



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“MODELO REOLÓGICO DE ACEITES DE YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO
DE INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

MIGUEL ANGEL REYES GABRIEL

DIRECTOR:

DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA



MÉXICO, DF, ENERO 2012



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

*Lo que está delante de nosotros
y lo que está detrás es poco importante
comparado con lo que reside
en nuestro interior.*

Oliver Wendell Holmes

*Es tan vana la esperanza de que se llegará sin
trabajo y sin molestia a la posesión del saber
y la experiencia, cuya unión produce la sabiduría,
como contar con una cosecha donde no se ha
sembrado ningún grano.*

Benjamín Franklin

*No se trata de ser el primero,
sino de llegar con todos y a tiempo.*

León Felipe

*El único hombre que no se equivoca
es el que nunca hace nada.*

Johann Wolfgang von Goethe

AGRADECIMIENTOS.

A DIOS, por brindarme la dicha de pertenecer ha esta maravillosa familia y dejarme vivir esta vida que sin duda es fenomenal.

A mi padres: **JUANA GABRIEL RUIZ**, muchísimas gracias por estar siempre a mi lado y brindarme ese inmenso amor que constantemente me diste, gracias por todos tus consejos que me fueron de gran utilidad a lo largo de este tramo de mi vida, eres un ejemplo de tenacidad y perseverancia, simplemente eres la mejor mama del mundo muchísimas gracias por todo, te amo, a **MIGUEL REYES FELIPE**, no sé cómo agradecerte todo lo que me has enseñado y espero seguir aprendiendo de ti cosas que no se aprenden en la escuela, muchísimas gracias por enseñarme a trabajar y ser un hombre de bien, eres el vivo ejemplo de que con sacrificios y constante lucha se puede salir adelante, papa eres mi héroe. Estoy muy orgulloso de ser hijo de ustedes simplemente me queda agradecer a dios por brindarme a ustedes como padres, muchísimas gracias por todo. Este trabajo se los dedico con muchísimo amor,

A mis hermanos: primero las damas, **ZAIRA REYES GABRIEL**, gracias hermanita por siempre demostrarme todo tu amor y nunca darme la espalda pero sobre todo gracias por confiar en mí, espero nunca decepcionarte y recuerda que cuando me necesites siempre estaré para apoyarte, siempre, **LIDIA REYES GABRIEL**, gracias por regañarme, con o sin razón, por criticarme y hacer que me diera cuenta que me estaba equivocando en mis decisiones, muchísimas gracias nunca lo tome a mal, gracias por los consejos que me brindaste, tqm y sé que tu también, el más morro **EDGAR REYES GABRIEL**, que te puedo decir carnal, gracias por recordarme que en la vida hay etapas y que todas hay que vivirlas al máximo, al cien, discúlpame por no haberte podido dedicar más tiempo en verdad lo siento, tqm, cuídate mucho y recuerda que siempre estaré para lo que necesites, échale muchísimas ganas a todo lo que te guste, a todo, nunca hay que decir, pude hacer mas, siempre da el máximo y recuerda que puedes lograr todo lo que te propongas. Recuerden que los quiero muchísimo a los tres y siempre los apoyare que no les quede duda.

A mis abuelitos: **PAPSUSE Y LILA**, muchísimas gracias por demostrarme siempre todo su cariño y por las bellísimas experiencias vividas a su lado, y aunque no están en cuerpo aquí siempre me acuerdo con mucho cariño de ustedes y sé que desde donde están me dan sus bendiciones, **ALBERTO Y POMPOSA**, muchísimas gracias por todo su apoyo y cariño espero contar con ustedes por mucho tiempo más.

A una persona muy especial en mi vida, a mi novia, **MARIA FERNANDA GUTIERREZ CHAVEZ**, gracias bonita por estar siempre que necesite unas palabras de aliento, por compartir la mitad de la carrera y ser pieza fundamental en mi formación como ingeniero, muchísimas gracias por todo, espero que cumplas todas tus metas, TAMO MUCHÍSIMO, gracias por los momentos tan bonitos que he pasado a tu lado durante todo este tiempo, recuerda que hay que echarle muchísimas ganas y nunca te des por vencida, no se te olvide que siempre contarás con mi apoyo, besitos.

A todos mis tíos y primos, necesitaría algunas cuartillas para ponerlos a todos, gracias por todo su apoyo brindado en este tiempo en verdad muchísimas gracias por estar siempre que los necesite, recuerden que siempre los llevaré en el corazón, los quiero a todos.

A todos mis amigos y amigas que a lo largo de mi carrera siempre me apoyaron y me regañaron gracias a todos: **DALIA, RAFA, DAVID, FLORE, LULU, MOLES, RICHI, ADAN, EDISON, SIPRIANO, SON MUCHOS** gracias a todos y espero que nos encontremos otra vez.

Al **Dr. Enrique Serrano Saldaña**, muchísimas gracias por su apoyo y todo el tiempo invertido en este trabajo, gracias.

A mis sinodales: **Ing. Manuel Villamar Viguera, Dr. Rafael Rodríguez Nieto, Dr. Rafael Herrera Gómez e Ing. Israel Castro Herrera**, gracias por dedicar parte de su tiempo para revisar esta tesis y por sus comentarios que la enriquecieron muchísimo.

Final mente un enorme agradecimiento a mi Alma Mater, la **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO** y a la hermosa **FACULTAD DE INGENIERÍA**, porque en sus aulas tuve la oportunidad de formarme como profesionista y conocer a las personas que formaron parte de mi familia universitaria. Muchísimas gracias.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	iii
ÍNDICE DE TABLAS	vi
RESUMEN	vii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. MARCO CONTEXTUAL	5
1.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES	5
1.1.1 Yacimiento	5
1.1.2 Porosidad	5
1.1.2.1 Porosidad absoluta	6
1.1.2.2 Porosidad efectiva	6
1.1.3 Saturación	7
1.1.3.1 Saturación inicial	8
1.1.3.2 Saturación crítica	8
1.1.4 Ley de Darcy	9
1.1.5 Permeabilidad	13
1.1.5.1 Permeabilidad absoluta	13
1.1.5.2 Permeabilidad efectiva	13
1.1.5.3 Permeabilidad relativa	13
1.1.6 Clasificación de yacimientos	14
1.1.7 Yacimientos naturalmente fracturados	18
1.2 REOLOGÍA	19
1.2.1 Tipos de fluidos	22
1.2.1.1 Fluidos Newtonianos	22
1.2.2 Ley de Newton de la viscosidad	23
1.2.3 Fluidos no-Newtonianos	25
1.2.4 Modelos reológicos	29
1.2.4.1 Modelo de Bingham	30
1.2.4.2 Modelo de Ostwald de Waele	30
1.2.4.3 Modelo de Eyring	31
1.2.4.4 Modelo de Ellis	31
1.2.4.5 Modelo de Reiner-Philippoff	31
1.3 TEORÍA FRACTAL	33
1.3.1 ¿Que son los fractales?	34
1.3.2 Dimensión fractal	35
1.3.3 Tipos de fractales	36
1.4 REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE	39

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	50
2.1 REÓMETRO ROTACIONAL	50
2.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	50
2.2.1 Teoría de operación	50
2.2.2 Métodos de cálculo	51
2.2.3 Geometría estándar	53
2.3 CALIBRACIÓN	56
2.4 SOFTWARE	59
2.5 DESCRIPCIÓN DE LA TÉCNICA	60
2.5.1 Procedimientos de limpieza y mantenimiento del equipo	60
2.5.2 Preparación de las muestras de aceite	63
CAPÍTULO 3. DETERMINACIÓN DEL MODELO REOLÓGICO	66
3.1 DETERMINACIÓN DE ESFUERZO CORTANTE (τ) Y VISCOSIDAD (μ) EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORTE (γ)	66
3.2 AJUSTE DE LOS RESULTADOS AL MODELO DE BINGHAM	73
3.3 USO DEL PUNTO DE CEDENCIA (τ_0) PARA LA DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN INICIAL	75
3.4 CONTRIBUCIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR EN EL GRADIENTE DE PRESIÓN INICIAL	81
3.5 ESTIMACIÓN DEL FACTOR F	84
CONCLUSIONES	87
APORTACIONES	88
BIBLIOGRAFÍA	89

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Distribución mundial de las reservas de carbonatos	1
1.2	Reservas totales de hidrocarburos	3

CAPÍTULO 1

1.1	Representación esquemática de un yacimiento petrolero	5
1.2	Representación esquemática de una roca porosa	7
1.3	Ejemplo de saturación	8
1.4	Instrumento que utilizó Darcy	9
1.5	Permeabilidades relativas, agua-aceite	14
1.6	Esquema de un yacimiento naturalmente fracturado	19
1.7	Deformación continua de un flujo	20
1.8	Formación del perfil de velocidades	23
1.9	Reogramas de distintos comportamientos reológicos	27
1.10	Reograma típico de un fluido no Newtoniano	28
1.11	Comportamiento típico de un fluido no Newtoniano	28
1.12	Resumen de modelos no Newtonianos	29
1.13	Ejemplo de fractales lineales	37
1.14	Ejemplo de fractales no lineales	38

CAPÍTULO 2

2.1	Geometría estándar de un sistema de cilindros coaxiales	53
2.2	Equipo de reología utilizado	55
2.3	Curva de calibración	58
2.4	Resultado obtenido por el equipo, durante la calibración	58
2.5	Pantalla del Software	59
2.6	Partes internas de la celda de presión	60
2.7	Partes de la celda de presión	61
2.8	Baleros del eje	62
2.9	Forma de retirar la pieza de hule	63

CAPÍTULO 3

3.1	Reograma del aceite A	68
3.2	Curva de viscosidad del aceite A	68
3.3	Reograma del aceite B	69
3.4	Curva de viscosidad del aceite B	70
3.5	Reograma del aceite C	71
3.6	Curva de viscosidad del aceite C	72
3.7	Reograma del aceite A, ajustado	74

3.8	Reograma del aceite B, ajustado	74
3.9	Reograma del aceite C, ajustado	75
3.10	Curva de porosidad vs gradiente de presión inicial	77
3.11	Curva de porosidad vs gradiente de presión inicial	79
3.12	Curva de radio de poro vs gradiente de presión inicial	79
3.13	Curva de radio de poro vs gradiente de presión inicial	80
3.14	Gradiente de presión inicial	81
3.15	Calculo del gradiente de presión inicial	82
3.16	Calculo del gradiente de presión inicial	84
3.17	Comportamiento del factor F	86

ÍNDICE DE TABLAS**CAPÍTULO 1**

1.1	Clasificación del petróleo	16
1.2	Clasificación comercial de la mezcla de hidrocarburos	17

CAPITULO 2

2.1	Rangos de medición	54
2.2	Especificaciones de la geometría del bob	55
2.3	Valores de calibración	57

CAPITULO 3

3.1	Viscosidad y esfuerzo cortante del aceite A	67
3.2	Viscosidad y esfuerzo cortante del aceite B	69
3.3	Viscosidad y esfuerzo cortante del aceite C	71
3.4	R² calculada para el aceite A	73
3.5	R² calculada para los aceites B y C	73
3.6	Punto de cedencia (τ_0) para el aceite A	75
3.7	Punto de cedencia (τ_0) para los aceites B y C	75
3.8	Datos propuestos para el ejercicio	76
3.9	Datos característicos de los tres aceites	82
3.10	Datos característicos de los tres aceites	83

RESUMEN

Se denomina Reología, al estudio de la deformación y el fluir de la materia y se define como el estudio de los principios físicos que regulan el movimiento de los fluidos.

Una definición más moderna expresa que la reología es la parte de la física que estudia la relación entre el esfuerzo y la deformación en los materiales que son capaces de fluir.

Una de las metas más importantes en reología es encontrar ecuaciones constitutivas para modelar el comportamiento de los materiales; dichas ecuaciones son en general de carácter tensorial.

Las propiedades mecánicas estudiadas por la reología se pueden medir mediante reómetros, aparatos que permiten someter al material a diferentes tipos de deformaciones controladas y medir los esfuerzos o viceversa. Los parámetros reológicos son:

- Esfuerzo cortante (τ_i)
- Velocidad de corte (γ_i)
- Viscosidad (μ)
- Punto de cedencia (τ_y)
- Índice de comportamiento (n)
- Índice de consistencia (k)

La reología de los fluidos es una ciencia que implica los parámetros críticos en el estudio de la dinámica de fluidos en general y en particular en el flujo de fluidos en medios porosos. El conocimiento de la forma en la que se comportara en términos dinámicos un fluido de naturaleza multicomposicional como lo es el petróleo crudo, es importante para el diseño de procesos de recuperación mejorada.

El objetivo de este trabajo fue plantear en un marco conceptual de la reología los parámetros y variables necesarios para la construcción del modelo reológico. Para ello, se determinaron experimentalmente la viscosidad y el

esfuerzo cortante a diferentes temperaturas de tres diferentes tipos de aceites provenientes de yacimientos naturalmente fracturados.

Con esta información experimental se determino que el comportamiento reológico de los aceites se ajusto al modelo plástico de Bingham, por lo que se determina el punto de cedencia para cada tipo de aceite.

Posteriormente con esta información se aplica la teoría de fractales para flujo de fluidos en medios porosos, lo que permite determinar el gradiente de presión inicial de los aceites incluyendo efectos de presión capilar y el efecto de forma para cada tipo de aceite.

INTRODUCCIÓN

Los combustibles fósiles satisfacen más del 85% de la energía del mundo. Con el crecimiento rápido de la demanda y el consumo energético global pronosticado para los próximos 20 años, y dado que la industria no puede garantizar nuevos hallazgos, una solución más realista consiste en seguir obteniendo la producción de los campos ya descubiertos. La mayoría de estas reservas se encuentra atrapada en los yacimientos carbonatados fracturados. Por consiguiente, será necesario comprender los mecanismos de flujo de fluidos en tales yacimientos para lograr niveles de recuperación óptimos.

Dado que los yacimientos carbonatados habitualmente poseen un factor de recuperación menor al de los yacimientos de areniscas, los mismos ofrecen un gran potencial para incrementar la producción.

Un porcentaje significativo de las reservas de petróleo y gas se encuentra atrapado en los yacimientos carbonatados fracturados, más del 60% de las reservas comprobadas de petróleo del mundo y el 40% de las reservas mundiales de gas. Si bien el incremento de la producción de petróleo y gas de los yacimientos carbonatados quizá no sea la única solución para satisfacer la demanda energética pronosticada, está claro que estos yacimientos desempeñaran un papel cada vez más importante en el futuro de nuestra industria. En la **Figura I.1** se muestra la distribución mundial de las reservas de yacimientos de carbonatos.

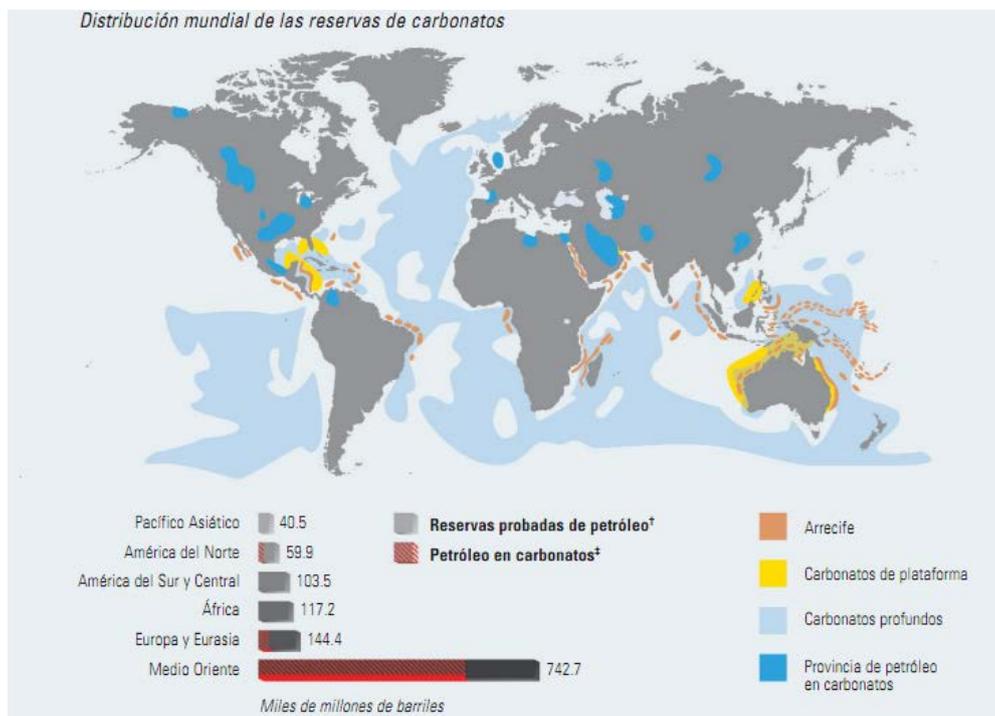


Figura I.1 Distribución mundial de las reservas de carbonatos. [1]

Debido a su complejidad y heterogeneidad, los yacimientos carbonatados son considerados extremadamente desafiantes cuando, entre otras cosas, se trata de predecir en forma precisa su recuperación. En su mayoría son yacimientos naturalmente fracturados que abarcan desde fisuras microscópicas aisladas hasta agrupamientos de varios kilómetros de ancho, que se denominan enjambres o corredores de fracturas. Estas fracturas crean trayectos complejos para el movimiento de los fluidos que impactan la caracterización de yacimientos, desempeño de la producción y la recuperación total.

La reología es la ciencia que estudia la deformación y el flujo de fluidos. Por lo que, podríamos decir que la reología se encarga de estudiar la viscosidad, la plasticidad y la elasticidad de los fluidos. Estas propiedades de los fluidos tienen una enorme importancia en multitud de fenómenos, como la fabricación de pinturas, cosméticos (dentífricos, cremas), productos alimenticios, fármacos, esmaltes, suspensiones, etc. Asimismo, los estudios reológicos se emplean en control de calidad y para diseñar los procesos de fabricación (transporte, mezcla y almacenamiento) de fluidos.

Las características reológicas de un fluido son uno de los criterios esenciales en el desarrollo de productos en el ámbito industrial. Frecuentemente, éstas determinan las propiedades funcionales de algunas sustancias e intervienen durante el control de calidad, los tratamientos (comportamiento mecánico), el diseño de operaciones básicas como bombeo, mezclado y envasado, almacenamiento y estabilidad física.

Las propiedades reológicas se definen a partir de la relación existente entre fuerza o sistema de fuerzas externas y su respuesta, ya sea como deformación o flujo. Todo fluido se va deformar en mayor o menor medida al someterse a un sistema de fuerzas externas. Dicho sistema de fuerzas se representa matemáticamente mediante el esfuerzo cortante, mientras que la respuesta dinámica del fluido se cuantifica mediante la velocidad de deformación.

A lo largo de la última década, la reología ha experimentado cambios muy notables gracias a los desarrollos teóricos y a la aparición en el mercado de aparatos de medida (reómetros) que son capaces de dar una información que va mucho más lejos que el valor de la viscosidad, y que resultan de vital importancia para la industria de procesos.

En este trabajo se realizó la caracterización reológica de tres muestras de aceite que son: aceite ligero, aceite pesado y aceite extrapesado poniendo atención a estas dos últimas debido a que la mayor cantidad de reservas en el mundo corresponde a estas dos muestras.

La **Figura I.2** refleja la distribución de los recursos petroleros mundiales, hasta el 2006, de acuerdo al tipo de aceite. En esta figura se observa que solo el 30% del petróleo mundial es convencional, es decir, que es de fácil extracción y está en franca declinación por lo que tenemos que enfocarnos al otro 70% de reserva de petróleo del mundo que corresponde al petróleo pesado y extrapesado que representa el reto actual de la industria petrolera.

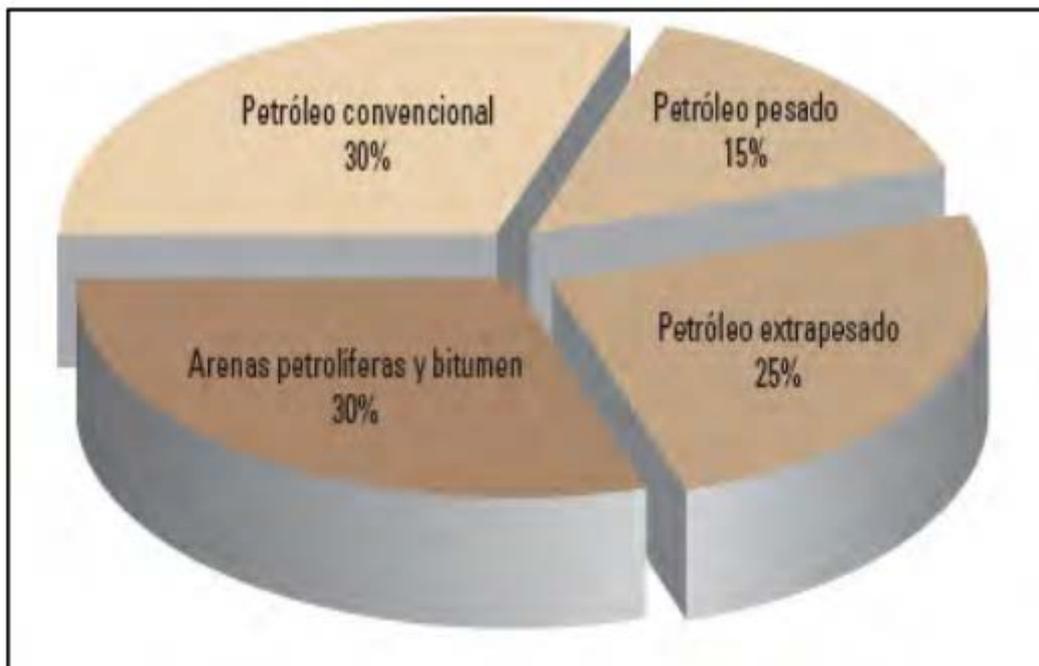


Figura I.2 Reservas totales de hidrocarburos. [2]

Los aceites pesados y extrapesados presentan retos muy grandes, que gracias al avance de la tecnología pueden ser superados para tener una óptima producción y manejo. Un paso crítico en la determinación del mejor método de extracción, producción y procesamiento del aceite pesado y extrapesado es la caracterización de las propiedades reológicas de los fluidos del yacimiento.

Es por eso que conocer el comportamiento de la viscosidad del aceite con respecto al cambio de las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento hasta llegar a los separadores es de gran importancia para poder aprovechar al máximo la energía del yacimiento y las condiciones del aceite.

