido a las altas densidades y presiones, se agregan formando grandes cúmulos al disminuir la presión y la densidad. (**Eslava, 2000**)

Los aceites que exhiben procesos de precipitación y deposición de asfaltos durante el proceso de agotamiento primario son generalmente crudos ligeros, aunque este tipo de aceites, en la mayoría de los casos tienen bajo contenido de asfaltos, el gas en solución no permite que el aceite solubilice los pocos asfaltos presentes.

Durante la producción del yacimiento, a una temperatura constante, una vez que la presión se reduce para interceptar la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE por sus siglas en inglés), los asfaltenos presentes en el aceite comienzan a precipitarse. Generalmente, la cantidad de asfaltenos precipitados se incrementa a medida que se reduce la presión y alcanza un punto máximo con la presión de burbujeo.

La **Figura 1.9** muestra la envolvente de precipitación de asfaltenos en un diagrama de presión-temperatura. La envolvente de precipitación de asfaltenos (curva roja) delimita la zona de estabilidad para los asfaltenos en solución. Cuando la presión del yacimiento alcanza la envolvente superior de precipitación de asfaltenos, los asfaltenos menos solubles se precipitarán. Conforme la presión continúa abatiéndose, más asfaltenos se precipitarán hasta que se alcance la presión de burbujeo, y se libere el gas en solución.



**Figura 1.9** Envolvente de precipitación de asfaltenos. Akbarzadeh et al., 2007.

#### 1.4 Relación del contenido de asfaltenos en la viscosidad

Con la declinación de las reservas de crudo ligero e intermedio, la atención se ha centrado en cómo recuperar las grandes reservas de aceite pesado y extrapesado.

Ambos son extremadamente viscosos y no pueden ser recuperados usando las técnicas convencionales de extracción.

La viscosidad de los crudos pesados es un factor crucial que afecta la recuperación, transporte y proceso de refinación. Conocer el origen de estas altas viscosidades puede ayudar a encontrar métodos más efectivos y económicos para la recuperación de los aceites pesados.

Para lograr lo antes expuesto, es necesario entender la relación entre la composición de los crudos pesados y sus propiedades de flujo, especialmente el rol que juegan los asfaltenos y las resinas, pues el aumento de uno u otro se reflejará en el cambio de la viscosidad del crudo.

Las propiedades físicas y químicas de un aceite pesado pueden cambiar de un yacimiento a otro. Durante el proceso de migración del aceite, la composición cambia simultáneamente con la presión y la temperatura, por ende es necesaria una correcta descripción de los efectos combinados de estos tres parámetros.

Muchos estudios experimentales han demostrado que la viscosidad de los aceites pesados es fuertemente dependiente de la estructura química y propiedades fisicoquímicas de los asfaltenos presentes. De acuerdo a las teorías formuladas para sistemas en suspensión coloidal, la fracción en volumen y el estado de agregación de las partículas de asfaltenos en un aceite pesado pueden afectar significativamente la viscosidad del crudo. **(Luo et al., 2007)**

## CAPÍTULO II. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE

Han sido muchos los modelos propuestos para describir el comportamiento de la viscosidad del aceite. Algunos consideran solamente la acción de la presión y/o la temperatura sobre la viscosidad, otros más se enfocan en la composición del crudo, pero han sido muy pocos los trabajos que toman en cuenta el efecto de los tres parámetros sobre la viscosidad de un aceite.

A continuación se explican algunos de los modelos matemáticos presentes en la literatura, para predecir el comportamiento de la viscosidad del petróleo.

En 1989, **Al-Besharah et al.** presentaron un método general para describir el comportamiento de la viscosidad cinemática de varios tipos de aceite a diferentes presiones y temperaturas. Es importante mencionar que previo a este trabajo se propuso una aproximación en la cual se analizó la relación viscosidad-presión-temperatura para “grupos similares” de aceites lubricantes naturales. La formula fue desarrollada por Hersey y Lowdenslager (1950), quienes propusieron que la viscosidad podría ser función del volumen específico.

$$\eta_{(P)} = \eta_a \left( \frac{1+P}{K} \right)^n \quad \dots\dots\dots (2.1)$$

Donde:

- n y K:            Constantes
- $\eta_a$ :            Viscosidad a la presión atmosférica [mPa-s]
- $\eta_{(P)}$ :         Viscosidad a la presión de interés [mPa-s]
- P:                Presión de interés [Pa]

El modelo desarrollado por Al-Besharah *et al.* (1989), se basa en mediciones experimentales, a diferentes presiones y temperaturas, de las viscosidades de crudos originarios de Kuwait; y es usado para predecir la viscosidad cinemática de crudos con una gravedad API que comprende un rango de 14.79°-36° y sus mezclas a altas temperaturas.

El procedimiento del método consiste en:

- 1) Medir de la densidad del crudo a la temperatura de interés ( $\rho_T$ ) o bien, obtenerla de tablas estándares conociendo la densidad a cualquier temperatura, además, mediante reglas de mezclado simples es posible determinar la viscosidad del aceite crudo.
- 2) Calcular R, que es la pendiente que resulta al graficar el  $\ln(v)$  vs presión y su valor se obtiene mediante la ecuación 2.2 derivada de una regresión lineal.

$$R = -4.65521 \times 10^{-4} + (6.66906 \times 10^{-4} \rho_T) \quad \dots\dots\dots (2.2)$$

Donde:

- v: Viscosidad cinemática [centistokes]
- $\rho_T$ : Densidad del aceite a la temperatura de interés [g/ml]
- R: Pendiente resultante de graficar el  $\ln(v)$  vs presión

- 3) Cálculo de la viscosidad a la presión requerida ( $v_p$ ), conociendo la viscosidad del crudo a la presión atmosférica ( $v_o$ ), la cual puede ser obtenida en pruebas de laboratorio.

$$v_p = v_o e^{R(P-14.7)} \quad \dots\dots\dots (2.3)$$

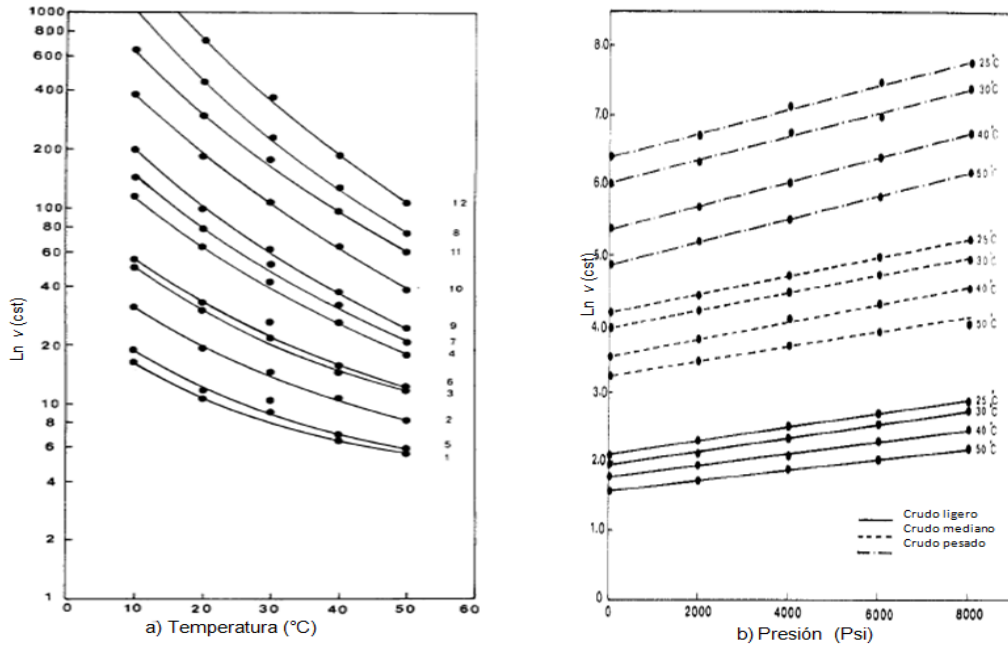
Donde:

- P: Presión de interés [lb/pg<sup>2</sup>]
- $v_o$ : Viscosidad a la presión de atmosférica [centistokes]
- $v_p$ : Viscosidad a la presión de interés [centistokes]

Las desviaciones obtenidas con este modelo fueron bajas (5.2% para mezclas binarias y 6.0% para mezclas ternarias).

En la **Figura 2.1** se presenta el comportamiento de la viscosidad cinemática por efecto de la presión y temperatura, de las muestras de fluidos analizados por estos autores. En la gráfica 2.1a podemos apreciar que un aumento de la temperatura se

refleja en una disminución en la viscosidad cinemática, en contraste con el efecto de la presión (gráfica 2.1b), pues un aumento en la presión ocasiona un aumento en la viscosidad cinemática.



**Figura 2.1** Comportamiento de la viscosidad cinemática de las muestras por efecto de la temperatura y la presión **Al-Besharah et al., 1989.**

En 1996, **Werner et al.** analizaron el comportamiento de la viscosidad durante el proceso de migración del aceite. Para ello utilizaron tres mezclas sintéticas para simular las tres etapas de maduración del aceite: un fluido inmaduro en la roca generadora antes del inicio de la catagénesis o kerógeno tipo II (constituyente orgánico de las rocas sedimentarias con una relación H/C relativamente altas); un fluido maduro en la roca generadora al final de la catagénesis, y un fluido representativo de la roca almacenadora. Además se hicieron combinaciones tratando de representar fluidos gaseosos, ligeros e intermedio con el objetivo de desarrollar un modelo que abarcara un amplio rango de las posibles composiciones del crudo durante su migración.

La representación analítica de cada fluido fue desarrollada basándose en seis fracciones diferentes:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{C}_1+\text{C}_3$ , hidrocarburos lineales, hidrocarburos cíclicos,



residuos sólidos con bajo contenido de asfaltenos y residuos sólidos con alto contenido de asfaltenos. Durante la elaboración de las mezclas se observó la separación de fases, es decir se formó una segunda fase (líquida o gaseosa) y otra fase sólida. Todas las mezclas fueron filtradas al sacarlas de la celda para remover cualquier sólido precipitado, de esta manera se simuló el proceso de migración primaria (dentro de la roca generadora), y se procedió a medir sus respectivas viscosidades. En esta etapa se observó que todas las muestras analizadas no tienen un cambio significativo entre su etapa de preparación y después de ser filtrada, excepto por el contenido de asfaltenos. Este cambio es más visible en las muestras con CO<sub>2</sub> o bien en las que contienen una fracción de gas mayor. Sin embargo, las muestras con una mayor concentración de fracciones pesadas, incluyendo asfaltenos, no presentan el fenómeno. De esto se concluye que la presencia de hidrocarburos ligeros induce la precipitación de asfaltenos. De acuerdo a los datos experimentales, se observó que hay una concentración de gas crítica, arriba de la cual se presenta la precipitación y en el otro caso, la presencia de poliaromáticos y resinas en la mezcla dan estabilidad a los asfaltenos evitando su precipitación. Otros autores (como Burke *et al.*, 1990) han indicado que a mayor presión, la depositación de asfaltenos es menor para una composición determinada.

El fenómeno de precipitación de asfaltenos como consecuencia de una elevada concentración de gas (CO<sub>2</sub> y gases hidrocarburos) podría ser una explicación a la existencia de crudos pesados en el yacimiento, es decir, si en la roca generadora existe una fracción mayor de gas implica una precipitación de asfaltenos antes de la migración, en consecuencia, la fase migrante es mucho más rica en componentes ligeros e intermedios que el aceite formado del kerógeno. Por otro lado, si la concentración de gas es pobre y hay suficientes resinas y componentes poliaromáticos que solubilizan a los asfaltenos, estos pueden migrar a la roca almacenadora, resultando en un crudo pesado con alto contenido de asfaltenos.

En la medición de las viscosidades se pudo observar que la composición del fluido ejerce una fuerte influencia en la viscosidad. La sustitución gradual de los componentes pesados por componentes ligeros resultó en un decremento de la

viscosidad, la cual fue mayor en las muestras con poco gas y moderada en las muestras con una fracción de gas mayor. En suma, se observó que cuando se tiene una elevada concentración de gas, la composición de éste, no modifica sustancialmente la viscosidad, sin embargo un aumento de las fracciones de C<sub>15+</sub> y de asfaltenos conduce a un aumento en la viscosidad.

En este análisis se propone también un modelo matemático para predecir la viscosidad, el cual considera la presión, temperatura y composición del fluido. Esta propuesta combina dos modelos complementarios. El primero de ellos, desarrollado por Kanti *et al.*, 1989 es para predecir el efecto de la presión y la temperatura en la viscosidad (Ecuación 2.4).

$$\ln \frac{\eta(P,T)}{\eta(P_0,T_0)} = (a_1 z_0^2 + a_2 z_0 + a_3) \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_0} \right) + (a_4 z^2 + a_5 z + a_6) \ln \left[ 1 + \frac{P-P_0}{a_7 z^2 + a_8 z + a_9} \right] \dots\dots\dots (2.4)$$

Con

$$z = \ln \eta(P_0, T) \dots\dots\dots (2.5)$$

$$z_0 = \ln \eta(P_0, T_0) \dots\dots\dots (2.6)$$

Donde:

- $\eta(P, T)$ : Viscosidad dinámica a la presión y temperatura de interés [mPa-s]
- $\eta(P_0, T_0)$ : Viscosidad dinámica a la presión y temperatura de referencia [mPa-s]
- T: Temperatura de interés [K]
- T<sub>0</sub>: Temperatura de referencia [K]
- P: Presión de interés [MPa]
- P<sub>0</sub>: Presión de referencia [MPa]
- a<sub>1</sub>-a<sub>9</sub>: Coeficientes de ajuste

Este modelo requiere únicamente del conocimiento de la viscosidad a las condiciones de referencia  $\eta(P_0, T_0)$  y las constantes (a<sub>1</sub>, a<sub>2</sub>, ..., a<sub>9</sub>) son coeficientes de ajuste obtenidas de datos experimentales.

El segundo modelo considera la composición de los fluidos, y consiste en una regla de mezclado desarrollada por Grunberg y Nissan (1949), (Ecuación 2.7), y para su aplicación es necesario conocer la viscosidad ( $\eta_i$ ) y la fracción molar de cada componente, así como los coeficientes de interacción binaria, ternaria, etcétera, según sea el caso.

$$\ln \eta_m = \sum_i x_i \ln \eta_i + \sum_i \sum_{j \neq i} x_i x_j \lambda_{ij} \quad \dots\dots\dots(2.7)$$

Donde:

- $\eta_m$ : Viscosidad de la mezcla [mPa-s]
- $\eta_i$ : Viscosidad de cada pseudocomponente [mPa-s]
- $x_i$ : Fracción molar de cada pseudocomponente [adimensional]
- $\lambda_{ij}$ : Coeficiente de interacción binaria [adimensional]

En 1998, **Werner et al.** realizaron una nueva aportación al modelo que presentaron en 1996, para calcular la viscosidad considerando los efectos de la presión, temperatura y composición.

