



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“DETERMINACIÓN DEL
COMPORTAMIENTO REOLÓGICO
DE LOS ACEITES EXTRAPESADOS
A CONDICIONES DE YACIMIENTO”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A:

ANA BELÉN CRUZ BARRERA

DIRECTOR DE TESIS:

DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

CO-DIRECTOR:

DR. SIMÓN LÓPEZ RAMÍREZ



México, D.F., Ciudad Universitaria, 2012.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVANZANDO
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **CRUZ BARRERA ANA BELEN**, registrada con número de cuenta 301015598 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por la citada alumna.

Atentamente,

DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

**DR. FERNANDO SAMANIEGO
VERDUZCO**

FECHA DE ACEPTACIÓN: 13/09/12

FECHA DE ACEPTACIÓN: Septiembre 12, 2012

**DR. GUILLERMO CRUZ DOMINGUEZ
VARGAS**

DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO

FECHA DE ACEPTACIÓN: 13 Sept 2012

FECHA DE ACEPTACIÓN: 12/Sep/12

DR. EDGAR RENE RANGEL GERMAN

FECHA DE ACEPTACIÓN: 13-IX-2012

FECHA DE EMISIÓN : 11 de Septiembre de 2012

FEX-2
ICH

DEDICATORIA

*De manera muy especial a **DIOS**, por todo cuanto me has dado y me has quitado, por llenarme de bendiciones, te dedico esta tesis fruto de las oportunidades de seguir en este mundo.*

*A **Irma Barrera** por aferrarte a mí y sacarme adelante, eres la mujer más importante en mi vida, no solo eres mi mamá también eres mi mejor amiga, mi confidente y protectora, por cada consejo, palabra de aliento y porque siempre me enseñaste a decir la verdad, nunca me has dejado caer y estas presente en todo momento sin juzgarme, me enseñaste que la vida es lo más hermoso que tenemos, cultivaste en mí semillas esenciales para seguir adelante sin importar el obstáculo y sobre todo por las bendiciones que me das, **TE AMO INFINITAMENTE MAMITA.***

*A **Francisco Cruz**, me regalaste una familia maravillosa, no has dejado un solo día de estar al pendiente de mí, llenas mi vida de bendiciones, siempre me hablaste de lo bueno y lo malo, dejaste que decidiera mi camino y junto con mi mamá han logrado que yo sea la mujer que soy, porque este logro es tan mío como de ustedes, hoy puedo decir que juntos hemos hecho cosas grandes. **TE AMO PAPÁ.***

*A **Andrea Cruz**, sé que no es fácil ser hermanas, pero no hay nada que nuestros padres no nos hayan enseñado para superar cualquier adversidad, se necesita mucho trabajo, empeño y dedicación, pero sobre todo se necesitan muchas ganas para salir adelante, eres un ejemplo de*

*desapego a las cosas materiales y tienes una gran nobleza en el corazón,
TE AMO HERMANA.*

*A Arturo Barrera, eres la persona más incondicional en mi vida, siempre has estado ahí en todo momento, desde que nací y me has dado todo lo está a tu alcance sin restricciones, me has querido como a tu propia hija, nunca encontraré la manera de retribuirte.
TE AMO PAPIITO.*

A Alberto Cruz Medina, no tengo palabras y no encuentro manera de pagarte todo lo que has hecho por mí, sin tu apoyo esta meta estaría inconclusa, eres para mí el más claro ejemplo de superación y equilibrio, me has enseñado muchas cosas, entre ellas: que las limitantes las pongo yo, TE ADORO GORDITO.

A Carlos A. Hernández Niño por compartir conmigo, y descubrir juntos el fascinante mundo de la Ingeniería, la culminación de este trabajo ha sido un logro que comparto contigo, juntos hemos descubierto cosas inimaginables, me enseñaste a amarte cada día y a ver lo verdaderamente importante de las personas y de las cosas. TE AMO.

A mis abuelos Pra y Chenchó, María y Rosalío, (+) porque aún los siento presentes en mi vida a pesar del tiempo, sé que donde quiera que se encuentren siguen guiando mi camino. No se han ido del todo, ustedes son una fuente de inspiración y mi refugio en todo momento.

A toda mi Familia, por ser el más claro ejemplo de amor y respeto, cada uno de ustedes me ha dado las palabras exactas cuando las he necesitado y me ha llenado de buenos ejemplos. Como muestra de mi gratitud, cariño

y respeto este trabajo está dedicado a ustedes que han sabido respetar mi ausencia en muchas ocasiones.

Tío Nacho recuerdo cuando me dijiste “no te preocupes, mejor ocúpate de las cosas”, Tía Lilia desde que te conozco me abriste los brazos y en ellos me he sentido cobijada. Mi cariño, respeto y admiración son suyos.

A José Juan Cruz Maya por escucharme y ser más que mi tío mi amigo, por quererme y por todo lo que hemos compartido, siempre estás dispuesto a escuchar, espero no defraudarte, Tía Ivonne por estar en la familia siempre incondicional y por los dos regalitos que nos han dado a todos.

Tía Tere Medina por las largas charlas y los grandes consejos, por los secretos compartidos y la complicidad ganada. Gracias tía por quererme pero sobre todo por aceptarme.

Tía Lupe creo que la unión de la familia después de la ausencia de mis abuelos se debe en gran parte a ti, eres el alma de la familia, Tío Ray me encanta tu carácter pasivo, en silencio me has dado un gran ejemplo.

Tía Rosa eres una mujer encantadora y luchona, junto con mi Tío Marcos representan para mí un ejemplo de solidez.

Tía Laura y Rudolf Leidinger, la distancia no ha sido un impedimento para estar cerca, creyeron en mí desde siempre, los quiero mucho.

A July porque tu serenidad me la has sabido transmitir y a Joe porque eres un ejemplo para mí, los quiero y admiro.

A María de los Ángeles y Carmen Barrera, son como una segunda madre para mí, han estado siempre a mi lado procurándome y dándome tantísimo cariño, Muchas Gracias por cuidarme toda la vida.

A Noé (Negrito) y Cristina Barrera, sin importar la distancia han permanecido a nuestro lado y pendientes de nuestras vidas. Gracias.

A mis tíos Toño, Lola, Male, Chivís, Reyna, Rafa y Luis, cada uno a su manera me ha enseñado y transmitido formas de vivir y sobrevivir. Gracias.

A tod@s mis prim@s por compartir muchos momentos invaluableles en mi vida, especialmente a Rosita por confiar en mí, a Toño que siempre observas lo bueno de las cosas, a Omar Cruz por tu esfuerzo de salir adelante, lo celebro contigo.

Jorge y Mary, muchas gracias por su apoyo, Vero, Mario y Beatriz, todos ustedes son el mejor reencuentro que he tenido en mucho tiempo. Dios los bendiga siempre.

A la Familia Niño, por todos estos años en los que hemos compartido alegrías y tristezas por igual, de manera muy especial a Raquel Niño y Margarita Ibarra (†) por abrirme las puertas de su casa, bendecir mi día a día, y por el apoyo que me han brindado.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser mi Alma Mater, por brindarme la oportunidad de formarme como profesionalista, no tengo manera de mostrar mi gratitud.

A la Facultad de Ingeniería, por los conocimientos adquiridos, por los profesores que albergan sus aulas y por cada experiencia y momento vivido en sus instalaciones. Estoy eternamente agradecida de ser parte de su comunidad.

Al Dr. Fernando Samaniego Verduzco, por todo el tiempo dedicado en este proceso, por compartir sus conocimientos, por su paciencia, amabilidad y sencillez, aún me quedan muchas cosas por aprender de usted, lo admiro y respeto técnica y personalmente. Gracias infinitas por mostrarme el camino hacia el conocimiento.

De manera muy significativa al Instituto Mexicano del Petróleo, por permitir el uso de sus instalaciones para la realización de esta tesis. Al Dr. Simón López y Dra. Cecilia Duran Valencia por el conocimiento y las experiencias compartidas, por las observaciones oportunas que ayudaron a mejorar esta tesis, Muchas Gracias.

A mis sinodales, Dr. Rafael Rodríguez Nieto, Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas, Dr. Edgar Rangel Germán y al Dr. Erick Luna Rojero, por los comentarios que enriquecieron este trabajo y sus valiosas aportaciones.

Al Dr. Rafael Rodríguez Nieto, usted ha sido de los mejores profesores en mi paso por la Universidad, MUCHAS GRACIAS.

Al Ing. Juan Manuel Villamar Viguera, ha sido un privilegio ser su alumna, Muchas Gracias por sus enseñanzas y por su maravilloso sentido del humor.

Al Dr. Heber Cinco Ley, gracias por permitirme entrar a sus clases y enseñarme no sólo la parte técnica de la ingeniería sino también por compartir su cultura y visión, todo mi respeto y admiración son suyos.

Al Dr. Ovadía Shoham, por su generosidad, su acción me demostró que aún existen personas con el ánimo de ayudar al prójimo en beneficio de la ciencia, Muchas Gracias por sus atenciones y por confiar en mis palabras sin conocerme.

A la M. en I. Guadalupe del Carmen Alvarado Arias, soy muy afortunada de tener en mi vida personas como usted, primero fue profesora, después jefa pero creo que desde el inicio fue mi amiga, le estoy muy agradecida por el ejemplo de dignidad y respeto que me dio, es una muestra más para tomarla como ejemplo de vida, por su apoyo incondicional, no veo como devolver tanta ayuda, pero sobre todo por dejarme estar en su vida compartiendo momentos importantes. Muchas gracias por confiar en mí, no se alejen de mi vida, por favor.

Al Ing. Juan Carlos Cruz Ocampo, por su apoyo incondicional y porque también ha compartido conmigo tiempos importantes, gracias por ser ejemplo de honestidad y por su buena voluntad de hacer las cosas, nunca olvidaré los gestos de apoyo que ha tenido conmigo y mi familia.

A los Ingenieros, Gustavo Rocha Beltrán, Luis Cesar Vázquez Segovía, Jorge Gonzales Ramírez, Eduardo Mena, Ignacio Dorantes, Carlos Lira Síl, cada uno de ustedes ha tenido muestras de amabilidad y me han brindado su amistad. Muchas gracias por todo.

A los Doctores, David Escobedo Zenil y José Antonio Hernández Espríu, por el apoyo brindado en momentos críticos y por su amistad sincera, ha sido un placer conocerlos y trabajar con ustedes.

*Al Ing. Federico Cruz, por salvar mi vida innumerables veces, por enseñarme el límite entre el sistema que esclaviza socialmente y la libertad, me regalaste tu amistad y pusiste en mi camino personas maravillosas, me refiero a **Mónica Núñez** a quien también agradezco su sincera e incondicional amistad.*

A la Ing. Elsa Hilarío Ramírez, siempre estás dispuesta a ayudar, haces que todo sea posible, aunque a veces te complicas la vida, en ti encontré a una amiga en quien puedo confiar y con quien puedo contar. Muchas gracias, tú también has hecho posible esta meta.

Al Lic. Franco Antonio Vásquez, los comentarios que enriquecieron esta tesis, el tiempo que le dedicó han sido parte importante para culminar con éxito este trabajo, su calidez, amabilidad y las palabras de aliento que siempre ha tenido conmigo se las agradezco sinceramente.

Al M. en I. Ulises Soto Correa, por formar mis primeras ideas sobre la Ingeniería y compartir tu experiencia y gustos por la cultura.

A las personas que me acompañaron en el camino del desarrollo de esta tesis, cada uno de ustedes es partícipe de una gran experiencia:

A la Ing. Elizabeth Cervantes Flores, sin tí este trabajo no estaría realizado, me enseñaste esa parte de investigar que no conocía, compartiste tu experiencia y me hiciste pensar en todas las posibilidades, pusiste a prueba mi capacidad de análisis. Además te has convertido en una gran amiga. Gracias.