A pesar de la necesidad del entendimiento de los modelos reológicos, existe relativamente poca información sobre la reología de fluidos de yacimiento. Es por ello que el objetivo de este trabajo se enfoca en realizar la caracterización reológica de tres tipos de aceites de diferente densidad para conocer el comportamiento de la viscosidad con respecto al esfuerzo cortante, velocidad de corte y la temperatura. Con esta caracterización fue posible calcular el punto de cedencia, posteriormente se determinó el gradiente de presión inicial en un medio poroso con la teoría fractal, a través del cual se llegó a la determinación del gradiente de presión inicial y el factor de forma. Para llevar a cabo los objetivos planteados este trabajo se dividió en tres tareas estratégicas: estudio experimental, análisis de resultados y aplicación del modelo fractal.

La estructura de este trabajo es de la siguiente manera:

En el primer capítulo se presenta un marco contextual con los conceptos fundamentales para un mejor entendimiento de este trabajo y la revisión del estado del arte para el flujo de fluidos en medios porosos utilizando las dimensiones fractales.

En el segundo capítulo se presenta el desarrollo experimental para la determinación de los parámetros de interés necesarios en la construcción del modelo reológico y el cálculo del punto de cedencia de cada tipo de aceite.

En el tercer capítulo se presenta el ajuste de los reogramas obtenidos para cada tipo de aceite al modelo de Bingham. Con este ajuste se encontró el punto de cedencia, necesario para calcular el gradiente de presión inicial. A partir de este gradiente de presión inicial se determinó la contribución de la presión capilar y finalmente se obtuvo el factor de forma para cada aceite.

Este trabajo concluye con un análisis de resultados y la presentación de las conclusiones correspondientes.

CAPÍTULO 1. MARCO CONTEXTUAL

1.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1.1.1 **Yacimiento:** Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente [3]. Algunos yacimientos están asociados a grandes volúmenes de agua denominados acuíferos. Los hidrocarburos parcialmente ocupan huecos de la roca almacenadora y normalmente están a la presión y temperatura debidas a las profundidades a que se encuentra el yacimiento. **(Figura 1.1)**

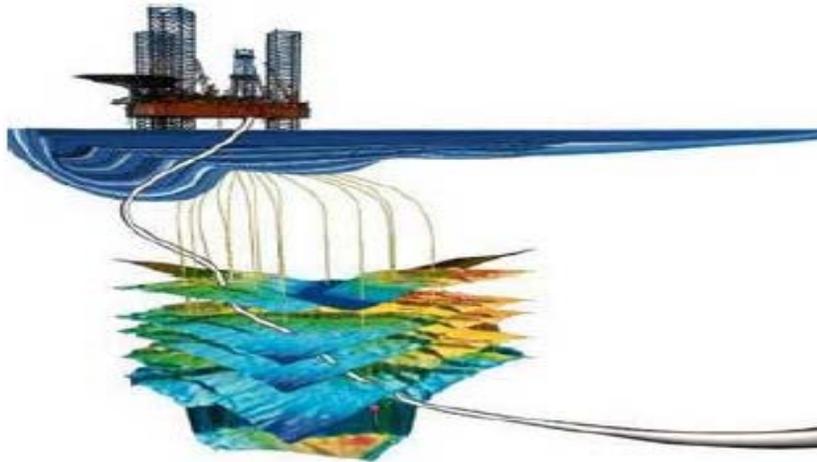


Figura 1.1 Representación esquemática de un yacimiento petrolífero

1.1.2 Porosidad (ϕ).

Es la medida del espacio poroso en una roca, en este espacio es donde se acumularan fluidos. Se calcula con la Ec. 1.1:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b}, \quad \dots(1.1)$$

donde:

V_p : Volumen de poros del medio poroso

V_b : Volumen total del medio poroso

1.1.2.1 *Porosidad absoluta*. Considera el volumen poroso tanto de los poros aislados como los comunicados.

1.1.2.2 *Porosidad Efectiva*. Considera solamente los poros comunicados. En el caso de la roca basáltica se puede tener una porosidad absoluta muy alta, pero muy reducida o nula porosidad efectiva.

Por otro lado, la porosidad puede ser primaria o secundaria, dependiendo del proceso que le dio origen. **La porosidad primaria** es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso tales como depositación, compactación, etc. **La porosidad secundaria** se debe a procesos posteriores que experimenta el mismo medio poroso, como disolución del material calcáreo por corrientes submarinas, acidificación, fracturamiento, etc.

Esta propiedad se expresa en fracción, pero es común también expresarla en por ciento. La porosidad varía normalmente en los yacimientos entre el 5 y el 30 %. La porosidad puede obtenerse directamente de núcleos en el laboratorio o indirectamente a partir de los registros geofísicos de explotación. La **Figura 1.2** muestra un ejemplo de una roca con poros.

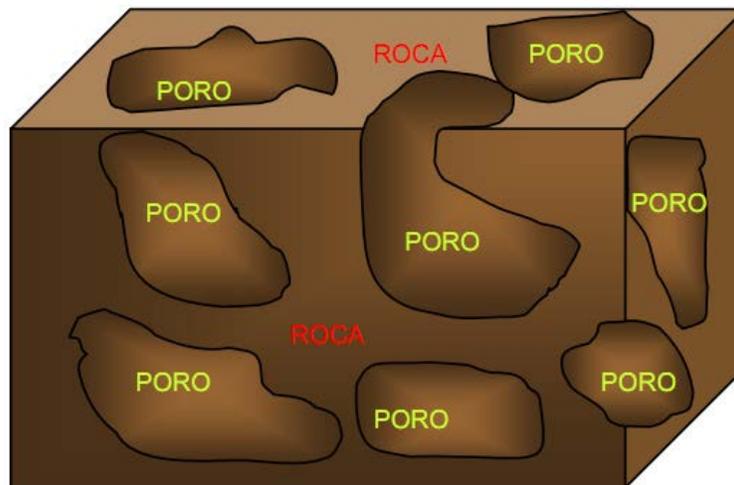


Figura 1.2. Representación esquemática de una roca porosa

1.1.3 Saturación (S)

La saturación de un fluido en un medio poroso es una medida de volumen de fluidos en el espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra en el yacimiento. Se calcula con la Ec. 1.2:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}, \quad \dots(1.2)$$

donde:

V_f : Volumen del fluido

V_p : Volumen poroso

En la **Figura 1.3** se muestra un ejemplo de saturación. Dependiendo las condiciones a las que se encuentre existen diferentes formas de clasificar la saturación, dentro de las más comunes tenemos las siguientes:

1.1.3.1 Saturación inicial. Es aquella a la cual es descubierto el yacimiento en el caso del agua, también se le denomina saturación del agua congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se forman los hidrocarburos, dependiendo su valor el agua congénita podrá tener movimiento o no.

1.1.3.2 Saturación crítica. Es aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua y la saturación inicial puede variar comúnmente entre 10 y 30%. En yacimientos con entrada de agua natural o artificial, puede alcanzar valores del orden del 50 % o más y residuales de aceite del orden del 40%.

Las saturaciones de fluidos pueden obtenerse directamente de núcleos preservados, en el laboratorio o indirectamente a partir de registros geofísicos de explotación.

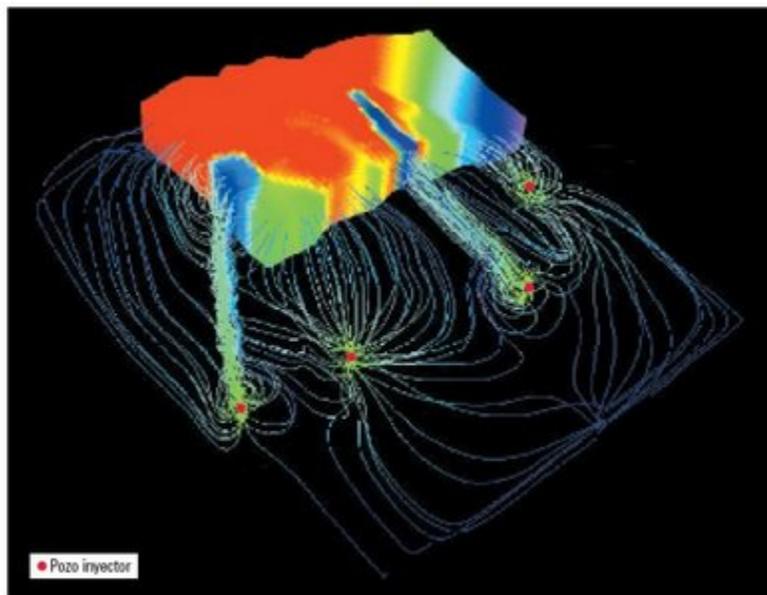


Figura 1.3. Ejemplo de saturación

1.1.4 Ley de Darcy

En 1856, en la ciudad francesa de Dijon, el ingeniero Henry Darcy fue encargado del estudio de la red de abastecimiento a la ciudad. También debía diseñar filtros de arena para purificar el agua, así que se interesó en los factores que influían en el flujo del agua a través de los materiales arenosos, y presentó el resultado de sus trabajos como un apéndice a su informe de la red de distribución. Ese pequeño apéndice ha sido la base de todos los estudios físico-matemáticos posteriores sobre el flujo del agua subterránea.

En los laboratorios actuales disponemos de aparatos muy similares al que utilizó Darcy, y que se denominan permeámetros de carga constante, como se muestra en la **Figura 1.4**. En el laboratorio, el permeámetro se sitúa verticalmente y con el flujo ascendente para facilitar la evacuación del aire contenido inicialmente en el material poroso.

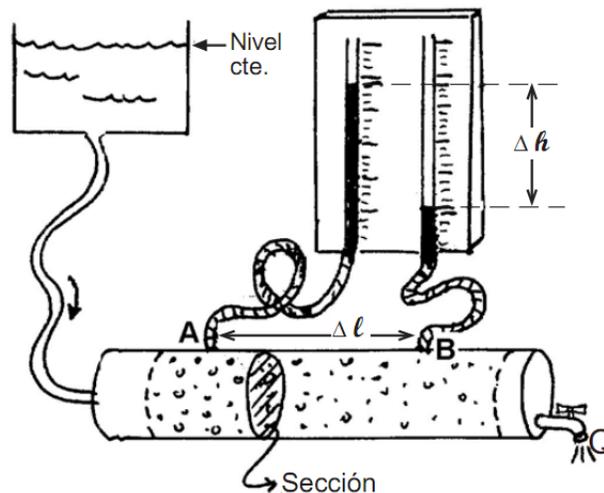


Figura 1.4. Instrumento que utilizó Darcy, en el estudio del flujo de agua en el medio poroso

Básicamente un permeámetro es un recipiente de sección constante por el que se hace circular agua conectando a uno de sus extremos un depósito elevado de nivel constante. En el otro extremo se regula el caudal de salida mediante un grifo

que en cada experimento mantiene el caudal también constante. Finalmente, se mide la altura de la columna de agua en varios puntos.

Darcy encontró que ***el caudal que atravesaba el permeámetro era linealmente proporcional a la sección y al gradiente hidráulico [4].***

Gradiente es el incremento de una variable entre dos puntos del espacio, en relación con la distancia entre esos dos puntos. Si la variable considerada fuera la altitud de cada punto, el gradiente sería la pendiente entre los dos puntos considerados.

Es decir: variando el caudal con un grifo y/o moviendo el depósito elevado, los niveles del agua en los tubos varían. Podemos probar también con permeámetros de distintos diámetros y midiendo la altura de la columna de agua en puntos más o menos próximos. Pues bien: cambiando todas las variables, siempre que utilicemos la misma arena, se cumple. La Ec. 1.3:

$$Q = K \text{sección} \left(\frac{\Delta h}{\Delta l} \right), \quad \dots(1.3)$$

donde:

Q : Gasto

Δh : Diferencia de Potencial entre A y B

Δl : Distancia entre A y B

K : Constante

Si utilizamos otra arena (más gruesa o fina, o mezcla de gruesa y fina, etc.) y jugando de nuevo con todas las variables, se vuelve a cumplir la ecuación anterior, pero la constante de proporcionalidad lineal es otra distinta. Darcy concluyó, por tanto, que esa constante era propia y característica de cada arena. Esta constante se llamo ***permeabilidad (K).***

Actualmente, la ley de Darcy se expresa de esta forma, Ec.1.4:

$$K = \frac{q\mu L}{A dp}, \quad \dots(1.4)$$

donde:

K : Permeabilidad (darcys)

q : Gasto ($\frac{cm^3}{seg}$)

μ : Viscosidad (cp)

L : Distancia (cm)

A : Área (cm²)

dp : Diferencia de presión (atm)

La ley de Darcy solo es válida bajo las siguientes condiciones:

- Medio homogéneo.
- Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante.
- Temperatura constante.
- Flujo laminar.

La Ley de Darcy puede ser usada para calcular el flujo hacia el pozo, donde el fluido converge radialmente. En este caso, el área abierta al flujo no es constante ($A = 2 \pi r h$).

Definiendo como negativo el cambio en la presión con respecto a la dirección de flujo y sustituyendo está en la ecuación de Darcy queda como se muestra en la Ec 1.5:

$$q = \frac{2\pi h k d p}{\mu d r}. \quad \dots(1.5)$$

Cuando se aplica la ecuación de Darcy para flujo de aceite en un yacimiento, se asume que sólo el aceite es ligeramente compresible. Una pequeña variación en el gasto con respecto a la presión puede ser relacionada por medio del factor de volumen del aceite (B_o) por lo tanto, el gasto puede ser expresado a condiciones superficiales.

Flujo no Darciano es un flujo que no obedece a la ecuación de Darcy, también llamado flujo no laminar o turbulento, el gas es claro ejemplo de turbulencia, con el tiempo se declaró que solo aplica a yacimientos de gas, pero también aplica para aceite.

Swift y Kiel presentan un método para determinar el efecto de flujo no darciano enfocado a pozos de gas. Resulta que el flujo no laminar origina caídas de presión en el área del pozo, esto es uno de los tantos efectos de daño que alteran el gasto y utilizan para resolver el problema de la ecuación no lineal. También señalan que a gastos de producción de gas altos, una caída de presión adicional será introducida por el efecto de flujo no laminar.

Para el factor de daño el efecto de flujo no darciano también puede ser afectado aun mas por el cambio de permeabilidad relativa al gas como una consecuencia de la condensación de líquidos, esto hace que se incrementen estos efectos. Al usar la ecuación de la ley de Darcy para el manejo de este flujo genera errores del más del 50% o más.

1.1.5 Permeabilidad (K)

Es una medida de capacidad de una roca para permitir el paso de un fluido a través de ella. La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva o relativa.

1.1.5.1 *Permeabilidad absoluta.* Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido, cuando se encuentra saturado al 100 % de ese fluido.

1.1.5.2 *Permeabilidad efectiva (Ko, Kg, Kw).* La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100 %.

Ko = permeabilidad efectiva al aceite.

Kg = permeabilidad efectiva al gas.

Kw = permeabilidad efectiva al agua.

1.1.5.3 *Permeabilidad relativa (Kro, Krg, Krw).* La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta. Como se muestra en las siguientes ecuaciones.

$$kro = \frac{ko}{k}, \quad \dots(1.6)$$

$$krg = \frac{kg}{k}, \quad \dots(1.7)$$

$$krw = \frac{kW}{k}, \quad \dots(1.8)$$

En la **Figura 1.5** se presenta un comportamiento típico de permeabilidades relativas.

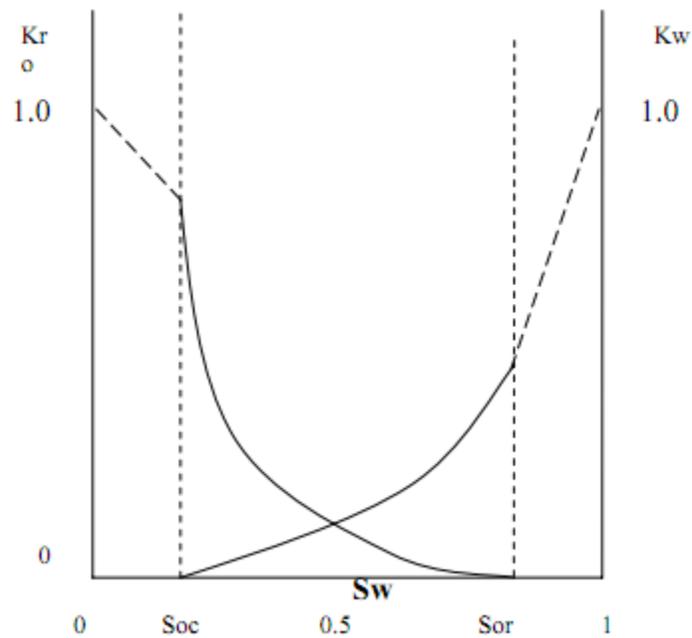


Figura 1.5 Permeabilidades relativas, agua-aceite

1.1.6 Clasificación de los yacimientos

La clasificación de los yacimientos se basa en la descripción e interpretación de las propiedades de las rocas de acumulación. Estas variaciones tienen efectos en los mecanismos de la vida del yacimiento, por lo que es importante conocer las propiedades de la roca, así como también las características físicas y químicas de los fluidos del yacimiento. Es importante también entender y pronosticar el comportamiento del yacimiento, para lo cual es necesario conocer el volumen original de petróleo que se encuentra en el yacimiento.

Los yacimientos de hidrocarburos pueden tener características muy diferentes unos de otros, para su mejor estudio se han determinado los principales factores que afectan su comportamiento y en base a ello podemos hablar de clasificaciones de acuerdo a:

- Tipo de roca almacenadora.
- Tipo de trampa.
- Fluidos almacenados.
- Presión original del yacimiento.
- Empuje predominante.
- diagramas de fase.

De acuerdo con el **tipo de roca almacenadora**.

- Arenas.
- Calizas porosas cristalinas.
- Calizas eolíticas.
- Calizas detríticas.
- Calizas fracturadas y/o con cavernas.
- Areniscas.
- Calizas dolomíticas.

De acuerdo con el **tipo de trampa**.

- Estructuras, como los anticlinales.
- Por penetración de domos salinos.
- Por fallas.
- Estratigráficos.
- Combinados.

De acuerdo al tipo de **fluidos almacenados**.

- De aceite y gas disuelto
- De aceite, gas disuelto y gas libre.
- De gas seco.
- De gas húmedo.
- De gas y condensado.

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

Las curvas de destilación TBP (del inglés “true boiling point”, temperatura de ebullición real) distinguen los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Por ejemplo, mientras que en el crudo Istmo se obtiene un rendimiento directo de 26% en volumen de gasolina, en el Maya sólo se obtiene 15.7%.

El petróleo se clasifica de acuerdo a su densidad API, **Tabla 1.1** (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

Tabla 1.1 Clasificación del petróleo de acuerdo a su densidad [5]

Aceite crudo	Densidad (g/ cm ³)	Densidad ° API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Dada la importancia de la temperatura y la presión en el proceso de refinación, los crudos se clasifican además por su viscosidad, puntos de fluidez y rangos de destilación. También se tienen en cuenta otras características físicas y químicas, como el color y el contenido de carbono residual.

Para fines de comercialización, los hidrocarburos que se producen en México se pueden clasificar de la siguiente forma (ver **Tabla 1.2**):

Tabla 1.2 Clasificación comercial de las mezclas de hidrocarburos producidos en México [5]

TIPO DE ACEITE	CLASIFICACIÓN	DENSIDAD (°API)
Maya	Pesado	22
Istmo	Ligero	33.6
Olmeca	Superligero	39.3

De acuerdo con la **presión original en yacimiento de aceite**.

- Bajo saturados ($P_i > P_b$).
- Saturados ($P_i < P_b$).

De acuerdo con el **tipo de empuje predominante**.

- Por expansión del sistema roca fluido ($P_i > P_b$).
- Por expansión de gas disuelto liberado ($P_i > P_b$ o P_{sat}).
- Por expansión del gas libre.
- Por segregación gravitacional.
- Por empuje hidráulico.
- Por empujes combinados.
- Por empujes artificiales.

1.1.7 Yacimientos naturalmente fracturados

México cuenta con muchos yacimientos carbonatados naturalmente fracturados que son de gran interés por ser altamente productores de aceite ya que aportan cerca del 90% de la producción del país.

Un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado es un volumen de roca compuesto por un sistema multiporoso que contiene:

- Microfracturas.
- Fracturas.
- Macrovérgulos.
- Vérgulos.
- Matriz.
- Y varios tipos de redes de fracturas.

Un yacimiento fracturado es un sistema formado por poros y canales intercomunicados; los poros forman el sistema de matriz y los canales el “sistema de fractura”, ambos extendidos a través del yacimiento. El sistema fracturado desarrolla un contacto superficial considerable con el sistema de matriz. En la **Figura 1.6**, se muestra un esquema simple de los elementos de matriz separados por fracturas.

Por naturaleza, el sistema matriz-fractura tiene una forma y distribución irregular para poder evaluar las características de la formación productora y su distribución de fluidos en el medio poroso es necesario idealizarlo en estructura y funcionamiento, con la finalidad de desarrollar modelos analíticos de comportamiento de flujo utilizados en la simulación numérica de yacimientos y generar de esta manera diferentes esquemas de explotación para elegir el escenario óptimo de desarrollo del campo.

Los yacimientos naturalmente fracturados pueden clasificarse desde varios puntos de vista: geológico, estructura del sistema matriz-fracturado o por el comportamiento del fluido en el sistema poroso.

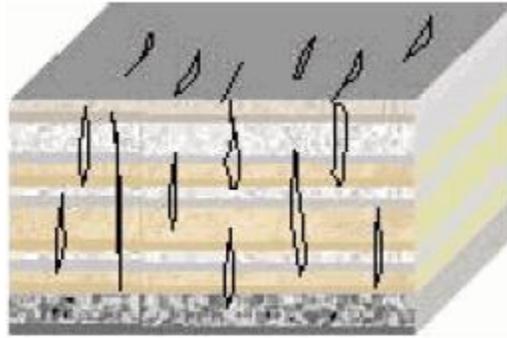


Figura 1.6 Esquema de un yacimiento naturalmente fracturado

1.2 REOLOGÍA.

La reología es la ciencia que estudia la deformación y el flujo de los materiales sometidos a fuerzas externas. En concreto, analiza la relación existente entre las variables esfuerzo (τ), gradiente de velocidad (γ) o velocidad de deformación y tiempo (t). Dependiendo de cómo sea esta relación, los materiales presentan comportamientos reológicos diferentes.

La caracterización reológica de un material permite determinar cómo fluirá en distintas condiciones, durante su fabricación, transporte, almacenamiento o utilización. Para ello se utilizan las *técnicas viscosimétricas*. Por otro lado, el comportamiento reológico de un material puede también relacionarse con su microestructura, para lo cual son de gran utilidad las *técnicas viscoelásticas*.