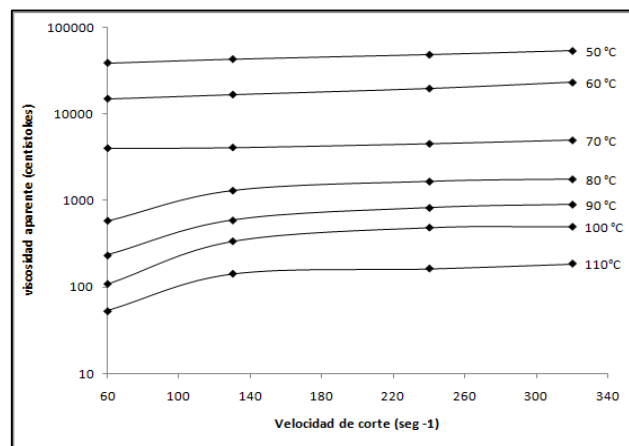
En los experimentos realizados, los autores determinaron la concentración crítica de CO<sub>2</sub> y de gases hidrocarburos (C<sub>1</sub>+C<sub>3</sub>) a las cuales los asfaltenos comienzan a precipitarse, siendo estos valores de 27.4 – 29.2% en peso de CO<sub>2</sub> y alrededor del 28% en peso para los gases hidrocarburos. También se observó que la presión tiene una influencia notable en el fenómeno de floculación, aunque si la mezcla tiene una concentración de gas menor a la mencionada anteriormente y aproximadamente más del 25% en peso de aromáticos es muy probable que los asfaltenos no se precipiten.

De aquí concluyen que tanto la concentración de gas y de asfaltenos con sus respectivos efectos son parámetros clave en la viscosidad del crudo como función de su composición. Por consiguiente se propusieron cuatro pseudocomponentes para la aplicación del modelo de Gurenberg y Nissan (1949).

1. Gas (CO<sub>2</sub> y gases hidrocarburos)
2. C<sub>6</sub>-C<sub>20</sub> (hidrocarburos ligeros e intermedios)
3. C<sub>20</sub> +saturados + aromáticos + resinas
4. Asfaltenos

En 1999, **Ukwuoma et al**, presentaron un estudio experimental del comportamiento de la viscosidad aparente de una crudo bituminoso de 8.6 °API, sometido a varias temperaturas y esfuerzos de corte. La medición de la viscosidad se efectuó en un viscosímetro rotacional, variando las velocidades de corte.

De los resultados obtenidos fue posible observar que la viscosidad aparente del bitumen depende de la velocidad de corte, es decir, la viscosidad aparente aumentó conforme la velocidad de corte fue incrementando, pero este efecto fue insignificante a bajas temperaturas, sin embargo la viscosidad del bitumen fue extremadamente alta. En la **Figura 2.2** se observan dos tipos de comportamiento dentro de los intervalos experimentales de velocidad de corte y temperaturas. A temperaturas menores de 50°C el bitumen se comportó como fluido dilatante, es decir, a temperatura constante, la viscosidad aparente incrementó con el aumento de la velocidad de corte. Cuando la temperatura subió a 70°C el bitumen tuvo un comportamiento muy cercano al de un fluido Newtoniano.



**Figura 2.2** Comportamiento de la viscosidad aparente por efecto de la velocidad de corte a temperatura constante. **Ukwuoma et al, 1999**

En 2000, **Quiñones-Cisneros et al.**, presentaron una teoría para modelar el comportamiento de la viscosidad, la cual está basada en el concepto de fricción de la mecánica clásica y la teoría de Van der Waals. En esta teoría, la viscosidad de fluidos densos se plantea como una propiedad mecánica, en vez de tomarse como una propiedad de transporte.

El modelo desarrollado por los autores, separan la viscosidad total en una viscosidad debida al gas diluido y un otra debida a la fricción, estableciendo de esta forma una relación entre los términos de presión de repulsión y de atracción de Van der Waals y la ley de la fricción de Amontons-Coulumb, mediante dos o tres coeficientes de fricción dependientes de la temperatura. Después de establecer esta relación, se puede utilizar una sencilla ecuación de estado para calcular la viscosidad, desde presiones bajas hasta presiones extremadamente altas.

En 2002, **Argillier et al.**, presentaron un trabajo cuya importancia radica en la explicación que proporcionan sobre el efecto de los asfaltenos y resinas en el comportamiento de la viscosidad.

Esquemáticamente los crudos pesados pueden dividirse en líquidos no coloidales y asfaltenos. En muchas publicaciones se ha expuesto que estas partículas pueden autoasociarse e incrementar la viscosidad de la mezcla. Esta explicación se basa en mediciones reológicas realizadas a muestras de crudos sintéticos (maltenos con asfaltenos). Los resultados obtenidos revelaron que arriba de una concentración crítica de asfaltenos  $C^*$  (10% en peso) estos componentes no sólo incrementan dramáticamente la viscosidad, sino que también intensifican las características elásticas. Este fenómeno es debido a un cambio estructural:

- ✓ Cuando  $C < C^*$  (régimen diluido) las partículas de asfaltenos permanecen independientes de las otras y tienen el mismo tamaño.
- ✓ Cuando  $C > C^*$  (régimen semi diluido) las partículas de asfaltenos comienzan a agruparse.

Además de los asfaltenos, es importante tener en cuenta el rol que desempeñan las resinas en la viscosidad de una mezcla de aceite. Estas partículas malténicas (son la fracción de hidrocarburos solubles en n-pentano o n-heptano, y desempeñan una función fundamental ya que son el líquido que mantiene en disolución parcial el sólido) frenan el incremento de la viscosidad pues se adhieren a las moléculas de asfaltenos impidiendo su aglomeración. Estos resultados corroboran la clásica representación de las micelas asfaltenos-resinas. Esta asociación resina-asfaleno es debido a la interacción de las fronteras de hidrógeno. Sin embargo en concentraciones altas (mayores al 60% en peso), las resinas intervienen en el aumento de la viscosidad.

La temperatura también desempeña un papel importante en la viscosidad de los crudos pesados. Las investigaciones acerca del comportamiento térmico de los asfaltenos, también puede dar información de la organización del sistema. En los experimentos realizados por los autores, se observó que a temperaturas mayores a 0°C el crudo presentó un comportamiento Newtoniano, pero por debajo de esta misma temperatura se observó un comportamiento Pseudoplástico. Por otra parte, si no ocurre una cristalización de las ceras, el comportamiento es no Newtoniano.

### CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL MODELO REOLÓGICO

La falta de datos experimentales que proporcionen una información composicional de los fluidos petroleros, resulta en un pobre conocimiento del comportamiento de la viscosidad dinámica en función de la composición, en particular para fluidos muy pesados. Muchos autores se han enfocado en los efectos de un solo parámetro, despreciando el efecto de los otros (usualmente la composición). Durante el proceso de migración, la composición del aceite cambia simultáneamente con la presión y la temperatura, por ello es necesaria una descripción de los efectos combinados de estos tres parámetros.

Los modelos publicados para describir el comportamiento de la viscosidad requieren del conocimiento de los parámetros críticos de los componentes de la mezcla. En el caso de crudos que contienen fracciones pesadas, como resinas y asfaltenos, estos parámetros no pueden ser evaluados.

El principal objetivo de esta investigación es calcular adecuadamente la viscosidad de los aceites pesados a diferentes condiciones de presión y temperatura, para lo cual se aplicó un modelo matemático el cual considera además, la cantidad de asfaltenos presentes en la mezcla de hidrocarburos para el cálculo de esta propiedad física. A continuación se hace una descripción detallada del mismo.

#### 3.1 Modelo propuesto para calcular la viscosidad de aceites con alto contenido de asfaltenos

Los efectos de la temperatura en la viscosidad de los líquidos es bien conocida, y la ley desarrollada por Andrade (1934), es generalmente aceptada para temperaturas menores de 150 °C. Así mismo, el efecto de la presión puede ser descrito por una ley exponencial, propuesto por Kashiwagi y Makita (1982). Kanti *et al.* (1989), combinó estas dos leyes y expresó la viscosidad de cualquier líquido como sigue:

$$\ln \frac{\eta(P,T)}{\eta(P_0,T_0)} = \alpha \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_0} \right) + E \ln \left( \frac{D+P}{D+P_0} \right) \quad \dots\dots\dots (3.1)$$

Donde:

- P: Presión de interés [MPa]  
 P<sub>0</sub>: Presión de referencia [0.1 MPa]  
 T: Temperatura de interés [K]  
 T<sub>0</sub>: Temperatura de referencia [297.15 K]  
 α y E: Parámetros de ajuste

A fin de hacer el modelo predictivo, Kanti *et al.* (1989), propusieron los parámetros α, E y D como funciones de la viscosidad a las condiciones de referencia (η(P<sub>0</sub>,T<sub>0</sub>)). Aunque estas relaciones han sido establecidas para ajustarse a un conjunto de 216 puntos experimentales de viscosidades para un intervalo de presión comprendido entre 0.1 MPa y 100 MPa y temperaturas de 20 a 100°C, pruebas realizadas por Et-Tahir (1993), demostraron que el modelo desarrollado por Kanti *et al.* (1989), puede describir el comportamiento de la viscosidad a presiones mayores de 500 MPa.

El conocimiento de la viscosidad a las condiciones de referencia, sea cual sea la composición del crudo, es suficiente para describir el comportamiento de la viscosidad en un amplio rango de presiones y temperaturas.

Sin embargo este modelo pierde validez cuando intenta describir el comportamiento de la viscosidad de fluidos cuya composición varía durante la migración. Para solucionar este problema, Et-Tahir (1993), sugirió usar reglas de mezclado que permitan calcular la viscosidad de una mezcla de composición conocida a partir de la viscosidad de sus componentes puros. Se probaron varias reglas de mezclado existentes, con mezclas binarias, ternarias y cuaternarias, sin embargo la que reportó una mejor precisión fue la regla de mezclado propuesta por Grunberg y Nissan (1949). La viscosidad de la mezcla η<sub>m</sub>, es descrita por una generalización de esta regla como función de la fracción molar de cada componente:

$$\ln \eta_m = \sum_i x_i \ln \eta_i + \sum_i \sum_{j \neq i} x_i x_j \lambda_{ij} + \sum_i \sum_{j \neq i} \sum_{k \neq j \neq i} x_i x_j x_k \lambda_{ijk} + \sum_i \sum_{j \neq i} \sum_{k \neq j \neq i} \sum_{l \neq k \neq j \neq i} x_i x_j x_k x_l \lambda_{ijkl} + \dots \dots \dots (3.2)$$



Donde:

- $\eta_m$ : Viscosidad de la mezcla [mPa-s]
- $\eta_i$ : Viscosidad de cada pseudocomponente [mPa-s]
- $x_i$ : Fracción molar de cada pseudocomponente [mPa-s]
- $\lambda_{ij}, \lambda_{ijk}, \lambda_{ijkl}$ : Coeficientes de interacción binaria, ternaria y cuaternaria [adimensional]

Grunberg y Nissan (1949), sólo usaron coeficientes de interacción binaria y Et-Tahir (1993), propuso un método para determinar los coeficientes de interacción ternaria, cuaternaria, etc.

La combinación del modelo de Kanti *et al.* (1989), (Ecuación 3.1) y la regla de mezclado generalizada de Grunberg y Nissan (1949), (Ecuación 3.2) proporciona un modelo para predecir el comportamiento de la viscosidad de un aceite en función de la presión, temperatura y composición. Sin embargo surge un nuevo problema, puesto que, cuando se trabaja con mezclas de crudos reales es muy difícil determinar la viscosidad de los componentes individuales, en particular cuando existen asfaltenos diluidos en el crudo que, como se mencionó anteriormente, ejercen una fuerte influencia en la viscosidad del fluido.

Para lograr una mejor predicción del comportamiento de la viscosidad Werner *et al.* 1998, proponen una ligera modificación al modelo de Kanti *et al.* (1989), y al modelo de Grunberg y Nissan (1949).

**Modificación al modelo de Kanti *et al.* (1989).**

Se propone primero analizar el comportamiento de la viscosidad sólo con la influencia de la temperatura. Cuando la presión es igual a la presión de referencia, el modelo de Kanti *et al.* (1989), se limita a ser función únicamente de la temperatura:

$$\eta(P_o, T) = \eta(P_o, T_o) \exp \left[ \alpha \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_o} \right) \right] \dots\dots\dots (3.3)$$

Donde:

$\eta(P_o, T)$ : Viscosidad dinámica a la presión de referencia y temperatura de interés [mPa-s]

$\eta (P_o, T_o)$ : Viscosidad dinámica a la presión y temperatura de referencia [mPa-s]

$P_o$ : Presión de referencia [0.1 MPa]

$P$ : Presión de interés [MPa]

$T_o$ : Temperatura de referencia [297.15 K]

$T$ : Temperatura de interés [K]

$A$ : Parámetro de ajuste [K]

El parámetro  $\alpha$  es una función de:

$$z_0 = \ln \eta(P_o, T_o) \quad \dots\dots\dots (3.4)$$

$$\alpha = 16.07z_0^2 + 637z_0 + 1190.3 \quad \dots\dots\dots (3.5)$$

El segundo paso consiste en analizar el efecto de la presión en la viscosidad del crudo. Ahora la temperatura es igual a la temperatura de referencia, entonces la ecuación 3.1 se reduce a la siguiente expresión:

$$\ln \frac{\eta(P,T)}{\eta(P_o,T)} = E \ln \left( \frac{D+P}{D+P_o} \right) \quad \dots\dots\dots (3.6)$$

Donde:

$\eta(P, T)$ : Viscosidad dinámica a la presión y temperatura de interés [mPa-s]

$\eta (P_o, T)$ : Viscosidad dinámica a la presión de referencia y temperatura de interés [mPa-s]

$P_o$ : Presión de referencia [0.1 MPa]

$P$ : Presión de interés [MPa]

$T_o$ : Temperatura de referencia [297.15 K]

- T: Temperatura de interés [K]  
 D: Parámetro de ajuste [MPa]  
 E: Parámetro de ajuste [adimensional]

Los parámetros D y E son función de:

$$z = \ln \eta(P_0, T) \quad \dots\dots\dots (3.7)$$

Para poder determinar la relación de los parámetros involucrados en el modelo, Werner *et al.* 1998, llevaron a cabo una serie de experimentos con 92 aceites sintéticos para obtener los valores de D, E y z. La **Figura 3.1a** muestra que, a pesar de que existe una marcada dispersión, puede apreciarse una relación entre el parámetro D y z. Por otro lado, en la **Figura 3.1b** se observa que E siempre es cercano a 1 independientemente de z, excepto muy cerca a z=0. Entonces si E es aproximadamente 1, la ecuación 3.6 puede reducirse a:

$$\eta(P, T) = \left( \frac{D+P}{D+P_0} \right) \eta(P_0, T) \quad \dots\dots\dots (3.8)$$

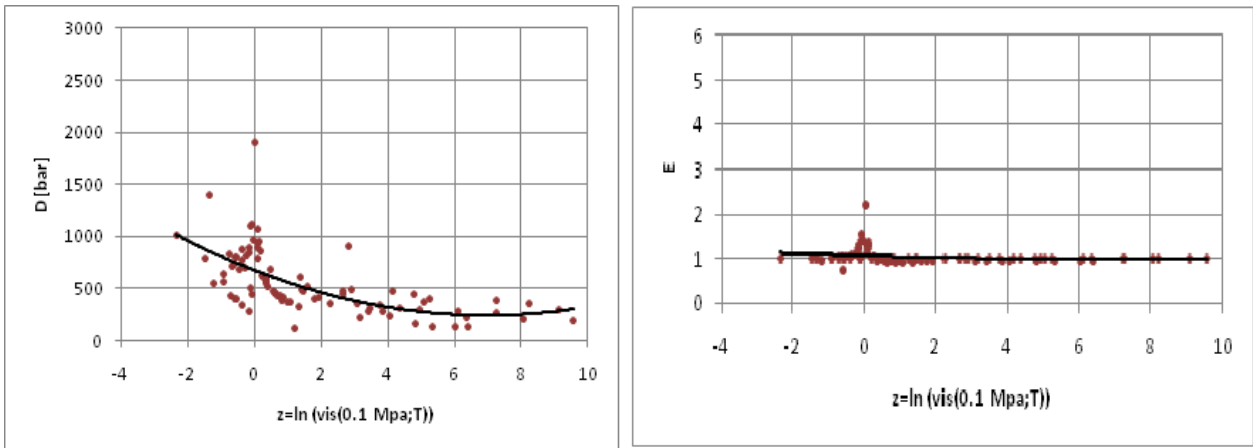
Donde:

- $\eta(P, T)$ : Viscosidad dinámica a la presión y temperatura de interés [mPa-s]  
 $\eta(P_0, T)$ : Viscosidad dinámica a la presión de referencia y temperatura de interés [mPa-s]  
 $P_0$ : Presión de referencia [0.1 MPa]  
 P: Presión de interés [MPa]  
 $T_0$ : Temperatura de referencia [297.15 K]  
 T: Temperatura de interés [K]  
 D: Parámetro de ajuste [MPa]

En todos los casos  $P > P_0$ , de aquí se puede asegurar que la influencia de la presión en la viscosidad es mayor para valores pequeños de D, porque la relación  $D+P/D+P_0$

y de acuerdo a la **Figura 3.1** significa que la influencia de la presión es mayor para altas viscosidades  $\eta(P_0, T)$ . Para garantizar un mejor ajuste en el modelo, Werner y colaboradores propusieron expresar al parámetro D como una función exponencial del parámetro z.

$$D [MPa] = 60.9 \exp(-0.192 z) \dots\dots\dots (3.9)$$



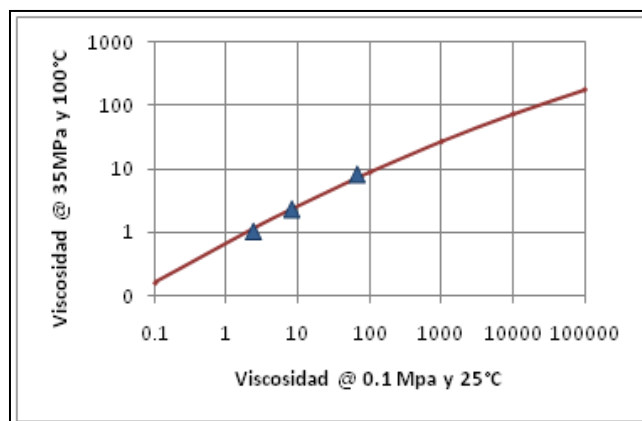
**Figura 3.1** a) Correlación entre D y su correspondiente valor de z. b) Correlación entre E y su correspondiente valor de z. **Werner, 1998.**

El modelo modificado de Kanti *et al.* (1989), fue validado calculando la viscosidad a 35 MPa y 100°C y comparándolo con los valores medidos a las mismas condiciones. En la **Tabla 3.1** se resumen los resultados, de los cuales se puede apreciar que el modelo modificado de Kanti *et al.* (1989), tiene un buen ajuste con respecto a los datos medidos.

**Tabla 3.1** Validación del modelo modificado de Kanti. **Werner, 1998.**

	Viscosidad de referencia a 0.1 MPa y 25°C [mPa-s]	Viscosidad dinámica medida a 35 MPa y 100°C [mPa-s]	Viscosidad dinámica calculada a 35 MPa y 100°C [mPa-s]	Desviación absoluta [%]
Crudo AX1	2.39	1.05	1.13	7.3
Crudo AX2	8.21	2.33	2.30	1.3
Crudo AX3	67.5	8.19	7.22	11.8
Desviación promedio [%]				6.8

La **Figura 3.2** compara las viscosidades obtenidas de forma experimental (triángulos azules) y con la predicción del modelo modificado de Kanti *et al.* 1989, (tendencia en rojo).



**Figura 3.2** Predicción del modelo modificado de Kanti. **Werner 1998.**

***Modificación a la regla de mezclado de Grunberg y Nissan (1949).***

Como se mencionó arriba, el mayor problema para la aplicación del modelo de Kanti *et al.* (1989), se presenta cuando se aplica a mezclas de petróleo, en particular cuando estas son ricas en asfaltenos. El número de componentes puros y su identificación es un reto, y además resulta imposible determinar sus viscosidades individuales.

Por esta razón Werner *et al.* (1998), proponen considerar al crudo como una mezcla de cuatro pseudocomponentes:

1. Gas (CO<sub>2</sub> y gases hidrocarburos)
2. C<sub>6</sub>-C<sub>20</sub> (hidrocarburos ligeros a intermedios)
3. C<sub>20</sub> (saturados + aromáticos + resinas)
4. Asfaltenos

Otra dificultad más, se presenta debido a que la ecuación 3.2 se basa en las fracciones molares de cada componente, pero dado que es difícil determinar con precisión la masa molar de los asfaltenos, la fracción molar es desconocida. Entonces para solucionar este problema, Werner *et al.* (1998), propusieron utilizar la fracción peso. Para validar esta propuesta se realizaron pruebas en las cuales se comprobó que el resultado no variaba al utilizar la fracción peso. La regla de mezclado modificada de Grunberg y Nissan (1949), para cuatro pseudocomponentes es reescrita como sigue:

$$\ln \eta_m = \sum_i w_i \ln \eta_i + \sum_i \sum_{j \neq i} w_i w_j \lambda_{ij} + \sum_i \sum_{j \neq i} \sum_{k \neq j \neq i} w_i w_j w_k \lambda_{ijk} + \sum_i \sum_{j \neq i} \sum_{k \neq j \neq i} \sum_{l \neq k \neq j \neq i} w_i w_j w_k w_l \lambda_{ijkl}$$

.....(3.10)

Donde:

- $\eta_m$ : Viscosidad de la mezcla [mPa-s]  
 $\eta_i$ : Viscosidad de cada pseudocomponente [mPa-s]  
 $w_i$ : Fracción peso de cada pseudocomponente [adimensional]  
 $\lambda_{ij}, \lambda_{ijk}, \lambda_{ijkl}$ : Coeficientes de interacción binaria, ternaria y cuaternaria [adimensional]

La determinación de las viscosidades de los cuatro pseudocomponentes y de los parámetros de interacción se basa en trabajos experimentales. Las viscosidades fueron medidas a 35 MPa y 100°C, por lo que los valores son válidos sólo para estas condiciones.

### ***Metodología del modelo propuesto***

Usando el modelo modificado de Kanti *et al.* (1989), y la regla de mezclado de Grunberg y Nissan, 1949, para cuatro pseudocomponentes, Werner *et al.* (1998), propusieron la siguiente metodología para analizar el comportamiento de la viscosidad a diferentes condiciones de presión y temperatura.

1. La composición del fluido es agrupado en cuatro pseudocomponentes.
2. A partir de la ecuación 3.10 calcular la viscosidad del fluido a 35 MPa y 100°C.
3. El modelo de Kanti modificado es usado una primera vez para calcula a partir de la viscosidad calculada con la ecuación 3.10, su valor correspondiente a 0.1 MPa y 25°C. Este paso se realiza a partir de la función inversa de la Figura 3.2.
4. Finalmente, se aplica nuevamente la ecuación modificada de Kanti *et al.* (1989), para calcular las viscosidades a diferentes presiones y temperaturas.

## CAPÍTULO IV. CASO DE ESTUDIO

En este capítulo se describen los fluidos de hidrocarburos a estudiar mediante la aplicación del modelo propuesto en este trabajo. Para tal efecto se realizó primero un ajuste con datos tomados del trabajo elaborado por Werner *et al.* (1998). Posteriormente, se aplicó el modelo para predecir las viscosidades de dos fluidos mexicanos, cuyas características se detallan también en este apartado.

Para poder obtener el valor de la viscosidad de un fluido a la presión y temperatura de interés es necesario, de acuerdo al modelo, realizar un paso intermedio, el cual consiste en el cálculo de la viscosidad a las condiciones de referencia (0.1 MPa y 25°C), valor que se obtiene a partir de la función inversa de la gráfica 3.2.

Para tal efecto, se graficaron nuevamente los valores de la tabla 3.1 en escala logarítmica, pero ahora invirtiendo los ejes es decir, en el eje de las abscisas se graficaron las viscosidades a 35 MPa y 100°C, y en el eje de las ordenadas, las viscosidades a 0.1 MPa y 25°C. A estos puntos graficados se les ajustó una línea de tendencia y se obtuvo su ecuación.

La ecuación obtenida de la línea de tendencia es la siguiente:

$$\eta(P_0, T_0) = 2.0622\eta_m^{1.9514} \quad \dots\dots\dots (4.1)$$

Donde:

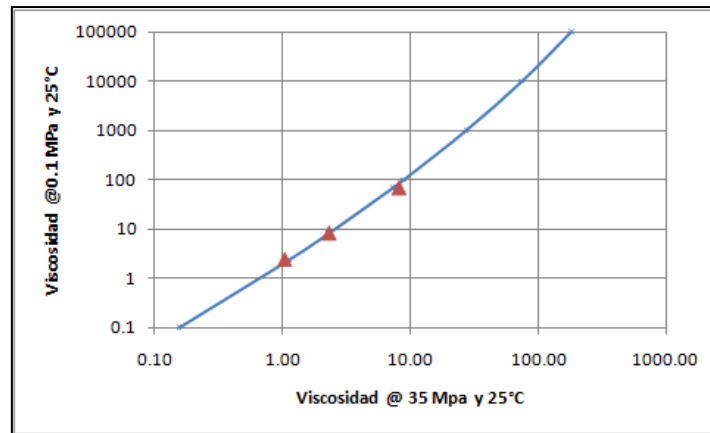
$\eta(P_0, T_0)$ : Viscosidad a la presión y temperatura de referencia (0.1 MPa y 25°C) [mPa-s]

$\eta_m$ : Viscosidad a 35 MPa y 100°C [mPa-s]

En la **Figura 4.1** se muestra la tendencia (línea azul) de los datos graficados. La ecuación que representa el comportamiento de ésta, será la que más adelante se



utilizará para calcular la viscosidad 0.1 MPa y 25°C como función de los valores de viscosidad a 35 MPa y 25°C obtenidos de la regla de mezclado de Grunberg y Nissan modificada.



**Figura 4.1** Predicción de la viscosidad a condiciones de referencia como función de la viscosidad a 35 MPa y 100°C.

Con el objetivo de validar la ecuación (4.1) y los cálculos posteriores que conforman el modelo propuesto, se calcularon las viscosidades de 27 crudos sintéticos a diferentes presiones y temperaturas. Los datos de composición de cada muestra fueron tomados del trabajo realizado por Werner *et al.*, 1998.

En la **Tabla 4.1** se resume la composición de las 27 muestras de aceite sintético, cuya fracción de asfaltenos varía desde 9 a 12%.

**Tabla 4.1** Composición de cada muestra de crudo sintético. **Werner et al., 1998.**

\*Saturados, Aromáticos y Resinas

\*\*Asfaltenos

No.	Gas	C6-C20	SAR*	Asfalt.**
1	0.000	0.255	0.625	0.120
2	0.154	0.271	0.482	0.093
3	0.171	0.265	0.473	0.091
4	0.177	0.263	0.469	0.091
5	0.138	0.276	0.491	0.095
6	0.163	0.268	0.477	0.092
7	0.174	0.264	0.471	0.091
8	0.145	0.274	0.487	0.094
9	0.167	0.267	0.474	0.092
10	0.000	0.248	0.622	0.130
11	0.000	0.248	0.622	0.130
12	0.000	0.248	0.622	0.130
13	0.000	0.248	0.622	0.130
14	0.000	0.248	0.622	0.130
15	0.000	0.248	0.622	0.130
16	0.099	0.223	0.561	0.117
17	0.124	0.217	0.545	0.114
18	0.159	0.209	0.523	0.109
19	0.169	0.206	0.517	0.108
20	0.080	0.228	0.572	0.120
21	0.111	0.220	0.553	0.116
22	0.143	0.213	0.533	0.111
23	0.152	0.211	0.527	0.110
24	0.067	0.232	0.580	0.121
25	0.092	0.225	0.565	0.118
26	0.121	0.218	0.547	0.114
27	0.133	0.215	0.539	0.113

El modelo se utilizó también para predecir el comportamiento de las viscosidades de dos aceites mexicanos, uno ligero y otro pesado, esto con la finalidad de demostrar que el modelo puede ser aplicado para cualquier tipo de aceite, siempre y cuando se conozca su composición.

La **Tabla 4.2**, presenta las características de la primera muestra, *Aceite A*, el cual es un crudo ligero producido en la región Sur de México.

**Tabla 4.2** Características del *Aceite A* a condiciones de saturación

<b>Bo</b>	2.432 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
<b>RGA</b>	233.048 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
<b>Densidad</b>	0.4164 gr/cm <sup>3</sup>
<b>°API</b>	33.6 °API

La segunda muestra, *Aceite B*, cuyas características se resumen en la **Tabla 4.3**, corresponde a un aceite pesado del Golfo de México. En este tipo de aceites, el principal problema para su aprovechamiento es su elevada viscosidad.

**Tabla 4.3** Características del *Aceite B* a condiciones estándar

<b>Bo</b>	1.142 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
<b>RGA</b>	18.5 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
<b>Densidad</b>	0.965 gr/cm <sup>3</sup>
<b>°API</b>	15 °API

Como se mencionó en el capítulo 3, el modelo propuesto considera la composición del aceite en estudio, por lo que es indispensable disponer de un análisis completo de la composición. Es preferente que en éste se incluyan un desglose de los componentes agrupados en el C<sub>7+</sub>, para facilitarnos la agrupación de los cuatro pseudocomponentes.

En el caso de las muestras de crudo utilizadas para este análisis, la composición global de cada una fue tomada de su correspondiente análisis PVT y comprende un total de 43 componentes incluido el pseudocomponente C<sub>30+</sub>.

La **Tabla 4.4** muestra la composición del *Aceite A* a condiciones del yacimiento (128°C y 22.46 MPa).

**Tabla 4.4** Composición del *Aceite A* a condiciones de yacimiento

Componente	PM	%peso	%mol
CO2	44.010	1.2	0.49
H2S	34.080	0.12	0.04
N2	28.013	0.7	0.18
C1	16.043	34.05	5.01
C2	30.070	11.21	3.09
C3	44.097	7.1	2.87
i-C4	58.124	0.98	0.52
n-C4	58.124	3.17	1.69
i-C5	72.151	1.38	0.91
n-C5	72.151	2.13	1.41
C6	85.000	2.67	2.08
Metil-Ciclo-C5	84.160	0.54	0.42
Benceno	78.110	0.23	0.16
Ciclo-C6	82.150	0.38	0.28
C7	99.000	2.4	2.51
Metil-Ciclo-C6	98.190	0.66	0.60
Tolueno	92.140	0.44	0.37
C8	113.000	2.92	3.03
Etil-benceno	106.170	0.29	0.28
M&P-Xileno	106.170	0.23	0.22
o-Xileno	106.170	0.23	0.22
C9	128.300	2.74	3.22
C10	134.000	3.04	3.74
C11	147.000	2.41	3.25
C12	161.000	1.84	2.72
C13	175.000	1.59	2.56
C14	190.000	1.33	2.32
C15	206.000	1.15	2.17
C16	222.000	0.9	1.83
C17	237.000	0.77	1.67
C18	251.000	0.66	1.53
C19	263.000	0.61	1.48
C20	275.000	0.53	1.35
C21	291.000	0.41	1.11
C22	305.000	0.35	0.98
C23	318.000	0.26	0.77
C24	331.000	0.22	0.66
C25	345.000	0.17	0.55
C26	359.000	0.14	0.45
C27	374.000	0.12	0.42
C28	388.000	0.09	0.34
C29	402.000	0.07	0.26
C30+	580.000	7.56	40.23

La **Tabla 4.5** resume los componentes del *Aceite B*. Para este aceite fue posible obtener también su composición después de la separación flash, es decir a condiciones estándar. Obsérvese que a condiciones atmosféricas la fracción mol de metano es casi nula, mientras que la fracción mol de las fracciones pesadas aumenta.