A la Dra. Martha Roa Luna por su disposición de ayudar y la confianza depositada en mí. Gracias.

A Ing. Ismael Soto Escalante eres un ejemplo de hiperactividad, con tu entusiasmo y positivismo todo se podía resolver, Gracias.

Al Dr. Alejandro Ortega Rodríguez, por su apoyo para realizar este trabajo y el tiempo que compartió conmigo en el congreso, Gracias.

A M.I. Víctor Matías Pérez, por ponerme a prueba de muchas formas para resolver problemas y por estar siempre dispuesto a mostrarme una solución diferente, Gracias.

A los Ingenieros Marco Antonio Vélez Domínguez, Diego Benjamín Gutiérrez García, Rubén Rocha Aguayo, Alfredo Ríos Reyes, Francisco García Ponce, hicieron que mi estancia en el Instituto estuviera llena de experiencias gratas y conocimientos bastos.

A Uriel Andrés Ávila Luna, compartimos las aulas y muchos proyectos, pero al final compartimos un cariño de amigos, eres de las personas que quiero permanezcan en mi vida. Gracias.

A Everardo Hernández del Ángel, es difícil encontrar un amigo como lo eres tú, sin duda esta vida me ha premiado con tu amistad.

A Julio Trejo, por enseñarme el verdadero significado de tu frase: “el intento no existe”, y porque te has convertido en un amigo entrañable al que admiro y respeto.

A Yazmín Rodríguez, te agradezco la amistad que me has brindado y todo aquello que hemos compartido, gracias por la confianza que me tienes, sin tí este tiempo no hubiera sido igual.

A Eréndira Maqueda, eres una gran persona y amiga, sabes escuchar y ofrecer críticas que ayudan a fortalecer la situación, mil gracias por el girasol, removiste recuerdos que tenía muy escondidos.

A mis amigos Edgar Hernández Vázquez, Miguel Ángel Peguero, Miguel de Jesús Ramos, Abel Luna, Lourdes Rodríguez, Edison López, Juan Mantúfar, Carlos Reyes, Francisco Guzmán, Ingrid Alvares Carlos Moreno, Germán Sánchez, José Luis Hernández, Juan José Flores V., a algunos de ustedes los conozco desde antes de iniciar mi carrera y a otros los fui conociendo en el camino, pero les aseguro que su amistad es invaluable, gracias por todos esos momentos de tensión, de diversión, de alegría y de tristeza que hemos vivido juntos.

A mis amigas “geocientíficas”, Mayra y Cristina, muchas gracias por compartir nuestros sueños y metas, gracias por lo bueno lo malo y lo peor que hemos degustado, por las decepciones, las ilusiones y las esperanzas, esta amistad perdurará en la distancia y el tiempo.

A los niñ@s que fueron llegando a mí vida para llenarla de alegría y sonrisas: Ivonne, Christian, Pao, Sofía, Nataly, Mirzhita, Megán, Sofía, Héctor, Panchito, Susy, Tadeo, Jorge, Ángel, Katia, y Fátima Elena, no

han permitido que olvide el significado de ser niña, con sus juegos, sus sonrisas y sus muestras de cariño. Los quiero mucho.

Y a las personas que se han tomado el tiempo de enseñarme cómo no quiero ser cuando sea grande, también muchas gracias.

ANA CRUZ

*“Si en la vida el destino te derriba;
Si todo en tu camino es cuesta arriba;
Si tu sonrisa es ansia insatisfecha;
Si hay faena excesiva y vil cosecha;
Si a tu caudal se contraponen diques;
Date una tregua, ¡pero no claudiques!”.*

Rudyard Kipling

ÍNDICE

RESUMEN	VI
LISTA DE FIGURAS	VII
LISTA DE TABLAS.....	XII
CAPÍTULO 1	1
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 2 REVISIÓN DE LA LITERATURA	3
2.1 CORRELACIONES pVT PARA ACEITES PESADOS Y EXTRAPESADOS	4
2.2 DEGRADACIÓN DEL PETRÓLEO.....	6
2.3 IMPORTANCIA DE LAS CORRELACIONES PVT	8
2.4 DETERMINACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE LOS ACEITES EXTRAPESADOS A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO	9
2.5 MODELOS REOLÓGICOS.....	10

2.5.1 Meter y Bird (1964)	11
2.5.2 Christopher y Middleman (1965)	12
2.5.3 Sadowski, Bird (1965)	12
2.5.4 McKinley, Jahns, Harris (1966)	12
2.5.5 Gogarty (1967)	13
2.5.6 Savins (1969)	13
2.5.7 Odeh-Yang (1979)	13
2.5.8 Poon, Kisman (1992)	14
2.5.9 Argillier, Coustet, Hénaut (2002)	14
2.5.10 Son (2006)	15
2.5.11 Yu-Shu Wu, Pruess (2008)	15
2.5.12 Taha Sochi (2010)	15
CAPÍTULO 3 DETERMINACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE UN ACEITE EXTRAPESADO A CONDICIONES DE YACIMIENTO EMPLEANDO EL MÉTODO DE WEISSENBERG-RABINOWITSCH..... 17	
3.1 ANÁLISIS MATEMÁTICO DE LA METODOLOGÍA EMPLEADA EN LA DETERMINACIÓN REOLÓGICA DEL ACEITE EXTRAPESADO.....	18
3.1.1 Balance de Fuerzas en el Tubo Capilar para Determinar el Esfuerzo de Corte	19
3.1.2 Análisis para Determinar la Velocidad de Corte no-Newtoniana en el Tubo Capilar	22
3.2 METODOLOGÍA MATEMÁTICA PARA DETERMINAR EL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DEL ACEITE EXTRAPESADO, A CONDICIONES DE YACIMIENTO.	26

B.1 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS DE LA PRUEBA PVT EXPRESS.....	67
APÉNDICE C BREVE DESCRIPCIÓN DE LA MECÁNICA DE LOS FLUIDOS	68
C.1 MODELOS REOLÓGICOS GENERALES	69
C.1.1 Newtonianos	69
C.1.2 No-Newtonianos	71
C.1.2.1 Independientes del tiempo	71
C.1.2.1.1 Plásticos de Bingham	72
C.1.2.1.2 Fluidos pseudoplásticos y dilatantes.....	72
C.1.2.1.3 Los plásticos generales o de Herschel-Bulkley	74
C.1.2.2 Dependientes del tiempo.....	75
C.1.2.2.2 Reopécticos y Tixotrópicos.....	75
C.1.2.2.2 Viscoelásticos	76
APÉNDICE D RECUPERACIÓN MEJORADA PARA ACEITES EXTRAPESADOS... 78	
APÉNDICE E VELOCIDAD DE FLUJO EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORTE Y SU RELACIÓN ENTRE LA VELOCIDAD DE CORTE Y EL GRADIENTE DE PRESIÓN, PARA UN FLUIDO NO-NEWTONIANO EN EL MEDIO POROSO	80
APÉNDICE F DESCRIPCIÓN DEL REÓMETRO CAPILAR	85
F.1 EQUIPO EXPERIMENTAL	86
F.1.1 Controladores de Temperatura	86
F.1.2 Bomba de Desplazamiento Positivo	87

ÍNDICE

F.1.3 Cilindros de Presión (Bala)	89
F.1.4 Válvula BPR (“Back Pressure Regulator”)	90
F.1.5 Tubo Capilar	91
F.1.6 Aceite Extrapesado y condiciones de yacimiento	92
F.2. CONDICIONES EXPERIMENTALES	94
F.2.1 Presión y Temperatura	94
APÉNDICE G CURVAS DE FLUJO (REOGRAMAS)	95
2100 <i>psia</i> y 113 °C	
G.2 RESULTADOS PARA 1400 <i>psia</i> y 113 °C	99
750 <i>psia</i> y 113 °C	
G.4 RESULTADOS PARA 14.7 <i>psia</i> y 113 °C	106
2100 (<i>lb/pg²</i>) y 50 °C	
G.6 RESULTADOS PARA 1400 <i>psia</i> y 50 °C	117
750 <i>psia</i> y 50 °C	
G.8 RESULTADOS PARA 14.7 <i>psia</i> y 50 °C	122
APÉNDICE H BÚSQUEDA DE PROGRAMAS DE CÓMPUTO ESPECIALIZADOS EN LA CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA APLICADOS A LA INDUSTRIA PETROLERA	132
APÉNDICE I BALANCE DE FUERZAS EN EL TUBO CAPILAR PARA DETERMINAR EL MODELO DE WEISSENBERG-RABINOWITSCH ..	134

RESUMEN

El propósito del trabajo presente es determinar el comportamiento reológico del aceite extrapesado y determinar si estos son fluidos no-Newtonianos para las condiciones de yacimiento de presión y temperatura.

Se discute la importancia de las correlaciones PVT, y la falta de modelos que puedan aplicarse a los aceites extrapesados. También se presentan los modelos para determinar el carácter reológico de los aceites extrapesados a través del medio poroso.

Se representa el ejemplo más representativo para este trabajo, en el cual se aplica la metodología propuesta en esta tesis, con la finalidad de verificar que puede emplearse a los aceites extrapesados y comprobar que su comportamiento corresponde al de un fluido no-Newtoniano.

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1	Comparación entre la densidad API y la viscosidad (Curtis, 2002)	6
Fig. 3.1	Balance de fuerzas del fluido en movimiento a lo largo del tubo capilar (Son, 2006)	19
Fig. 3.2	Representación del flujo horizontal (Chhabra, 2008)	19
Fig. 4.1	Ubicación de la Región Marina Noreste	29
Fig. 4.2	Ubicación de la Sonda de Campeche	29
Fig. 4.3	Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a 113 °C y 2800 psia	34
Fig. 4.4	Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch a 113 °C y 2800 psia	38
Fig. 4.5	Comportamiento reológico de acuerdo con el modelo matemático determinado a 113 °C y 2800 psia	39
Fig. 4.6	Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático obtenido a 113 °C y 2800 psia	40
Fig. C.1	Clasificación de los fluidos de acuerdo a su comportamiento reológico	69

LISTA DE FIGURAS

Fig. C.2	Fluidos independientes del tiempo	70
Fig. C.3	Representación de la ley de potencias para fluidos pseudoplásticos y dilatantes	74
Fig. C.4	Comportamiento de los fluidos no-Newtonianos dependientes del tiempo	75
Fig. C.5	Comportamiento del esfuerzo de corte respecto al tiempo de relajación	76
Fig. F.1	Controladores de la temperatura	87
Fig. F.2	Bombas de desplazamiento positivo	88
Fig. F.3	Cilindros de presión	89
Fig. F.4	Válvula BPR	90
Fig. F.5	Longitud del tubo capilar	91
Fig. G.1	Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a $113^{\circ}C$ y 2100psia	97
Fig. G.2	Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch a $113^{\circ}C$ y 2100psia	98
Fig. G.3	Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático obtenido a $113^{\circ}C$ y 2100psia	98
Fig. G.4	Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a $113^{\circ}C$ y 1400psia	99
Fig. G.5	Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch a $113^{\circ}C$ y 1400psia	100
Fig. G.6	Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático obtenido a $113^{\circ}C$ y 1400psia	101