Entiéndase como *fluido* a aquella sustancia que se deforma continuamente bajo la acción de un esfuerzo, es decir fluye. La deformación de un fluido en un punto dado puede describirse mediante un tensor de deformación, que representa los

cambios relativos de un elemento cúbico pequeño al ser deformado respecto a esta posición, Ec. 1.9:

$$\tau_{ij} = \begin{bmatrix} \tau_{11} & \tau_{12} & \tau_{13} \\ \tau_{21} & \tau_{22} & \tau_{23} \\ \tau_{31} & \tau_{32} & \tau_{33} \end{bmatrix}. \quad \dots(1.9)$$

La velocidad de deformación se define como la variación de esta deformación respecto al tiempo, Ec. 1.10:

$$\dot{\gamma}_{ij} = \frac{d\gamma_{ij}}{dt}. \quad \dots(1.10)$$

Del mismo modo, el esfuerzo aplicado sobre un cuerpo puede especificarse mediante un tensor esfuerzo, que representa las componentes de la fuerza que actúa sobre el cubo, respecto a la unidad de área sobre la que se aplica dicha fuerza.

Si la deformación es uniforme, los tensores esfuerzo y deformación no varían con la posición. Éste es el caso de la cizalla simple, que consiste en desplazar dos caras paralelas deslizando una con respecto a la otra, según la **Figura 1.7**.



Figura 1.7 Deformación continua de un fluido bajo la acción de un esfuerzo

El gradiente de velocidad describe la variación de la velocidad de deformación respecto a la posición en la dirección perpendicular a las dos caras que se deslizan.

El comportamiento reológico de los fluidos desde el punto de vista de la dependencia de su viscosidad en estado estacionario con el gradiente de velocidad o el esfuerzo aplicado, se divide en fluidos Newtonianos y no Newtonianos. Los primeros son aquellos en los que su esfuerzo de corte es proporcional a la velocidad de corte y que obedecen la ley de viscosidad de Newton. 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.

Si se representa el esfuerzo frente al gradiente para este tipo de fluidos, el reograma obtenido es una recta que pasa por el origen y cuya pendiente es igual a la viscosidad (μ).

Hay una gran variedad de fluidos cuyo comportamiento no se ajusta al de un líquido Newtoniano, al menos en un cierto rango de esfuerzos. Estos fluidos suelen ser sistemas dispersos (emulsiones, suspensiones, soles de partículas, etc.), soluciones de macromoléculas (fluidos biológicos...) o materiales fundidos (plásticos...), que tienen un cierto grado de estructuración. En este punto hay que distinguir entre comportamiento Newtoniano y fluido Newtoniano. Un fluido no Newtoniano puede tener comportamiento Newtoniano en un cierto rango de esfuerzos lo suficientemente bajos para no modificar su estructura. Sin embargo, la aplicación de un esfuerzo superior a un esfuerzo crítico modifica la estructura y, por lo tanto, la viscosidad del fluido. Por ello, el concepto de viscosidad como propiedad intrínseca desaparece y en todo caso, puede hablarse de una viscosidad aparente.

1.2.1 Tipos de fluidos

1.2.1.1 Fluidos Newtonianos

Un fluido Newtoniano está descrito por la Ec. 1.11, donde el coeficiente de viscosidad es una constante independiente al esfuerzo de corte que se aplica; el nombre es en honor a Isaac Newton quien fue el primero en establecer una descripción matemática de flujo viscoso. La glicerina, el aceite de olivo y el agua son ejemplos muy comunes que obedecen la ley de Newton. Un fluido Newtoniano no depende del tiempo de aplicación de esfuerzo, aunque si puede ser dependiente tanto de la temperatura como de la presión de las condiciones donde se encuentre.

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{V}{Y}, \quad \dots(1.11)$$

donde:

$\frac{F}{A}$: es la fuerza por unidad de área

μ : es la viscosidad

V : es la velocidad

Y : es la distancia

1.2.2 Ley de Newton de la Viscosidad

Consideremos un fluido (líquido o gas) contenido entre dos grandes láminas planas y paralelas, de área A , separadas entre sí por una distancia muy pequeña Y (véase la **Figura 1.8**). Supongamos que el sistema está inicialmente en reposo, pero que al cabo del 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 velocidad en régimen estacionario, que se indica en la **Figura 1.8**. Una vez alcanzado dicho estado estacionario de movimiento, es preciso aplicar una fuerza constante F para conservar el movimiento de la lámina inferior. Esta fuerza viene dada por la siguiente expresión (suponiendo que el flujo es laminar):

Es decir, que la fuerza por unidad de área es proporcional a la disminución de la velocidad con la distancia Y . La constante de proporcionalidad μ se denomina viscosidad del fluido.

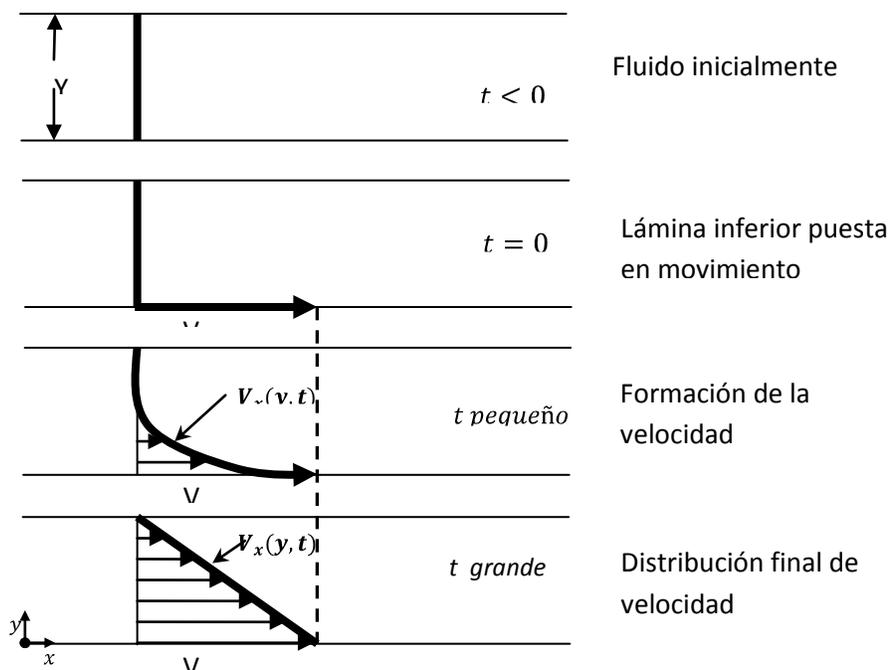


Figura 1.8 Formación del perfil de velocidad en estado estacionario para un fluido contenido entre dos láminas [6]

Para la posterior utilización de la Ec. 1.11, es conveniente expresarla en una forma más explícita. El esfuerzo cortante que se ejerce en la dirección x sobre la superficie de un fluido, situada a una distancia constante Y , por el fluido existente en la región donde Y es menor, se designa por τ_{yx} , y el componente x del vector de velocidad de fluido, por v_x , no es igual a $\frac{\partial v}{\partial x}$; de acuerdo con estos símbolos, la Ec. 1.11 queda de la siguiente forma:

$$\tau_{yx} = -\mu \frac{dv_x}{dy}. \quad \dots(1.12)$$

La equivalencia entre estas dos ecuaciones resulta más evidente si se tiene en cuenta que la Ec. 1.12, puede expresarse así:

$$\frac{F}{A} = -\mu \frac{0-v}{Y-0}. \quad \dots(1.13)$$

Es decir, que la velocidad de corte por unidad de área es proporcional al gradiente negativo de la velocidad local. Esta es la *ley de Newton de la viscosidad*, y los fluidos que la cumplen se llaman *fluidos Newtonianos*. Todos los gases y la mayor parte de los líquidos sencillos, se comportan de acuerdo con la Ec. 1.14. Los fluidos que no obedecen a esta ley son esencialmente pastas, suspensiones, espumas y polímeros de elevado peso molecular.

$$\tau = \eta \dot{\gamma}. \quad \dots(1.14)$$

1.2.3. Fluidos no-Newtonianos

Como se ha mencionado anteriormente en los fluidos no newtonianos la relación entre el esfuerzo y el gradiente de velocidad deja por tanto de ser lineal y puede ser muy variada, obteniendo diferentes tipos de comportamiento:

a) Fluidos Pseudoplásticos y Dilatantes

Son aquellos que siguen la ley de la potencia:

$$\tau = k\dot{\gamma}^n, \quad \dots(1.15)$$

donde:

k: es el índice de consistencia

n: es el índice de comportamiento

Si n es menor que la unidad el fluido es pseudoplástico, y la viscosidad aparente del mismo disminuye con el aumento del esfuerzo o del gradiente. Si n es mayor que la unidad el fluido es dilatante y su viscosidad aparente aumenta al aumentar el esfuerzo o el gradiente.

b) Plástico de Bingham

Un fluido es un plástico de Bingham cuando su reograma se ajusta a la ecuación:

$$\tau = \tau_0 + \eta\dot{\gamma}, \quad \dots(1.16)$$

donde:

τ_0 : es el punto de cedencia

Por debajo de este esfuerzo, la viscosidad se considera infinita. El concepto de esfuerzo cortante límite aparece cuando a gradientes de velocidad muy bajos persiste un esfuerzo cortante no despreciable, pero es probablemente un concepto inexacto. Lo que sucede en realidad es que la escala de tiempo experimental es limitada, y no permite medir gradientes de velocidad tan bajos que requieran excesivo tiempo de ensayo. Al aplicar un esfuerzo cortante más pequeño que el esfuerzo cortante límite se considera que el gradiente de velocidad es nulo ya que en el tiempo de duración del ensayo no se detecta ninguna deformación, pero probablemente presenta un valor muy bajo distinto de cero. De todo ello resulta que el esfuerzo cortante límite es más bien un dato extrapolado que una realidad física, y lo que sucede en realidad es que se tiene una viscosidad muy grande para valores muy bajos del gradiente de velocidad.

c) *Plásticos generales*

Muchos fluidos requieren más de dos parámetros para explicar sus reogramas. De este modo, los fluidos denominados plásticos generales se ajustan a la Ec. 1.17:

$$\tau = \tau_0 + k\dot{\gamma}^n . \quad \dots(1.17)$$

Y requieren la utilización de tres parámetros. Los plásticos generales incluyen, naturalmente, a todos los demás fluidos de menos parámetros si $\tau_0 = 0$ se trata de un pseudoplástico o dilatante, si $n = 1$ es un plástico de Bingham, y si se dan ambas cosas a la vez es un fluido Newtoniano (**Figura 1.9**). Sin embargo, el reograma más común obtenido al aplicar un amplio rango de gradientes es más complejo, como el que se muestra en la **Figura 1.10**. A gradientes muy bajos es

frecuente observar comportamiento Newtoniano, que pasa a ser pseudoplástico a gradientes intermedios, para luego pasar a plástico general y nuevamente Newtoniano para gradientes elevados. Por eso, muchas veces es más conveniente utilizar otras expresiones más complejas.

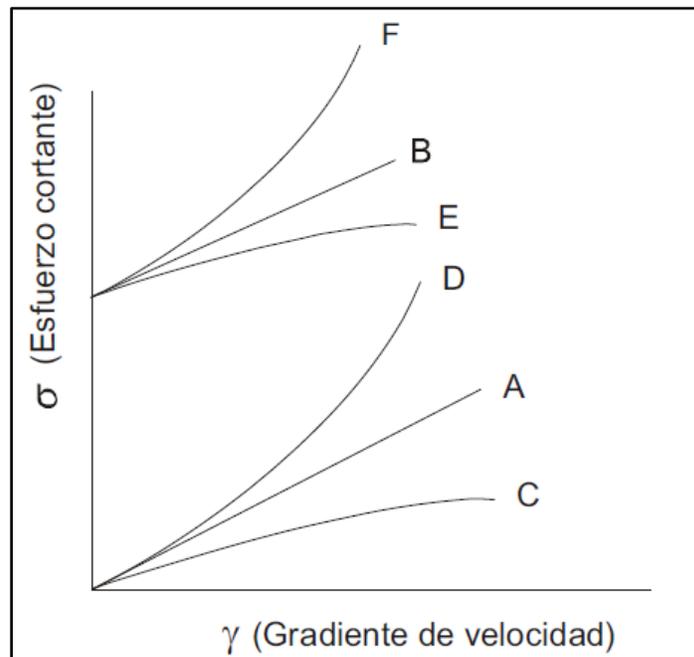


Figura 1.9 Reogramas de distintos comportamientos reológicos. A, Newtoniano; B, Bingham; C, Pseudoplástico; D, Dilatante; E y F, Plástico general.

Si el comportamiento de la Figura 1.10 se representa graficando viscosidad frente a gradiente, se obtiene una curva como la de la **Figura 1.11**, que resulta más intuitiva. En ella se observan dos zonas planas, correspondientes a los dos tramos Newtonianos a bajo y alto gradiente. Las viscosidades obtenidas en estas zonas se denominan, por extrapolación, viscosidad a gradiente cero y viscosidad a gradiente infinito. Existen modelos reológicos que utilizan esta relación entre viscosidad y gradiente, o una similar entre viscosidad y esfuerzo, para describir la viscosidad estacionaria. A continuación se mencionan algunos de ellos.

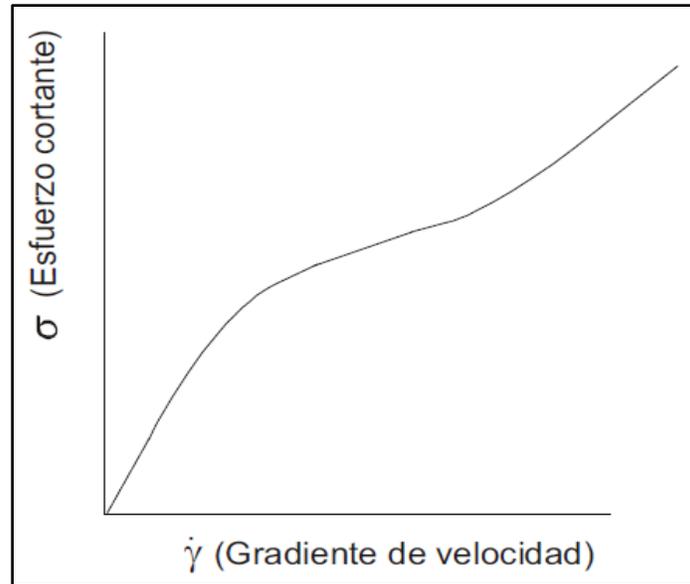


Figura 1.10. Reograma típico de un fluido no Newtoniano

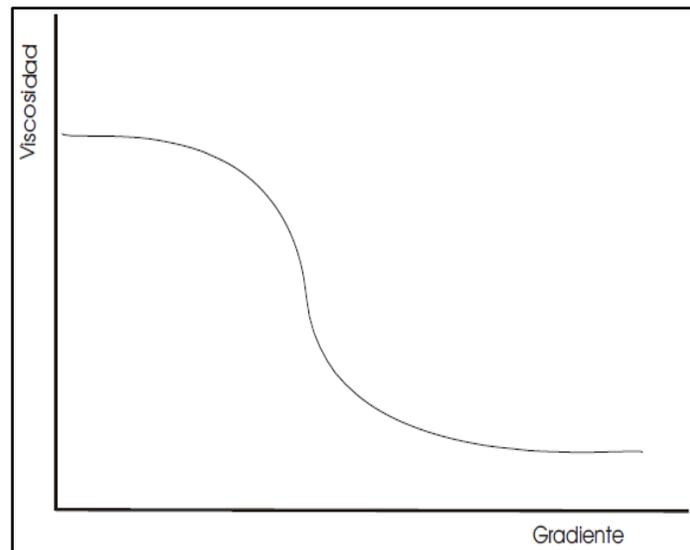


Figura 1.11. Comportamiento típico de la Viscosidad vs. Velocidad de Corte para un fluido no Newtoniano

1.2.4. Modelos reológicos

Se han propuesto numerosas ecuaciones empíricas o modelos para expresar la relación que existe, en estado estacionario, entre τ_{yx} y $\frac{dv_x}{dy}$. A continuación se presenta un resumen de cinco modelos representativos (**Figura 1.12**). Todas las ecuaciones contienen parámetros empíricos positivos, cuyo valor numérico puede determinarse correlacionando los datos experimentales de τ_{yx} frente a $\frac{dv_x}{dy}$ a temperatura y presión constantes.

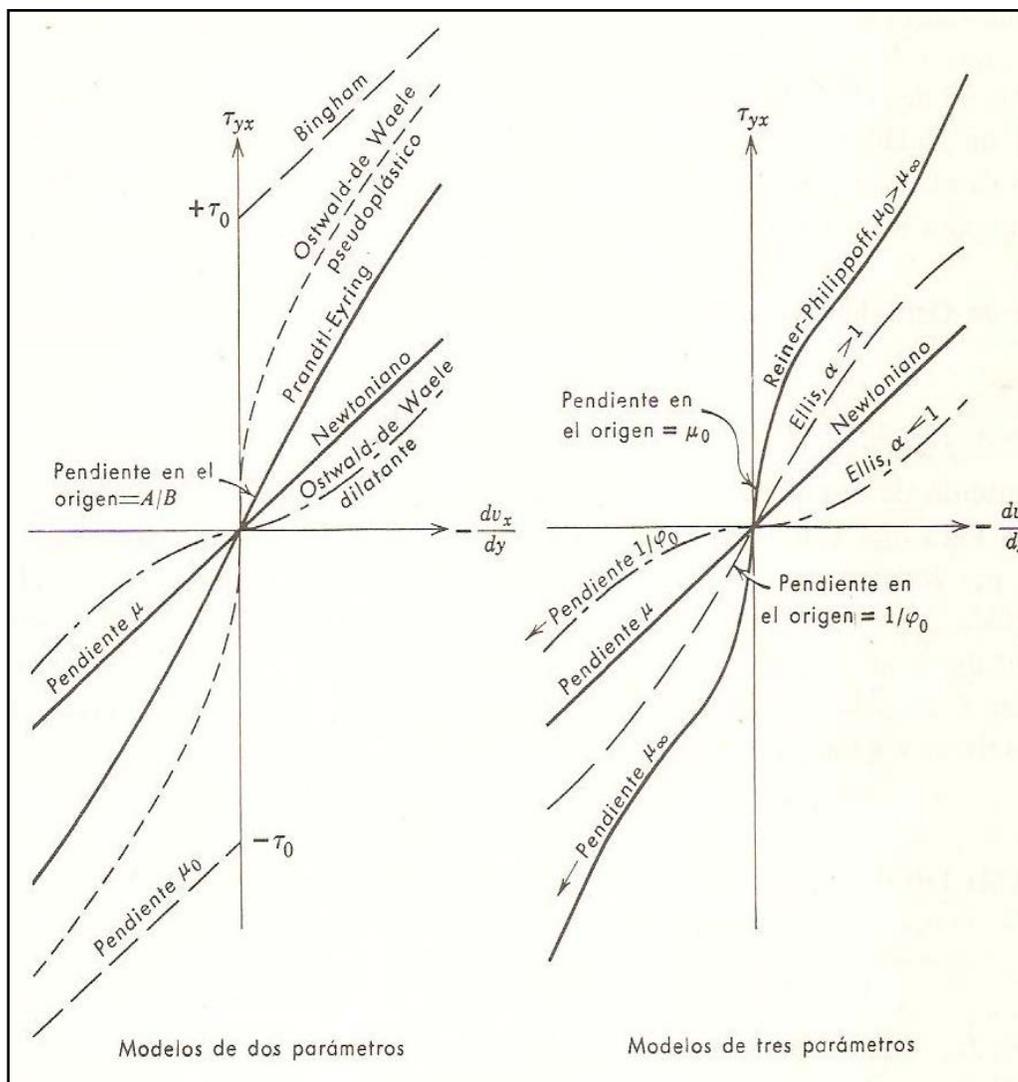


Figura 1.12 Resumen de modelos no-Newtonianos en estado estacionario (con fines comparativos se indica también el modelo newtoniano) [6]

1.2.4.1. Modelo de Bingham

$$\tau_{yx} = -\mu_o \frac{dv_x}{dy} \pm \tau_o \quad \text{Si } |\tau_{yx}| > \tau_o, \quad \dots (1.18)$$

$$\frac{dv_x}{dy} = 0 \quad \text{Si } |\tau_{yx}| < \tau_o . \quad \dots (1.19)$$

La Ec. 1.18 se utiliza con signo + si τ_{yx} es positivo, y con signo – si es negativo. Toda sustancia que se comporta de acuerdo con este modelo se denomina *plástico de Bingham*; permanece rígida mientras el esfuerzo cortante es menor de un determinado valor τ_o , por encima del cual se comporta de forma semejante a un fluido newtoniano. Este modelo resulta suficientemente exacto para muchas pastas y suspensiones finas.

1.2.4.2. Modelo de Ostwald de Waele

$$\tau_{yx} = -m \left| \frac{dv_x}{dy} \right|^{n-1} \frac{dv_x}{dy} . \quad \dots(1.20)$$

Esta ecuación también se conoce con el nombre de *ley de la potencia*. Para $n = 1$ se transforma en la ley de la viscosidad de Newton, siendo $m = \mu$; por consiguiente, la desviación del valor de n con respecto a la unidad es una medida del grado de desviación del comportamiento newtoniano. Cuando n es menor que uno el comportamiento es pseudoplástico, mientras que para valores superiores a la unidad es dilatante.

1.2.4.3. Modelo de Eyring

$$\tau_{yx} = A \operatorname{arcsenh} \left(\frac{1}{B} \frac{dv_x}{dy} \right). \quad \dots(1.21)$$

Este modelo deriva de la teoría cinética de los líquidos, de Eyring. El modelo de Eyring predice el comportamiento pseudoplástico para valores finitos de τ_{yx} , y tiende asintóticamente a la ley de la viscosidad de Newton cuando τ_{yx} tiende a cero, siendo en este caso $\mu = \frac{A}{B}$.