**Tabla 4.5** Composición del *Aceite B* a) antes de la presión de saturación y b) a 0.1 MPa

Componente	PM	%peso	%mol
N2	28.01	0.06	0.62
CO2	44.01	0.65	4.23
H2S	34.08	0.19	1.6
C1	16.04	0.45	8.07
C2	30.07	0.24	2.27
C3	44.10	0.54	3.55
i-C4	58.12	0.1	0.5
n-C4	58.12	0.44	2.17
i-C5	72.15	0.24	0.94
n-C5	72.15	0.37	1.48
C6	84.00	0.74	2.54
C7	96.00	0.83	2.47
C8	107.00	0.98	2.63
C9	121.00	1.18	2.8
C10	134.00	1.64	3.52
C11	147.00	2.12	4.14
C12	161.00	2.21	3.95
C13	175.00	2.41	3.96
C14	190.00	2.46	3.73
C15	206.00	2.72	3.8
C16	222.00	2.66	3.45
C17	237.00	2.56	3.11
C18	251.00	2.50	2.87
C19	263.00	2.35	2.57
C20	275.00	1.99	2.08
C21	291.00	1.44	1.42
C22	300.00	0.92	0.88
C23	312.00	0.63	0.58
C24	324.00	0.40	0.36
C25	337.00	0.23	0.19
C26	349.00	0.16	0.13
C27	360.00	0.13	0.1
C28	372.00	0.13	0.1
C29	382.00	0.07	0.05
C30+	786.46	65.07	23.15

Componente	PM	%peso	%mol
N2	28.01	0.00	0
CO2	44.01	0.00	0
H2S	34.08	0.00	0
C1	16.04	0.00	0.06
C2	30.07	0.01	0.13
C3	44.10	0.09	0.76
i-C4	58.12	0.03	0.21
n-C4	58.12	0.19	1.19
i-C5	72.15	0.15	0.76
n-C5	72.15	0.26	1.31
C6	84.00	0.65	2.81
C7	96.00	0.80	3.02
C8	107.00	0.98	3.32
C9	121.00	1.20	3.58
C10	134.00	1.68	4.53
C11	147.00	2.17	5.34
C12	161.00	2.27	5.1
C13	175.00	2.47	5.11
C14	190.00	2.53	4.82
C15	206.00	2.80	4.91
C16	222.00	2.73	4.45
C17	237.00	2.64	4.02
C18	251.00	2.57	3.7
C19	263.00	2.41	3.31
C20	275.00	2.05	2.69
C21	291.00	1.48	1.84
C22	300.00	0.95	1.14
C23	312.00	0.65	0.75
C24	324.00	0.41	0.46
C25	337.00	0.23	0.25
C26	349.00	0.16	0.17
C27	360.00	0.13	0.13
C28	372.00	0.13	0.13
C29	382.00	0.07	0.07
C30+	786.46	65.07	29.91

Por otra parte, también es de suma importancia conocer la fracción de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos presentes en el aceite, por lo que se recomienda contar con un análisis SARA.

En lo que a las muestras de los aceites en estudio concierne, sólo se tuvo acceso al análisis SARA del *Aceite A*. Para el aceite B fue necesario suponer una fracción de asfaltenos dentro de un rango de 12-15%, que es el intervalo en el que fluctúan los porcentajes reales de asfaltenos para los crudos pesados mexicanos.

La **Tabla 4.6** muestra el análisis SARA del *Aceite A*. Obsérvese que la cantidad de asfaltenos presentes es reducida, sin embargo este tipo de aceites son los que presentan mayores problemas de depositación de sólidos asfálticos a lo largo de todo el sistema integral de producción.

**Tabla 4.6** Resultados del análisis SARA del *Aceite A*

Componente	%peso
Saturados	44.67
Aromáticos	34.56
Resinas	17.91
Asfaltenos	2.86

Una dificultad que se presenta para la aplicación del modelo, es con respecto a las viscosidades de cada pseudocomponente a 35 MPa y 100°C y a los parámetros de interacción. Aunque las viscosidades del “Gas” y del “C<sub>6</sub>-C<sub>20</sub>” pueden ser calculadas mediante reglas de mezclado, pues se conoce la composición exacta de cada pseudocomponente, no sucede lo mismo con la viscosidad de los dos pseudocomponentes restantes, la cual sólo puede ser conocida midiéndola experimentalmente. De la misma forma, los parámetros de interacción sólo pueden ser obtenidos mediante complejos modelos matemáticos.

Para resolver este problema se utilizarán los datos obtenidos experimentalmente por Werner *et al*, 1998. Estos valores fueron obtenidos a partir de 18 muestras de aceites con diferentes concentraciones de asfaltenos.

Los valores de viscosidad para cada pseudocomponente son los siguientes:

$$\eta_1 = 0.049 \text{ mPa}\cdot\text{s}$$

$$\eta_2 = 0.646 \text{ mPa}\cdot\text{s}$$

$$\eta_3 = 4.68 \text{ mPa}\cdot\text{s}$$

$$\eta_4 = 8.589 \text{ mPa}\cdot\text{s}$$

Es importante señalar que la viscosidad correspondiente a la fracción de asfaltenos, no es una viscosidad real, sino más bien es un parámetro que representa la influencia de los asfaltenos dentro del modelo.

Los valores de los coeficientes de interacción fueron obtenidos mediante un método propuesto por Et-Thair, 1993. Dichos valores son:

$$\lambda_{12} = 0$$

$$\lambda_{123} = 0$$

$$\lambda_{1234} = 0$$

$$\lambda_{13} = 0$$

$$\lambda_{124} = 0$$

$$\lambda_{14} = -43.3$$

$$\lambda_{134} = -16.64$$

$$\lambda_{23} = 0.355$$

$$\lambda_{234} = 0$$

$$\lambda_{24} = 25.25$$

$$\lambda_{34} = 33.21$$

Cómo se observa son sólo cinco parámetros los que tienen un efecto considerable en la interacción entre los pseudocomponentes, el resto de ellos se consideran despreciables.

## CAPÍTULO V. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se detalla el procedimiento seguido para la predicción del comportamiento de la viscosidad de las muestras de crudo, así como un análisis de los resultados y gráficas obtenidas a partir del modelo propuesto.

Para facilitar la aplicación del modelo, se elaboró un programa en Fortran, que permitió realizar de manera más rápida los cálculos involucrados en el modelo propuesto. Para tal efecto el programa tiene que ser alimentado con los siguientes datos:

1. En un archivo .txt llamado “datos” se introduce la fracción peso de cada pseudocomponente así como la temperatura de interés.
2. El vector de presiones es introducido en otro archivo .txt llamado “vectorp”.
3. Los valores de los coeficientes de interacción y de las viscosidades de los pseudocomponentes son declarados en el código del programa.

Los resultados son impresos en un archivo .txt.

Con ayuda del programa, se calcularon las viscosidades para las 27 muestras de aceites, tomadas del trabajo realizado por Werner *et al.*, 1998. De los resultados obtenidos se observa la predicción de las viscosidades es aceptable tanto para aceites ligeros como para aceites pesados. El error promedio de estas mediciones fue de 24.38%.



Los resultados obtenidos se muestran en la **Tabla 5.1**.

**Tabla 5.1** Ajuste de las viscosidades de las muestras de crudo sintético

\*Saturados, Aromáticos y Resinas

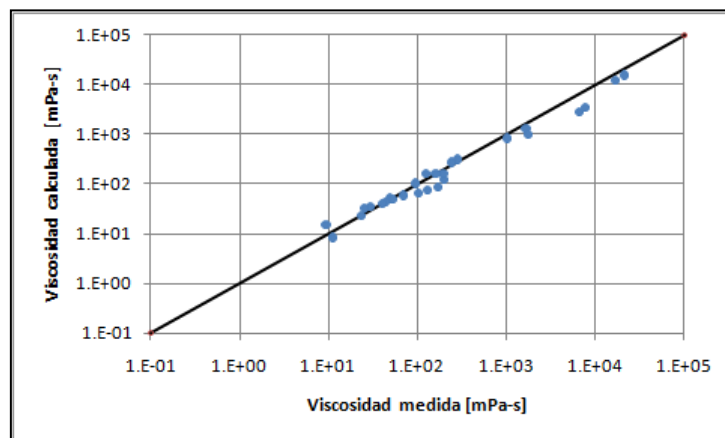
\*\*Asfaltenos

† Viscosidad del aceite a 35 MPa y 100°C

‡ Viscosidad del aceite a 0.1 MPa y 25°C

No.	Gas	C <sub>6</sub> -C <sub>20</sub>	SAR*	Asfalt.**	Presión [MPa]	Temp. [°C]	$\eta_m^\dagger$ [mPa-s]	$\eta(P_0, T_0)^\ddagger$ [mPa-s]	Viscosidad medida [mPa-s]	Viscosidad Calculada [mPa-s]	% error
1	0.000	0.255	0.625	0.120	0.1	50	86.6	12456.9	1650.0	1338.2	18.90
2	0.154	0.271	0.482	0.093	9.18	35	6.2	72.3	49.3	51.3	4.03
3	0.171	0.265	0.473	0.091	11.73	35	5.0	47.2	43.6	42.4	2.75
4	0.177	0.263	0.469	0.091	14.28	35	4.7	41.4	39.8	39.5	0.80
5	0.138	0.276	0.491	0.095	9.18	50	7.7	109.6	29.2	35.7	22.39
6	0.163	0.268	0.477	0.092	11.73	50	5.5	57.7	25.4	32.1	26.29
7	0.174	0.264	0.471	0.091	14.28	50	4.8	44.2	23.5	22.9	2.51
8	0.145	0.274	0.487	0.094	11.73	65	7.0	90.8	11.2	8.4	24.70
9	0.167	0.267	0.474	0.092	14.28	65	5.3	52.7	9.3	15.0	61.23
10	0.000	0.248	0.622	0.130	6.63	35	111.9	20519.5	16598.0	12168.9	26.68
11	0.000	0.248	0.622	0.130	11.73	35	111.9	20519.5	21134.0	15701.2	25.71
12	0.000	0.248	0.622	0.130	6.63	50	111.9	20519.5	6523.0	2839.6	56.47
13	0.000	0.248	0.622	0.130	11.73	50	111.9	20519.5	7738.0	3534.2	54.33
14	0.000	0.248	0.622	0.130	9.18	65	111.9	20519.5	1012.0	842.4	16.76
15	0.000	0.248	0.622	0.130	14.28	65	111.9	20519.5	1748.0	1000.1	42.79
16	0.099	0.223	0.561	0.117	6.63	35	20.5	748.7	283.0	316.7	11.92
17	0.124	0.217	0.545	0.114	9.18	35	13.9	350.5	238.0	272.5	14.48
18	0.159	0.209	0.523	0.109	11.73	35	8.2	124.0	199.0	122.4	38.52
19	0.169	0.206	0.517	0.108	14.28	35	7.1	94.3	168.0	88.0	47.63
20	0.080	0.228	0.572	0.120	6.63	50	28.1	1387.2	194.0	159.4	17.86
21	0.111	0.220	0.553	0.116	9.18	50	17.1	525.5	161.0	160.2	0.49
22	0.143	0.213	0.533	0.111	11.73	50	10.3	196.2	130.0	75.8	41.66
23	0.152	0.211	0.527	0.110	14.28	50	9.0	151.7	101.0	64.9	35.71
24	0.067	0.232	0.580	0.121	6.63	65	34.4	2053.6	125.0	165.0	32.01
25	0.092	0.225	0.565	0.118	9.18	65	23.0	933.7	94.0	103.8	10.46
26	0.121	0.218	0.547	0.114	11.73	65	14.5	379.0	68.5	59.0	13.93
27	0.133	0.215	0.539	0.113	14.28	65	12.1	268.8	52.7	48.9	7.13

En seguida, se graficaron los datos de viscosidad medida versus viscosidad calculada. La **Figura 5.1** muestra la gráfica resultante en la que, la pendiente (línea negra) de la línea obtenida representa los puntos en los cuales la viscosidad calculada es igual a la medida.



**Figura 5.1** Desviación de la viscosidad calculada respecto a la viscosidad medida.

El siguiente paso en este análisis fue aplicar el modelo a las muestras de crudos mexicanos para predecir el comportamiento de sus viscosidades. Para ello fue necesario agrupar los componentes de cada aceite en cuatro pseudocomponentes: Gas, en este pseudocomponente se agruparon el  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  y del  $\text{C}_1$  al  $\text{C}_5$ . El segundo pseudocomponente abarca del  $\text{C}_6$ - $\text{C}_{20}$ . En el tercer pseudocomponente se agrupan los hidrocarburos Saturados, Aromáticos y Resinas. Por último el cuarto pseudocomponente representa la fracción de asfaltenos.

El tercer pseudocomponente de los aceites analizados, se obtuvo restando, a la suma de la fracción peso de los componentes del  $\text{C}_{21}$  al  $\text{C}_{30+}$ , la fracción correspondiente a los asfaltenos. En el caso del *Aceite A*, esta fracción se obtuvo del análisis SARA; para el *Aceite B*, la fracción de asfaltenos fue supuesta.

La **Tabla 5.2** resume las fracciones en peso de los cuatro pseudocomponentes de los dos aceites.

**Tabla 5.2** Pseudocomponentes de las muestras de aceites mexicanos antes de la presión de saturación.

%peso	<i>Aceite A</i>	<i>Aceite B</i>
GAS	16.212	3.222
C6-C20	38.014	28.828
Saturados, Aromáticos y Resinas	44.465	55.181
Asfaltenos	1.309	12.769

Teniendo ya agrupados los pseudocomponentes, fue posible utilizar el programa en Fortran. El primer cálculo que realiza el programa es el correspondiente a la viscosidad a 35 MPa y 100°C ( $\eta_m$ ), mediante la regla de mezclado de Grunberg y Nissan (1949).

Con este valor de viscosidad el programa calcula, la viscosidad a 0.1 MPa y 25°C ( $\eta(P_0, T_0)$ ), haciendo uso de la ecuación 4.1. Cabe hacer énfasis que el valor numérico obtenido de esta manera, es meramente un paso intermedio, y carece de significado físico cuando el fluido tiene un alto contenido de gases.

Después de calcular la viscosidad a condiciones de referencia,  $\eta(P_0, T_0)$ , el siguiente cálculo es el de la viscosidad a diferentes presiones y temperaturas aplicando el modelo modificado de Kanti *et al* (1988). Para el *Aceite A*, la predicción se hizo a una temperatura de 156°C, y para el *Aceite B* las predicciones se hicieron para 160, 140, 80 y 60°C.

Con el *Aceite A*, se hizo una primera predicción considerando que la composición del fluido no varía con el abatimiento de presión. La **Tabla 5.3**, muestra los resultados obtenidos. Para esta predicción el error promedio fue de 24.46 %. Las viscosidades calculadas hasta la presión de saturación fueron muy cercanas a las viscosidades medidas.