LISTA DE FIGURAS

Fig. G.7	Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a 113°C y 750psia	102
Fig. G.8	Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch para el primer intervalo de velocidades de corte a 113°C y 750psia	103
Fig. G.9	Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático obtenido para el primer rango de velocidades de corte a 113°C y 750psia	104
Fig. G.10	Modelo del segundo comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch a 113°C y 750psia	105
Fig. G.11	Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático obtenido para el segundo rango de velocidades de corte a 113°C y 750psia	105
Fig. G.12	Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a 113°C y 14.7psia	106
Fig. G.13	Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch a 113°C y 14.7psia	107
Fig. G.14	Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático obtenido a 113°C y 14.7psia	108
Fig. G.15	Comportamiento reológico ajustado a una recta a 113°C y 14.7psia	110
Fig. G.16	Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch y ajustado a una recta a 113°C y 14.7psia	111

LISTA DE FIGURAS

Fig. G.17	Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático a $113^{\circ}C$ y 14.7psia	112
Fig. G.18	Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a $50^{\circ}C$ y 2100psia	113
Fig. G.19	Comportamiento reológico sin aplicar el método de Weissenberg-Rabinowitsch a $50^{\circ}C$ y 2100psia	114
Fig. G.20	Comportamiento reológico aplicando el método de Weissenberg-Rabinowitsch para el primer intervalo a $50^{\circ}C$ y 2100psia	115
Fig. G.21	Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático para el primer intervalo a $50^{\circ}C$ y 2100psia	115
Fig. G.22	Comportamiento reológico aplicando el método de Weissenberg-Rabinowitsch para el segundo intervalo a $50^{\circ}C$ y 2100psia	116
Fig. G.23	Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático para el segundo intervalo a $50^{\circ}C$ y 2100psia	117
Fig. G.24	Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a $50^{\circ}C$ y 1400psia	118
Fig. G.25	Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch y ajustado a una recta a $50^{\circ}C$ y 1400psia	119
Fig. G.26	Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático a $50^{\circ}C$ y 1400psia	119

LISTA DE FIGURAS

Fig. G.27	Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a $50^{\circ}C$ y 750psia	120
Fig. G.28	Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch y ajustado a una recta a $50^{\circ}C$ y 750psia	121
Fig. G.29	Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático a $50^{\circ}C$ y 750psia	122
Fig. G.30	Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a $50^{\circ}C$ y 14.7psia	123
Fig. G.31	Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch y ajustado a una recta a $50^{\circ}C$ y 14.7psia	124
Fig. G.32	Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático a $50^{\circ}C$ y 14.7psia	124
Fig. G.33	Comportamiento de la ley de potencias para diferentes presiones a $113^{\circ}C$	127
Fig. G.34	Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch para diferentes presiones a $113^{\circ}C$	128
Fig. G.35	Comportamiento de la ley de potencias para diferentes presiones a $50^{\circ}C$	130
Fig. G.36	Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch para diferentes presiones a $50^{\circ}C$	131
Fig. I.1	Sección transversal del tubo capilar	139

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1	Propiedades del aceite extraído del pozo A	30
Tabla 4.2	Características del yacimiento y del pozo A	31
Tabla 4.3	Información de las características del tubo capilar	32
Tabla 4.4	Datos y calculados mediante el uso del reómetro capilar	33
Tabla 4.5	Resultados obtenidos de acuerdo con los datos de la Tabla 3.4	35
Tabla 4.6	Calculo de los logaritmos naturales de la velocidad de corte y el esfuerzo de corte	36
Tabla 4.7	Resultados de la velocidad de corte y la viscosidad no-Newtoniana	37
Tabla A.1	Rangos de aplicación para las correlaciones de Agip.	64
Tabla F.1	Características de la bomba de desplazamiento positivo	88
Tabla F.2	Características del cilindro de presión	89
Tabla F.3	Características de la válvula BPR	90
Tabla F.4	Características del tubo capilar	91
Tabla F.5	Características del yacimiento de aceite extrapesado	92

LISTA DE TABLAS

Tabla F.6	Análisis composicional del aceite del pozo A	93
Tabla F.7	Condiciones experimentales	94
Tabla G.1	Resultados para las diferentes presiones a 113°C	126
Tabla G.2	Resultados para las diferentes presiones a 50°C	129

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Los altos costos y la necesidad de restituir reservas, son factores importantes para la inversión en yacimientos de aceite extrapesado; sin embargo esto trae consigo grandes retos, como son el análisis correcto de los fluidos, presentar avances en la recuperación de este tipo de aceites y proponer nuevas formas de tratar a los aceites que no son convencionales, de tal manera que la interpretación de su comportamiento sea la más adecuada a las características propias de los aceites, dado que son vertientes que deben estudiarse con más detalle.

Generalmente este tipo de aceites se ha dejado de lado como recurso energético dado que las dificultades para extraerlo y los costos asociados a su producción son muy altos, pero el hecho de que este tipo de aceites constituya aproximadamente el 70 por ciento de las reservas mundiales, es actualmente un reto para la tecnología y la ciencia extraer estas reservas de manera rentable.

Es por esto que caracterizar adecuadamente al aceite contribuye a obtener mejores resultados en la interpretación de la información, además de complementar los análisis que se realizan en áreas como las simulación y recuperación secundaria y mejorada, que son tópicos que carecen de una interpretación correcta, debido a que tratan a los fluidos con carácter Newtoniano, cuando en realidad pueden presentar comportamiento no-Newtoniano; además, obtener el modelo reológico correcto puede emplearse para el análisis de pruebas de presión con la finalidad de determinar el valor de la permeabilidad.

Analizar las propiedades (pVT) del aceite extrapesado es de importancia vital para la ingeniería de yacimientos y la de producción, debido a que estos parámetros definen en gran parte las operaciones que se llevan a cabo para su extracción, caracterizan los fluidos del yacimiento y determinan si el volumen existente amerita desarrollarse.

Los aceites que presentan comportamiento no-Newtoniano, deben en gran medida estar sometidos a las condiciones en las que se generaron, a sus componentes y a las condiciones en las que se encuentran al momento de descubrirse, motivos que para emplear nuevos métodos de análisis que representen correctamente su comportamiento. La depositación de asfaltenos y parafinas también son factores que modifican el carácter reológico de los aceites, como se discutirá más adelante.

La selección de un método de recuperación que permita obtener los mejores resultados, requiere de un estudio que englobe áreas como la caracterización estática y dinámica, las propiedades de los fluidos, la simulación de la producción en los pozos, las operaciones de perforación y terminación, además de la infraestructura que se tiene disponible.

El objetivo de esta tesis es presentar una metodología de análisis que permita determinar el comportamiento correcto de los aceites extrapesados, siguiendo el procedimiento realizado por **Son (2006)**; y el modelo de Weissenberg-Rabinowitsch, además se presentan los resultados obtenidos de las pruebas experimentales, realizadas a diferentes condiciones de presión y temperatura.

CAPÍTULO 2

REVISIÓN DE LA LITERATURA

La primera parte de este capítulo, consta de una revisión de las correlaciones PVT más importantes que se pueden aplicar a los aceites pesados, y con ciertas consideraciones también se aplican a los aceites extrapesados para determinar empíricamente sus propiedades, haciendo énfasis en la obtención de la viscosidad (Ver Apéndice A).

En la segunda parte, se proporciona una descripción cronológica breve de los estudios más relevantes realizados hasta la fecha, relacionados con la determinación del comportamiento no-Newtoniano de los fluidos a través del medio poroso.

Estas teorías parten de la realización de estudios experimentales usando polímeros, geles, y surfactantes, en los cuales pueden ser analizados por medio de modelos de flujo capilar o métodos numéricos.

La importancia de este trabajo se fundamenta en la obtención de modelos matemáticos que represente el flujo de fluidos cuyo comportamiento puede describirse por medio del modelo reológico de la Ley de Potencias; por lo tanto, en esta segunda parte se tomará en cuenta:

- A. La revisión de la investigación teórica sobre el comportamiento del flujo no-Newtoniano realizada por diferentes autores.
- B. Las soluciones numéricas y analíticas desarrolladas, analizadas y reportadas en la literatura.
- C. Los estudios teóricos para el flujo transitorio y estacionario de fluidos no-Newtonianos en medios porosos.

2.1 CORRELACIONES pVT PARA ACEITES PESADOS Y EXTRAPESADOS

Es fundamental para la predicción del comportamiento del yacimiento, la selección, el diseño de la terminación y los sistemas de producción que se utilizarán. Conocer las propiedades de los fluidos del yacimiento, sus variaciones durante su explotación, así como su comportamiento en el medio poroso.

Si bien es cierto que factores como la permeabilidad, la porosidad y la presión dictan el comportamiento del yacimiento, la densidad y la viscosidad de los aceites son las propiedades que determinan qué enfoque deberá tomarse para su explotación.

La viscosidad medida a la temperatura del yacimiento es normalmente la propiedad más importante, para determinar que tan fácilmente fluirá el petróleo en el yacimiento. Es el parámetro que más afecta la productividad y el factor de recuperación del petróleo; los valores de la viscosidad varían de 1 a 1, 000,000 [cp].

Por otra parte, la densidad es la característica más significativa para los aspectos de refinación, dado que es el indicador de los derivados que se pueden obtener de los aceites.

Actualmente no existe una correlación clara entre la densidad y la viscosidad; es decir, un aceite puede tener una densidad baja, con alto contenido de parafinas en un yacimiento con temperatura baja y que además sea somero. También puede presentarse un petróleo pesado bajo en parafinas con una viscosidad más alta en un yacimiento de alta presión, alta temperatura y profundo, debido a que la viscosidad varía, en gran medida con la presión (demostrado experimentalmente en este trabajo) y su composición; sin embargo, la temperatura también influye en el comportamiento de la viscosidad.

Se debe aclarar que la temperatura en el yacimiento se considera prácticamente como constante; sin embargo, el cambio en el comportamiento reológico a causa de las variaciones de temperatura, se verá reflejado en el transporte (tuberías) de los hidrocarburos.

Las altas viscosidades de los aceites pesados y extrapesados se deben a los enlaces entre partículas de asfaltenos y resinas, que se presentan con un cambio drástico de presión y/o temperatura.

La densidad se define generalmente en términos de los grados API que están relacionados con la densidad relativa, entre más baja sea la densidad, más alta será la densidad API; estas densidades varían entre los 4 y los 70 °API, valores que pueden ser representados por un bitumen o un condensado respectivamente.

En profundidades someras, los yacimientos con fluidos cuya densidad API es más baja, generalmente requieren métodos de recuperación, incluso de minería, de tal forma que pueden extraerse de manera económica. Estos casos pueden encontrarse en países como Canadá, Venezuela y Estados Unidos. La **Fig. 2.1** muestra una comparación entre los rangos de densidad API y la viscosidad para algunas sustancias que ya se tienen como referencia, por ejemplo el agua.

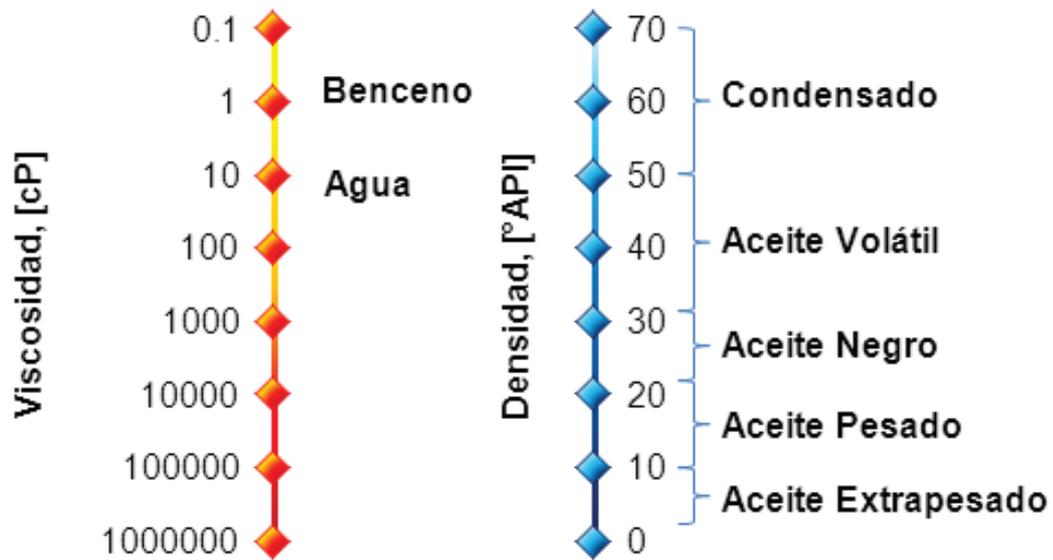


Fig. 2.1 Comparación entre la densidad API y la viscosidad. **Curtis y cols. 2002**

2.2 DEGRADACIÓN DEL PETRÓLEO

De acuerdo con **Curtis y cols. (2002)**, desde el inicio, al generarse los hidrocarburos, no son pesados; estudios geoquímicos realizados coinciden en que los hidrocarburos comienzan con densidades de entre 30 y 40 °API; se explica que a lo largo de su migración y luego del entrapamiento, comienza a presentarse una etapa de degradación sustancial de los componentes más ligeros.