1.2.4.4. Modelo de Ellis

$$-\frac{dv_x}{dy} = \left(\varphi_0 + \varphi_1 |\tau_{yx}|^{\alpha-1} \right) \tau_{yx}. \quad \dots(1.22)$$

Este modelo consta de tres parámetros ajustables φ_0 , φ_1 y α . Si se toma para α un valor mayor que la unidad, el modelo tiende hacia la ley de Newton para valores bajos de τ_{yx} , mientras que si se elige para α un valor menor que la unidad la ley de Newton se establece para valores elevados de τ_{yx} . El modelo presenta una gran flexibilidad, y en él están comprendidas, como casos particulares, tanto la ley de Newton (para $\varphi_1 = 0$), como la ley de la potencia (para $\varphi_0 = 0$

1.2.4.5. Modelo de Reiner-Philippoff

$$-\frac{dv_x}{dy} = \left(\frac{1}{\mu_\infty + \frac{\mu_0 + \mu_\infty}{1 + (\tau_{yx}/\tau_s)^2}} \right) \tau_{yx}. \quad \dots(1.23)$$

Este modelo contiene también tres parámetros ajustables: μ_0 , μ_∞ y τ_s . Teniendo en cuenta que frecuentemente se ha observado que el comportamiento Newtoniano se presenta, tanto para valores muy bajos como muy elevados del gradiente de velocidad, la Ec. 1.23, ha sido planteada con el fin de que transforme en estos dos casos límite de la ley de Newton de la viscosidad, haciéndose $\mu = \mu_0$ y $\mu = \mu_\infty$, respectivamente. La curva que resulta al representar gráficamente τ_{yx} frente a $\frac{dv_x}{dy}$ muestra dos puntos de inflexión, que corresponden a valores de

$$\tau_{yx} = \pm \tau_s \sqrt{3\mu_0/\mu_\infty}.$$

En la **Figura 1.12** podemos ver una descripción gráfica del comportamiento reológico de los modelos que hemos expuesto. Téngase presente que estas ecuaciones no son más que fórmulas empíricas de ajuste de curvas, y por consiguiente, es muy aventurado emplearlas fuera del intervalo de los datos experimentales utilizados con su obtención.

Obsérvese, asimismo, que los parámetros de alguno de estos modelos son funciones de la temperatura, presión, composición, y, generalmente también, del intervalo de $\frac{dv_x}{dy}$ para el que se ha ajustado la ecuación; por lo tanto, al dar los valores de los parámetros reológicos, es preciso especificar cuidadosamente las condiciones en que han sido determinados.

En estado no estacionario pueden existir otras formas de comportamiento no-Newtoniano.

Por ejemplo, los fluidos que presentan una disminución limitada de μ con el tiempo, al aplicar repentinamente un esfuerzo cortante τ_{yx} , se denominan *tixotrópicos*, recibiendo el nombre de *reopécticos* los que dan lugar a un aumento de μ con el tiempo en esas condiciones. Los fluidos que recobran parcialmente la forma original al cesar el esfuerzo cortante se denominan *viscoelásticos*.

1.3 TEORÍA FRACTAL

Geoméricamente existen objetos más complicados que un círculo, un cono o una esfera; sin embargo, podemos servirnos de ellos para simplificar nuestros intentos de reproducir la realidad. Basta hacer a un lado la dificultad de la figura y buscar la facilidad en el método de representación; quizá así descubramos que detrás de la formación de un cuerpo complejo no necesariamente se esconde un mecanismo muy elaborado.

A este tipo de formas geométricas que, entre otras propiedades, contienen una imagen de sí mismas en cada una de sus partes, se le llama ahora fractales, y hace ya más de una década que inundaron el mundo científico con un conjunto de nuevas reglas para enfrentarse con el reto de conocer y describir la naturaleza. Su lenguaje se amplió a campos increíblemente diversos de las ciencias naturales y sociales, y ha hecho de las matemáticas un instrumento novedoso para las artes.

Las herramientas de la geometría fractal son, hoy día, elementos insustituibles en el trabajo de muchos físicos, químicos, biólogos, fisiólogos, economistas, etc., pues les han permitido reformular viejos problemas en términos novedosos, y tratar problemas complejos de forma muy simplificada. Las formas fractales, que durante mucho tiempo se consideraron meras "monstruosidades" geométricas e inaplicables matemáticamente, subyacen en fenómenos y estructuras tan variadas como la distribución de las estrellas del Universo, la ramificación en los pulmones, la frontera difusa de una nube, las fluctuaciones de precios en un mercado, etc.

Hay fractales en los depósitos y agregados electroquímicos, y en la trayectoria de las partículas de polvo suspendidas en el aire. Fractales escondidos en la dinámica de crecimiento poblacional de colonias de bacterias, y detrás de todo flujo turbulento. Fractales en todas partes.

Un grupo de matemáticos comenzó a darse cuenta que en la naturaleza se daban muy frecuentemente este tipo de irregularidades y que no eran excepciones como

se suponía. Los primeros que comenzaron a demostrar teóricamente esta problemática fueron Cantor (con su famoso conjunto de Cantor) y Peano. Los fractales fueron concebidos aproximadamente en 1890 por el francés Henri Poincaré. Sus ideas fueron extendidas más tarde por dos matemáticos también franceses, Gastón Juliá y Pierre Fatou, hacia 1918. Los trabajos realizados en este campo quedaron detenidos en los años 20. El estudio de los fractales fue renovado a partir de 1974 en IBM y fue fuertemente impulsado por el desarrollo de la computadora digital. El doctor Mandelbrot de la Universidad de Yale, que es considerado el padre de la Geometría Fractal, realizó incontables experimentos con computadoras. En su honor uno de los conjuntos que él investigó lleva su nombre. En 1980, la publicación de su libro *La Geometría Fractal de la Naturaleza* popularizó la geometría fractal a nivel mundial.

1.3.1 ¿Qué son los fractales?

Según Mandelbrot Benoit los fractales: son curiosos objetos geométricos generados por la iteración infinita de un algoritmo bien especificado. La dimensión de un fractal, es matemáticamente una figura geométrica que es compleja y detallada en estructura a cualquier nivel de magnificación.

Un fractal es un cuerpo irregular, pero lo más importante es que si lo ampliamos arbitrariamente, seguirá siendo irregular ya que es una figura que mantiene su forma original aunque se le cambie la escala, es decir, por más veces que se le modifique la dimensión seguiremos obteniendo una figura similar a la anterior. En general los fractales son figuras geométricas que se caracterizan por su semejanza, son estructuras infinitas que podrás dividir y dividir, fraccionar y fraccionar cuantas veces desees y seguirán teniendo la misma estructura sin cambiar, a pesar de que siempre se encontraran en una superficie finita.

Para representar gráficamente un fractal basta por tanto encontrar la relación o la ley de recursividad entre las formas que se repiten, es decir, encontrar el objeto elemental y la ley de formación y establecer el algoritmo gráfico.

Las dos características fundamentales que poseen los objetos fractales son:

Autosimilitud: es la característica que presentan determinados objetos, en los cuales los detalles más pequeños que lo componen tienen alguna relación estadística con sus propiedades globales, repitiéndose tales detalles de una manera infinita.

Dimensión Fractal o dimensión de Hausdorff: es considerado el concepto principal de la Geometría Fractal, ya que los objetos fractales se caracterizan por poseer dimensión fraccionaria.

1.3.2 Dimensión fractal

Los fractales deben de poseer una dimensión que debe ser no entera y cuya dimensión fractal debe de superar a su dimensión topológica. Las dimensiones topológicas son las siguientes:

Dimensión -1 (conjunto vacío)

Dimensión 0 (un punto)

Dimensión 1 (una línea recta)

Dimensión 2 (un plano)

Dimensión 3 (el espacio)

Como los fractales están compuestos por elementos cada vez más pequeños de sí, el concepto de longitud pasa a ser algo complejo por lo que mediremos los fractales por su dimensión.

El cálculo de la dimensión de un objeto nos permitirá conocer si ese objeto es o no un fractal.

La dimensión fractal que sugirió Felix Hausdorff en 1919 es una propiedad que nos indica su capacidad para rellenar el espacio que lo contiene, y puede tomar

valores continuos en el espacio de los números, entre 0 y 3. Se muestra en la Ec. 1.24.

$$D = \log N / \log \left(\frac{l}{p} \right), \quad \dots(1.24)$$

donde:

N: es la cantidad de segmentos o su longitud

l: altura del objeto (proyección)

p: altura de las unidades que forman el objeto

D: es la dimensión fractal

1.3.3 Tipos de fractales.

Podemos clasificar los fractales por las siguientes características:

Los **fractales lineales** son aquellos que se construyen con un cambio en la variación de sus escalas. Algunos ejemplos son los mostrados en la **Figura 1.13**.

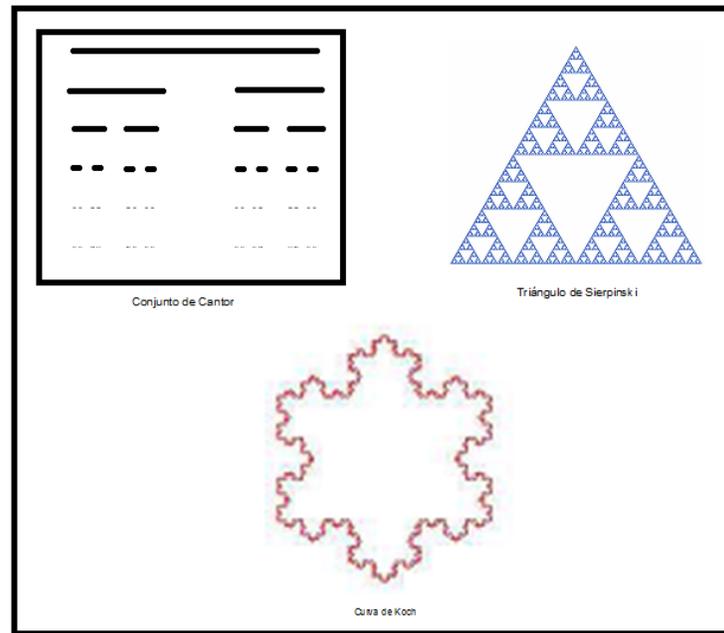


Figura 1.13. Ejemplo de fractales lineales

En cambio, los **fractales no lineales** son aquellos que se generan a partir de distorsiones complejas o justamente como lo dice su nombre, y usando un término proveniente de la matemática caótica, distorsiones no lineales.

La mayoría de los objetos fractales puramente matemáticos y naturales son no lineales. Algunos ejemplos se pueden observar en la **Figura 1.14**.

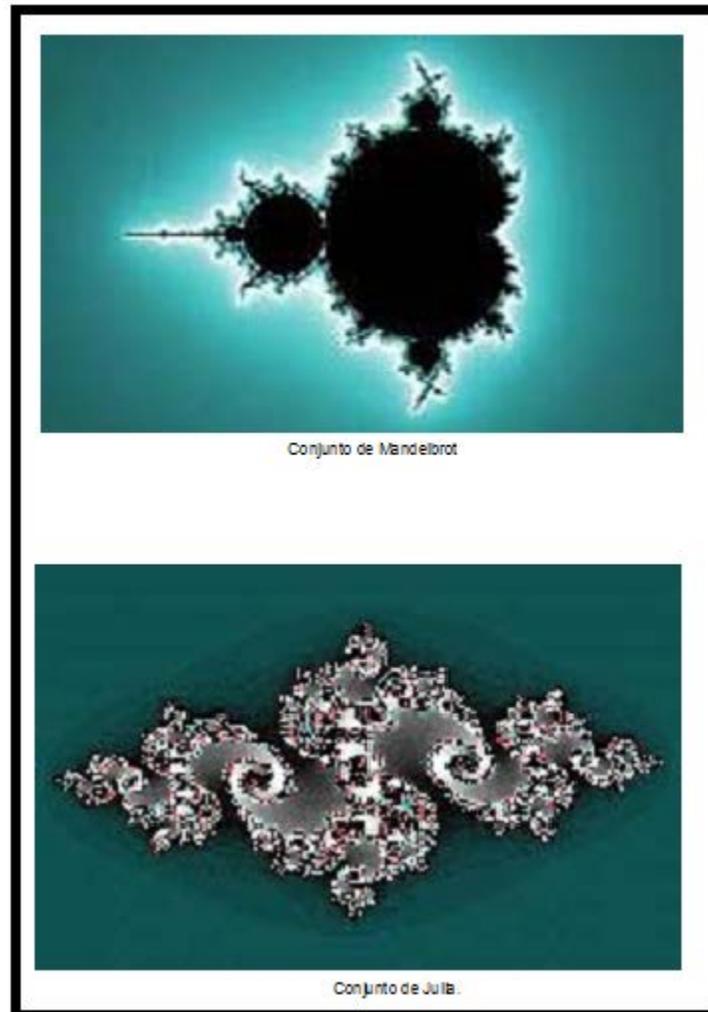


Figura 1.14. Ejemplos de fractales no lineales

1.4 REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE.

En el 2002, **Boming Yu et al.** Presentaron un modelo fractal de la permeabilidad de bi-dispersos en medios porosos desarrollado sobre la base de la característica fractal de los medios porosos. El modelo de permeabilidad fractal resulta ser una función de la dimensión fractal de la tortuosidad, la dimensión fractal del área del poro, el tamaño de las partículas y los clusters, micro porosidad dentro de los cluster, y la porosidad efectiva de un medio poroso. Una expresión analítica de la dimensión fractal del área del poro es presentada mediante una aproximación del tipo Sierpinski. La dimensión fractal del área del poro y la dimensión fractal de la tortuosidad de las muestras porosas son determinadas por el método de caja. Este modelo fractal de la permeabilidad no contiene constantes empíricas. Para verificar la valides del modelo, los datos de permeabilidad experimental se comparan con los calculados por el modelo fractal de permeabilidad, obteniendo un buen ajuste entre los dos datos [7].

En el 2008, **Meijuan Yu et al.** realizaron un modelo fractal para el gradiente de presión para fluidos tipo Bingham en medios porosos basado en la caracterización fractal del medio poroso y los efectos de la presión capilar. Todos los parámetros involucrados en los modelos propuestos tienen un claro significado físico y el modelo propuesto relacione el gradiente de presión de los fluidos tipo Bingham a partir de los parámetros estructurales del medio poroso, punto de cedencia, los parámetros de presión capilar y la dimensión capilar del medio poroso. Los resultados obtenidos por el modelo propuesto fueron comparados con una ecuación conocida obteniendo buenos resultados según la comparación. Los resultados muestran que a menor radio y baja porosidad la presión capilar tiene una influencia significativa en el gradiente de presión en el medio poroso y por lo tanto no puede ser descuidada. Sin embargo en porosidades altas, el gradiente de presión es producido principalmente por el esfuerzo de corte y la contribución al gradiente de presión por la presión capilar es despreciable [8].

Wang et al. desarrollo la Ec. 1.25, con la que se compara el modelo propuesto, dicha ecuación es una expresión teórica para el gradiente de presión para el flujo de aceite pesado en medios porosos[8].

$$\lambda = 2\tau_0 \left(\frac{\phi}{8K}\right)^{\frac{1}{2}}, \quad \dots(1.25)$$

donde:

λ : es el gradiente de presión

τ_0 : es el punto de cedencia

ϕ : es la porosidad

K : es la permeabilidad

En esta ecuación se puede observar que el gradiente de presión λ es directamente proporcional al punto de cedencia τ_0 del aceite pesado y a la porosidad ϕ , e inversamente proporcional a la permeabilidad del medio poroso.

En trabajos previos de se ha demostrado que la distribución del tamaño de los poros en medios porosos sigue la ley de escala fractal, Ec. 1.26.

$$N(L \geq r) = \left(\frac{r_{max}}{r}\right)^{D_f}, \quad \dots(1.26)$$

donde:

r_{max} : es el máximo radio de poro

D_f : se determina por la siguiente Ec. 1.27:

$$D_f = d_E - \frac{\ln \phi}{\ln\left(\frac{r_{min}}{r_{max}}\right)}, \quad \dots(1.27)$$

donde:

ϕ : es porosidad

$1 < D_f < 2$ Es la dimensión fractal del área de poro. La Ec. 1.27 indica que la dimensión fractal del área del poro aumenta con el aumento de la porosidad y D_f se aproxima a su valor máximo posible de 2 cuando la porosidad tiende a 1.

La ley de escala fractal de la tortuosidad en un medio poroso, Ec. 1.28, es:

$$L = L_0^{D_T} (2r)^{1-D_T}, \quad \dots(1.28)$$

donde:

r : es el radio de poro/capilar

L y L_0 : es la distancia recta y la longitud actual de la tortuosidad. Y $L \geq L_0$

D_T : es la dimensión fractal de la tortuosidad, $1 < D_T < 2$ en dos dimensiones y $1 < D_T < 3$ en tres dimensiones

Los parámetros estructurales para el medio poroso son:

$$L_0 = \bar{r} \sqrt{\frac{2\pi}{\sqrt{3}(1-\phi)}} \quad \dots(1.29)$$

y

$$r_{max} = \frac{\bar{r}}{4} \left[\sqrt{\frac{2\phi}{1-\phi}} + \sqrt{\frac{2\pi}{\sqrt{3}(1-\phi)}} - 2 \right], \quad \dots(1.30)$$

donde:

\bar{r} : es el promedio de radio de las partículas en medio poroso

La dimensión fractal D_T para la tortuosidad en medios porosos puede ser expresada como:

$$D_T = 1 + \frac{\ln \Gamma}{\ln \frac{L_0}{2r_{av}}}, \quad \dots(1.31)$$

donde:

Γ : es el promedio de la tortuosidad definido por $\Gamma = \frac{L}{L_0}$

r_{av} : es el promedio del radio del poro

Una correlación entre el promedio de la tortuosidad está dada por:

$$\Gamma = 1 + 0.41 \ln \frac{1}{\phi}. \quad \dots(1.32)$$

En un medio poroso, los tamaños de los poros no son uniformes **Kong** da el promedio del radio del poro como se muestra en la Ec. 1.33.

$$r_{av} = \left(\sum_{i=1}^N N_i r_i^4 \right)^{\frac{1}{4}}, \quad \dots(1.33)$$

donde:

$N_i (i = 1, 2, \dots, N)$ Es el número de capilares con el radio r_i . Usualmente N_i es desconocido y el promedio del radio del poro no puede ser encontrado directamente de la Ec. 1.33. Sin embargo la ecuación puede reducirse a:

$$r_{av} = r_{max} \left(\frac{D_f}{4-D_f} \right)^{\frac{1}{4}}, \quad \dots(1.34)$$

La Ec. 1.34 representa el modelo fractal para el promedio de radio de poro de un medio poroso.

El flujo a través de un solo capilar para fluidos Bingham está dado por:

$$q = \frac{\pi r^4}{8\mu} \left(-\frac{dp}{dL} \right) \left[1 - \frac{4}{3} \left(\frac{\frac{2\tau_0}{r}}{\left| \frac{dp}{dL} \right|} \right) + \frac{1}{3} \left(\frac{\frac{2\tau_0}{r}}{\left| \frac{dp}{dL} \right|} \right)^4 \right] \dots$$

$$= \frac{\pi r^4}{8\mu} \left(-\frac{dp}{dL} \right) \left[1 - \left(\frac{\frac{2\tau_0}{r}}{\left| \frac{dp}{dL} \right|} \right) - \frac{1}{3} \left(\frac{\frac{2\tau_0}{r}}{\left| \frac{dp}{dL} \right|} \right) \left(1 - \left(\frac{\left(\frac{2\tau_0}{r} \right)^3}{\left| \frac{dp}{dL} \right|^3} \right) \right) \right]. \quad \dots(1.35)$$

En la Ec 1.35 el gradiente de presión $\lambda = \frac{2\tau_0}{r}$ es obtenido cuando $q = 0$, para simplificar, de acuerdo con el mismo método de aproximación como el de derivación de la ley generalizada de Darcy para fluidos Bingham, seguimos el primer término en el corchete y omitimos el segundo término. Entonces la ecuación se puede reducir a:

$$q = \frac{\pi r^4}{8\mu} \left(-\frac{dp}{dL} \right) \left(1 - \left(\frac{\frac{2\tau_0}{r}}{\left| \frac{dp}{dL} \right|} \right) \right). \quad \dots(1.36)$$

La ecuación cumple que el gasto $q = 0$ cuando $\left| \frac{dp}{dL} \right| = \lambda$.

Para el flujo paralelo-plano, la presión p disminuye cuando aumenta la longitud L , $\frac{dp}{dL} < 0$ y la ecuación se puede reescribir como:

$$q = \frac{\pi r^4}{8\mu} \left(-\frac{dp}{dL} \right) \left(1 + \left(\frac{2\tau_0}{r} \frac{r}{dp} \right) \right) \quad \dots(1.37)$$

Debido a las características fractales de la tortuosidad la Ec. 1.37 se puede escribir como:

$$q(r) = \frac{\pi r^4 \Delta p}{8\mu D_T L_0} \left(\frac{L_0}{2r} \right)^{1-D_T} - \frac{\pi r^3 \tau_0}{4\mu}. \quad \dots(1.38)$$

Si la presión capilar p_c es tomada en cuenta la Ec 1.38 puede ser escrita como:

$$q(r) = \frac{\pi r^4 (\Delta p + \Delta p_c)}{8\mu D_T L_0} \left(\frac{L_0}{2r} \right)^{1-D_T} - \frac{\pi r^3 \tau_0}{4\mu}, \quad \dots(1.39)$$

donde $\Delta p_c < 0$ cuando la presión capilar en los bloques del flujo de fluidos a través de la tortuosidad, de lo contrario $\Delta p_c > 0$.

La diferencia de la presión capilar está dada por:

$$\Delta p_c = \frac{F\sigma\cos\theta}{2r} \frac{1-\phi}{\phi}, \quad \dots(1.40)$$

donde:

σ : es la tensión superficial del líquido mojante

θ : es el ángulo de contacto entre el líquido y el sólido

F : es el factor de forma dependiendo de la geometría del medio y de la dirección del flujo

Se ha demostrado que la distribución del tamaño del poro en medios porosos sigue la ley de potencia fractal, por lo que el gasto total Q a través de la sección transversal puede ser obtenida por medio de la integración de la Ec 1.39.