**Tabla 5.3** Predicción del comportamiento de la viscosidad del *Aceite A*. (Composición constante), a 156°C.

\*Saturados, Aromáticos y Resinas

\*\*Asfaltenos

† Viscosidad del aceite a 35 MPa y 100°C

‡ Viscosidad del aceite a 0.1 MPa y 25°C

Gas	C <sub>6</sub> -C <sub>20</sub>	SAR*	Asfalt.**	Presión [MPa]	Temp. [°C]	$\eta_m^\dagger$ [mPa-s]	$\eta(P_0, T_0)^\ddagger$ [mPa-s]	Viscosidad medida [mPa-s]	Viscosidad Calculada [mPa-s]	% error	
	0.162	0.380	0.445	0.013	34.46	156	1.3981	3.9659	0.2873	0.2701	5.99
	0.162	0.380	0.445	0.013	32.39	156	1.3981	3.9659	0.2780	0.2654	4.55
	0.162	0.380	0.445	0.013	30.33	156	1.3981	3.9659	0.2691	0.2606	3.15
	0.162	0.380	0.445	0.013	26.11	156	1.3981	3.9659	0.2608	0.2510	3.76
	0.162	0.380	0.445	0.013	26.20	156	1.3981	3.9659	0.2528	0.2512	0.64
	0.162	0.380	0.445	0.013	24.13	156	1.3981	3.9659	0.2455	0.2465	0.39
Pb	0.162	0.380	0.445	0.013	21.45	156	1.3981	3.9659	0.2368	0.2403	1.49

**Tabla 5.3 (Continuación)** Predicción del comportamiento de la viscosidad del *Aceite A.* (Composición constante), a 156°C.

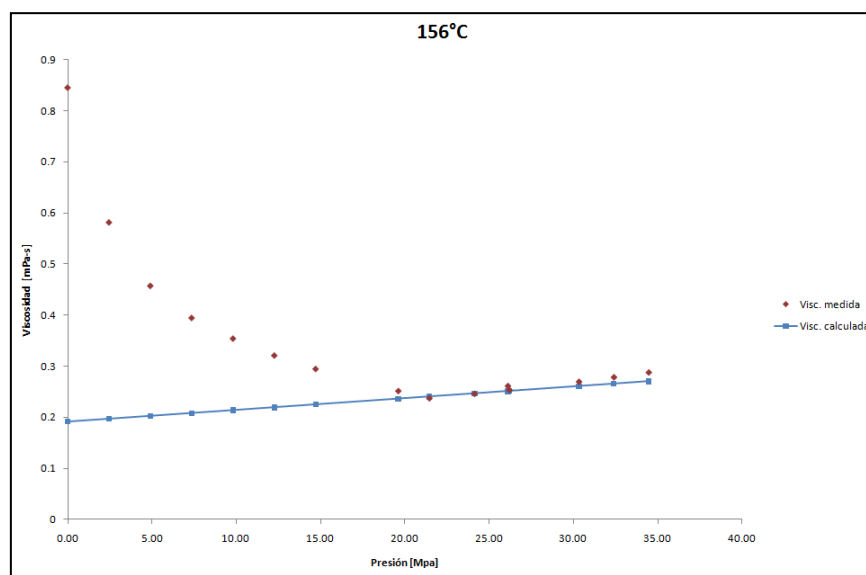
\*Saturados, Aromáticos y Resinas

\*\*Asfaltenos

† Viscosidad del aceite a 35 MPa y 100°C

Gas	C <sub>6</sub> -C <sub>20</sub>	SAR*	Asfalt.**	Presión [MPa]	Temp. [°C]	$\eta_m^\dagger$ [mPa-s]	$\eta(P_0, T_0)^\ddagger$ [mPa-s]	Viscosidad medida [mPa-s]	Viscosidad Calculada [mPa-s]	% error
0.162	0.380	0.445	0.013	19.61	156	1.3981	3.9659	0.2510	0.2361	5.93
0.162	0.380	0.445	0.013	14.71	156	1.3981	3.9659	0.2941	0.2249	23.53
0.162	0.380	0.445	0.013	12.26	156	1.3981	3.9659	0.3204	0.2193	31.55
0.162	0.380	0.445	0.013	9.80	156	1.3981	3.9659	0.3535	0.2137	39.55
0.162	0.380	0.445	0.013	7.35	156	1.3981	3.9659	0.3940	0.2081	47.18
0.162	0.380	0.445	0.013	4.90	156	1.3981	3.9659	0.4567	0.2025	55.66
0.162	0.380	0.445	0.013	2.45	156	1.3981	3.9659	0.5809	0.1969	66.11
0.162	0.380	0.445	0.013	0.00	156	1.3981	3.9659	0.8445	0.1913	77.35
<b>error promedio</b>									<b>24.46</b>	

La **Figura 5.2**, muestra una gráfica comparativa de las viscosidades medidas (puntos en rojo), y las viscosidades calculadas (puntos en azul). En ella se observa claramente que después de la presión de saturación, las viscosidades calculadas distan mucho de las viscosidades medidas, esto es porque después de esta presión la composición del aceite cambia drásticamente por la liberación de los componentes ligeros, influyendo de manera directa en la viscosidad del aceite.



**Figura 5.2** Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida

En base a estos resultados se hizo una predicción más, variando ahora la composición después de la presión de saturación.

Los resultados son mostrados en la **Tabla 5.4**. Con ésta consideración se observa un mejor ajuste de la viscosidad calculada a la viscosidad medida. También el error promedio se reduce considerablemente a 4.69%.

**Tabla 5.4** Predicción del comportamiento de la viscosidad del *Aceite A*, variando la composición después de la presión de saturación, a 156°C.

\*Saturados, Aromáticos y Resinas

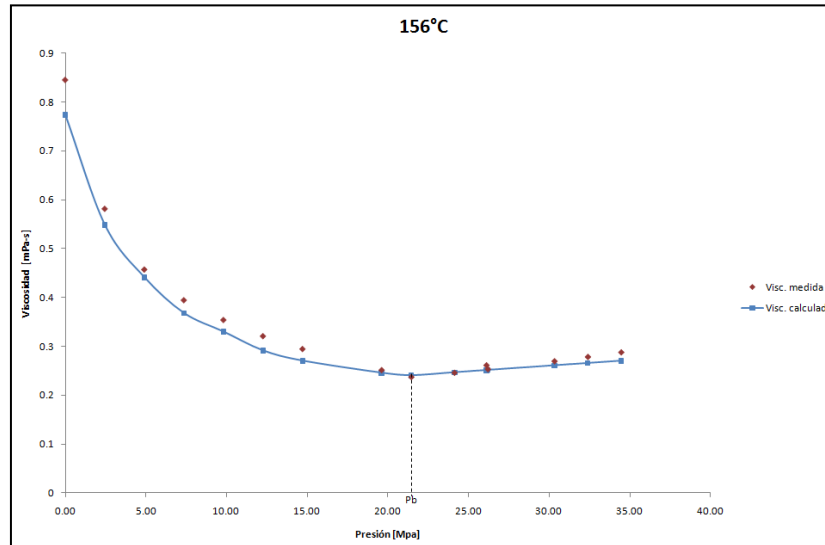
\*\*Asfaltenos

† Viscosidad del aceite a 35 MPa y 100°C

‡ Viscosidad del aceite a 0.1 MPa y 25°C

Gas	C <sub>6</sub> -C <sub>20</sub>	SAR*	Asfalt.**	Presión [MPa]	Temp. [°C]	$\eta_m^\dagger$ [mPa-s]	$\eta(P_0, T_0)^\ddagger$ [mPa-s]	Viscosidad medida [mPa-s]	Viscosidad Calculada [mPa-s]	% error	
	0.162	0.380	0.445	0.013	34.46	156	1.3981	3.9659	0.2873	0.2701	5.99
	0.162	0.380	0.445	0.013	32.39	156	1.3981	3.9659	0.2780	0.2654	4.55
	0.162	0.380	0.445	0.013	30.33	156	1.3981	3.9659	0.2691	0.2606	3.15
	0.162	0.380	0.445	0.013	26.11	156	1.3981	3.9659	0.2608	0.2510	3.76
	0.162	0.380	0.445	0.013	26.20	156	1.3981	3.9659	0.2528	0.2512	0.64
	0.162	0.380	0.445	0.013	24.13	156	1.3981	3.9659	0.2455	0.2465	0.39
Pb	0.162	0.380	0.445	0.013	21.45	156	1.3981	3.9659	0.2368	0.2403	1.49
	0.157	0.385	0.445	0.013	19.61	156	1.4245	4.1132	0.2510	0.2455	2.20
	0.150	0.390	0.447	0.013	14.71	156	1.4682	4.3628	0.2941	0.2703	8.10
	0.144	0.393	0.450	0.013	12.26	156	1.5106	4.6123	0.3204	0.2912	9.10
	0.131	0.399	0.457	0.013	9.80	156	1.6085	5.2135	0.3535	0.3297	6.73
	0.106	0.420	0.461	0.013	7.35	156	1.7808	6.3584	0.3940	0.3677	6.66
	0.100	0.423	0.464	0.013	4.90	156	1.8324	6.7232	0.4567	0.4408	3.47
	0.080	0.436	0.471	0.013	2.45	156	2.0035	8.0025	0.5809	0.5481	5.65
	0.032	0.450	0.550	0.013	0.00	156	2.8312	15.7126	0.8445	0.7736	8.40
<b>error promedio</b>										<b>4.69</b>	

La **Figura 5.3** muestra gráficamente los resultados de esta segunda predicción para el *Aceite A*. En algunos puntos se observa que el valor medido se aleja un poco del valor de viscosidad calculada. Este comportamiento puede deberse a que la composición del aceite después de la presión de saturación fue supuesta.

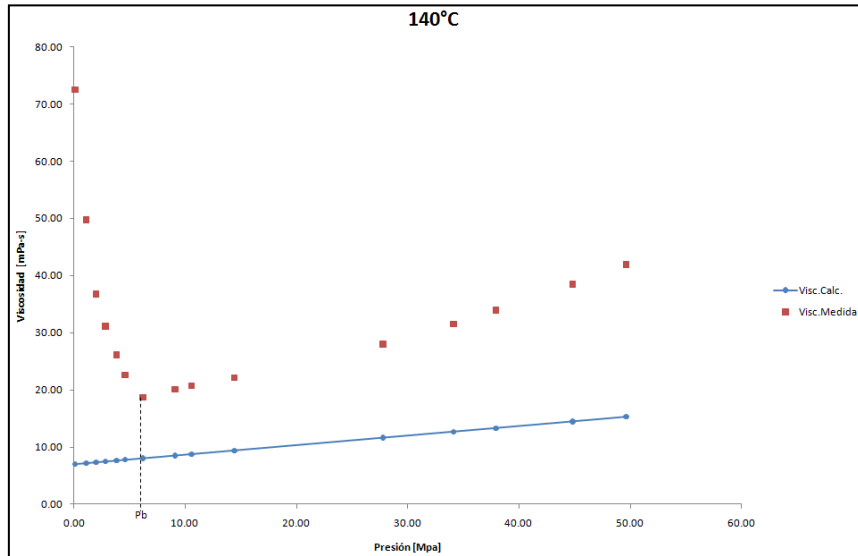


**Figura 5.3** Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida, variando la composición después de la presión de saturación

Como se mencionó en el capítulo anterior, en el caso el *Aceite B* fue necesario suponer la fracción de asfaltenos, para ello se probaron fracciones desde un 11 a un 15%. La primera predicción para esta muestra también se hizo con la composición constante, con la finalidad de encontrar la fracción de asfaltenos que mejor ajustara los valores de viscosidad antes de la presión de saturación, para posteriormente poder realizar el ajuste después de esta presión variando únicamente la composición.

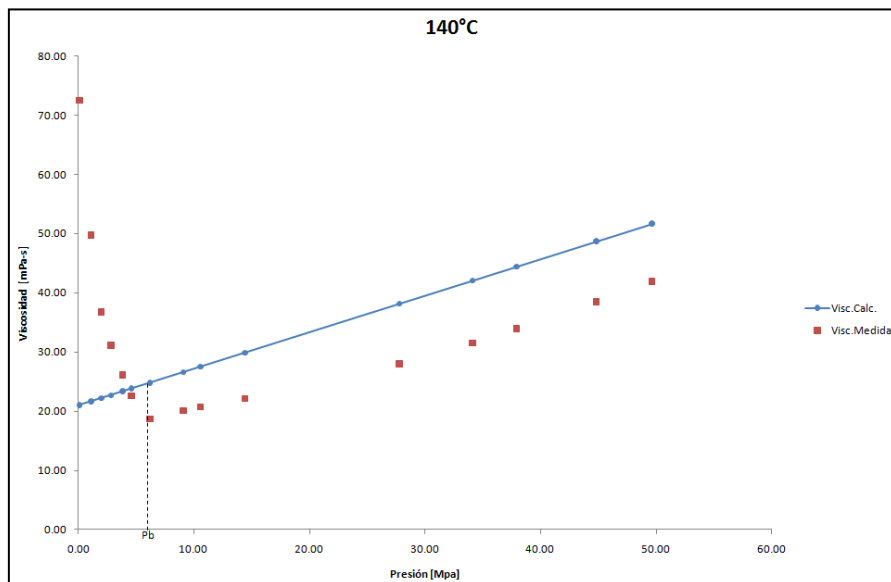
A continuación se presentan gráficamente los resultados obtenidos con 11% y 15% de asfaltenos, valores que representan los extremos del porcentaje de asfaltenos presentes en los crudos pesados producidos en México.

La **Figura 5.4** muestra los valores calculados de viscosidad a 140°C, cuando se supuso una fracción de asfaltenos del 11%. El error promedio obtenido fue de 42.4%, debido a que los valores de viscosidad calculados están muy por debajo de los valores medidos.



**Figura 5.4** Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 140°C, con 11% de asfaltenos.

La **Figura 5.5** muestra la predicción hecha suponiendo un 15% de asfaltenos disueltos en el aceite. El porcentaje de error obtenido fue de 32.9%, que aunque es menor que el error obtenido anteriormente, se puede observar en la gráfica que los valores calculados están sobre estimados.



**Figura 5.5** Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 140°C, con 15% de asfaltenos.

Después de realizar varias predicciones de viscosidad variando el porcentaje de asfaltenos, el mejor ajuste se obtuvo con 13% de éstos.

La **Tabla 5.5** resume las viscosidades medidas a 140°C. El error promedio fue de 21.19%

**Tabla 5.5** Predicción del comportamiento de la viscosidad del *Aceite B* a 140°C, con 13% de asfaltenos a composición constante.

\*Saturados, Aromáticos y Resinas

\*\*Asfaltenos

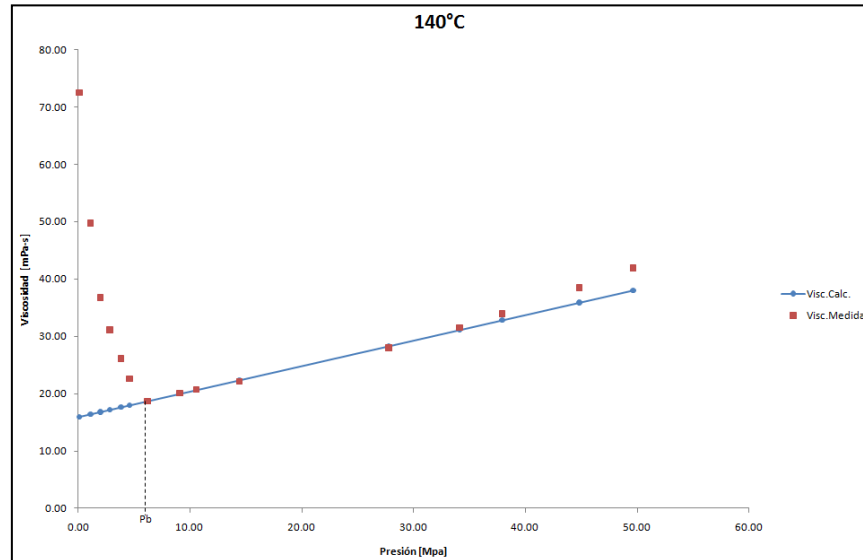
† Viscosidad del aceite a 35 MPa y 100°C

‡ Viscosidad del aceite a 0.1 MPa y 25°C

Gas	C <sub>6</sub> -C <sub>20</sub>	SAR *	Asfalt.**	Presión [MPa]	Temp. [°C]	$\eta_m$ † [mPa-s]	$\eta(P_0, T_0)$ ‡ [mPa-s]	Viscosidad medida [mPa-s]	Viscosidad Calculada [mPa-s]	% error	
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	49.64	140	65.78	7278.37	41.90	38.22	8.78
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	44.81	140	65.78	7278.37	38.51	36.06	6.36
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	37.92	140	65.78	7278.37	33.98	32.98	2.96
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	34.13	140	65.78	7278.37	31.50	31.28	0.70
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	27.76	140	65.78	7278.37	28.00	28.43	1.53
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	14.42	140	65.78	7278.37	22.12	22.46	1.53
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	10.58	140	65.78	7278.37	20.71	20.74	0.14
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	9.07	140	65.78	7278.37	20.08	20.06	0.09
Pb	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	6.19	140	65.78	7278.37	18.70	18.77	0.39
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	4.63	140	65.78	7278.37	22.59	18.07	20.00
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	3.83	140	65.78	7278.37	26.10	17.72	32.12
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	2.81	140	65.78	7278.37	31.10	17.26	44.50
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	2.00	140	65.78	7278.37	36.79	16.90	54.07
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	1.10	140	65.78	7278.37	49.69	16.49	66.80
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	0.10	140	65.78	7278.37	72.50	16.05	77.87
<b>error promedio</b>										<b>21.19</b>	

En la **Figura 5.6** se grafican los valores de viscosidad calculados con una fracción de asfaltenos del 13%. Se observa que hasta la presión de saturación se tiene un excelente ajuste de las viscosidades calculadas con respecto a las viscosidades medidas, a excepción de las viscosidades a 49.63 y 48.81 MPa que presentan un error 8.78% y 6.36% respectivamente. Obsérvese que después de la presión de saturación, las viscosidades calculadas siguen disminuyendo alejándose del comportamiento real.