Esta degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos; también la presencia de las bacterias que contiene el agua superficial contribuye a la metabolización de los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos, obteniéndose moléculas más pesadas.

Los hidrocarburos se clasifican de acuerdo a sus características en la forma siguiente:

■ Parafínicos, que presentan:

- Un alto contenido de cera,
- Un alto punto de escurrimiento,
- No son reactivos.

■ Nafténicos, que por el contrario, presentan:

- Un bajo contenido de cera,
- Un bajo punto de escurrimiento,
- No son reactivos.

■ Hidrocarburos aromáticos:

- Son reactivos,
- Poseen mayor solvencia que los dos hidrocarburos anteriores.

Los hidrocarburos de menor peso molecular debido a su solubilidad pueden removerse por el agua, el agua de la formación, también remueve hidrocarburos de menor peso. También se degradan por volatilización cuando la capa superior que limita al yacimiento no constituye un sello para el flujo de los hidrocarburos, debido a que permite a las moléculas más ligeras separarse y escapar.

Las condiciones óptimas para la degradación del hidrocarburo, ocurren cuando el yacimiento presenta una temperatura inferior a los 80 °C, por lo que el proceso se limita

a los yacimientos someros, situados a una profundidad menor de 4,000 metros aproximadamente.

No obstante, en cualquier ambiente de depósito, la combinación correcta de temperatura, agua y bacterias, puede producir una degradación causando la formación de petróleo pesado o extrapesado.

Si al escenario anterior, se añade el efecto causado por la composición del aceite y las condiciones de presión y temperatura finales, puede establecerse que cada yacimiento de aceite pesado o extrapesado presenta características físicas especiales, por lo que se requerirá utilizar un método de recuperación particular, que se ajuste a las necesidades del yacimiento en cuestión.

Por ejemplo el aceite que se estudia en esta tesis fue extraído de un yacimiento cuyas características pueden verse en la **Tabla 4.2** y presenta las condiciones propicias para la formación de aceite extrapesado, además de contar con una profundidad que rebasa los 4,000 metros de profundidad máxima para su generación.

Los hidrocarburos pesados y extrapesados se producen en las formaciones geológicas más jóvenes; por ejemplo, en los de períodos Pleistoceno, Plioceno, y Mioceno. Los yacimientos que se encuentran en estas formaciones tienden a ser someros, con sellos menos efectivos, que exponen condiciones favorables para la formación de aceites pesados y extrapesados.

2.3 IMPORTANCIA DE LAS CORRELACIONES PVT

La importancia de las correlaciones PVT radica en la determinación empírica de las propiedades de los fluidos a condiciones de yacimiento y de superficie, como la presión de burbuja (p_b), relación de solubilidad del gas en el aceite (R_s), la compresibilidad del aceite (c_o), la viscosidad del aceite a condiciones de superficie (μ_{od}), la

viscosidad del aceite (saturado de gas) (μ_{sg}), la viscosidad del aceite bajosaturado (μ_o), basadas en características o información que se obtienen de mediciones previas.

Es necesario hacer énfasis en que las únicas correlaciones que se han desarrollado con mayor interés, son las de la viscosidad del aceite, contando con modelos que se pueden aplicar para los aceites extrapesados (ver Apéndice A).

Existen otros tipos de pruebas que se pueden realizar para obtener las propiedades del aceite mencionadas, tales como experimentos presión-volumen-temperatura (PVT) en celdas convencionales, o los PVT Express (ver Apéndice B).

Las correlaciones disponibles para aceites extrapesados son limitadas, debido a que sus bases están sustentadas en un número reducido de países, como por ejemplo: África, Nigeria, Libia, Alaska y Canadá.

Cabe mencionar que estas correlaciones han sido desarrolladas para aceites pesados, con densidades mayores a 10.0 °API, por lo que tienen un amplio margen de error, al aplicarse a los aceites extrapesados.

Se debe tomar en cuenta que existe una dependencia de las propiedades de un aceite con respecto a la profundidad y la presión del yacimiento (debido a que sus propiedades se ven afectadas por la degradación sufrida a lo largo del tiempo). Por lo tanto, la profundidad a la que se encuentran estos aceites, es un factor importante para los yacimientos en estudio, además de su presión, temperatura y composición.

2.4 DETERMINACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE LOS ACEITES EXTRAPESADOS A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO

El comportamiento de los fluidos no-Newtonianos ha cobrado una mayor importancia en los últimos años, en las disciplinas donde se tiene el manejo de los fluidos cuyo

comportamiento del esfuerzo y la velocidad de corte no se puede caracterizar por medio de la ley de Newton de la viscosidad y la industria petrolera no es la excepción (ver Apéndice C); la aplicación de fluidos de este tipo en la recuperación mejorada, resulta de importancia vital, debido a la disminución de la producción petrolera (ver Apéndice D).

Esto se debe a que el comportamiento de los fluidos no-Newtonianos se aleja del comportamiento de dicha ley, por lo tanto, el comportamiento reológico se describe por medio de un modelo matemático o una correlación, con las propiedades del fluido a las condiciones en que se trabaje, para nuestro caso serán las condiciones del yacimiento, de presión y temperatura altas.

En la literatura, se encuentran modelos reológicos que han sido desarrollados para diferentes fluidos; por ejemplo: geles, espumas, surfactantes y polímeros, empleados en los métodos de recuperación mejorada. A continuación se discuten los trabajos considerados como más relevantes para el tema de esta tesis.

2.5 MODELOS REOLÓGICOS

Para el caso de los hidrocarburos, se han realizado algunos estudios que se han reportado en la literatura, pero las condiciones de estudio no corresponden a las del yacimiento, debido a que se efectúan a temperatura de yacimiento y presión atmosférica; por lo tanto, estos resultados no son válidos para presiones y temperaturas altas, como se demostrará más adelante.

2.5.1 Meter y Bird (1964)

Analizaron los tres comportamientos mecánicos presentes en los polímeros y soluciones de polímeros, la velocidad de corte dependiente de la viscosidad no-newtoniana, el efecto de la tensión normal, descrita por el coeficiente normal del esfuerzo ζ ; y la respuesta transitoria de los desplazamientos de una pequeña amplitud que puede describirse por una viscosidad compleja η^* . Emplean un modelo analítico, desarrollado por Ellis, que es aplicado para fluidos con comportamiento viscoelástico, el cual propone emplear cuatro parámetros, la viscosidad cero μ_0 , la viscosidad infinita μ_∞ que se obtienen de la curva viscosidad contra velocidad de corte y se ubican donde la velocidad de corte tiene sus valores o muy bajo o muy altos respectivamente, en donde μ es función del momentum de tensión τ o bien la deformación por el esfuerzo de la tensión, $\tau_m = \tau_{1/2}$ es un parámetro de la ecuación y α es un exponente que indica los cambios de transición de la viscosidad cero a la viscosidad infinita.

$$\mu_a = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + |\tau/\tau_m|^{\alpha-1}} \quad \dots \dots \dots (2.1)$$

La **Ec. 2.1** ha sido utilizada en la investigación de los problemas de flujo de polímeros en el medio poroso.

2.5.2 Christopher y Middleman (1965)

Obtuvieron una relación a través de dos experimentos que realizaron, en el primero fue empleando un reómetro capilar como el descrito en este trabajo y el segundo fue con un núcleo por el cual fluyeron un fluido con comportamiento no-Newtoniano y compararon ambos resultados, el modelo capilar fue usado para modificar la ecuación de Blake-Kozeny, para un flujo laminar, no-newtoniano a través del medio poroso (Ver Apéndice E).

2.5.3 Sadowski, Bird (1965)

Realizó un experimento similar al de Christopher y Middleman reportando comportamientos viscoelásticos, una diferencia fue que Sadowski empleó el modelo de Ellis, para el desarrollo de su investigación.

2.5.4 McKinley, Jahns, Harris (1966)

Describieron el flujo de un fluido no-newtoniano en el medio poroso, trabajaron la ley de Darcy de manera modificada y emplearon el reómetro capilar para obtener los datos que describieron el comportamiento a condiciones de yacimiento. Determinaron una constante de proporcionalidad α_0 , para la cual demostraron experimentalmente que es independiente de la permeabilidad y de la porosidad, por lo que es diferente para cada tipo de material. Emplearon la ecuación de Mooney-Rabinowitsch, para el caso del reómetro capilar.

2.5.5 Gogarty (1967)

Determinaron la relación de la velocidad de corte con la velocidad frontal en el núcleo para poder emplear la viscosidad obtenida en la ley de Darcy por otra que considerará la velocidad de corte promedio, observaron que en todos los casos el resultado era del tipo pseudoplástico para el fluido que emplearon.

2.5.6 Savins (1969)

Estudió ampliamente los trabajos de otros autores como Christopher y Middleman, Sadosky y Bird, McKinley, Gogarty, entre otros. Su trabajo marca la importancia que tiene el estudio de la reología en diversas áreas como la recuperación haciendo mención de trabajos de autores como Farouq Ali.

2.5.7 Odeh-Yang (1979)

Establece las bases teóricas del flujo de los fluidos con comportamiento no-newtoniano en medios porosos. La ecuación diferencial parcial que describe este flujo fue derivada y resuelta para el flujo estacionario considerando la ley de potencias. Además, un método para la interpretación de pruebas isocrónales y una ecuación para calcular el radio equivalente de drene. La solución del flujo estacionario, provee una solución para interpretar la información de las pruebas de flujo, tales como las pruebas de inyección. Los resultados fueron satisfactorios para los fluidos con comportamiento newtoniano, a diferencia de los fluidos que presentaban comportamiento no-newtoniano, cuyos resultados no fueron buenos.

2.5.8 Poon, Kisman (1992)

Analizaron los efectos de la producción primaria del aceite pesado en yacimientos de Alberta, para este estudio emplearon una solución analítica de la ecuación de difusión, y encontraron que los efectos de la presencia del comportamiento dilatante puede ser una explicación para las altas viscosidades en las cercanías del pozo. Sus resultados son consistentes con la prueba de presión, donde los gastos de producción se extienden por un largo periodo de tiempo.

2.5.9 Argillier, Coustet, Hénaut (2002)

La investigación acerca de la reología como función de la presencia de los asfaltenos y la presencia de las resinas en los aceites con el cambio de la temperatura fue el objetivo de su trabajo. Determinaron experimentalmente la presencia de asfaltenos y mostraron que la presencia de estos modifica drásticamente la composición de los aceites, provocando con eso cambios muy fuertes en los resultados de la viscosidad e intensificando el carácter elástico del fluido. Mencionan la importancia de tratar de reducir la viscosidad empleando fluidos que diluyan los componentes más pesados, con la finalidad de facilitar la producción y el transporte del aceite. El inconveniente con este trabajo son las temperaturas que manejan, ya que trabajan con temperaturas cercana a los 0 °C, lo cual para los fines de este trabajo sus resultados no pueden ser analizados más afondo.