En todo el rango de tamaños de poro.

$$Q = - \int_{r_{min}}^{r_{max}} q(r) dN(r) \quad .$$

$$Q = \frac{\pi D_f r_{max}^{D_f} \Delta p}{8\mu L_0^{D_T} 2^{1-D_T} D_T (D_T - D_f + 3)} r_{max}^{D_T - D_f + 3} \left[1 - \left(\frac{r_{min}}{r_{max}} \right)^{3 + D_T - D_f} \right] \quad .$$

$$+ \frac{\pi F \cos\theta (1-\phi) D_f r_{max}^{2+D_T}}{2^{5-D_T} \mu D_T L_0^{D_T} \phi (2+D_T - D_f)} \left[1 - \left(\frac{r_{min}}{r_{max}} \right)^{2+D_T - D_f} \right] \quad .$$

$$- \frac{\pi \tau_0 D_f r_{max}^{3-D_f}}{4\mu (3-D_f)} \left[1 - \left(\frac{r_{min}}{r_{max}} \right)^{3-D_f} \right]. \quad \dots(1.41)$$

En general $\frac{r_{min}}{r_{max}} < 10^{-2}$ en medios porosos y $\left(\frac{r_{min}}{r_{max}}\right)^{3+D_T-D_f} \ll 1$, $\left(\frac{r_{min}}{r_{max}}\right)^{2+D_T-D_f} \ll 1$ y $\left(\frac{r_{min}}{r_{max}}\right)^{3-D_f} \ll 1$. Entonces la Ec. 1.41, se puede escribir como sigue:

$$Q = \frac{\pi D_f r_{max}^{3+D_T}}{8\mu L_0^{D_T-1} 2^{1-D_T} D_T (3+D_T-D_f)} \times \left[\frac{\Delta p}{L_0} + \frac{F\sigma \cos\theta (1-\phi)(3+D_T-D_f)}{2L_0\phi(2+D_T-D_f)r_{max}} - \frac{L_0^{D_T-1} D_T (3+D_T-D_f)\tau_0}{2^{D_T-2}(3-D_f)r_{max}^{D_T}} \right]. \quad \dots(1.42)$$

El total de la sección transversal de un medio poroso es:

$$A = \frac{A_p}{\phi} = \frac{-\int_{r_{min}}^{r_{max}} \pi r^2 dN}{\phi} = \frac{\pi D_f}{\phi(2-D_f)} r_{max}^2 \left[1 - \left(\frac{r_{min}}{r_{max}}\right)^{2-D_f} \right], \quad \dots(1.43)$$

donde:

A_p : es el total de la sección transversal

La porosidad se relación con la dimensión fractal por el espacio poroso y los parámetros micro estructurales.

$$\phi = \left(\frac{r_{min}}{r_{max}} \right)^{2-D_f}. \quad \dots(1.44)$$

Sustituyendo la Ec. 1.44 en la Ec 1.43, obtenemos:

$$A = \frac{\pi D_f}{\phi(2-D_f)} r_{max}^2 (1 - \phi). \quad \dots(1.45)$$

Dividiendo la Ec. 1.42 por la Ec. 1.45 obtenemos el promedio de la velocidad para fluidos Bingham en medios porosos.

$$V = \frac{r_{max}^{1+D_T} \phi(2-D_f)}{\mu L_0^{D_T-1} 2^{4-D_T} D_T (3+D_T-D_f) (1-\phi)} \times \left[\frac{\Delta p}{L_0} + \frac{F \sigma \cos \theta (1-\phi) (3+D_T-D_f)}{2 L_0 \phi (2+D_T-D_f) r_{max}} - \frac{L_0^{D_T-1} D_T (3+D_T-D_f) \tau_0}{2^{D_T-1} (3-D_f) r_{max}^{D_T}} \right]. \quad \dots(1.46)$$

Cuando el esfuerzo cortante $\tau_0 = 0$ el flujo se convierte en Newtoniano.

De acuerdo con las ecuaciones 1.42 y 1.46, se puede obtener el gasto y la velocidad para flujo Newtoniano con la presión capilar incluida.

$$Q = \frac{\pi D_f r_{max}^{3+D_T}}{8\mu L_0^{D_T-1} 2^{1-D_T} D_T (3+D_T-D_f)} \cdot$$

$$\times \left[\frac{\Delta p}{L_0} + \frac{F\sigma \cos\theta (1-\phi)(3+D_T-D_f)}{2L_0\phi(2+D_T-D_f)r_{max}} \right], \quad \dots(1.47)$$

$$V = \frac{r_{max}^{1+D_T} \phi(2-D_f)}{\mu L_0^{D_T-1} 2^{4-D_T} D_T (3+D_T-D_f)(1-\phi)} \cdot$$

$$\times \left[\frac{\Delta p}{L_0} + \frac{F\sigma \cos\theta (1-\phi)(3+D_T-D_f)}{2L_0\phi(2+D_T-D_f)r_{max}} \right]. \quad \dots(1.48)$$

En las ecuaciones 1.47 y 1.48 el término $\frac{F\sigma \cos\theta (1-\phi)(3+D_T-D_f)}{2L_0\phi(2+D_T-D_f)r_{max}}$ se llama gradiente de presión si el ángulo de contacto $\theta > \pi/2$ y esto significa que el gradiente de presión también existe para el flujo de fluidos Newtonianos en medios porosos cuando el ángulo de contacto $\theta > \pi/2$.

Sea $Q = 0$ y $V = 0$ en la Ec. 1.42 y 1.46 respectivamente, el gradiente de presión para fluidos Bingham en medios porosos es obtenido de la siguiente manera.

$$\lambda = \frac{L_0^{D_T-1} D_T (3+D_T-D_f) \tau_0}{2^{D_T-2} (3-D_f) r_{max}^{D_T}} - \frac{F\sigma \cos\theta (1-\phi)(3+D_T-D_f)}{2L_0\phi(2+D_T-D_f)r_{max}}, \quad \dots(1.49)$$

$$= \lambda_1 - \lambda_2$$

donde:

$$\lambda_1 = \frac{L_0^{D_T-1} D_T (3+D_T-D_f) \tau_0}{2^{D_T-2} (3-D_f) r_{max}^{D_T}}, \quad \dots(1.50)$$

$$\lambda_2 = \frac{F\sigma \cos\theta (1-\phi)(3+D_T-D_f)}{2L_0\phi(2+D_T-D_f)r_{max}}, \quad \dots(1.51)$$

La Ec. 1.49 es el modelo de análisis fractal para el gradiente de presión para el flujo de fluidos Bingham en un medio poroso, en el que el efecto de la presión capilar se tiene en cuenta.

La Ec 1.50 representa la contribución del esfuerzo cortante al gradiente de presión y la Ec. 1.51 la contribución de la presión capilar.

Puede observarse que en la Ec 1.49 que el gradiente de presión λ es relacionado no solo con el punto de cedencia τ_0 , también a los parámetros estructurales del medio poroso (D_T , D_f , L_0 y r_{max}), así como los parámetros de la presión capilar (σ , F y θ).

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

2.1 REÓMETRO ROTACIONAL

Los resultados presentados en este trabajo, se obtuvieron con un equipo de reología de la marca Grace Instrument, modelo M7500 de alta presión y alta temperatura, de tipo rotacional. Este reómetro trabaja bajo el principio de cilindros coaxiales, los cuales se mueven por la presencia de dos magnetos los cuales provocan la rotación de dichos cilindros. Conectado al cilindro interior (Bob), se tiene un resorte en espiral.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

2.2.1 Teoría de Operación

El sistema de medición consiste de dos superficies rígidas, simétricas y coaxiales entre las cuales se coloca el fluido cuya viscosidad se desea medir. Una de estas superficies deberá girar a una velocidad angular constante, mientras que el otro permanece en reposo. El sistema de medición deberá ser tal que la velocidad de corte se pueda definir para cada medición.

Un dispositivo de medición de torque está conectado a una de las superficies, lo que permite determinar el torque necesario para vencer la resistencia viscosa del fluido.

Los sistemas de medición apropiados son: los sistemas de cilindros coaxiales y los sistemas de cono y placa, entre otros. Las dimensiones del sistema de medición quedarán registrados de tal manera que satisfacen las condiciones específicas que a continuación se mencionan, que tienen por objeto asegurar un campo de flujo geoméricamente semejantes para todos los tipos de medición y todos los tipos comunes de instrumentos básicos.

El instrumento es diseñado para permitir que los rotores y estatores puedan montarse, para la generación de un rango de frecuencias de rotación definidas (en forma escalonada o continuamente variable), y para medir el torque resultante, o viceversa (es decir, la generación de un torque definido y medición de la frecuencia de rotación resultante).

El aparato tendrá una exactitud de medición del torque de un 2% de la lectura de escala completa. Dentro del rango normal de trabajo del instrumento, la exactitud de la frecuencia de rotación medida debe estar dentro del 2% del valor medido. La repetitividad de las mediciones de viscosidad será del $\pm 2\%$.

El rango de velocidades de corte varía en gran medida. La elección de un instrumento en particular, se efectúa considerando el rango de viscosidades y velocidades de corte a medir.

El sistema de medición consta de una taza (es decir, el cilindro exterior con una base cerrada) y un bob (es decir, el cilindro interior con el eje). El bob puede actuar como el rotor y la copa como el estator, o viceversa [9].

2.2.2 Métodos de cálculo

El esfuerzo cortante (τ) y la velocidad de corte (γ) no son constantes sobre la sección transversal anular de los viscosímetros rotacionales con cilindros coaxiales, pero van disminuyendo desde el interior hacia el exterior (tipo Searle) o viceversa (tipo Conette). Por otra parte, la variación de (γ) también depende de las propiedades reológicas del material en prueba.

Es conveniente calcular (τ) y (γ) como valores representativos, que no se producen en la superficie del sistema de medición (es decir, al r_e radio externo o el radio interior r_i), pero a cierta distancia en el interior del anillo. Se ha demostrado (tanto por la teoría y experimento) que los valores representativos de τ_{rep} y γ_{rep} , según los cálculos de las ecuaciones 2.2 y 2.3, describen una muy buena

aproximación, el comportamiento del flujo de fluidos con un índice de poder de la ley local en el rango de 0,3 a 2.

El esfuerzo cortante, expresado en pascales, se calcula, utilizando las ecuaciones 2.1 y 2.2, desde el torque M medido en el cilindro interior (es decir, en el r_i) o en el cilindro exterior (es decir, en r_e), estos dos radios se expresan en metros.

$$\tau_e = \frac{M}{2\pi l r_e^2 C_L}, \quad \dots(2.1)$$

$$\tau_{rep} = \frac{\tau_i + \tau_e}{2} = \left(\frac{1+\delta^2}{2\delta^2}\right) * \tau_i = \left(\frac{1+\delta^2}{2}\right) * \tau_e = \left(\frac{1+\delta^2}{2\delta^2}\right) * \left(\frac{M}{2\pi l r_i^2 C_L}\right), \quad \dots(2.2)$$

donde, además de las cantidades mencionadas:

M= Torque, expresado en Newtons- metro

δ = relación entre el radio del cilindro exterior y la del cilindro interior

L= longitud, en metros, del interior del cilindro

C_L = factor de corrección de efecto final que tiene en cuenta el torque que actúa en el extremo de las caras del sistema de medición (este factor de corrección depende de la geometría del sistema de medición y de las propiedades reológicas del líquido, y debe ser determinado experimentalmente para cada tipo de geometría de sistema de medición).

La representación de la velocidad de corte, expresado en radianes por segundo, se obtiene de:

$$\dot{\gamma}_{rep} = \omega * \frac{1+\delta^2}{\delta^2-1}, \quad \dots(2.3)$$

donde ω es la velocidad de rotación, en radianes por segundo.

Si la frecuencia n de rotación se expresa en revoluciones por minuto, entonces,

$$\omega = \frac{2\pi n}{60} = 0.1047 n. \quad \dots (2.4)$$

2.2.3 Geometría Estándar

Las dimensiones de este tipo de sistema de medición coinciden con un viscosímetro, se basan en las siguientes proporciones que garantizan un campo de flujo geoméricamente semejante para todas las tareas y los instrumentos básicos:

$$\delta = \frac{r_e}{r_i} = 1,0847$$

$$\frac{L}{r_i} = 3$$

$$\frac{L'}{r_i} = 1$$

$$\frac{L''}{r_i} = 1$$

$$\frac{r_s}{r_i} = 0,3$$

$$\alpha = 120^\circ$$

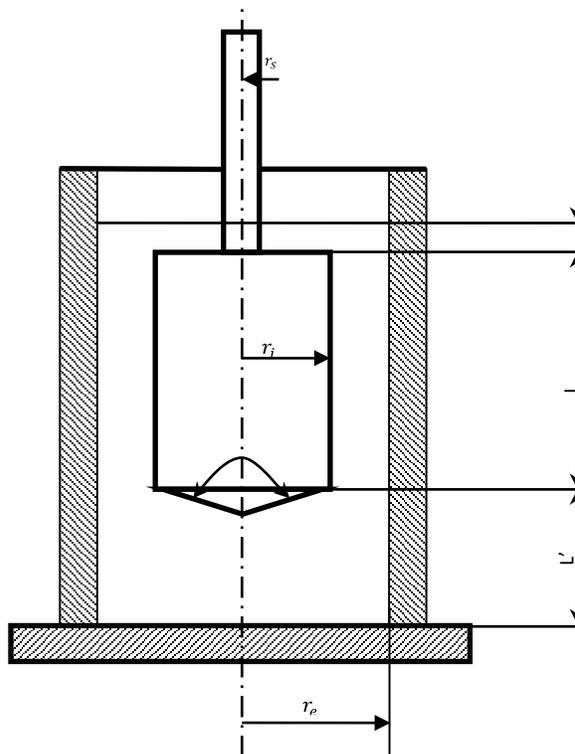


Figura 2.1 Geometría estándar de un sistema de cilindros coaxiales[10]

δ = relación entre el radio del cilindro exterior al interior del cilindro

L = longitud del cilindro interior

L' = distancia entre el borde inferior del cilindro interior y la parte inferior del cilindro exterior

L'' = longitud de la parte sumergida de la SHFT

r_i = radio del interior del cilindro

r_e = radio del cilindro exterior

r_s = radio del eje

α = ángulo vértice del cono en la parte inferior del cilindro interior

Las características principales del equipo experimental se muestran en la **Tabla 2.1**.

Tabla 2.1 Rangos de medición

Rango de Velocidad:	0.01 a 600 rpm continuas
Velocidad de Corte:	0.0082 a 1020 sec ⁻¹
Rango de Temperatura:	Ambiente (20 °F w/enfriador) a 500 °F
Rango de Presión:	Atmosférica a 20 000 o 30 000 psi
Rango de la Viscosidad:	0.5 a 5000 000 centipoise
Tamaño de la muestra:	132 ml
Torque:	7 μ N.m a 10 mN.m
Esfuerzo Cortante:	2 a 1 600 dina/cm ²
Resolución:	0.3% de rango de escalas completo o mejor
Repetición:	\pm 1 % de rango de escala completo o mejor

Este equipo cuenta con dos geometrías diferentes de Bob (rotor). Las especificaciones de dichas geometrías se muestran en la **Tabla 2.2**.

Tabla 2.2 Especificaciones de la geometría del bob (rotor).

SET	ANILLO (pg/cm)	VOLUMEN DE LA MUESTRA (ml)	RADIO DEL BOB (pg/cm)
B1	0.046/0.117	132	0.6790/1.7245
B2	0.098/0.241	132	0.6294/1.5987

En la **Figura 2.2** se observa el equipo utilizado en este trabajo para realizar las mediciones de reología.



Figura 2.2 Equipo de reología utilizado.

2.3 CALIBRACIÓN

El viscosímetro se calibra periódicamente mediante la medición de las características de torque o usando líquidos de referencia con viscosidad conocida (fluidos Newtonianos). Si la recta de mejor ajuste que pasa por los puntos de medición de referencia para el líquido, no pasa por el origen del sistema de coordenadas, dentro de los límites de exactitud del método, el procedimiento y el aparato deben calibrarse en periodos de tiempo más cortos, de conformidad con las instrucciones del fabricante[9].

La viscosidad de los líquidos de referencia utilizados para la calibración debe encontrarse en el mismo rango que la muestra que se medirá.

Para asegurarse de que los resultados arrojados por el equipo son adecuados es necesario realizar su calibración que se recomienda después de su instalación y después de 40 horas de trabajo continuo.

Para calibrar el equipo se cuenta con diferentes fluidos de calibración, dependiendo de la viscosidad que tenga el fluido que se usara para hacer la caracterización reológica se escoge el fluido de calibración tratando que tenga una viscosidad similar a la del fluido de muestra. Escogido el fluido de calibración se procede a cargar sus valores de referencia de viscosidad. Cargada la información se escoge la opción de calibración para empezar con la misma. En la **Tabla 2.3** se muestran los datos obtenidos de la calibración.

Tabla 2.3 Representa los valores de la calibración arrojados por el equipo.

Esfuerzo cortante (dyn/cm ²)	Angulo (Grados)		ERROR	
	Ascenso	Descenso		
0	0	0	0	0
34,9605	6,5	7,1	-0,6	0,36
69,9211	13,8	14,3	-0,5	0,25
104,882	20,6	21,4	-0,8	0,64
139,842	28,1	28,6	-0,5	0,25
174,803	33,8	35,7	-1,9	3,61
209,763	34,4	42,8	-8,4	70,56
244,724	48,2	50	-1,8	3,24
279,684	54,7	56,8	-2,1	4,41
314,645	62	64	-2	4
349,605	69	71,1	-2,1	4,41
384,566	76,2	78,3	-2,1	4,41
419,526	83	85,3	-2,3	5,29
454,487	89,9	92,1	-2,2	4,84
489,447	96,8	99,2	-2,4	5,76
524,408	103,5	105,9	-2,4	5,76
559,368	110,2	112,9	-2,7	7,29
594,329	117	119,4	-2,4	5,76
629,289	123,7	126,3	-2,6	6,76
664,25	130,4	133	-2,6	6,76
699,21	136,8	139,7	-2,9	8,41
734,171	140,5	146,2	-5,7	32,49
769,131	141,5	153	-11,5	132,25
804,092	156,2	160	-3,8	14,44
839,052	163,1	166,5	-3,4	11,56
874,013	169,7	173,2	-3,5	12,25
908,973	176,3	179,6	-3,3	10,89
943,934	182,5	186,3	-3,8	14,44
978,894	189	192,6	-3,6	12,96
1013,85	195,3	199	-3,7	13,69
1048,82	202,3	205,8	-3,5	12,25
1083,78	208,2	212,2	-4	16
1118,74	214,4	218,5	-4,1	16,81
1153,7	220,5	224,6	-4,1	16,81
1188,66	225,6	231,2	-5,6	31,36
1223,62	233,7	239	-5,3	28,09
1258,58	239,9	243,9	-4	16
1293,54	245,8	249,1	-3,3	10,89
1328,5	252,5	255,7	-3,2	10,24
1363,46	258,1	261,4	-3,3	10,89
1398,42	264,7	267,5	-2,8	7,84
1433,38	271	273,6	-2,6	6,76
1468,34	276,7	280,6	-3,9	15,21
1503,3	283,5	285,7	-2,2	4,84
1538,26	290	293,8	-3,8	14,44
1573,22	296,7	298,3	-1,6	2,56

En la **Figura 2.3** se muestra el comportamiento de los datos de la Tabla 2.3, en la cual se observa el esfuerzo cortante aplicado sobre el resorte como función del ángulo de deflexión que sufre el mismo debido al movimiento rotacional de los cilindros, estos datos son tomados de menor a mayor velocidad de rotación y después de manera invertida. La gráfica debe presentar una línea recta con una inclinación de 45°.

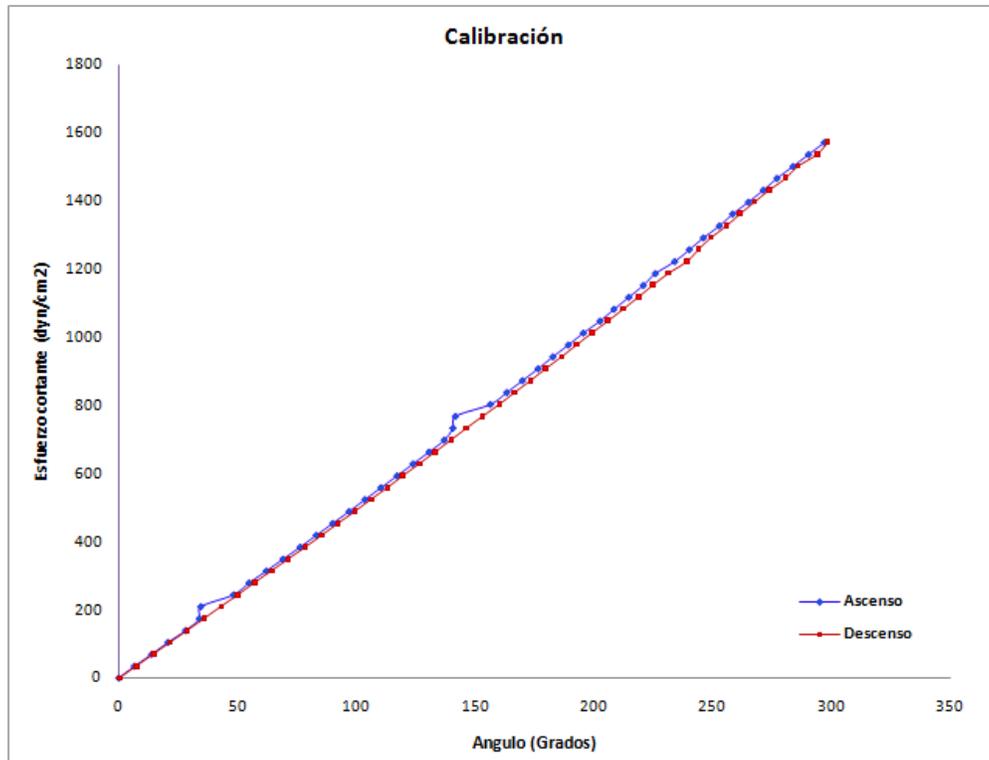


Figura 2.3 Curva de calibración.

El resultado arrojado por el equipo es de 223.017, este valor se obtiene de la hoja de cálculo que es exportada del software que tiene predeterminado el equipo, el valor que es calculado para la calibración en proceso por el equipo debe ser menor a 750. El valor obtenido es menor a un tercio del valor de referencia que maneja el equipo, por lo que se concluye que el equipo cumple con las especificaciones y está calibrado (Véase la **Figura 2.4**).

Mean square error is: 223.017131686138				
Recommended Mean square error value should be less than 750.				

Figura 2.4 Resultado obtenido por el equipo, durante la calibración.

2.4 SOFTWARE

El reómetro incluye, un programa de software diseñado para conectar el reómetro con una PC, y de esta forma mantener monitoreado el comportamiento de la viscosidad, con la variación de la velocidad de corte, a condiciones de presión y temperatura establecidas.

El software tiene tres menús funcionales principales:

- Crear y modificar las secuencias* de las pruebas utilizando la pantalla de configuración.
- Ejecutar y supervisar las pruebas en tiempo real.
- Analizar y gestionar los datos de la prueba desde la pantalla principal.

En la **Figura 2.5** se muestra la pantalla principal del software utilizado en el equipo para el control de su funcionamiento.

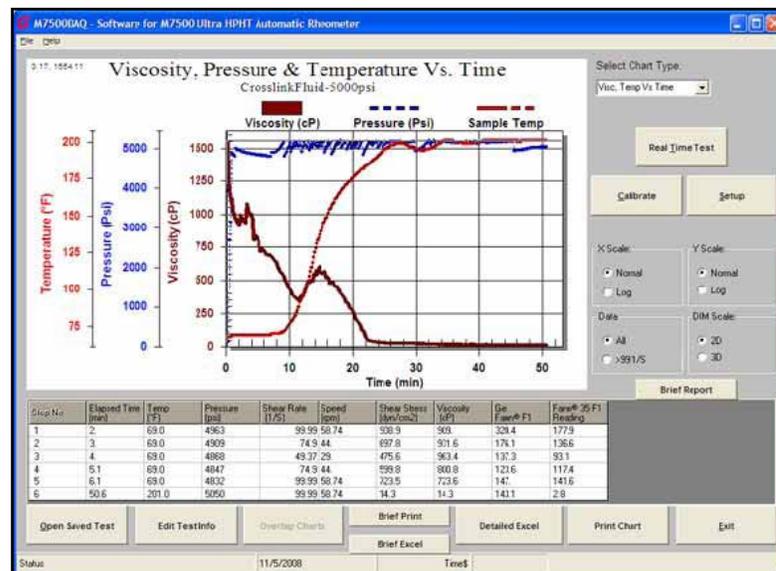


Figura 2.5 Pantalla del Software durante un proceso en la que se muestra la curva de temperatura, viscosidad y presión con respecto del tiempo.