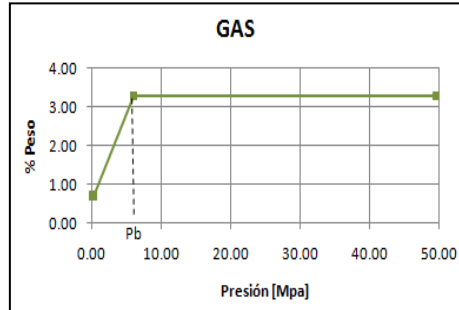




**Figura 5.6** Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 140°C, con 13% de asfaltenos.

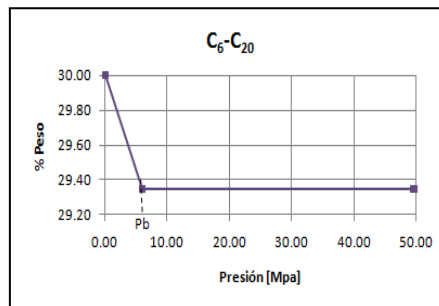
Ya que se obtuvo el ajuste de las viscosidades con respecto a la fracción de asfaltenos, se procedió a ajustar los valores calculados de viscosidad después de la presión de saturación, variando la composición del fluido a partir de este punto. En el caso de esta muestra de aceite pesado, se conoce la composición tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones estándar. Como esta no varía significativamente antes de la presión de saturación, se considero constante hasta este punto. Para obtener la composición debajo de la presión de saturación se elaboraron unas gráficas con los valores conocidos, es decir, la fracción de cada pseudocomponente a la presión de yacimiento, presión de saturación y presión atmosférica.

La **Figura 5.7** representa la variación del primer pseudocomponente (GAS), la disminución de ésta fracción es debido a que el metano se libera rápidamente conforme la presión va abatiéndose. Para obtener la fracción de GAS por debajo de la presión de saturación se realizó una interpolación lineal.



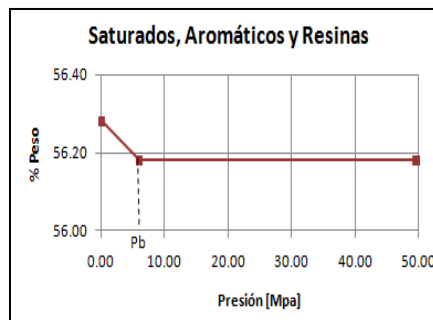
**Figura 5.7** Disminución del %peso del primer pseudocomponente

En la **Figura 5.8** se muestra la variación del pseudocomponente que comprende las fracciones del C<sub>6</sub> al C<sub>20</sub>. Como se observa en la figura, después de la presión de saturación, el % peso de este pseudocomponente comienza a aumentar.



**Figura 5.8** Comportamiento del %peso del segundo pseudocomponente

La **Figura 5.9** representa el comportamiento del tercer pseudocomponente. El porcentaje peso no varía mucho de la presión de yacimiento a la presión atmosférica, puesto que el porcentaje de saturados, aromáticos y resinas se mantiene casi constante.



**Figura 5.9** Comportamiento del %peso del tercer pseudocomponente.

El porcentaje de asfaltenos no fue graficado puesto que se mantiene constante a cualquier presión a la que se encuentre el aceite.

A continuación se presentan las predicciones del comportamiento de la viscosidad del *Aceite B*, a diferentes temperaturas y variando la composición debajo de la presión de saturación.

La **Tabla 5.6** presenta la variación de la composición del aceite después de la Pb, así como los valores de viscosidad calculados aplicando el modelo propuesto. El error promedio obtenido en las viscosidades calculadas fue de 4.51%

**Tabla 5.6** Predicción del comportamiento de la viscosidad del *Aceite B* a 140°C , considerando la variación de la composición.

\*Saturados, Aromáticos y Resinas

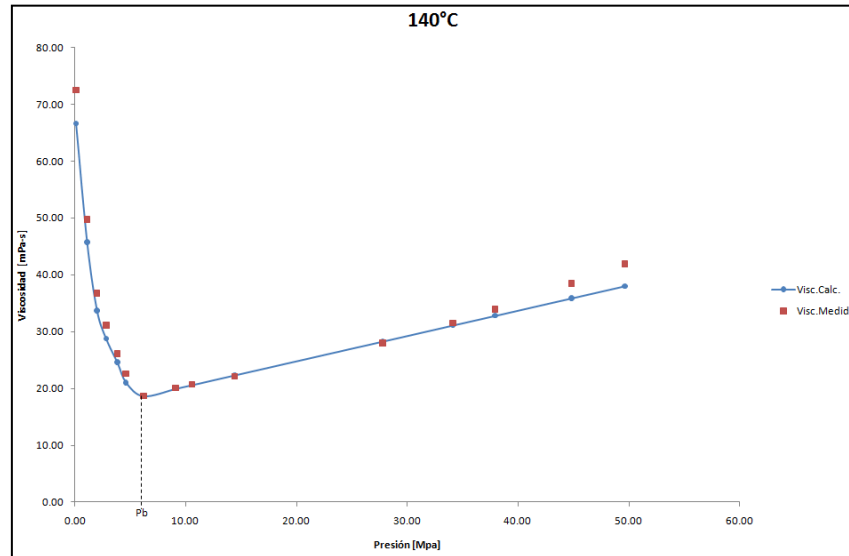
\*\*Asfaltenos

† Viscosidad del aceite a 35 MPa y 100°C

‡ Viscosidad del aceite a 0.1 MPa v 25°C

Gas	C <sub>6</sub> -C <sub>20</sub>	SAR *	Asfalt. **	Presión [MPa]	Temp. [°C]	$\eta_m$ † [mPa-s]	$\eta(P_0, T_0)$ ‡ [mPa-s]	Viscosidad medida [mPa-s]	Viscosidad Calculada [mPa-s]	% error	
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	49.64	140	65.40	7195.14	41.90	38.05	9.19
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	44.81	140	65.40	7195.14	38.51	35.90	6.77
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	37.92	140	65.40	7195.14	33.98	32.83	3.38
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	34.13	140	65.40	7195.14	31.50	31.14	1.14
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	27.76	140	65.40	7195.14	28.00	28.31	1.09
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	14.42	140	65.40	7195.14	22.12	22.36	1.10
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	10.58	140	65.40	7195.14	20.71	20.65	0.28
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	9.07	140	65.40	7195.14	20.08	19.98	0.50
Pb	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	6.19	140	65.40	7195.14	18.70	18.69	0.03
	0.0268	0.2950	0.5620	0.1300	4.63	140	69.82	8175.30	22.59	21.06	6.78
	0.0233	0.2959	0.5622	0.1300	3.83	140	72.51	8800.30	26.10	24.61	5.71
	0.0189	0.2970	0.5623	0.1300	2.81	140	76.12	9675.53	31.10	28.83	7.30
	0.0153	0.2979	0.5625	0.1300	2.00	140	79.12	10435.35	36.79	33.71	8.37
	0.0114	0.2989	0.5626	0.1300	1.10	140	82.58	11341.76	49.69	45.73	7.96
	0.0070	0.3000	0.5628	0.1300	0.10	140	86.60	12446.02	72.50	66.67	8.04
<b>error promedio</b>										<b>4.51</b>	

La **Figura 5.10** es la comparación grafica de las viscosidades calculadas con respecto a las viscosidades medidas. Obsérvese que ahora se tiene un mejor ajuste de la viscosidad debajo de la presión de saturación.



**Figura 5.10** Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 140°C.

La **Tabla 5.7** contiene los resultados de viscosidad del *Aceite B*, obtenidos para una temperatura de 120°C. Al igual que en la temperatura anterior, se observa un buen ajuste de los valores calculados con respecto de los datos medidos. El error promedio obtenido fue de 4.20%.

**Tabla 5.7** Predicción del comportamiento de la viscosidad del *Aceite B* a 120°C, considerando la variación de la composición.

\*Saturados, Aromáticos y Resinas

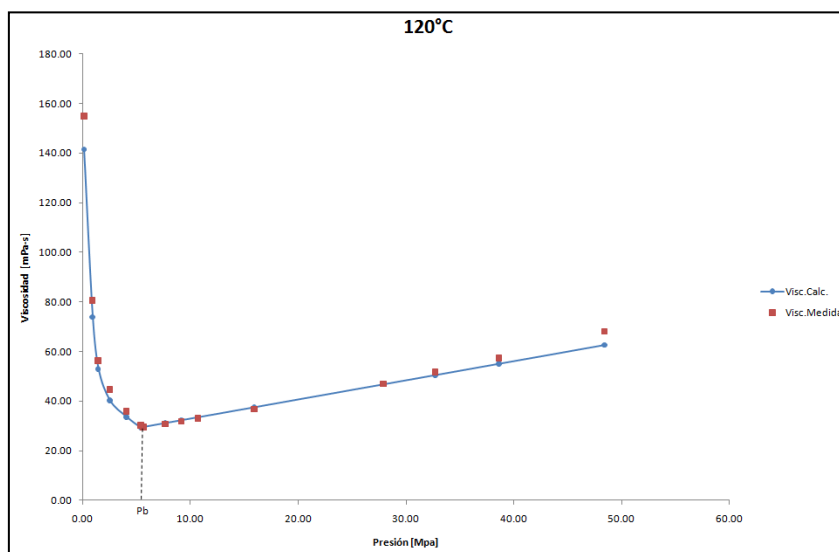
\*\*Asfaltenos

† Viscosidad del aceite a 35 MPa y 100°C

‡ Viscosidad del aceite a 0.1 MPa y 25°C.

Gas	C <sub>6</sub> -C <sub>20</sub>	SAR <sup>*</sup>	Asfalt. <sup>**</sup>	Presión [MPa]	Temp. [°C]	$\eta_m$ <sup>†</sup> [mPa-s]	$\eta(P_0, T_0)$ <sup>‡</sup> [mPa-s]	Viscosidad medida [mPa-s]	Viscosidad Calculada [mPa-s]	% error	
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	48.40	120	65.40	7195.14	68.11	62.59	8.10
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	38.61	120	65.40	7195.14	57.28	55.04	3.91
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	32.69	120	65.40	7195.14	51.73	50.48	2.42
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	27.87	120	65.40	7195.14	47.02	46.75	0.57
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	15.93	120	65.40	7195.14	36.82	37.54	1.96
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	10.69	120	65.40	7195.14	33.11	33.50	1.18
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	9.15	120	65.40	7195.14	31.85	32.31	1.46
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	7.65	120	65.40	7195.14	30.79	31.16	1.20
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	5.65	120	65.40	7195.14	29.48	29.62	0.47
Pb	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	5.38	120	65.40	7195.14	30.30	29.41	2.95
	0.0244	0.2956	0.5621	0.1300	4.07	120	71.70	8610.70	35.90	33.65	6.26
	0.0176	0.2973	0.5624	0.1300	2.52	120	77.20	9945.78	44.71	40.29	9.89
	0.0129	0.2985	0.5626	0.1300	1.45	120	81.23	10984.17	56.22	53.00	5.72
	0.0105	0.2991	0.5627	0.1300	0.91	120	83.34	11547.08	80.59	73.93	8.26
	0.0070	0.3000	0.5628	0.1300	0.10	120	86.60	12446.02	154.88	141.55	8.60
									<b>error promedio</b>		<b>4.20</b>

La **Figura 5.11** representa la comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 120 °C. En esta gráfica es posible apreciar que la mayoría de las viscosidades calculadas están muy cercanas a los valores reales, a excepción de la viscosidad a la presión de yacimiento. Este error puede ser provocado por la suposición previa del contenido de asfaltenos.



**Figura 5.11** Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 120°C.

La **Tabla 5.8** resume los valores de viscosidad para una temperatura de 80°C. Para esta temperatura, el error promedio de las viscosidades calculadas es de 4.86%.

**Tabla 5.8** Predicción del comportamiento de la viscosidad del *Aceite B* a 80°C, considerando la variación de la composición.

\*Saturados, Aromáticos y Resinas

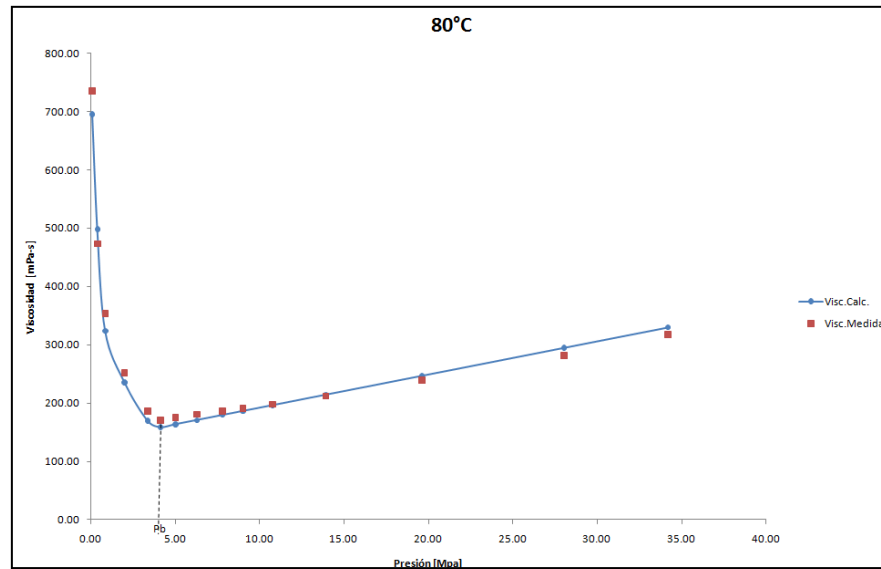
\*\*Asfaltenos

† Viscosidad del aceite a 35 MPa y 100°C

‡ Viscosidad del aceite a 0.1 MPa y 25°C.