2.5.10 Son (2006)

Determinó la velocidad de corte y la viscosidad para los fluidos que fluyen a través de una sección rectangular. La ecuación que obtuvo, la comprobó de manera experimental y empleó una mezcla de polímeros, realizó el balance de fuerzas para obtener de manera analítica las expresiones que representaran a la velocidad de corte, al esfuerzo de corte y a la viscosidad, se apoyó con la ecuación de Hagen-Poiseuille y la corrección de Weissenberg-Rabinowitsch. El trabajo lo realizó a 140 y 180 °C y comparó los resultados que obtuvo del capilar con los de la sección rectangular. Su trabajo es en gran parte una de las bases que sustenta la mecánica de esta tesis.

2.5.11 Yu-Shu Wu, Pruess (2008)

Estudiaron ampliamente los trabajos reológicos de otros autores, su trabajo presentó el análisis de las pruebas de presión para el flujo de un fluido con comportamiento del tipo plástico de Bingham, su método puede ser empleado en la determinación de algunas características propias de los yacimientos, dentro de sus principales objetivos tanto teórico como experimental estaba el desarrollo de un método para las pruebas de presión que pudiera ser aplicado en campo.

2.5.12 Taha Sochi (2010)

Realizó un extenso estudio sobre la mecánica de los fluidos para describir el flujo a través del medio poroso, de manera general analizó los modelos continuos, los modelos realizados en capilares, modelos numéricos y los que fueron realizados a escala de

poro. Describió claramente cada uno de los comportamientos reológicos, así como sus principales características. Presenta de manera extensa a los autores de los modelos más relevantes para describir los modelos reológicos, tales como, el modelo de ley de potencias, el modelo de Ellis, el modelo de Carreau, el modelo de Maxwell, así como el de Herschel-Bulkley, entre otros, su investigación también sirvió de manera relevante para comprender en gran medida las bases teóricas de esta tesis.

CAPÍTULO 3

DETERMINACIÓN DEL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE UN ACEITE EXTRAPESADO A CONDICIONES DE YACIMIENTO EMPLEANDO EL MÉTODO DE WEISSENBERG-RABINOWITSCH

Determinar el comportamiento de la viscosidad de un fluido que fluye a través de cualquier sección y su velocidad de corte correspondiente, involucran de manera directa el gasto del fluido; este movimiento se logra al aplicar una fuerza (tipo pistón) a lo largo de la trayectoria del flujo, resultando con esto un gradiente de presión (dp/L), a una temperatura determinada.

Estos análisis se realizan con el fin de encontrar el punto de estabilidad para fluidos como los geles y espumas, a los cuales les impacta fuertemente el cambio de temperatura, y en ciertas ocasiones la presión.

La determinación del comportamiento reológico se puede realizar experimentalmente con diferentes reómetros; la diferencia principal de un reómetro a otro consiste en la geometría que se emplee en las mediciones, la cual depende del fluido a caracterizar.

Para la caracterización reológica del aceite extrapesado se ha empleado un reómetro capilar, (ver Apéndice F), también se utilizó un reómetro con geometría plato-plato para tener un valor aproximado de la viscosidad; en ambos casos los resultados obtenidos fueron muy cercanos. Con el propósito de tener una primera aproximación a los resultados.

3.1 ANÁLISIS MATEMÁTICO DE LA METODOLOGÍA EMPLEADA EN LA DETERMINACIÓN REOLÓGICA DEL ACEITE EXTRAPESADO.

El análisis matemático incluye una corrección que se efectúa a la velocidad de corte aparente, para obtener la velocidad de corte no-Newtoniana (real); del aceite. Esta corrección se realiza con base en el Modelo de Weissenberg-Rabinowitsch.

Se realiza el tratamiento matemático completo para la prueba experimental de 2800 psi y 113°C . Para las presiones y temperatura siguientes se llevó a cabo el mismo procedimiento, pero no se presenta en este trabajo el desarrollo completo (ver Apéndice G).

La medición de la viscosidad está basada en la relación entre la diferencia de presión a través del tubo capilar y el gasto, **Fig. 3.1**.

3.1.1 Balance de Fuerzas en el Tubo Capilar para Determinar el Esfuerzo de Corte

Para el estudio del flujo laminar, se considera un balance de fuerzas que actúan en un volumen elemental del aceite contenido en un tubo capilar, **Fig. 3.1**.

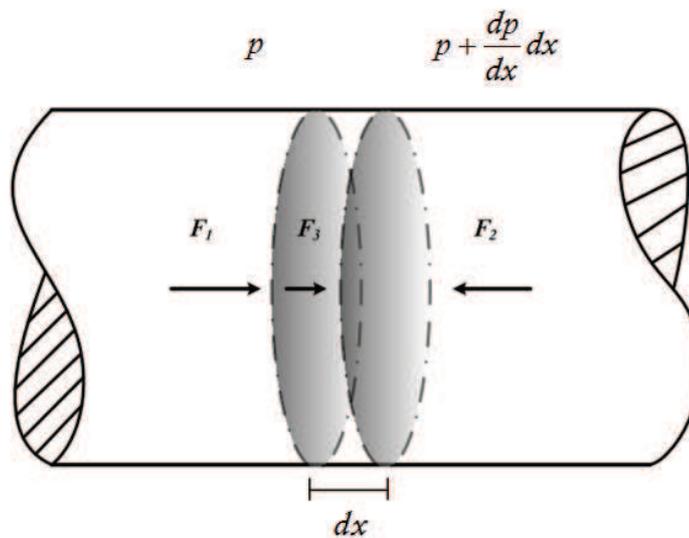


Fig. 3. 1 Balance de fuerzas del fluido en movimiento a lo largo del tubo capilar. (Son, 2006)

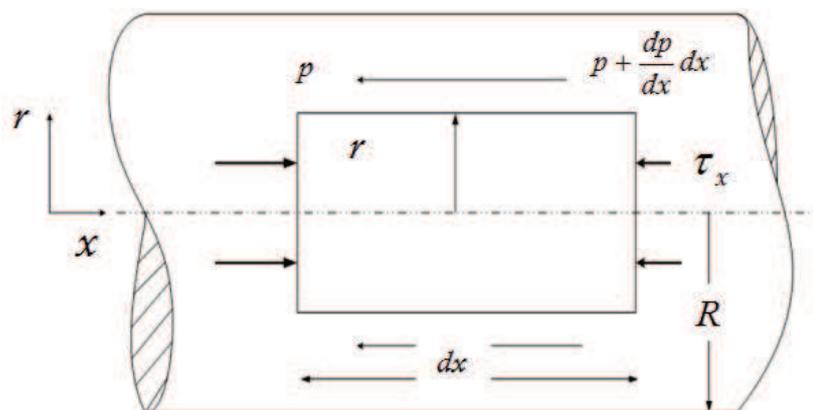


Fig. 3. 2 Representación del flujo horizontal en el capilar. (Chhabra, 2008).

El gasto (Q) y (dp/L) pueden transformarse fácilmente en $\dot{\gamma}$ y el esfuerzo τ .
Partiendo de la **Ec. 3.1**, se puede obtener el esfuerzo de corte, con base en la **Fig. 3.2**.

$$\sum F = F_1 + F_2 + F_3 \quad \dots \dots \dots (3.1)$$

El desarrollo de las fuerzas se muestra a continuación:

La fuerza hidrostática F_1 , se determina por medio de la **Ec. 3.2**:

$$F_1 = p(\pi R^2) \quad \dots \dots \dots (3.2)$$

La fuerza Hidrostática F_2 , se define como:

$$F_2 = -\left(p + \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) dx \right) \pi R^2 \quad \dots \dots \dots (3.3)$$

Donde la $(\partial p / \partial x)$ es el cambio de presión con respecto a la posición (x). La fuerza con que se mueve el fluido sobre la superficie del capilar F_3 , representa el esfuerzo que se aplica a lo largo del desplazamiento (dx) y τ_p es el esfuerzo de corte en la pared del tubo capilar:

$$F_3 = 2\pi R dx \tau_{rx} \quad \dots \dots \dots (3.4)$$

Sustituyendo de la **Ec. 3.2** a la **Ec. 3.4** en la **Ec. 3.1**, se tiene:

$$\sum F = p(\pi R^2) - \left(p + \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) dx \right) \pi R^2 + 2\pi R dx \tau_{rx} = 0 \quad , \quad \dots\dots\dots (3.5)$$

$$p(\pi R^2) - \pi p R^2 - \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) dx \pi R^2 + 2\pi R dx \tau_{rx} = 0 \quad , \quad \dots\dots\dots (3.6)$$

$$p(\pi R^2) - \cancel{\pi p R^2} - \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) dx \pi R^2 + 2\pi R dx \tau_{rx} = 0 \quad , \quad \dots\dots\dots (3.7)$$

$$-\left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) dx \pi R^2 + 2\pi R dx \tau_{rx} = 0 \quad . \quad \dots\dots\dots (3.8)$$

Reorganizando términos se despeja el esfuerzo de corte, como se muestra a continuación:

$$\tau_{rx} = \frac{R}{2} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) \quad . \quad \dots\dots\dots (3.9)$$

El gradiente de presión $(\partial p / \partial x)$ es independiente de la posición (x) . Por lo tanto, la caída de presión total entre los extremos del capilar puede obtenerse por medio de la **Ec. 3.10**.

$$\tau_{rx} = \frac{R}{2} \left(\frac{dp}{L} \right) \dots \dots \dots (3.10)$$

3.1.2 Análisis para Determinar la Velocidad de Corte no-Newtoniana en el Tubo Capilar

Para los fluidos newtonianos, la velocidad de corte $\dot{\gamma}$ se obtiene a través de la relación de Hagen-Poiseuille, la cual tiene la forma siguiente:

Tomando en cuenta la **Ec. 3.10**:

$$\frac{R}{2} \left(\frac{dp}{L} \right) = \mu \dot{\gamma} \dots \dots \dots (3.11)$$

Donde μ es la viscosidad Newtoniana a través del capilar.

Empleando la **Ec. 3.11** y la relación que existe entre el esfuerzo de corte con la viscosidad:

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \dots \dots \dots (3.12)$$

Se obtiene la velocidad de corte aparente de un fluido Newtoniano despejando directamente de la **Ec. 3.12**:

$$\dot{\gamma} = \left(\frac{\tau}{\mu} \right) \dots \dots \dots (3.13)$$

Para obtener la viscosidad no-Newtoniana de los fluidos por medio del reómetro capilar se deberá corregir la velocidad de corte aparente para obtener la viscosidad no-Newtoniana o real, con la finalidad de determinar el perfil de las velocidades no-parabólicas correcto.

La velocidad de corte no-Newtoniana es un poco más compleja de obtener; para esto se emplea el Modelo de Weissenberg-Rabinowitsch, como se discute a continuación.