*NOTA: Las secuencias de las pruebas son creadas bajo las especificaciones de la Norma Internacional ISO 3219 [10].

Se procede a retirar el residuo de la muestra del interior de la celda de presión para después de igual forma con la ayuda de estopa quitar la mayor cantidad de muestra, posteriormente se procede a desarmar la celda de presión para limpiarla totalmente y que al espacio que queda debajo de la flecha de la celda también se eliminen los residuos de muestra, ver **Figura 2.7**.



Figura 2.7 Partes de la celda de presión.

Ya retirada la mayor cantidad de muestra se utiliza algún solvente para limpiar más a fondo las partes internas y la celda de presión, en este caso se utilizó diesel, una vez que se limpiaron con diesel se procede a lavar con abundante agua y jabón comercial para eliminar cualquier residuo.

Una vez lavado el equipo se procede a secarlo con el fin de eliminar algún residuo de agua, este procedimiento es muy tardado por las partes tan pequeñas que tiene el equipo, el equipo debe de ser secado perfectamente para que no contenga ningún residuo que pueda afectar los resultados arrojados por el reómetro GRACE M7500.

Para el buen funcionamiento del equipo se procede al mantenimiento del mismo, esto consta en revisar el funcionamiento de los dos baleros que contiene el eje del bob, tenemos que revisar que giren bien y que no le falten balines, ver **Figura 2.8**.



Figura 2.8 Baleros del eje.

En el caso de que no corran bien se tienen que limpiar y lubricar, en el caso de que le falten balines a los baleros se desechan ya que no se cuenta con los materiales e instrumentos necesarios en el laboratorio para reparar los baleros.

Por último se observan las condiciones en las que se encuentra la parte de hule que tiene el cilindro exterior, debido a que la flecha de la celda se apoya en la pieza de hule para que gire el cilindro exterior tiene que estar en las mejores condiciones, ver **Figura 2.9**.



Figura 2.9 Forma de retirar la pieza de hule del cilindro exterior.

El mantenimiento de estas piezas es una parte muy importante ya que el mal funcionamiento de cualquiera de estas piezas provocaría que los resultados arrojados por el reómetro GRACE M7500 carezcan de un sentido físico.

2.5.2 Preparación de las Muestras de Aceites.

En esta tesis se trabajo con tres aceites diferentes: aceite ligero, aceite pesado y aceite extrapesado, la preparación de las muestras es diferente para cada caso.

Se comenzará describiendo la manera de preparación de la muestra de aceites ligeros, enseguida la preparación de la muestra de aceites pesados y para terminar con la descripción de la muestra de aceites extrapesados.

La preparación de la muestra de aceites ligeros no presenta mayor problema, el reto aumenta conforme se aumenta la viscosidad.

Para preparar la muestra de aceite ligeros solo hay que agitar bien el aceite ligero en un recipiente para garantizar un fluido homogéneo, después que se agita se procede a medir la cantidad que se necesita para realizar las pruebas, dicha cantidad es de 132 ml., una vez que se midió dicha cantidad se procede a cargar la muestra de hidrocarburo ligero cuidando de cubrir por completo el cilindro exterior y de no derramar la muestras de aceite ligero.

La siguiente preparación que se describe es de la muestras de aceites pesados, esta preparación es un poco más complicada que la de aceites ligeros, para empezar la preparación se mezcla bien el aceite pesado con ayuda de un agitador o una espátula, para después proceder a medir la cantidad de 132 ml. hay que hacer una aclaración, como este aceite es más viscoso con respecto al aceite ligero se tiene que poner un poco más de la cantidad que dice el manual por los residuos que se queden en el recipiente donde se mide.

Teniendo la muestra del aceite pesado medida se procede a ponerlo dentro de la celda de presión con mucho cuidado y lentamente para que la muestra de aceite pesado caiga de una forma uniforme, tratando de que no queden muchos huecos, en esta ocasión se pone la muestra un poco más por encima del cilindro exterior, debido a que se tiene que dejar reposando un cierto tiempo para que se asiente bien el hidrocarburo pesado y si quedaran huecos, estos con el tiempo de reposo, sean llenados con la muestra de aceite pesado. Es por eso que se tiene que poner un poco más, en apariencia, que la muestra de aceite ligero. Para terminar procedemos a cerrar la celda de presión y realizamos la prueba.

Por último se explica la forma de preparación de la muestra de aceite extrapesado, esta preparación es la que tiene un grado de dificultad mayor con respecto de las otras dos muestras antes mencionadas.

Para comenzar esta preparación se tiene que poner con ayuda de una espátula alrededor de 180 ml. que es una cantidad mayor a 132 ml. en un vaso de precipitado, tapar lo mejor posible el vaso para posteriormente ponerlo a calentar a baño maría, este proceso es muy delicado porque se tiene que cuidar que no le entren líquidos a la muestra aparte de cuidar que la muestra se caliente lo más uniformemente posible para que al momento de poner la muestra de hidrocarburo extrapesado no caiga de una forma abrupta, pero por otro lado se debe de cuidar que no llegue al punto de ebullición.

Una vez que se calentó de una manera satisfactoria se procede a medir 132 ml. para después ponerlo dentro de la celda de presión, otra vez, cuidando que el cilindro exterior este cubierto por completo.

Para terminar se deja reposar un cierto tiempo para que ocurran dos cosas: primero se salga todo el aire y las burbujas desaparezcan, segundo, también para que se enfríe la muestra de aceite extrapesado, una vez que se encuentra estable la muestra de aceite extrapesado se cierra la celda de presión para colocarla dentro de la torre de la celda y así realizar la prueba.

CAPÍTULO 3 DETERMINACIÓN DEL MODELO REOLÓGICO

3.1 DETERMINACIÓN DE ESFUERZO CORTANTE (τ) Y VISCOSIDAD (μ) EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORTE (γ).

Algunos factores como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comportará un yacimiento, mientras que la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que establecen el comportamiento del flujo del aceite, 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.

Los aceites pesados y extrapesados presentan grandes retos en cuanto a su producción y procesamiento. Un paso decisivo en la determinación del mejor método de extracción, producción y procesamiento del petróleo pesado y extrapesado es la caracterización de las propiedades reológicas de los fluidos. Para la clasificación de las 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.

Conocer 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. Sin embargo la viscosidad del petróleo puede exhibir grandes variaciones dentro de la misma formación, ocasionada por la presión, temperatura y composición de aceite.

En este trabajo se realizó la caracterización reológica de tres tipos de aceites: ligero, pesado y extrapesado, esta se hizo a presión atmosférica y diferentes condiciones de temperatura, con variaciones de la velocidad de corte dentro del rango de aplicación del equipo.

Para llevar a cabo la caracterización reológica de los fluidos antes mencionados, primero se realizaron las mediciones en todo el rango de

velocidad de corte para después observar los resultados, observando los resultados se procede a determinar el rango del equipo ya que si no se determina el rango de aplicación, el equipo arrojará resultados que no tengan explicación física alguna. En este trabajo se realizó la caracterización reológica de tres aceites: ligero, pesado y extrapesado que designamos como A, B, y C respectivamente, provenientes de yacimientos naturalmente fracturados de aceite mexicano.

La **Tabla 3.1** muestra los valores de viscosidad del aceite A, aceite ligero, como se puede observar con el incremento de la temperatura se muestra un decremento notable en los valores de viscosidad obtenidos.

Tabla 3.1 Viscosidad y esfuerzo cortante del aceite A

Velocidad de corte (s ⁻¹)	25 C		35 C		45 C	
	Esfuerzo cortante (dyn /cm ²)	Viscosidad (cP)	Esfuerzo cortante (dyn /cm ²)	Viscosidad (cP)	Esfuerzo cortante (dyn /cm ²)	Viscosidad (cP)
1,7023	19,24878	1130,755667	10,86700628	638,3749359	8,6799625	509,89875
17,0229	61,80477333	363,0673333	27,82489167	163,4546667	21,58659	126,8086667
34,0459	284,4339383	835,443	41,74985167	122,6283333	35,05821333	102,9736667
85,1147	806,820335	947,9208333	414,1917833	486,6285	231,6308083	272,1385
136,1835	942,9948333	692,4435	699,8074	513,8708333	416,3517833	305,7288333
170,2294	943,0898333	554,0108333	882,6767283	518,5221667	525,9713833	308,9776667
212,7867	943,1415	443,2336667	905,8916083	425,7276667	649,727585	305,342
255,3441	943,1631667	369,3716667	905,974935	354,8043333	776,9988067	304,2945

El comportamiento gráfico de estos resultados se presenta a continuación. En la **Figura 3.1** se puede observar que el comportamiento a 25 °C tiende a ser del tipo plástico debido a que muestra una disminución de la viscosidad con el aumento de la velocidad de corte. Mientras que a temperaturas de 35 °C y 45 °C también se puede considerar que presentan un comportamiento reológico del tipo plástico debido a que con el aumento del corte disminuye la viscosidad, solo que a estas temperaturas el decremento de la viscosidad es menos drástico.

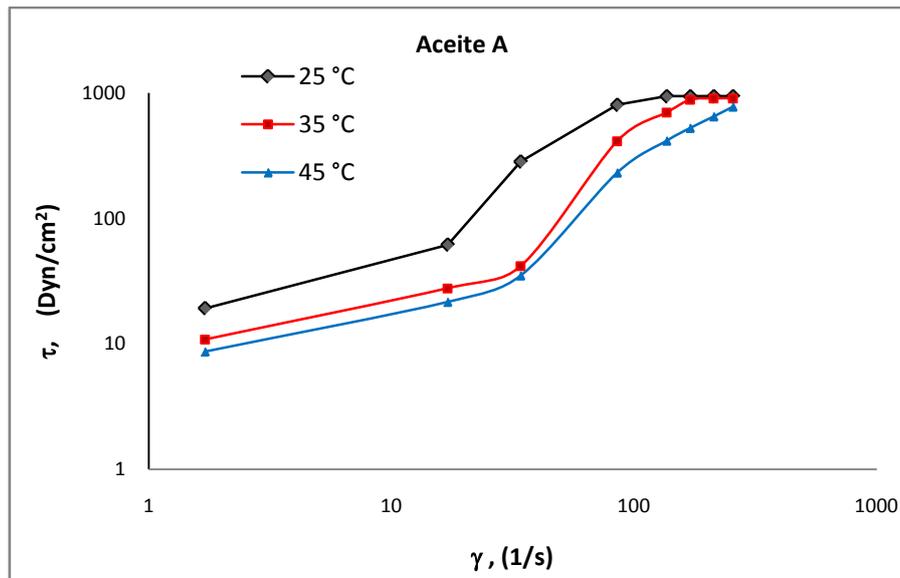


Figura 3.1 Reograma del aceite A, a diferentes temperaturas (Tabla 3.1)

En la **Figura 3.2** se puede observar que a la temperatura de 25 °C el comportamiento de la viscosidad tiende a ser descendente a partir de 136 s⁻¹, mientras que a 35 °C la viscosidad disminuye a partir de 170 s⁻¹, finalmente a 45 °C la viscosidad cae a partir de 170 s⁻¹, por lo que corroboramos que el comportamiento reológico de este aceite ligero en particular es del tipo plástico ya que la viscosidad disminuye con el aumento de la velocidad de corte.

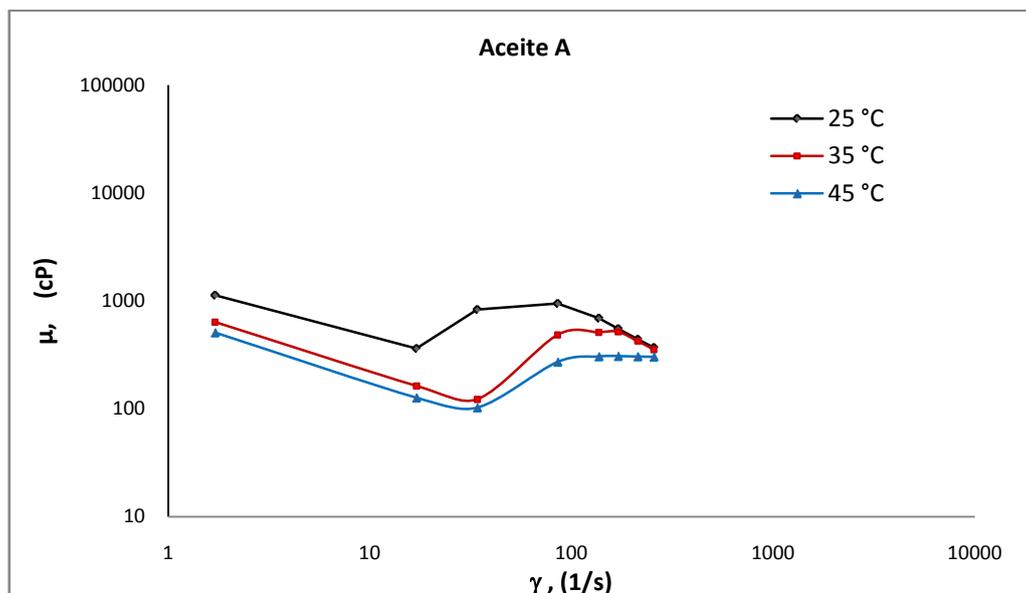


Figura 3.2 Curva de viscosidad del aceite A, aceite ligero, a diferentes temperaturas (Tabla 3.1)

En la **Tabla 3.2** se muestran los valores de viscosidad y esfuerzo cortante medidas a diferentes velocidades de corte del aceite B, aceite pesado, en la cual podemos observar que conforme aumenta la temperatura disminuye la viscosidad, en las mediciones de viscosidad de cada temperatura al aumentar la velocidad de corte también disminuye.

Tabla 3.2 Viscosidad y esfuerzo cortante del aceite B.

Velocidad de corte (s^{-1})	40 °C		50 °C		60 °C		80 °C	
	Esfuerzo Cortante (dyn/cm^2)	Viscosidad (cP)	Esfuerzo Cortante (dyn/cm^2)	Viscosidad (cP)	Esfuerzo Cortante (dyn/cm^2)	Viscosidad (cP)	Esfuerzo Cortante (dyn/cm^2)	Viscosidad (cP)
1,702	693,345	40730,058	535,914	31481,851	280,508	16478,254	89,488	5256,907
8,512	1235,432	14514,906	1226,123	14405,543	1075,565	12636,651	422,693	4966,157
17,023	1236,151	7261,678	1439,884	8458,491	1226,802	7206,761	689,340	4049,480
25,534	1126,812	4412,918	1440,331	5640,745	1278,112	5005,450	1053,266	4124,888

La **Figura 3.3** representa el reograma del aceite B, aceite pasado, en el cual podemos observar que las curvas correspondientes a las temperaturas de 50 °C y 60 °C se puede apreciar un comportamiento totalmente plástico debido a que muestra una disminución de la viscosidad y del esfuerzo cortante con el aumento de la velocidad de corte, con respecto a las temperaturas de 40 °C y 80 °C se puede considerar que tienen un comportamiento plástico pero no tan marcado.

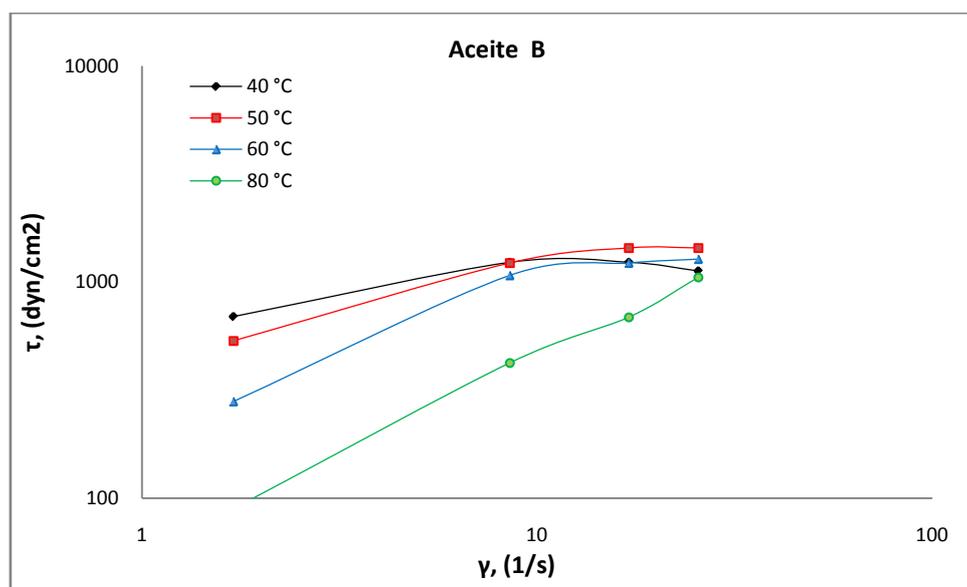


Figura 3.3 Reograma del aceite B, a diferentes temperaturas. (Tabla 3.2)

La **Figura 3.4** representa la curva de viscosidad del aceite B, aceite pesado, en esta figura se puede apreciar que a la temperatura de 40 °C la disminución de la viscosidad es casi constante, en las curvas a la temperatura de 50 °C y 60 °C se observa que hay una disminución de la viscosidad más marcada a partir de 8.5 s⁻¹, mientras que a la temperatura de 80 °C la disminución notable de la viscosidad se observa a 25.5 s⁻¹. Con estos datos podemos confirmar que el comportamiento de este aceite es plástico debió que conforme aumenta la velocidad de corte disminuye la temperatura.

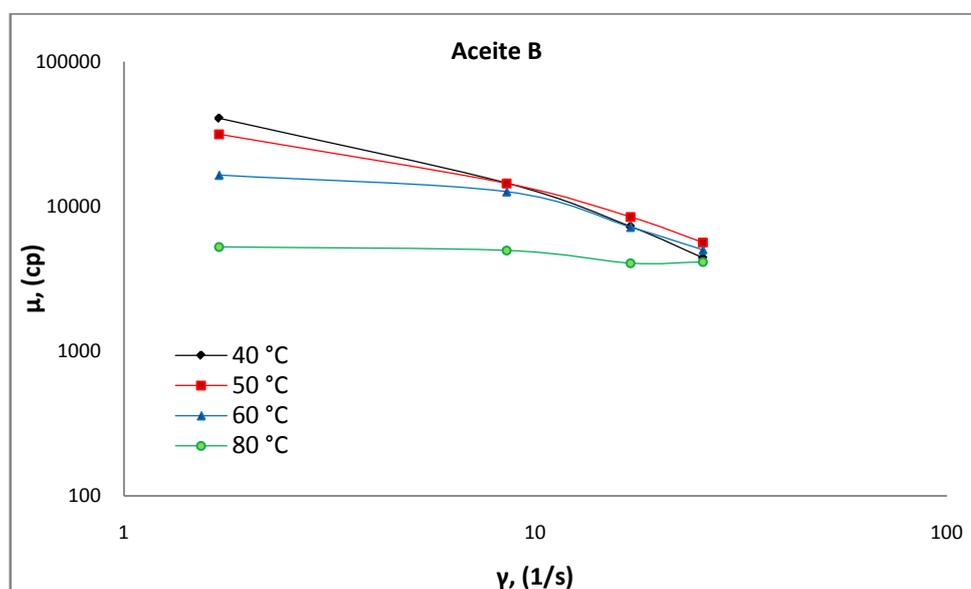


Figura 3.4 Curva de viscosidad del aceite B, a diferentes temperaturas (Tabla 3.2)

La **Tabla 3.3** muestra los valores de viscosidad y esfuerzo cortante del aceite C, aceite extrapesado, reportados por el reómetro utilizado en este trabajo, en esta tabla se observa la disminución de la viscosidad con el aumento de la temperatura, así como también se puede observar que la viscosidad disminuye conforme aumenta la velocidad de corte por lo que se puede concluir que es un comportamiento plástico.

Tabla 3.3 Viscosidad y esfuerzo cortante del aceite C

Velocidad de corte (S^{-1})	40 °C		50 °C		60 °C		80 °C	
	Esfuerzo Cortante (dyn/cm^2)	Viscosidad (cP)	Esfuerzo Cortante (dyn/cm^2)	Viscosidad (cP)	Esfuerzo Cortante (dyn/cm^2)	Viscosidad (cP)	Esfuerzo Cortante (dyn/cm^2)	Viscosidad (cP)
1,7023	1268,48157	74516,0223	1138,38745	66873,7391	768,993994	45173,9898	197,139832	11580,8363
8,5115	1152,68622	13542,7415	1273,40224	14961,0337	1272,76673	14953,5521	459,884168	5403,1119
17,0229	1164,32069	6839,71655	1231,05022	7231,71464	1273,22387	7479,46202	690,777194	4057,92
25,5344	1182,85158	4632,38321	1177,83493	4612,73607	1273,45601	4987,21595	944,179854	3697,6769

En la **Figura 3.5** se puede observar el reograma del aceite C, aceite extrapesado, en el cual podemos apreciar que la curva a la temperatura de 60 °C presenta un comportamiento pseudoplástico, mientras que en la curva correspondiente a la temperatura de 80 °C se puede considerar un comportamiento plástico, para las curvas de las temperaturas de 40 °C y 50 °C no es sencillo de apreciar en la grafica, se observan los valores reportados en la **Tabla 3.3** y podemos decir que es un comportamiento plástico pero menos marcado.