Gas	C <sub>6</sub> -C <sub>20</sub>	SAR *	Asfalt. **	Presión [MPa]	Temp. [°C]	$\eta_m$ † [mPa-s]	$\eta(P_0, T_0)$ ‡ [mPa-s]	Viscosidad medida [mPa-s]	Viscosidad Calculada [mPa-s]	% error	
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	34.19	80	65.40	7195.14	317.01	329.61	3.97
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	28.04	80	65.40	7195.14	281.60	294.61	4.62
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	19.62	80	65.40	7195.14	238.95	246.67	3.23
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	13.93	80	65.40	7195.14	212.03	214.31	1.07
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	10.77	80	65.40	7195.14	197.78	196.30	0.75
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	9.01	80	65.40	7195.14	191.04	186.29	2.48
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	7.79	80	65.40	7195.14	185.58	179.35	3.36
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	6.29	80	65.40	7195.14	180.42	170.84	5.31
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	5.03	80	65.40	7195.14	175.63	163.62	6.84
Pb	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	4.14	80	65.40	7195.14	170.00	158.56	6.73
	0.0213	0.2964	0.5622	0.1300	3.38	80	74.10	9180.36	185.82	169.44	8.81
	0.0153	0.2979	0.5625	0.1300	2.01	80	79.10	10428.66	251.97	235.45	6.56
	0.0103	0.2992	0.5627	0.1300	0.86	80	83.53	11598.98	353.78	324.04	8.41
	0.0083	0.2997	0.5628	0.1300	0.40	80	85.39	12107.77	473.03	498.26	5.33
	0.0070	0.3000	0.5628	0.1300	0.10	80	86.60	12446.02	734.83	695.11	5.41
<b>error promedio</b>										<b>4.86</b>	

En la **Figura 5.12** se observa que la viscosidad calculada a las dos primeras presiones se encuentra ligeramente arriba de los valores medidos, nuevamente, este error puede ser causado por el porcentaje de asfaltenos supuesto. Sin embargo el resto de los valores calculados se ajusta muy bien a los datos medidos.



**Figura 5.12** Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 80°C.

Finalmente, en la **Tabla 5.9** se muestra las viscosidades calculadas para una temperatura de 60°C. En este caso, el error promedio observado fue de 7.73%. Este aumento significativo es debido a que las viscosidades calculadas cerca de la presión de saturación muestran una desviación significativa respecto a los valores calculados.

**Tabla 5.9** Predicción del comportamiento de la viscosidad del *Aceite B* a 60°C, considerando la variación de la composición.

\*Saturados, Aromáticos y Resinas

\*\*Asfaltenos

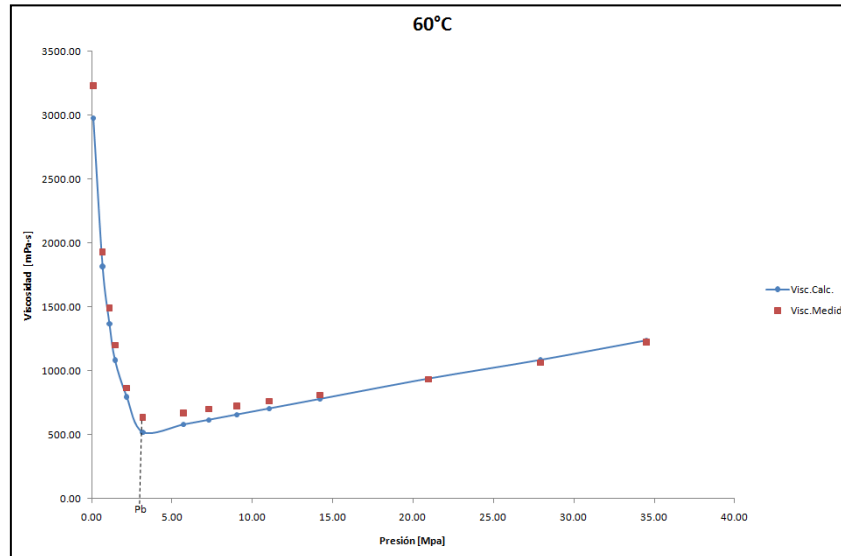
† Viscosidad del aceite a 35 MPa y 100°C

‡ Viscosidad del aceite a 0.1 MPa y 25°C

Gas	C <sub>6</sub> -C <sub>20</sub>	SAR*	Asfalt.**	Presión [MPa]	Temp. [°C]	$\eta_m^\dagger$ [mPa-s]	$\eta(P_0, T_0)^\ddagger$ [mPa-s]	Viscosidad medida [mPa-s]	Viscosidad Calculada [mPa-s]	% error	
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	34.49	60	65.40	7195.14	1223.40	1237.60	1.16
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	27.91	60	65.40	7195.14	1064.80	1085.04	1.90
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	20.94	60	65.40	7195.14	935.00	938.33	0.36
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	14.19	60	65.40	7195.14	811.00	779.26	3.91
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	11.05	60	65.40	7195.14	763.00	705.17	7.58
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	9.03	60	65.40	7195.14	726.00	657.56	9.43
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	7.28	60	65.40	7195.14	701.00	616.29	12.08
	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	5.72	60	65.40	7195.14	672.00	579.57	13.75
Pb	0.0328	0.2935	0.5618	0.1300	3.18	60	65.40	7195.14	637.34	519.62	18.47
	0.0161	0.2977	0.5625	0.1300	2.17	60	78.48	10269.53	865.55	797.74	7.83
	0.0129	0.2985	0.5626	0.1300	1.45	60	81.23	10984.17	1200.32	1083.36	9.74
	0.0114	0.2989	0.5626	0.1300	1.10	60	82.58	11341.76	1491.17	1369.13	8.18
	0.0095	0.2994	0.5627	0.1300	0.68	60	84.27	11801.39	1931.68	1817.41	5.92
	0.0070	0.3000	0.5628	0.1300	0.10	60	86.60	12446.02	3230.34	2976.23	7.87
<b>error promedio</b>										<b>7.73</b>	

En la **Figura 5.13** se observa que las viscosidades calculadas se ajustan muy bien a los datos medidos después de la presión de saturación, sin embargo para presiones mayores a ésta se observa un error significativo entre los valores calculados y los medidos. Una explicación para tal comportamiento es que probablemente la composición antes de la presión de saturación ya no sea válida para esta temperatura (60°), pues prácticamente está muy cercana a la temperatura atmosférica, y la composición que conocemos es a la temperatura de yacimiento, la cual se encuentra muy cerca de los 120°C.





**Figura 5.13** Comparación de la viscosidad calculada con la viscosidad medida a 60°C.

Un aspecto claramente visible en el *Aceite B*, es que a medida que va disminuyendo la temperatura, el error entre las viscosidades calculadas y las medidas para las dos primeras presiones (49.64 y 44.81 MPa), se va haciendo más pequeño. Esto podría deberse a mayor temperatura las moléculas tienen mayor energía cinética y tienden a formar dos fases, sin embargo la presión a la cual está sometido el aceite impide esta segregación.

Con estos resultados podemos observar que el modelo propuesto nos proporciona una predicción confiable de las curvas de viscosidad para diferentes tipos de aceite, pero es necesario conocer la composición del aceite después de la presión de saturación, pues a partir de esta presión el aceite comienza a liberar el gas disuelto en el aceite, quedando solamente las fracciones intermedias y pesadas, las cuales incrementan la viscosidad del crudo.

## CONCLUSIONES

Las reservas de petróleo pesado y extrapesado representan el 70 % de las reservas a nivel mundial, y su explotación ha adquirido gran importancia debido al agotamiento de las reservas de aceite de fácil extracción y al incremento de la demanda de combustibles fósiles, sin embargo representa grandes retos tecnológicos por su alta concentración de elementos pesados, tales como los asfaltenos, que como se mencionó en el capítulo1, son partículas de alto peso molecular que se encuentran suspendidas en el aceite.

Una de las propiedades fundamentales para la caracterización de este tipo de fluidos es la viscosidad, que será el indicador de que tan fácil fluirá el aceite. Es por ello que cobra importancia entender la relación entre la composición del aceite pesado y sus propiedades de flujo como la presión y la temperatura, especialmente el rol que juegan los asfaltenos en el aumento de la viscosidad del crudo.

Se revisaron varios modelos existentes en la literatura para el cálculo de la viscosidad del aceite, y el que mejor precisión mostró en la predicción del comportamiento de la misma, fue el modelo desarrollado por Quiñones-Cisneros et al. (2000). Sin embargo no se realizó una comparación con el modelo propuesto debido a que no considera los sólidos dispersos en el fluido.

En este trabajo se presentó un modelo matemático para predecir el comportamiento de la viscosidad de aceites con alto contenido de asfaltenos, para tal efecto, se toma en consideración la composición del crudo, la presión y la temperatura. Este modelo fue programado en el lenguaje Fortran y aplicado con la finalidad de predecir el comportamiento de la viscosidad de aceites pesados producidos en México, sin embargo al hacer una predicción para un aceite ligero, se observó que el modelo proporciona valores muy confiables, esto es posible dado que el modelo se alimenta con la composición del fluido.

Del análisis de los resultados obtenidos en este trabajo se deduce que es precisamente la composición del aceite la parte fundamental del modelo, y se debe

de tener especial cuidado en cómo va cambiando conforme la presión va disminuyendo.

En los resultados obtenidos se observa que, al mantener una composición constante en todo el intervalo de presiones, el error promedio en las viscosidades calculadas es elevado, debido a que la tendencia de éstas, es ir disminuyendo conforme la presión se abate. Pero esta tendencia no es realmente cierta después de la presión de saturación, pues a partir de este punto, el gas comienza a liberarse de la fase líquida, y por lo tanto la viscosidad real del aceite comienza a incrementar sustancialmente.

Cuando se consideró la variación de la composición después de la presión de saturación, se observó un mejor ajuste de las viscosidades calculadas a partir de este punto.

La principal recomendación derivada de este trabajo es que, para obtener una predicción confiable del comportamiento de la viscosidad de un fluido es fundamental tener a disposición por lo menos la composición del fluido a condiciones de yacimiento y la composición a condiciones estándar, así como el análisis SARA de la muestra, dado que a partir de éste último se obtiene la fracción de asfaltenos.

## **ANEXO**

Como se mencionó en el capítulo tres, existen varios modelos matemáticos que nos permiten predecir el comportamiento de la viscosidad considerando diferentes factores que afectan a la viscosidad, uno de ellos fue abordado ampliamente en este trabajo.

Otro modelo que ofrece una predicción confiable de la viscosidad es el desarrollado por Peng Luo y Yongan Gu, 2007, este modelo se fundamenta en una ecuación del tipo Arrhenius, en la cual considera el parámetro de forma de la partícula asfáltica.

Por razones de tiempo, este modelo no se utilizó para compararlo con el propuesto en la tesis, sin embargo a continuación se presentan las bases para el desarrollo de este modelo, quedando abierto para desarrollarse en un trabajo posterior.

### **Estudio experimental de Peng Luo y Yongan Gu (2007).**

Muchos estudios experimentales han demostrado que la viscosidad de los crudos pesados es fuertemente dependiente de la fracción de asfaltenos presentes, su estructura química y sus propiedades fisicoquímicas. Un método efectivo para modelar la viscosidad de los crudos pesados es considerarlos como un sistema en suspensión coloidal, en el cual las partículas de asfaltenos están dispersas. Se han desarrollado diversas teorías para predecir el efecto de las partículas sólidas en la viscosidad de un sistema en suspensión coloidal. De acuerdo a estas teorías, la fracción de volumen y el estado de agregación de las partículas de asfaltenos en una muestra de aceite pesado puede afectar en gran medida su viscosidad.

El efecto de los asfaltenos ha sido ampliamente estudiado. Mack (1932), midió la viscosidad de un crudo asfáltico mexicano, en el cual se observó claramente el aumento de la viscosidad debido a su contenido de asfaltenos. La viscosidad de un crudo reconstituido con 20% vol. de asfaltenos fue 367 veces más grande que el crudo desasfaltado (maltenos) a la misma temperatura. También se concluyó que el significativo incremento en la viscosidad con el contenido de asfaltenos se debe probablemente a la fuerte agregación de las partículas de asfaltenos. Por su parte

Dealy (1979), agregó 5% en peso de asfaltenos a un bitumen de Athabasca, mismo que ya contenía 16% en peso de asfaltenos, observando que la viscosidad incrementó de 300000 a 1000000 mP\*s.

Peng Luo *et al.* (2007), llevaron a cabo un estudio experimental para medir las viscosidades de once muestras reconstituidas de crudo pesado, con diferentes contenidos de asfaltenos a seis temperaturas constantes. La dependencia de la viscosidad relativa medida con el contenido de asfaltenos en cada muestra, es interpretada usando dos modelos de viscosidad para sistemas en suspensión coloidal. Se aplica una regresión no lineal para determinar la constante de solvatación, factor de forma, viscosidad intrínseca y máximo volumen de agregación de las partículas de asfaltenos para cada temperatura. Los resultados detallados de la regresión son utilizados para estudiar los efectos específicos del contenido de asfaltenos en la viscosidad de los crudos pesados y analizar los diferentes estados de las partículas de asfaltenos en las muestras de aceite pesado a diferentes temperaturas.

Para preparar los crudos sintéticos, primero fue necesario precipitar los asfaltenos de la muestra original usando el método estándar ASTM D2007. Por otro lado el filtrado obtenido fue destilado para recuperar el n-pentano disuelto y el producto obtenido de esta destilación fue un crudo libre de asfaltenos (maltenos). Finalmente las muestras de aceite pesado sintéticas con diferente concentración de asfaltenos, fueron preparadas con los asfaltenos recuperados de la mezcla original, posteriormente se obtuvo la densidad de cada muestra. Entonces la densidad de los asfaltenos pudo ser determinada mediante la siguiente relación:

$$\rho_{asf} = \frac{w_{asp}}{\frac{1}{\rho_{ac}} - \frac{1-w_{asf}}{\rho_{mal}}} \quad \dots\dots\dots (A1)$$

Además el porcentaje en peso de asfaltenos es expresado en fracción de volumen ( $\phi$ ).

$$\phi = \frac{\rho_{muestra}}{\rho_{asf}} w \quad \dots\dots\dots (A2)$$

Donde:

$\rho_{\text{asf}}$ :	Densidad de los asfaltenos [ $\text{kg}/\text{cm}^3$ ]
$\rho_{\text{ac}}$ :	Densidad del aceite [ $\text{kg}/\text{cm}^3$ ]
$\rho_{\text{mal}}$ :	Densidad de los maltenos [ $\text{kg}/\text{cm}^3$ ]
$\rho_{\text{muestra}}$ :	Densidad de cada muestra de aceite sintético [ $\text{kg}/\text{cm}^3$ ]
$W_{\text{asf}}$ :	Fracción peso de asfaltenos [adimensional]
$w$ :	fracción peso de asfaltenos en cada muestra de aceite sintético [adimensional]
$\phi$	Fracción de volumen de la fase dispersa [adimensional]

La  $\rho_{\text{muestra}}$  es obtenida mediante una interpolación lineal entre las densidades medidas de los maltenos y la mezcla original de aceite a la presión atmosférica y  $23.9^\circ \text{C}$ . Posteriormente se obtuvieron los valores de viscosidad para cada muestra a temperatura constante.