La velocidad de corte no-Newtoniana en función del radio del capilar se expresa como:

$$\dot{\gamma}_{rx} = - \left(\frac{dv}{dR} \right) \dots \dots \dots (3.14)$$

Donde v representa la velocidad de flujo de la ley de Darcy de la cual se obtiene a su vez la relación siguiente:

$$Q = \pi \frac{R^3}{\tau_p^3} \int_0^{\tau_p} \tau^2 \dot{\gamma} d\tau \dots \dots \dots (3.15)$$

Partiendo de la velocidad de corte aparente (fluido Newtoniano), se considera como se muestra a continuación para el caso de flujo en un capilar:

$$\dot{\gamma}_r = \dot{\gamma}_a = \dot{\gamma}_N = \left(\frac{4Q}{\pi R^3} \right) \cdot \dots\dots\dots (3.16)$$

Donde:

$\dot{\gamma}_r$ = Velocidad de corte real,

$\dot{\gamma}_a$ = Velocidad de corte aparente,

$\dot{\gamma}_N$ = Velocidad de corte Newtoniana.

La viscosidad se obtiene de la Ec. 3.12:

$$\mu = \left(\frac{\tau}{\dot{\gamma}_a} \right) \cdot \dots\dots\dots (3.17)$$

O bien, sustituyendo en la **Ec. 3.17** las **Ecs. 3.10** y **3.16**, se obtiene:

$$\mu = \left(\frac{\frac{R}{2} \frac{dp}{L}}{\frac{4Q}{\pi R^3}} \right) , \dots\dots\dots (3.18)$$

$$\mu = \frac{\pi \Delta p R^4}{8 L Q} \quad \dots \dots \dots (3.19)$$

La **Ec. 3.19** se conoce como la Ecuación de Hagen-Poiseuille.

De la **Ec. 3.16**, se despeja el gasto Q , quedando como sigue:

$$Q = \frac{\pi R^3 \dot{\gamma}}{4} \quad \dots \dots \dots (3.20)$$

Igualando la **Ec. 3.15** con la **Ec. 3.20**:

$$\frac{\pi R^3 \dot{\gamma}_a}{4} = \pi \frac{R^3}{\tau} \int_0^{\tau_p} \tau^2 \dot{\gamma}_r d\tau \quad \dots \dots \dots (3.21)$$

Despejando la velocidad aparente $\dot{\gamma}_a$, de la **Ec. anterior** se tiene:

$$\dot{\gamma}_a = \frac{4}{\tau^3} \int_0^{\tau_p} \tau^2 \dot{\gamma}_r d\tau \quad \dots \dots \dots (3.22)$$

Reordenando los términos y resolviendo la integral de la **Ec. 3.22** se obtiene la **Ec. 3.23**:

$$\dot{\gamma}_{NN} = \frac{\dot{\gamma}}{4} \left[3 + \frac{d \ln \dot{\gamma}_a}{d \ln \tau_p} \right] \dots \dots \dots (3.23)$$

La Ec. 3.23 representa la corrección de Weissenberg-Rabinowitsch, el desarrollo de su deducción puede verse de manera completa en el *Ápndice I*

3.2 METODOLOGÍA MATEMÁTICA PARA DETERMINAR EL COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DEL ACEITE EXTRAPESADO, A CONDICIONES DE YACIMIENTO.

Para esta tesis se empleó la corrección de Weissenberg-Rabinowitsch, de tal manera que la velocidad de corte aparente y la determinación de la viscosidad no-Newtoniana se obtienen de la manera siguiente:

- 3.1 Determinar los valores de la velocidad y del esfuerzo de corte, de acuerdo con las características del tubo capilar; en particular para esta tesis empleando las Ecs. 3.10 y 3.23.
- 3.2 Obtener los logaritmos naturales para la velocidad de corte medida $\dot{\gamma}_a$ (aparente) y el esfuerzo de corte τ (medido).
- 3.3 Graficar $\ln \dot{\gamma}_a$ contra $\ln \tau$.
- 3.4 Obtener el polinomio correspondiente a esta grafica, trazando su línea de tendencia.

- 3.5 Derivar el polinomio que se obtuvo de la grafica.
- 3.6 Se aplica la Ec. 3.23, para determinar la velocidad de corte no-Newtoniana.
- 3.7 Empleando la Ec. 3.17 se obtiene la viscosidad no-Newtoniana, si se divide entre la $\dot{\gamma}_{NN}$, obtenida en el punto anterior.

Con este procedimiento se puede determinar la viscosidad real, o viscosidad no-Newtoniana, del fluido que se esté analizando.

CAPÍTULO 4

EJEMPLO DE APLICACIÓN: COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DEL ACEITE EXTRAPESADO EXTRAÍDO DEL POZO A

A continuación se realiza el procedimiento matemático para los datos obtenidos de la prueba experimental, que se realizó a un aceite extrapesado extraído del pozo A, el cual se encuentra ubicado en la Sonda de Campeche, ver las **Fig. 4.1** y **Fig. 4.2**.

De acuerdo con el desarrollo experimental de esta tesis los experimentos reológicos se efectuaron las condiciones reales que se tienen en el yacimiento de donde se extrajo el aceite; para alcanzar la presión y temperatura del yacimiento se emplearon la bomba de doble desplazamiento, las balas y los controladores de temperatura (Apéndice F).



Fig. 4.1 Ubicación de la Región Marina Noreste.



Fig. 4.2 Ubicación de la Sonda de Campeche.

El pozo produce aceite de 10 °API, presentando las propiedades que se muestran en la **Tabla 4.1**.

Tabla 4.1 Propiedades del aceite extraído del pozo A

Condiciones Iniciales			
Presión de Yacimiento	198.5 kg/cm ²		2823.334 psi
Temperatura de Yacimiento	113 °C		
Presión de Saturación	50.76 kg/cm ²		721.977 psi
Relación Gas-Aceite a 15.56 °C			
Flash atmosférica			22.56 m ³ /stdm ³
Vaporización Diferencial			23.52 m ³ /stdm ³
Prueba de Separador			20.38 m ³ /stdm ³
Factor de Volumen de Formación a 15.56 °C			
	a p_y y T_y [vol/stdvol]		a p_b y T_y [vol/stdvol]
Flash atmosférica	1.116		1.132
Vaporización Diferencial	1.121		1.137
Prueba de Separador	1.106		1.122
Propiedades del Fluido del Yacimiento			
Propiedad	a p_y y T_y	a p_b y T_y	Unidades
Viscosidad	49.776	38.718	mPa*s=cp
Compresibilidad	87.88x10 ⁻⁶	103.09x10 ⁻⁶	1/(kg/cm ²)
Densidad	0.925	0.912	g/cm ³
Propiedades del Fluido en el Tanque de Almacenamiento			
	Densidad °API	Densidad [g/cm ³] 15.56 °C	
Flash atmosférica	10.3	0.998	
Vaporización Diferencial	10.0	0.9998	
Prueba de Separador	10.9	0.9937	

Se ha mencionado que las propiedades PVT del aceite tienen un papel muy importante en la caracterización del modelo reológico; además, para esta tesis servirán como un punto de referencia para comparar los resultados obtenidos de la viscosidad determinada previamente con los análisis PVT.

En el capítulo 2, se menciona la relevancia que tiene la sincronía del sistema petrolero en tiempo, temperatura, presión y el tipo de rocas por las que se compone el yacimiento; en la **Tabla 4.2** se observan las características del yacimiento.

Tabla 4.2 Características del yacimiento y del pozo A

Pozo A	
Tirante de Agua	125 metros
Profundidad	4,025 metros bajo el nivel del mar
Yacimiento	
Geología Estructural	Formado por un anticlinal y limitado por una falla inversa
Estratigrafía	Constituido por rocas que van desde el Jurásico Superior Oxfordiano hasta el Pleistoceno
Trampa	De tipo estructural
Roca almacén	Compuesta por brecha sedimentaria de edad Cretácico Superior y rocas fracturadas pertenecientes al Cretácico Medio
Roca generadora	Los hidrocarburos se generaron en rocas arcillo-calcáreas de edad Jurásico Superior Tithoniano, con alto contenido de materia orgánica, en ambiente marino con influencia siliciclástica
Roca sello	Formado por 85 metros de rocas sedimentarias, con presencia de margas, lutitas bentoníticas y lutitas calcáreas del Paleoceno
Cima y Base	La cima se encuentra a 3,175 metros bajo el nivel del mar y la base a 3,415 metros bajo el nivel del mar
Espesor neto	Alcanza los 240 metros
Porosidad	Del orden del 8 al 10 %
Permeabilidad	4,890 milidarcies
Gasto inicial	3,737 barriles por día de aceite
Gasto inicial	0.3 millones de pies cúbicos por día de gas natural

Para determinar el comportamiento reológico de este aceite, se realizó una prueba (ver el Apéndice F) en la cual se proponen gastos que se generan durante el flujo a través de una bomba, con el fin de obtener las velocidades de corte aparentes y los esfuerzos de corte del capilar.

En la **Tabla 4.3** se muestran la información que se empleó para el cálculo de la velocidad de corte y el esfuerzo de corte, esta información se introduce en el programa de cómputo (Tecnología IMP) que se emplea para determinar la reología de espumas, geles y otras sustancias empleadas en la recuperación secundaria y mejorada; cabe señalar que este programa no es comercial y no está diseñado para la simulación y caracterización de los fluidos (Ver Apéndice H); los resultados se reportan en la **Tabla 4.4**.

Tabla 4.3 Información de las características del tubo capilar

Propiedades del Capilar		
Diámetro	0.3199	Cm
Radio	0.1599	Cm
Longitud	64.0000	Cm

Los valores que resultan de esta prueba son los gastos, las caídas de presión en el capilar, las velocidades de corte, los esfuerzos de corte y las viscosidades (Tabla 4.4); a estos resultados se les aplica la corrección para obtener la viscosidad no-Newtoniana (ver la sección 3.2).

Tabla 4.4 Datos registrados y calculados mediante el uso del reómetro capilar

dp [Bar]	Q [cm ³ /s]	μ_N [Pa-s]	$\dot{\gamma}_a$ s ⁻¹	τ [Pa]	μ_N [cp]
0.6758	0.0003	977.0390	0.0864	84.4436	977039.0343
0.0802	0.0035	9.2776	1.0804	10.0230	9277.5713
0.0596	0.0042	5.7444	1.2964	7.4472	5744.4421
0.0505	0.0051	3.9436	1.5989	6.3055	3943.6161
0.0443	0.0061	2.9090	1.9014	5.5312	2908.9901
0.0452	0.0075	2.4192	2.3336	5.6452	2419.1518
0.0347	0.0090	1.5445	2.8089	4.3384	1544.5092
0.0245	0.0108	0.9100	3.3707	3.0673	909.9857
0.0154	0.0131	0.4724	4.0621	1.9191	472.4287
0.0088	0.0158	0.2235	4.9264	1.1010	223.4863
0.0100	0.0192	0.2096	5.9635	1.2499	209.5944
0.0095	0.0231	0.1651	7.1735	1.1847	165.1441
0.0108	0.0279	0.1551	8.6860	1.3474	155.1267
0.0137	0.0338	0.1628	10.5010	1.7096	162.7988
0.0155	0.0406	0.1533	12.6185	1.9346	153.3146
0.0199	0.0492	0.1623	15.2978	2.4835	162.3425
0.0266	0.0592	0.1804	18.4092	3.3213	180.4152
0.0329	0.0714	0.1853	22.2120	4.1151	185.2666
0.0430	0.0861	0.2005	26.7927	5.3725	200.5213
0.0594	0.0972	0.2455	30.2498	7.4259	245.4855
0.0753	0.1042	0.2903	32.4105	9.4073	290.2538
0.0947	0.1111	0.3423	34.5712	11.8350	342.3379

Es necesario señalar que estos resultados son promedios aritméticos, ya que las mediciones se realizan cada 5 segundos, con un rango de 5 a 10 minutos para cada

gasto, obteniendo así entre 1500 y 2000 mediciones para cada prueba, con la finalidad de que se establezcan los valores.

Los cálculos que realiza el equipo mediante el sistema de cómputo parten de considerar los resultados de la caída de presión a lo largo del capilar y el gasto, empleando las Ecs. 3.10 y Ec. 3.16.