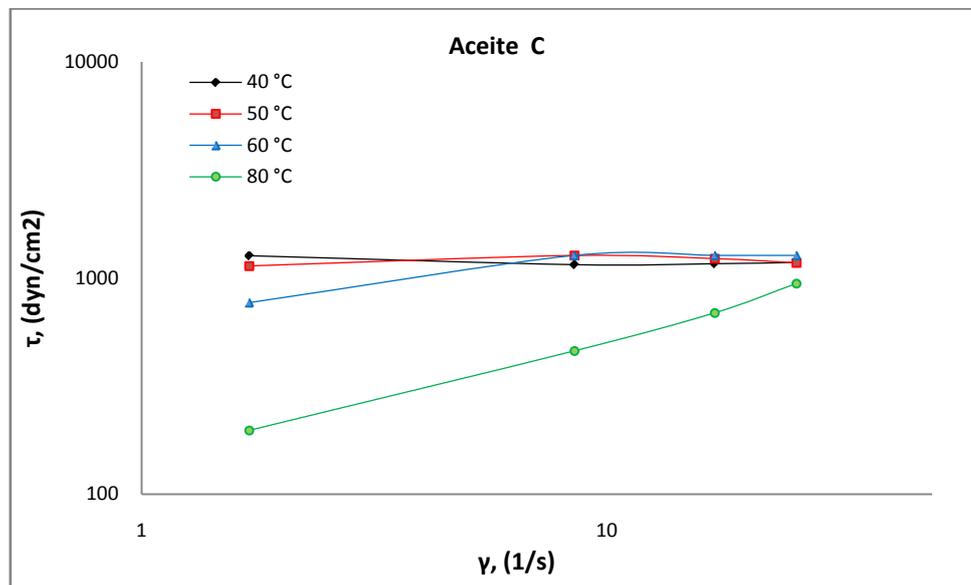


Figura 3.5 Reograma del aceite C, a diferentes temperaturas (Tabla 3.3)

En la **Figura 3.6** se muestra la curva de viscosidad del aceite C, aceite extrapesado, en la curva de 40°C se observa que la viscosidad disminuye casi constante, el comportamiento de las curvas a las temperaturas de 50°C y 60 °C es muy similar con una disminución de la viscosidad uniforme, por último en el comportamiento de la curva a la temperatura de 80 °C se observa que la viscosidad disminuye conforme aumenta la velocidad de corte, con este comportamiento de la viscosidad podemos concluir que este aceite tiene un comportamiento plástico.

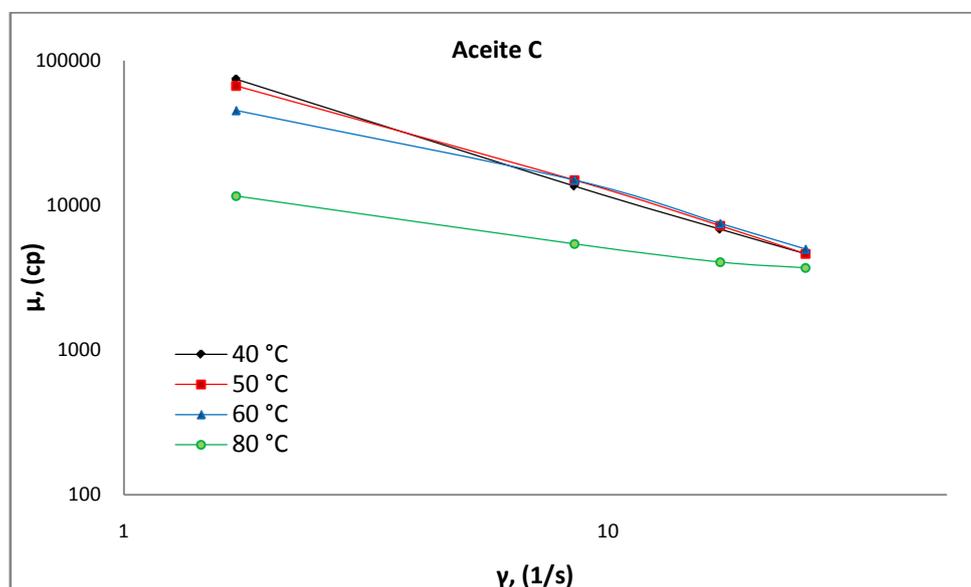


Figura 3.6 Curva de viscosidad del aceite C, aceite extrapesado (Tabla 3.3)

3.2 AJUSTE DE RESULTADOS AL MODELO DE BINGHAM

Observando los resultados reportados en las tablas anteriores se procedió al ajuste de los datos a un modelo reológico, como observamos en los reogramas los aceites tienen un comportamiento plástico, por lo que se procedió a ajustar los datos al modelo reológico de Bingham, Ec. 1.17.

$$\tau = \tau_0 + \eta\dot{\gamma}. \quad \dots(1.17)$$

En las gráficas 3.4, 3.5 y 3.6 se observan los reogramas de los diferentes aceites ajustados al modelo reológico de Bingham. En la **Tabla 3.4** se presentan los valores de R^2 para cada curva del aceite A, aceite ligero.

Tabla 3.4 R^2 Calculada para el aceite A, a cada temperatura

CALCULO DE R^2 PARA EL ACEITE "A"	
TEMPERATURA	R^2
25 °C	0,7805
35 °C	0,9269
45 °C	0,9946

En la **Tabla 3.5** se observan los valores calculados de R^2 para los aceites B y C, pesado y extrapesado respectivamente, a sus diferentes temperaturas. En las tablas anteriores se puede apreciar que el valor de R^2 que más se acerca a 1 es la de mayor temperatura para cada aceite.

Tabla 3.5 R^2 Calculada para cada aceite B y C a sus diferentes temperaturas

CALCULO DE R^2		
TEMPERATURA	R^2 ACEITE B	R^2 ACEITE C
40 °C	0,3726	0,3155
50 °C	0,7344	0,1381
60 °C	0,7182	0,5496
80 °C	0,994	0,995

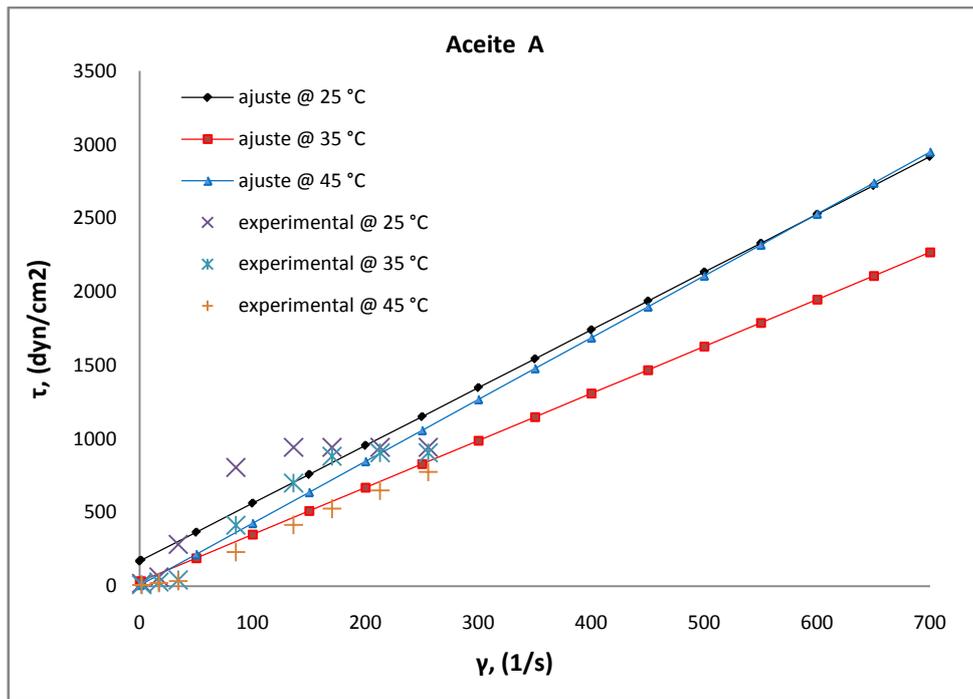


Figura 3.7 Reograma del Aceite A ajustado al modelo reológico de Bingham

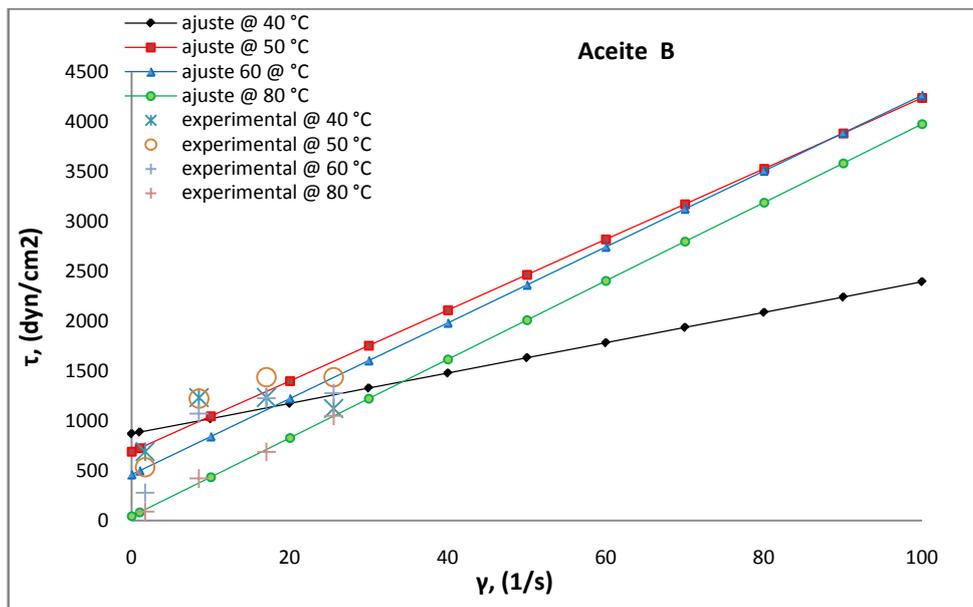


Figura 3.8 Reograma del Aceite B ajustado al modelo reológico de Bingham

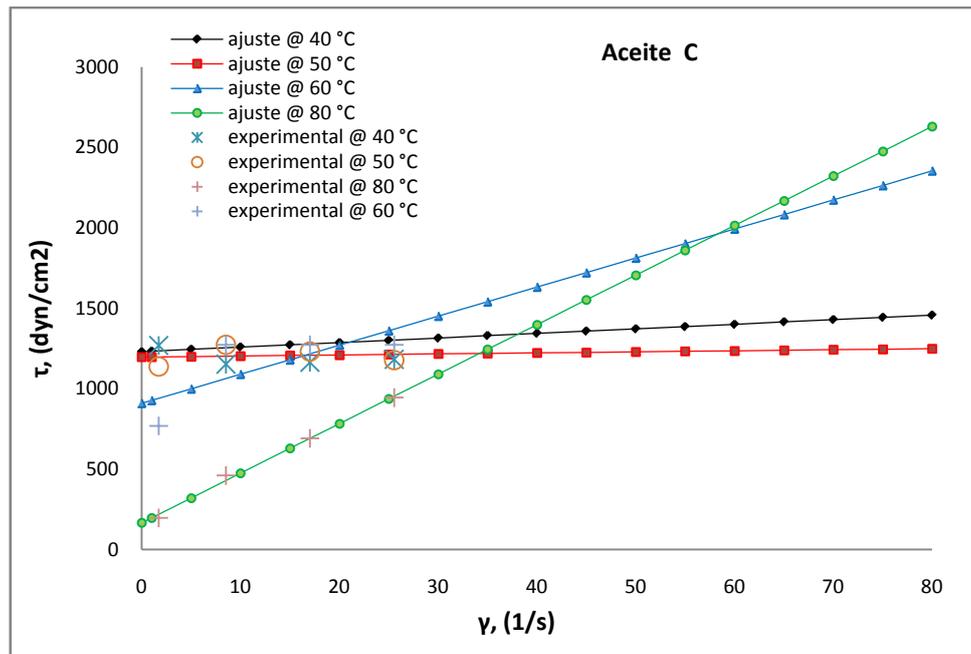


Figura 3.9 Reograma del Aceite C ajustado al modelo reológico de Bingham

De estos reogramas podemos concluir que conforme la temperatura está en aumento el comportamiento de un fluido de tipo Bingham se hace más notorio. En la **Tabla 3.6** se muestra el punto de cedencia para los tres tipos de aceite.

Tabla 3.6 Punto de cedencia (τ_0) para el aceite A, a sus diferentes temperaturas

τ_0 PARA EL ACEITE "A", A SUS DIFERENTES TEMPERATURAS			
ACEITE A	τ_0 @ 25 °C	τ_0 @ 35 °C	τ_0 @ 45 °C
	170,2	31,154	6,7116

El punto de cedencia para los aceite B y C a sus diferentes temperaturas se presentan en la **Tabla 3.7**.

Tabla 3.7 Punto de cedencia (τ_0) para los aceites B y C, a sus diferentes temperaturas

τ_0 PARA EL ACEITE "A", A SUS DIFERENTES TEMPERATURAS				
ACEITE	τ_0 @ 40 °C	τ_0 @ 50 °C	τ_0 @ 60 °C	τ_0 @ 80 °C
B	871,87	692,21	463,13	44,412
C	1229,6	1196,5	908,73	166,83

Observando un comportamiento típico de un fluido del tipo Bingham, procedemos a calcular con los puntos de cedencia obtenidos el gradiente de presión en medios porosos con ayuda de las características fractales que tiene el medio poroso.

3.3 USO DEL PUNTO DE CEDENCIA (τ_0) PARA LA DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN INICIAL.

Para la determinación del gradiente de presión inicial se aplicó el modelo de **Meijuan Yun et al. 2008**. El primer paso consistió en reproducir los datos que se obtuvieron en el trabajo de Meijuan Yun, para poder tener una idea más clara del modelo y asegurar que las ecuaciones dieran los resultados graficados en el trabajo, validando con esto la hoja de cálculo que se generó para el procesamiento de la información experimental.

Los datos proporcionados por el autor se muestran en la **Tabla 3.8** y los datos que se tienen que calcular son los siguientes: r_{\max} , D_T , D_f , λ_1 , L_0 , K , Γ , λ , r_{av} , λ_2 .

DATOS			
$\tau_0 = 0,1$	$\sigma = 0,044$	$\bar{r} = 3$	$d_E = 2$
$F = 4$	$\theta = 57^\circ$	$r_{\min} = 0,01$	

Tabla 3.8 Datos propuestos para el ejercicio en el trabajo de Meijuan Yun et al. 2008

Una comparación entre el modelo 1.50 y 1.29 en la **Figura 3.1** se observa que se tiene un buen acoplamiento. Esta gráfica hace la comparación de las ecuaciones mencionadas variando la porosidad (ϕ), hay que señalar que la Ec. 1.50 tiene involucrado el efecto del punto de cedencia para el cálculo del gradiente de presión inicial en el medio poroso y la Ec. 1.51 los efectos de la presión capilar.

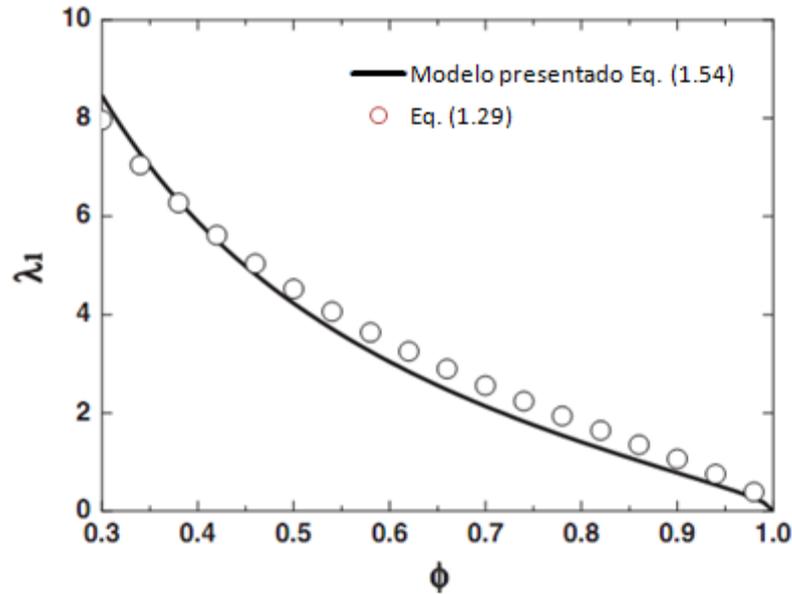


Figura 3.10 Curva de porosidad vs gradiente de presión inicial, presentada en el trabajo de Meijuan Yun et al. 2008

Para poder realizar la grafica se deben que calcular los parámetros estructurales (L_0 y r_{max}) y las dimensiones fractales (D_T y D_f), con los diferentes valores de porosidad, mediante las siguientes ecuaciones:

$$r_{max} = \frac{\bar{r}}{4} \left[\sqrt{\frac{2\phi}{1-\phi}} + \sqrt{\frac{2\pi}{\sqrt{3}(1-\phi)}} - 2 \right]. \quad \dots(1.30)$$

Una vez que se tiene el radio máximo de poro (r_{max}) para cada valor de porosidad, se procede a calcular la dimensión fractal del área de poro (D_f) y la longitud de la tortuosidad (L_0), de igual manera para cada valor de porosidad.

$$D_f = d_E - \frac{\ln \phi}{\ln\left(\frac{r_{min}}{r_{max}}\right)}, \quad \dots(1.27)$$

$$L_0 = \bar{r} \sqrt{\frac{2\pi}{\sqrt{3}(1-\phi)}}. \quad \dots(1.29)$$

Para el cálculo de la dimensión fractal de la tortuosidad (D_T) primero se debe que calcular el promedio del radio de poro con las dimensiones fractales (r_{av}) y el promedio de la tortuosidad.

$$\Gamma = 1 + 0.41 \ln \frac{1}{\phi}, \quad \dots(1.32)$$

$$r_{av} = r_{max} \left(\frac{D_f}{4-D_f} \right)^{\frac{1}{4}}, \quad \dots(1.34)$$

$$D_T = 1 + \frac{\ln \Gamma}{\ln \frac{L_0}{2r_{av}}}. \quad \dots(1.31)$$

Teniendo todos los cálculos anteriores es posible calcular el gradiente de presión inicial con la ecuación que está en términos de dimensiones fractales y el punto de cedencia, Ec. 1.50.

$$\lambda_1 = \frac{L_0^{D_T-1} D_T (3+D_T-D_f) \tau_0}{2^{D_T-2} (3-D_f) r_{max}^{D_T}}. \quad \dots(1.50)$$

Para hacer el cálculo del gradiente de presión con la Ec. 1.25 primero se calculo la permeabilidad, Ec. 3.1, con los parámetros estructurales y las dimensiones fractales. Teniendo esos cálculos es posible calcular el gradiente de presión con la Ec. 1.25.

$$K = 2^{D_T-4} \frac{\phi L_0^{1-D_T}}{D_T} \frac{(2-D_f) r_{max}^{1+D_T}}{(D_T-D_f+3)(1-\phi)}, \quad \dots(3.1)$$

$$\lambda = 2\tau_0 \left(\frac{\phi}{8K} \right)^{\frac{1}{2}}. \quad \dots(1.25)$$

La **Figura 3.11** muestra los gradientes de presión inicial calculados en este trabajo a diferentes valores de porosidad, para las ecuaciones 1.50 y 1.20. Esto se hizo para tener una comparación con la **Figura 3.10**.

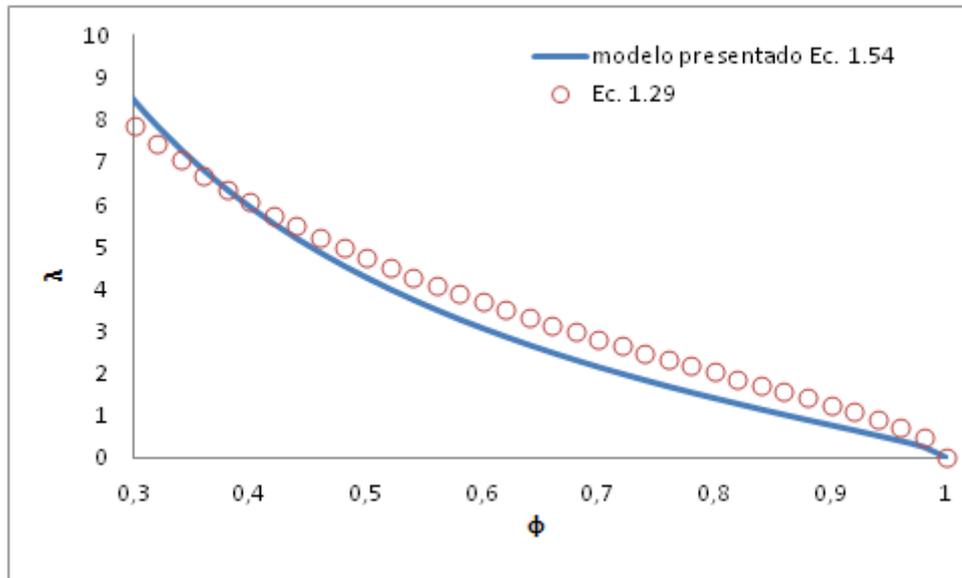


Figura 3.11 Curva de porosidad vs gradiente de presión inicial obtenida con la hoja de cálculo con la que se procesaran los datos experimentales

Para hacer otra comparación se calculo el gradiente de presión inicial pero ahora variando el radio de poro, se realizó el mismo procedimiento anterior para obtener la **Figura 3.12** y compararla con la **Figura 3.13** que es presentada en el trabajo de Meijuan Yun et al. 2008.