Es bien conocido que la presencia de partículas sólidas dispersas o gotas de líquidos en una suspensión coloidal afectan significativamente la viscosidad. La viscosidad relativa de una suspensión coloidal puede ser expresada como:

$$\mu_r = \frac{\mu}{\mu_0} = 1 - v\phi_{ef} + k_1\phi_{ef}^2 + k_2\phi_{ef}^3 + \dots \quad \dots\dots\dots (A3)$$

Donde :

$\mu_r$ :	Viscosidad relativa [mPa-s]
$\mu$ :	Viscosidad de la suspensión coloidal [mPa-s]
$\mu_0$ :	Viscosidad de la fase dispersante [mPa-s]
$v$ :	Factor de forma de las partículas sólidas dispersas [adimensional]
$\phi_{\text{eff}}$ :	Fracción volumen efectiva [adimensional]
$k_1$ y $k_2$ :	Parámetros de ajuste

La viscosidad relativa es definida como la relación entre la viscosidad de la suspensión coloidal y la viscosidad  $\mu_0$  de la fase continua y  $\phi_{ef}$  representa la fracción de volumen efectiva de la fase dispersa en la suspensión coloidal después de que es solvatada en la fase continua. La relación de la fracción efectiva en volumen  $\phi_{ef}$  de la fase solvatada y su fracción de volumen en masa seca original  $\phi$ , antes de ser dispersada, es llamada *constante de solvatación* K:

$$K = \frac{\phi_{ef}}{\phi} \quad \dots\dots\dots (A4)$$

Por lo tanto, la ecuación A3 puede expresarse en términos de la fracción de volumen original en masa seca de la fase dispersa como sigue

$$\mu_r = \frac{\mu}{\mu_0} = 1 - [\mu]\phi + K_1\phi^2 + K_2\phi^3 + \dots \quad \dots\dots\dots (A5)$$

y

$$[\mu] = K\nu \quad \dots\dots\dots (A6)$$

Donde :

$\mu_r$ :	Viscosidad relativa [mPa-s]
$\mu$ :	Viscosidad de la suspensión coloidal [mPa-s]
$\mu_0$ :	Viscosidad de la fase dispersante [mPa-s]
$[\mu]$ :	Viscosidad intrínseca [adimensional]
$\nu$ :	Factor de forma de las partículas sólidas dispersas [adimensional]
$\phi$ :	Fracción de volumen de la fase dispersa [adimensional]
K:	constante de solvatación [adimensional]
$k_1$ y $k_2$ :	Coefficientes de ajuste [adimensional]

Aquí, se introduce la viscosidad intrínseca cuando se usa la fracción en volumen original en masa seca de la fase dispersa, la cual representa el efecto conjunto de la solvatación y la forma de la fase dispersa en la viscosidad relativa.

Einstein (1906), desarrolló una ecuación para predecir la viscosidad de dispersiones diluidas (Ecuación A7) en la cual la viscosidad intrínseca  $[\mu]$  es igual al factor de forma  $\nu=2.5$  para partículas esféricas sin efecto de solvatación ( $K=1$ ). Pero en muchos casos prácticos esta ecuación es inaplicable pues se incluye el efecto de solvatación, partículas no esféricas y altas concentraciones de la fase dispersa.

$$\mu_r = 1 + 2.5\phi \quad \dots\dots\dots (A7)$$

Pal y Rhodes (1989), sugirieron el siguiente modelo para calcular la viscosidad considerando el efecto de solvatación de una emulsión concentrada (Ecuación A8), esta ecuación es aplicable para una fracción en volumen de las gotas de emulsión mayor a 0.1, y el factor de forma  $\nu=2.5$  indica que las gotas son consideradas esféricas.

$$\mu_r = (1 - K\phi)^{-2.5} \quad \dots\dots\dots (A8a)$$

Para partículas no esféricas en suspensión la ecuación anterior puede ser generalizada introduciendo el factor de forma:

$$\mu_r = (1 - K\phi)^{-\nu} \quad \dots\dots\dots (A8b)$$

En esta ecuación, la constante de solvatación  $K$  y el factor de forma  $\nu$  pueden ser usados como parámetros ajustables y calcularlos simultáneamente mediante una regresión no lineal si se disponen de los datos de  $\mu_r$  y  $\phi$ .

Para las muestras de aceites pesados con diferentes fracciones de asfaltenos a cada temperatura, se define la siguiente función objetivo (Ecuación A9) para cuantificar la diferencia total entre la viscosidad relativa calculada teóricamente ( $\mu_{rci}$ ) con la ecuación A8b y la viscosidad relativa medida experimentalmente ( $\mu_{rmi}$ ).

$$E(K, \nu) = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \frac{\mu_{rci} - \mu_{rmi}}{\mu_{rmi}} \right)^2} \quad \dots\dots\dots (A9)$$



Donde  $n$  representa el número de muestras reconstituidas de aceite pesado con diferentes fracciones de asfaltenos a la misma temperatura. Entonces, la función objetivo mínima global  $E(K, \nu)_{\min}$  representa el mejor ajuste de los datos de viscosidad relativa calculados a las viscosidades relativas medidas experimentalmente.

Físicamente la viscosidad de una dispersión coloidal se aproxima a infinito si las partículas sólidas o las gotas de líquido son tan densamente dispersas y aglomeradas que no hay espacio libre entre ellas para permitirles moverse. En este caso la fracción de volumen efectiva de las partículas sólidas dispersas o de las gotas de líquido es menor que la unidad y es denominado máximo volumen de aglomeración ( $\phi_{\max}$ ). Mooney (1951), consideró este efecto de agrupamiento de la fase dispersa y formuló la siguiente ecuación semi-empírica:

$$\mu_r = \exp \left[ \frac{[\mu] \phi}{1 - \frac{\phi}{\phi_{\max}}} \right] \quad \dots\dots\dots (A10)$$

Esta ecuación tiene dos parámetros, la viscosidad intrínseca  $[\mu]$  y el máximo volumen de aglomeración  $\phi_{\max}$ , ambas pueden ser determinadas utilizando una regresión no lineal.

Finalmente, la viscosidad del líquido a diferentes temperaturas puede ser descrita usando la ecuación de Arrhenius (ecuación A11), la cual fue derivada de la teoría de la viscosidad de Eyring.

$$\mu(T) = \mu(T_0) \exp \left[ \frac{E_a}{R} \left( \frac{1}{T} - \frac{1}{T_0} \right) \right] \quad \dots\dots\dots (A11)$$

Donde

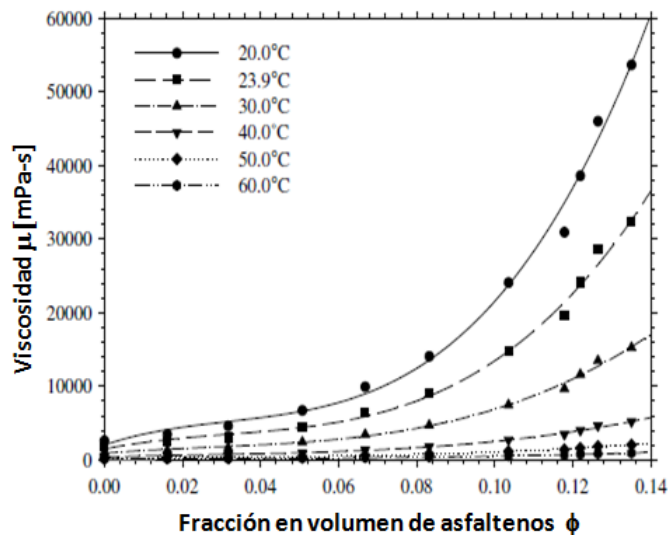
$\mu(T)$ :	Viscosidad del líquido a la temperatura de interés [mPa-s]
$\mu(T_0)$ :	Viscosidad del líquido a la temperatura de referencia [mPa-s]
T:	Temperatura de interés [K]
$T_0$ :	Temperatura de referencia [333.15 K]

- $E_a$ : Energía de activación del flujo viscoso (J/mol).  
R: Constante universal de los gases (J/K mol)

La teoría de Eyring establece que para que una molécula de líquido se mueva, las otras moléculas circundantes deben moverse en los espacios libres adyacentes para originar un espacio libre para que otra molécula pueda entrar entre ellas. La viscosidad de cualquier líquido puede ser generalmente considerado como un proceso de actividad térmica. A altas temperaturas, las moléculas del líquido tienen una energía térmica muy alta, de modo que pueden superar más fácilmente la barrera de energía y moverse hacia los sitios libres adyacentes.

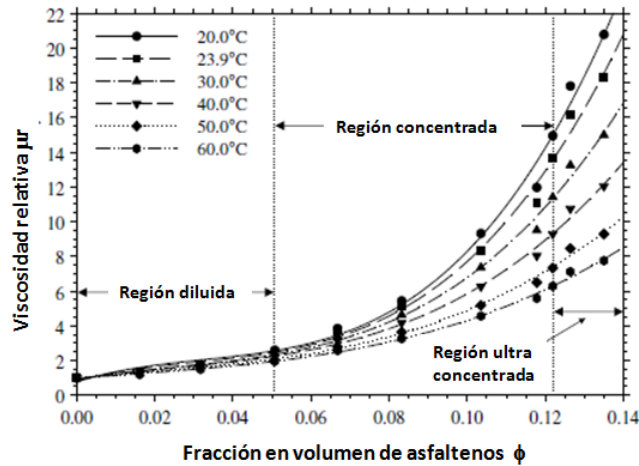
Para este estudio se prepararon once mezclas sintéticas las cuales tenían fracción de asfaltenos en un rango de 0 a 13.5 % volumen. Las viscosidades fueron medidas a seis temperaturas constantes.

La **Figura A.1** muestra la viscosidad absoluta medida de las mezclas sintéticas de aceite pesado versus la fracción en volumen de asfaltenos a diferentes temperaturas. De esta figura se observa que el alto contenido de asfaltenos en el aceite incrementa la viscosidad, particularmente a bajas temperaturas.



**Figura A.1** Medición de la viscosidad de las muestras de aceites sintéticos a diferentes temperaturas. Peng, 2007.

En la **Figura A.2** se grafica la viscosidad relativa de las muestras de aceites sintéticos. Esta viscosidad es la relación de la viscosidad de la muestra de aceite sintético entre la viscosidad de los maltenos sin contenido de asfaltenos a la misma temperatura.



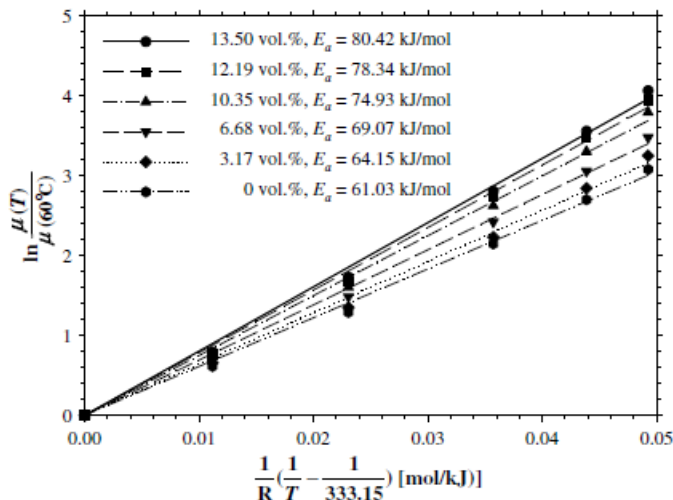
**Figura A.2** Gráfica de viscosidades relativas.  
Peng, 2007.

Rigurosamente hablando, en esta figura se observan tres regiones bien definidas: la *región diluida* corresponde a una fracción volumen de asfaltenos menor a 5% en donde las viscosidades relativas son menos sensibles a la temperatura. El lento incremento en la viscosidad relativa es debido a la interacción entre los maltenos y las partículas de asfaltenos.

En la *región concentrada* la fracción volumen de asfaltenos comienza a ser más alta, en consecuencia las partículas de asfaltenos está más concentradas y la interacción entre ellas es más pronunciada, produciéndose un aumento significativo en la viscosidad relativa además de volverse sensible a la temperatura.

La tercera región se observa la fracción volumen de asfaltenos excede el 12%, aquí la viscosidad relativa incrementa mucho más rápido y es más sensible a la temperatura.

La **Figura A.3** es una gráfica en términos de la ecuación A11, para las seis mezclas de aceites sintéticos. La pendiente de las líneas rectas a cada temperatura representa la energía de activación.



**Figura A.3** Gráfica en términos de la ecuación tipo Arrhenius Peng, 2007.

Para encontrar un mejor ajuste de la viscosidad relativa medida, se utilizó la ecuación A8b, para tal fin se probaron valores de la constante de solvatación  $K$ , y el factor de forma ( $\nu$ ) dentro de un rango de 1-5 y 2.5-10 respectivamente.

Finalmente, con la viscosidad relativa calculada con la ecuación A8b, se minimizó la función objetivo (Ecuación A9), para obtener los valores óptimos del factor de forma y la constante de solvatación. En general, se observó que los valores de estos dos parámetros decrecen cuando la temperatura incrementa.

## BIBLIOGRAFÍA

1. **Akbarzadeh K, Allenson S, Creek J.** “*Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial*”, Oilfield Review. Otoño 2007.
2. **Alayon M.** “*Asfaltenos: ocurrencia y floculación*”, Universidad de los Andes.
3. **Al-Besharah J.M, Akashah S, Mumford C.J.** “*The effect of temperature and pressure on the viscosities of crude oils and their mixtures*”, Ind.Eng.Chem.Res 28 (1989), 213-221.
4. **Alboudwarej H, Badry R, Baker A.** “*La importancia del petróleo pesado*”, Oilfield Review. Otoño 2008.
5. **Argillier J.F, Couset C, Hénaut I.** “*Heavy oil rheology as a function of asphaltenes and resins contents and temperature*”, SPE/Canadian Heavy Oil Association.
6. **Bird R.B, Steward W.E, Lightfoot E.N.** “*Fenómenos de transporte*”, Ed. Reverté.
7. **Curtis C, Kopper R, Decoster E, Guzmán-García A, Huggins C.** “*Yacimientos de petróleo pesado*”, Oilfield Review. Invierno 2002.
8. **Delgado J.G.** “*Asfaltenos: composición, agregación y precipitación*”, Universidad de los Andes.
9. **Eirich F.R.** “*Rheology. Theory and Applications*”, Academic Press Inc. Publishers N.Y. 1956.
10. **H Shames I.** “*Mecánica de fluidos*”, Tercera edición. Mc Graw Hill.
11. **ISO 3219.** “*Plastics –Polymers/resins in the liquid state or as emulsion or dispersions- Determination of viscosity using a rotational viscometer with defined shear rate*”, Second Edition, International Standard,1993.
12. **Luo P, Gu Yongan.** “*Effects of asphaltenes content on the heavy oil viscosity at different temperatures*”, Fuel 86 (2007), 1069-1078

13. **McCain William D. Jr.** *“The properties of petroleum fluids”*, Second Edition, Penn Well Books, 1990,
14. **Okechukwu U, Bayo A.** *“The effects of temperature and shear rate on the apparent viscosity of Nigerian oil sand bitumen”*, Fuel Processing Technology 60 (1999), 95-101.
15. **Ordoñez C, Romero L.F, Vargas M.** *“Mecánica de fluidos”*, Mc Graw Hill
16. **Quiñones Cisneros S. E, Zéberg Mikkelsen C.K, Stenby E.H.** *“The friction theory (f-theory) for viscosity modeling”*, Fluid Phase Equilibria 169 (2000), 249-276.
17. **Tissot B.P, Welte D.H.** *“El petróleo su formación y localización”*, Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, 1982.
18. **Werner A, Behar F, Hemptinne J.C, Behar E.** *“Thermodynamic properties of petroleum fluids during expulsion and migration from source rocks”*, Org. Geochem. 24 (1996), 1079-1095.
19. **Werner A, Behar F, Hemptinne J.C, Behar E.** *“Viscosity and phase behaviour of petroleum fluids with high asphaltene content”*, Fluid Phase Equilibria 147 (1998), 343-356.
20. **Werner A, Behar F, Hemptinne J.C, Behar E.** *“A new viscosity model for petroleum fluids with high asphaltene content”*, Fluid Phase Equilibria 147 (1998), 319-341.