Se calculan nuevamente estos valores utilizando solamente el gasto, la diferencia de presiones y la información de la Tabla 4.3. Una vez que se han obtenido tanto la velocidad como el esfuerzo de corte, **Tabla 4.5**, se calcula el logaritmo natural, como se muestra en la **Tabla 4.6**; con estos datos se realiza la curva del polinomio que se muestra en la **Fig. 4.3**, a la cual se le traza la línea de tendencia para obtener el polinomio característico de la curva y se deriva, como se muestra más adelante.

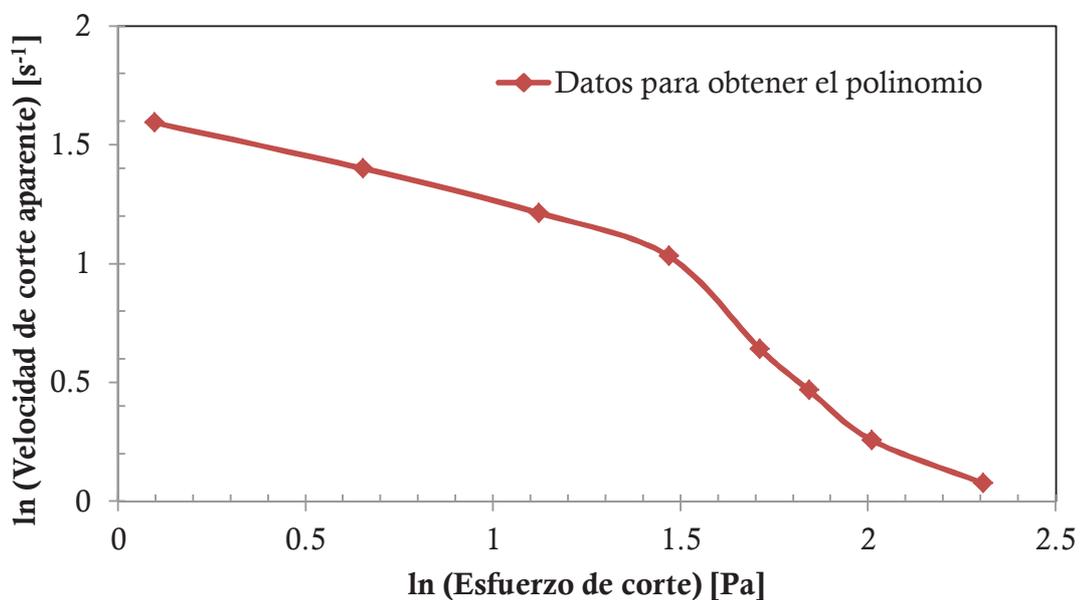


Fig. 4.3. Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a 113°C y 2800 psia .

Tabla 4.5 Resultados obtenidos de acuerdo con los datos de la Tabla 3.4

τ calculado [Pa]	$\dot{\gamma}$ calculada [1/s]	μ_N calculada [Pa-s]	μ_N calculada [cp]
84.4436	0.0865	976.2580	976258.0204
10.0230	1.0803	9.2782	9278.1718
7.4472	1.2965	5.7440	5743.9752
6.3055	1.5990	3.9435	3943.5387
5.5312	1.9014	2.9090	2909.0454
5.6452	2.3336	2.4192	2419.1553
4.3384	2.8090	1.5445	1544.4736
3.0673	3.3706	0.9100	910.0134
1.9191	4.0623	0.4724	472.4130
1.1010	4.9263	0.2235	223.4912
1.2499	5.9636	0.2096	209.5913
1.1847	7.1737	0.1651	165.1399
1.3474	8.6861	0.1551	155.1250
1.7095	10.5010	0.1628	162.7976
1.9346	12.6186	0.1533	153.3137
2.4835	15.2979	0.1623	162.3425
3.3213	18.4093	0.1804	180.4144
4.1151	22.2121	0.1853	185.2664
5.3725	26.7927	0.2005	200.5216
7.4259	30.2498	0.2455	245.4862
9.4073	32.4106	0.2903	290.2529
11.8351	34.5712	0.3423	342.3385

Tabla 4.6 Cálculo de los logaritmos naturales para la velocidad y el esfuerzo de corte

$\ln \dot{\gamma}$ [1/s]	$\ln \tau$ [Pa]	$\ln \tau$ [psi]
-2.4476	4.4361	0.000643
0.0772	2.3049	0.000375
0.2597	2.0078	0.000334
0.4693	1.8414	0.000291
0.6426	1.7104	0.000267
0.8474	1.7308	0.000248
1.0328	1.4675	0.000251
1.2151	1.1208	0.000213
1.4017	0.6518	0.000163
1.5946	0.0962	0.000095
1.7857	0.2231	0.000014
1.9704	0.1695	0.000032
2.1617	0.2982	0.000025
2.3515	0.5362	0.000043
2.5352	0.6599	0.000078
2.7277	0.9097	0.000096
2.9129	1.2004	0.000132
3.1006	1.4147	0.000174
3.2881	1.6813	0.000205
3.4095	2.0050	0.000244
3.4785	2.2415	0.000291
3.5430	2.4711	0.000325

Tabla 4.7 Resultados para la velocidad de corte y la viscosidad no-Newtoniana

$d \ln \dot{\gamma}_a / d \ln \tau$	$\dot{\gamma}_{NN}$ [1/s]	τ [Pa]	τ [Pa]	μ_{NN} [Pa-s]	μ_{NN} [cp]
-2.4764	0.0113	84.4436	0.012248	7458.5319	7458531.9085
-1.3239	0.4527	10.0230	0.001454	22.1421	22142.0579
-1.1632	0.5954	7.4472	0.001080	12.5089	12508.9250
-1.0732	0.7702	6.3055	0.000915	8.1869	8186.8997
-1.0024	0.9496	5.5312	0.000802	5.8250	5825.0458
-1.0134	1.1589	5.6452	0.000819	4.8710	4871.0037
-0.8710	1.4951	4.3384	0.000629	2.9018	2901.8189
-0.6835	1.9520	3.0673	0.000445	1.5714	1571.3759
-0.4299	2.6101	1.9191	0.000278	0.7352	735.2484
-0.1294	3.5353	1.1010	0.000160	0.3114	311.4238
-0.1980	4.1775	1.2499	0.000181	0.2992	299.2071
-0.1690	5.0771	1.1847	0.000172	0.2333	233.3342
-0.2387	5.9963	1.3474	0.000195	0.2247	224.7104
-0.3674	6.9113	1.7095	0.000248	0.2474	247.3555
-0.4343	8.0940	1.9346	0.000281	0.2390	239.0182
-0.5693	9.2960	2.4835	0.000360	0.2672	267.1587
-0.7266	10.4631	3.3213	0.000482	0.3174	317.4287
-0.8425	11.9809	4.1151	0.000597	0.3435	343.4764
-0.9866	13.4858	5.3725	0.000779	0.3984	398.3829
-1.1617	13.9021	7.4259	0.001077	0.5342	534.1562
-1.2896	13.8588	9.4073	0.001364	0.6788	678.7932
-1.4138	13.7096	11.8351	0.001717	0.8633	863.2662

Obteniendo así la ecuación que define al polinomio característico de la función, el cual se obtiene trazando la línea de tendencia que obedece a la función siguiente:

$$y = -0.2704x^2 - 0.0774x + 1.6044 \quad \dots\dots\dots (4.1)$$

Derivando la **Ec. 4.1**, se obtiene:

$$y' = -0.5808x - 0.0774 \quad \dots\dots\dots (4.2)$$

Aplicando la Ec. 3.23 a las diferentes velocidades de corte y la Ec. 3.17 se obtiene la velocidad de corte no-Newtoniana y la viscosidad no-Newtoniana, reportándose los resultados calculados en la Tabla 4.7, con los que se obtiene la gráfica de la **Fig. 4.4**.

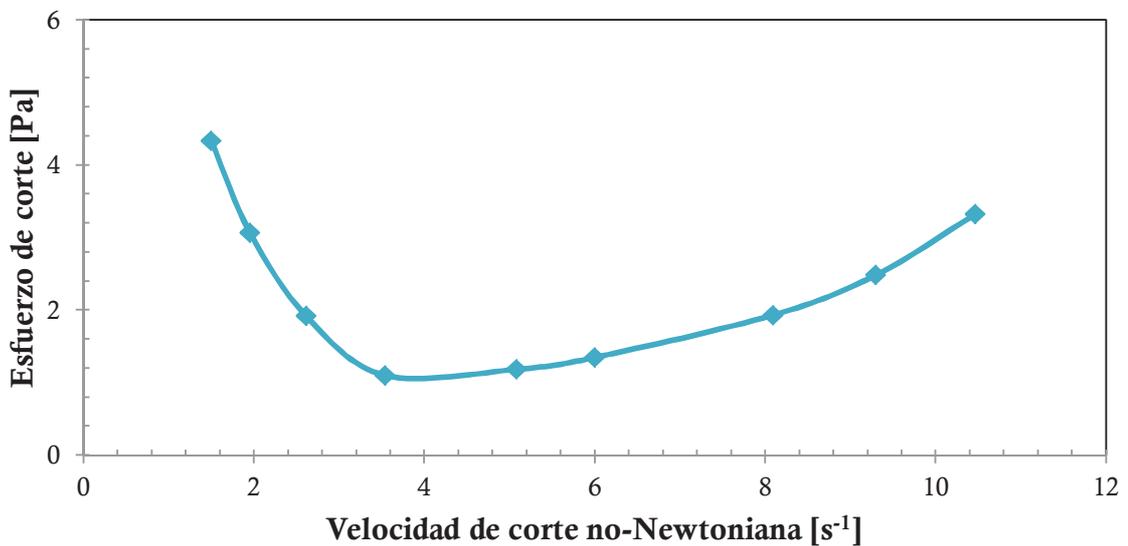


Fig. 4.4. Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch, a 113°C y 2800 *psia* en el yacimiento.

Con los datos reales tanto de la velocidad de corte como de la viscosidad, se trazan las curvas que se muestran el comportamiento reológico real del aceite a las condiciones del yacimiento, **Fig. 4.5** y la ley de potencias, **Fig. 4.6**.

La Fig. 4.5 representa el comportamiento reológico general del aceite extrapesado a condiciones de yacimiento; las velocidades de corte que se manejan son bajas, ya que en el yacimiento se presentan en un rango que va de 0 a 10 [s^{-1}]. Observando la curva, se distinguen dos comportamientos diferentes; el primero varía en el rango comprendido entre $1.4950 \leq \dot{\gamma}_{NN} = 3.5353$, que representa a un sólido elástico, mientras que el segundo modelo se aplica para $\dot{\gamma}_{NN} \geq 3.5353$, resultando el comportamiento dilatante para este aceite.