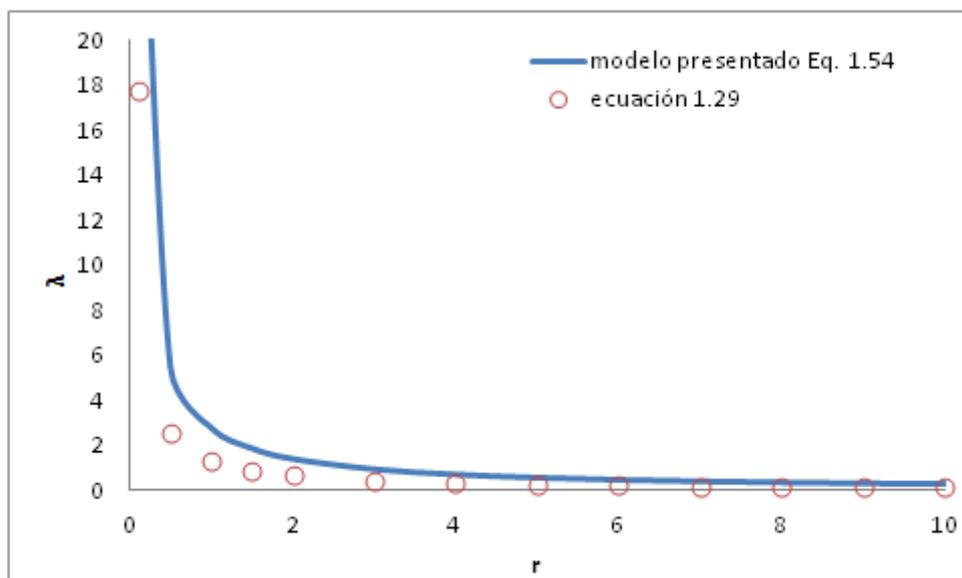


Figura 3.12 Curva de radio de poro vs gradiente de presión inicial obtenida con la hoja de cálculo con la que se procesaran los datos experimentales

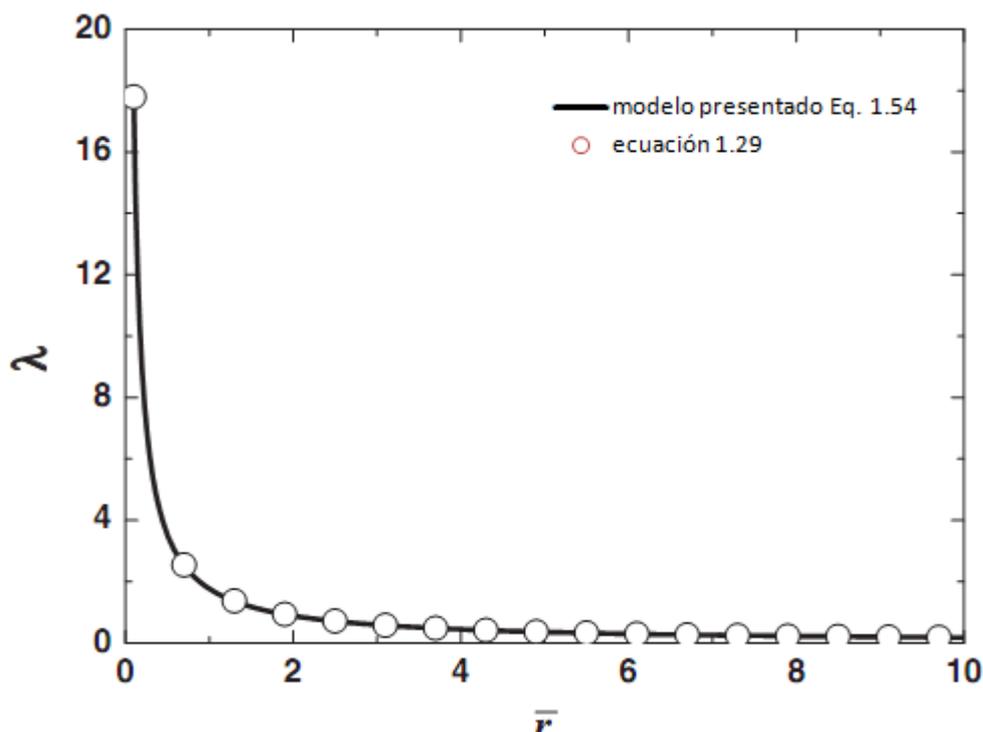


Figura 3.13 Curva de radio de poro vs gradiente de presión inicial presentada en el trabajo de Meijuan Yun et al. 2008

Observando estas Figuras se puede decir que se logro validar la hoja de cálculo que se utilizó para el procesamiento de los datos experimentales, reproduciendo el comportamiento reportado en la literatura. Para posteriormente calcular el gradiente de presión inicial con los puntos de cedencia obtenidos, hay que señalar que los gradientes de presión inicial se calculan a diferentes temperaturas para después hacer una comparación.

Aplicando el procedimiento descrito se calculo el gradiente de presión inicial en función del punto de cedencia calculado experimentalmente a diferentes temperaturas para cada tipo de aceite. En la **Figura 3.14** se observa que los aceites: B y C necesitan un gradiente de presión inicial mayor cuando la porosidad disminuye, por otro lado el aceite A muestra un ligero incremento del gradiente de presión inicial con la disminución de la porosidad. Con esta Figura

se puede observar que el gradiente de presión inicial es considerablemente mayor en aceites más viscosos y a bajas porosidades.

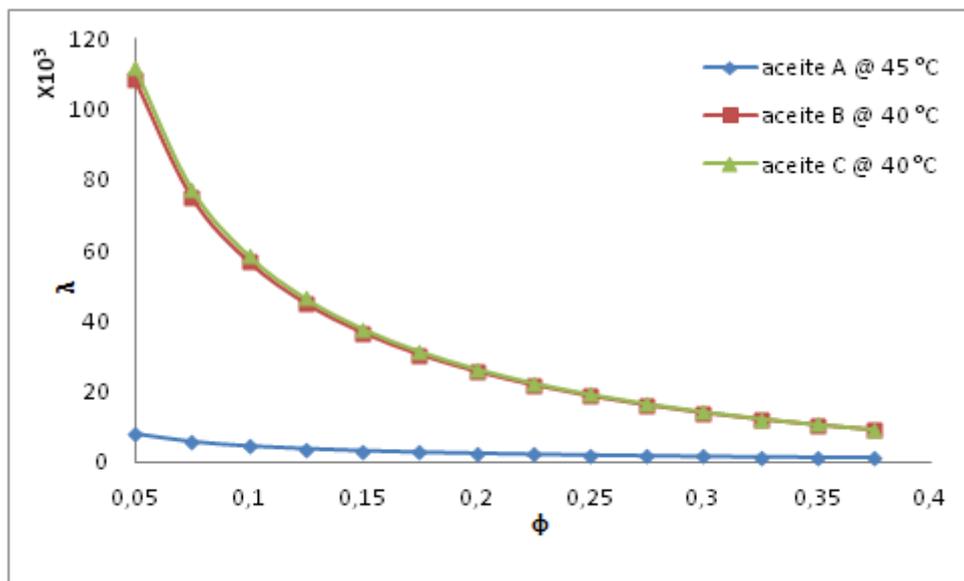


Figura 3.14 Gradiente de presión inicial calculado con el punto de cedencia obtenido experimentalmente

3.4 CONTRIBUCIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR EN EL GRADIENTE DE PRESIÓN INICIAL.

En el cálculo del gradiente de presión inicial se tomó en cuenta la presión capilar utilizando el mismo procedimiento para calcular las dimensiones fractales que en la estimación de la contribución del punto de cedencia en el gradiente de presión inicial. Se calcula el gradiente de presión inicial con la contribución de la presión capilar para los tres tipos de aceite utilizando valores característicos de tensión interfacial y ángulo de contacto para cada uno de ellos, en la **Tabla 3.9** se muestran los datos que se ocuparon para el cálculo del gradiente de presión inicial con la contribución de la presión capilar, para este cálculo usamos la Ec. 1.51.

$$\lambda_2 = \frac{F\sigma\cos\theta(1-\phi)(3+D_T-D_f)}{2L_0\phi(2+D_T-D_f)r_{max}} \quad \dots(1.51)$$

Tabla 3.9 Datos característicos de los tres diferentes aceites y radio de poro constante

DATOS			
$\bar{r} = 3$ $r_{\min} = 0,01$ $d_e = 2$	ACEITE A	ACEITE B	ACEITE C
	F= 4	F= 4	F= 4
	$\sigma = 16$	$\sigma = 26$	$\sigma = 36$
	$\theta = 50$	$\theta = 100$	$\theta = 170$

Los primeros cálculos del gradiente de presión inicial con la contribución de la presión capilar se realizaron variando la porosidad (ϕ) y manteniendo el radio de poro promedio constante (\bar{r}), en la **Figura 3.15** se representa el comportamiento de los datos que se obtuvieron con dichas características, se puede observar como el gradiente de presión inicial es mayor a bajas porosidades ($\phi < .2$), con respecto de los aceites se observa que aumenta el gradiente de presión para cada tipo de aceite, el Aceite C que es el más viscoso es el que necesita un gradiente de presión inicial mayor y el Aceite A tiene un gradiente de presión inicial menor que los tres, esto tiene sentido debido a que es el de menor viscosidad de los tres.

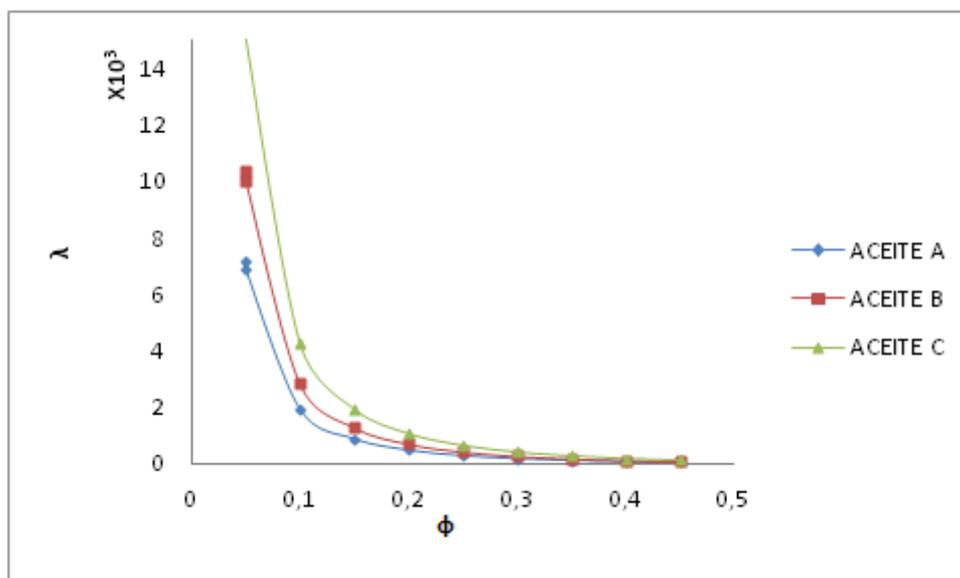


Figura 3.15 Cálculo del gradiente de presión inicial manteniendo el radio de poro constante y variando la porosidad

El siguiente cálculo realizado fue con la porosidad constante variando el radio de poro, hay que señalar que el factor de forma (F) es constante en los tres aceites este valor fue tomado del trabajo de Meijuan Yun et al. 2008. La **Tabla 3.10** muestra los datos que se utilizaron para el cálculo del gradiente de presión inicial con porosidad constante.

Tabla 3.10 Datos característicos de los tres diferentes aceite y porosidad constante

DATOS			
	ACEITE A	ACEITE B	ACEITE C
$r_{\min} = 0,01$	F= 4	F= 4	F= 4
de= 2	$\sigma = 16$	$\sigma = 26$	$\sigma = 36$
$\phi = 0,35$	$\theta = 50$	$\theta = 100$	$\theta = 150$

El gradiente de presión inicial con la contribución de la presión capilar calculado con la porosidad constante y variando el radio de poro se representa en la **Figura 3.16**. En esta Figura podemos observar que en cuando menor es el radio de poro ($\bar{r} < 0.3$), el gradiente de presión inicial es mayor, el gradiente de presión inicial entre los tres aceites no tiene una gran diferencia por lo que se puede pensar que influye más el radio del poro que la propia viscosidad no dejando de lado la viscosidad porque es clara la diferencia de gradiente de presión inicial, el Aceite C tiene un mayor gradiente de presión inicial que los Aceites B y C.

Algo que queda claro es que la presión capilar se presenta con mayor efecto en bajas porosidades y radios de poro pequeños.

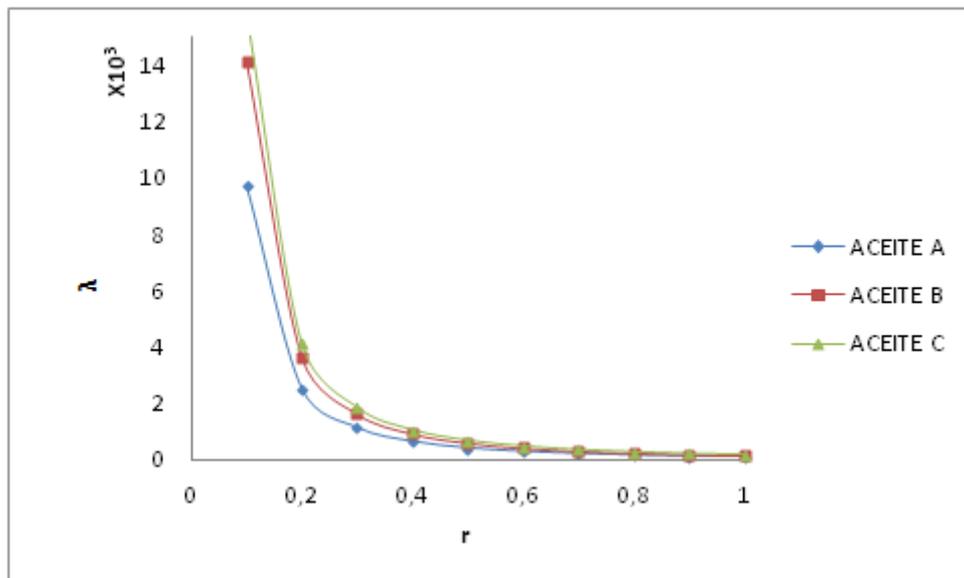


Figura 3.16 Cálculo del gradiente de presión inicial manteniendo constante la porosidad y variando el radio de poro

3.5 ESTIMACIÓN DEL FACTOR F

En la sección 3.4 se calculó el gradiente de presión inicial con un factor de forma tomado de la literatura [8], el factor de forma depende de la geometría del medio por lo que procedemos a calcular el factor de forma para cada aceite, para calcular el factor de forma utilizamos los datos característicos de los tres diferentes aceites presentados en la Tabla 3.9, claro que no se utilizara el factor de forma que se reporta en esta Tabla

Basándose en la Ec. 1.49 se procede a calcular el gradiente de presión inicial, λ , con la Ec. 1.25.

$$\lambda = \frac{L_0^{D_T-1} D_T (3+D_T-D_f) \tau_0}{2^{D_T-2} (3-D_f) r_{max}^{D_T}} - \frac{F \sigma \cos \theta (1-\phi) (3+D_T-D_f)}{2 L_0 \phi (2+D_T-D_f) r_{max}} \quad \dots(1.49)$$

$$= \lambda_1 - \lambda_2$$

$$\lambda = 2\tau_0 \left(\frac{\phi}{8K} \right)^{\frac{1}{2}} \quad \dots(1.25)$$

Debe señalarse que la permeabilidad también es calculada con las dimensiones fractales con la Ec 3.1.

$$K = 2^{D_T-4} \frac{\phi L_0^{1-D_T}}{D_T} \frac{(2-D_f)r_{max}^{1+D_T}}{(D_T-D_f+3)(1-\phi)} \quad \dots(3.1)$$

Después de calcular el gradiente de presión inicial, λ , con la Ec. 1.25 y variando el radio de poro, se calculó el gradiente de presión inicial con la contribución del punto de cedencia, λ_1 , para cada aceite a sus diferentes temperaturas y manteniendo una porosidad constante ($\phi = 0.35$), con la Ec. 1.50.

$$\lambda_1 = \frac{L_0^{D_T-1} D_T (3+D_T-D_f) \tau_0}{2^{D_T-2} (3-D_f) r_{max}^{D_T}} \quad \dots(1.50)$$

Debe señalarse que todos los cálculos anteriores se realizan variando el radio de poro y manteniendo una porosidad constante ($\phi = 0.35$), teniendo λ y λ_1 , de la Ec. 1.40 se despejó λ_2 obteniendo la siguiente Ec 3.2.

$$\lambda_2 = \lambda_1 - \lambda \quad \dots(3.2)$$

Con esta ecuación calculamos λ_2 sin la necesidad tener como dato el factor de forma pero si utilizando las dimensiones fractales. Teniendo calculado λ_2 de la Ec. 1.55 se despejó el factor de forma obteniendo la Ec. 3.3.

$$F = \frac{\lambda_2 2L_0 \phi (2+D_T-D_f) r_{max}}{\sigma \cos\theta (1-\phi) (3+D_T-D_f)} \quad \dots(3.3)$$

Con esta ecuación se procedió a calcular el factor de forma, F , para los tres aceites a sus diferentes temperaturas y un rango de radio de poro de 0.1 – 1 obteniendo los siguientes resultados:

- Aceite A su intervalo de factor de forma es 0.0004105 – 0.0384471.
- Aceite B su intervalo de factor de forma es 0.0002827 – 0.0264761.
- Aceite C su intervalo de factor de forma es 0.0002518 – 0.0235809.

En estos intervalos se puede observar que el factor de forma depende de la geometría del medio, se observa que no importa la temperatura, el factor de forma, F , solo se ve afectado por el radio de poro manteniéndose constante con el cambio de temperatura, el factor de forma aumenta con el aumento del radio de poro como se puede observar en la **Figura 3.17**.

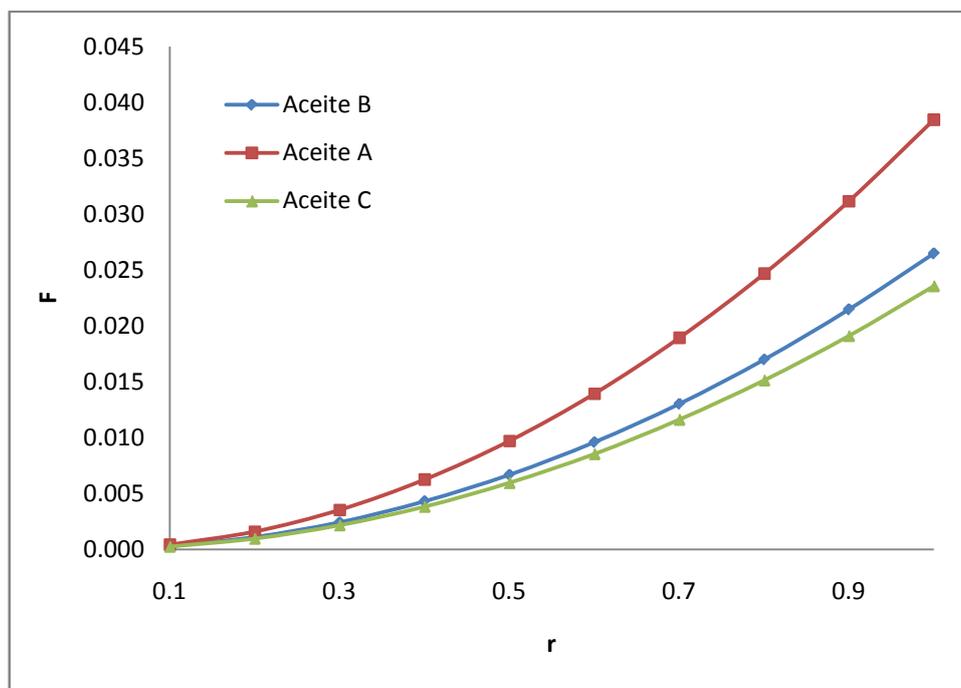


Figura 3.17 Comportamiento del factor de forma F con la variación del radio de poro

CONCLUSIONES

En este trabajo se determinaron experimentalmente los parámetros μ , τ y γ para la construcción del reograma para tres diferentes aceites provenientes de yacimientos naturalmente fracturados, el cual se ajustó al modelo reológico plástico de Bingham. A partir del ajuste del comportamiento experimental se determinó el punto de cedencia. Con este parámetro se calculó el gradiente de presión inicial y el factor de forma para el flujo de estos aceites en medios porosos

A partir de los resultados obtenidos en este trabajo se puede concluir lo siguiente:

1. El estudio de la viscosidad de los diferentes tipos de aceites mostró un comportamiento del tipo plástico de Bingham.
2. Al aumentar la temperatura en los aceites se puede observar que es mejor el ajuste al modelo de Bingham.
3. Cuando la viscosidad del aceite es alta y la porosidad del medio baja ($\phi < .2$), se puede observar que el gradiente de presión inicial es mucho mayor al que se puede presentar en un aceite de viscosidad baja.
4. El radio de poro influye más que la porosidad en el comportamiento del gradiente de presión inicial.
5. El factor de forma es independiente de la temperatura y sólo depende de la geometría del medio.

APORTACIONES

En este trabajo se desarrolló una técnica experimental para obtener el reograma de tres diferentes aceites provenientes de yacimientos naturalmente fracturados, para aplicarlo en el flujo de estos aceites en el medio poroso.

Para llevar a cabo este objetivo, se utilizó un modelo fractal para el cálculo del gradiente de presión inicial, propuesto por Meijuan Yu et al. en el 2008, para fluidos con el comportamiento plástico de Bingham en medios porosos.

Las principales aportaciones de este trabajo son las siguientes:

1. Aplicación de un modelo fractal en medios porosos con datos de tres diferentes aceites para la construcción de un modelo reológico.
2. Determinación del factor de forma F para cada tipo de aceite.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Schulmberger.** “*Caracterización de los yacimientos fracturados*”, (2007).
2. **Alboudwarej H, Badry R, Baker A.** “*La importancia del petróleo pesado*”, Oilfield Review. Otoño 2008.
3. **UNAM, Nadia.** “*Apuntes de comportamiento de yacimientos*”, (2002).
4. **F. Javier San Román.** “*Flujo en medios porosos: Ley de Darcy*”, (2009)
5. **IMP, Gerencia de comunicación y relaciones públicas.** “*Tipos de petróleo*”, (2011).
6. **R.B. Bird, W.E. Steward, E.N. Lightfoot.** “*Fenómenos de transporte*”, Ed. Reverté. (2006)
7. **Boming Yu, Ping Cheng.** “*A fractal permeability model for bi-dispersed porous media*”, International Journal of Heat and Mass Transfer. (2002), 2983-1993
8. **Meijuan Yun, Boming Yu, Jianchao Cai.** “*A fractal Model for the starting pressure gradient for Bingham fluids in porous media*”, International Journal of Heat and Mass Transfer 51 (2008), 1402-1408
9. **Grace Instrumen M7500.** “*Rheometer Operation Manual*”
10. **ISO 3219.** “*Plastic - 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.
11. **A. Werner, Behar, J.C. Hemptinne, E. Behar.** “*Thermodynamic properties of petroleum fluids during expulsión and migration from source rocks* ” Org Geochen. 24 (1996), 1079-1095.
12. **B. P. Tissot, D.H. WELTE.** “*El petróleo su formación y localización*”, Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, 1982.
13. **C. Ordoñez, L. F. Romero, M. Vargas.** “*Mecánica de fluidos*”, Mc GrawHill.
14. **C. Pierre, L. Barré, A. Pina y M. Moan.** “*Composition and heavy oil reology*”, Oil & Gas Science and Tecnology, Vol. 59, No. 5, pp. 489-501, 2004.
15. **E. W. Merrill.** “*Coaxial-cylinder viscometer for non- Newtonian fluid*”, ISA J. 3, 124-128 (1956).
16. **F. R. Eirich.** “*Rheology. Theory and Applications*”, Academic Press Inc. Publishers N. Y. 1956.

17. **H. A. Barnes, J. E. Hutton y K. Walters F. R. S.** *“An introducción to Rheology”* Third impression, Elsevier Science Publishers B. V. 1993.

18. **Hakki Gücüyener, Mustafa Versan Kok, Taner Batmaz.** *“End Effect Evaluation in Rheological Measurement of Drilling Fluids Using Coutte Coaxial Cylinder Viscometer”*, Energy Sources, 24:441-449, 2002.