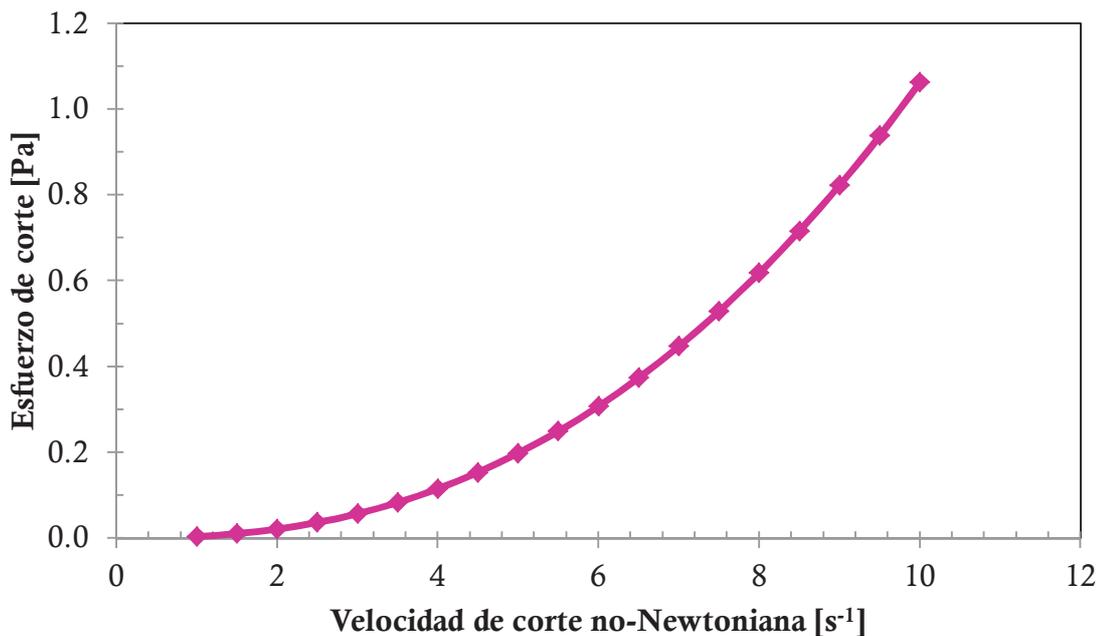


Fig. 4.5. Comportamiento reológico de acuerdo con el modelo matemático determinado a $113^{\circ}C$ y 2800 psia, en el yacimiento.

El modelo matemático que representa el comportamiento dilatante para este aceite es el siguiente:

$$\tau = 0.004\dot{\gamma}_{NN}^{2.4242} \dots\dots\dots (4.3)$$

Considerando solamente las velocidades de corte reales mayores a 3.5353 [s⁻¹], la **Fig. 4.6** muestra claramente el comportamiento de la ley de potencias que caracteriza a este aceite:

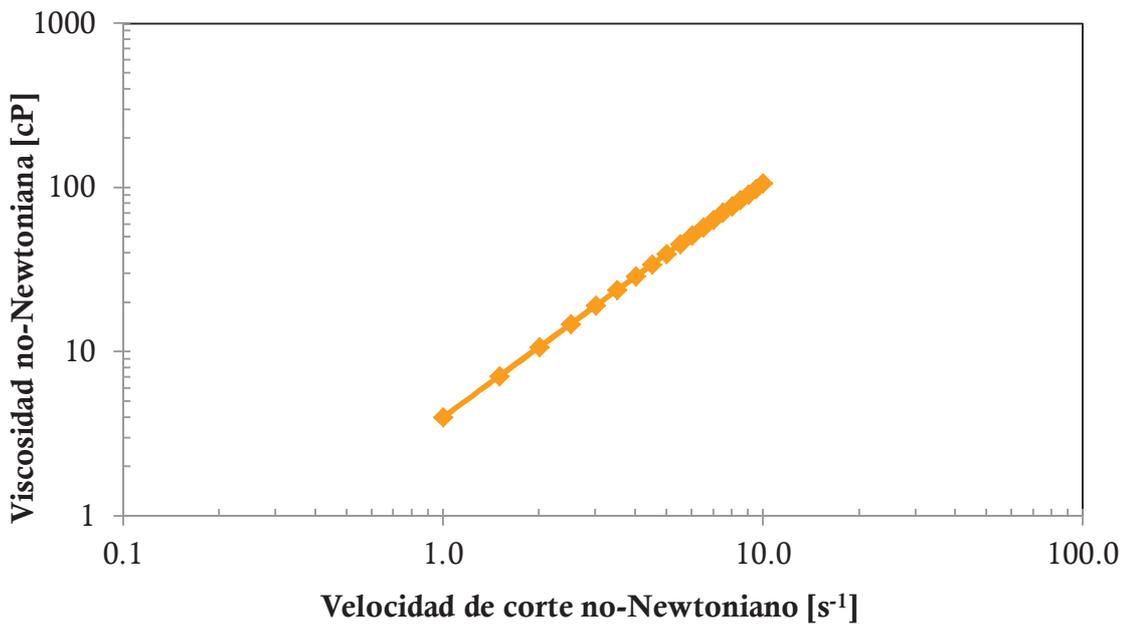


Fig. 4.6 Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático obtenido

Por lo tanto, para la viscosidad no-Newtoniana se obtiene el modelo matemático siguiente:

Para unidades de pascales por segundo [Pa-s], se tiene:

$$\mu_{NN} = 0.004\dot{\gamma}_{NN}^{1.4242} \dots\dots\dots (4.4)$$

Empleando unidades más comunes en la industria petrolera, la viscosidad se expresa en centipoises [cp]:

$$\mu_{NN} = 4\dot{\gamma}_{NN}^{1.4242} \dots\dots\dots (4.5)$$

El comportamiento para la viscosidad no-Newtoniana se presenta en la Fig. 4.6.

Este procedimiento se realizó para otros cuatro valores de presión y dos valores de temperatura diferentes, como se muestra en la **Tabla F.7**; (ver Apéndice F).

Los resultados para las diferentes presiones y temperaturas se reportan en el Apéndice G.

CONCLUSIONES

El objetivo de esta tesis ha sido demostrar de manera experimental, que el comportamiento de la viscosidad de un aceite extrapesado a condiciones de yacimiento, difiere del comportamiento que se presenta a presión atmosférica y temperatura de yacimiento. Con base en los resultados obtenidos se establecen las conclusiones siguientes:

1. Los fluidos no-Newtonianos no tienen un valor constante de la viscosidad, la cual depende de la velocidad de corte, las características del medio poroso y de sus propiedades reológicas.
2. Se presentó el método de Weissenberg-Rabinowitsch para corregir el perfil de las velocidades de corte causadas por la viscosidad del aceite extrapesado, como una solución para determinar el comportamiento reológico del aceite y el modelo de la viscosidad empleando el reómetro capilar.

CONCLUSIONES

3. Se planteó el desarrollo matemático para obtener la velocidad de corte, el esfuerzo de corte y la viscosidad no-Newtoniana, partiendo de mediciones de gasto y de una diferencial de presión.
4. Se comprobó que el comportamiento del crudo extrapesado estudiado en esta tesis a las condiciones de yacimiento, es no-Newtoniano y se puede representar por medio la ley de potencias.
5. Se constató que para este aceite, el comportamiento newtoniano no se presenta para ninguna de las de presiones empleadas y tampoco para las temperaturas utilizadas, comprendidas entre la del yacimiento y la atmosférica.
6. Se mostró que para una presión de 750 psi y 113 °C, se presentan dos comportamientos, lo cual se puede justificar, con la alta concentración de asfaltenos y la interacción asfaltenos-resinas e incluso por la presencia de finos, además a estas condiciones el aceite pasa por el punto de saturación.
7. Se demostró que la temperatura no es el único parámetro que tiene un impacto importante en el comportamiento de la viscosidad, siendo la presión el otro factor que afecta los resultados, además de la composición del aceite.
8. Se determinó que el comportamiento del aceite extrapesado de 10 °API es no-Newtoniano, de tipo dilatante a condiciones de yacimiento, y pseudoplástico para cuando se realiza a presiones inferiores a 1400 *psi* y temperatura de yacimiento.

RECOMENDACIONES

Esta tesis puede ser un punto de partida para realizar trabajos posteriores. Con base en lo anterior, se pueden tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

1. Realizar el experimento con una muestra viva empleando un núcleo con la finalidad de estudiar el flujo de este aceite extrapesado a condiciones cercanas a las reales existentes en el yacimiento, lo que permitirá obtener resultados con mayor confiabilidad.
2. Es recomendable aplicar productos que reduzcan la viscosidad y que modifique la mojabilidad de la roca, después volver a modelar el comportamiento con la intención de acercarse al comportamiento Newtoniano, para tener una mayor recuperación de aceite
3. Contar con un análisis SARA de la muestra de aceite que se emplee antes y después de realizar el experimento, con la finalidad de verificar qué factor impacta más el comportamiento reológico; así mismo se podría comprobar la presencia de parafinas y asfaltenos.

RECOMENDACIONES

4. Se recomienda realizar el procedimiento matemático descrito en esta tesis empleando datos de campo, dado que la gráfica de esfuerzo de corte contra velocidad de corte se puede obtener de manera análoga con la gráfica de las caídas de presión en el yacimiento contra gasto. Estos datos se pueden obtener de una prueba de presión-producción.

5. La corrección de Weissenberg-Rabinowitsch no solo se debe aplicar para los resultados de pruebas realizadas con el reómetro capilar; es decir, puede emplearse para reómetros que cuenten con otra geometrías, por ejemplo, placas paralelas (plato-plato), cono-plato o cono-cono, debido a que las desviaciones del perfil de velocidades no se presentan exclusivamente en el tubo capilar.

6. Se deja abierta la opción de ampliar este trabajo para un yacimiento con varios pozos, con la intención de obtener una correlación que se pueda aplicar al modelo reológico y a la viscosidad.

7. Con los resultados obtenidos de la revisión de la literatura, se observó que existe aún un gran vacío en lo referente a las correlaciones PVT para aceites extrapesados, por lo que se exhorta a comenzar estudios que lleven a darle solución a esta necesidad.

8. Es importante que los simuladores con los que se cuenta en la industria petrolera tengan módulos en los que se trate al aceite con su comportamiento reológico correcto, lo que permitirá obtener predicciones para su comportamiento apegado a la realidad.

REFERENCIAS

1. Ahmadloo, F., Asghari, K. y Nasehi Araghi, M. 2009. Heavy Oil Viscosity Prediction Using Surface Response Methodology. Artículo SPE 2009-131, presentado en Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, junio 16-18. <http://dx.doi.org/10.2118/2009-131>.
2. Akin, S., Castanier, L.M. y Brigham, W.E. 1999. Effect of Temperature on Heavy Oil/Water Relative Permeabilities. Artículo SPE 54120, presentado en International Thermal Operations/Heavy Oil Symposium, Bakersfileds, California, EUA, marzo 17-19. <http://dx.doi.org/10.2118/54120-MS>.
3. Al Adasani, A.A. y Bai, B. 2011. Analysis of EOR Projects and Updated Screening Criteria. *J. Pet. Science and Eng.* **79** (1-2): 10-24. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2011.07.005>.
4. Alboudwarej, H., Felix, J., Taylor, S., et al. 2006. La Importancia del Petróleo Pesado. *Oilfield Review* **8** (otoño): 38-59, http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf [Fecha de acceso 10 de enero de 2010].
5. Amix, J.W., Bass, D.M. Jr. y Whiting, R.L. 1960. *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties*. New York: McGraw-Hill Book Company.

REFERENCIAS

6. Argiller, J.F., Coustet, C. y Hénaut, I. 2002. Heavy Oil Rheology as a Function of Asphaltene and Resin Content and Temperature. Artículo SPE 79496, presentado en SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canadá, noviembre 4-7. <http://dx.doi.org/10.2118/79496-MS>.
7. Ascencio-Cendejas, F., Reyes-Venegas, O. y Nass, M.A. 2006. Thermal Design of Wells Producing Highly Viscous Oils in Offshore Fields in the Gulf of Mexico. Artículo SPE 103903, presentado en SPE First International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Cancún, México, agosto 31 - septiembre 2. <http://dx.doi.org/10.2118/103903-MS>.
8. Bergman, D.F. y Sutton, R.P. 2006. Undersaturated Oil Viscosity Correlation for Adverse Conditions. Artículo SPE 103144, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, septiembre 24-27. <http://dx.doi.org/10.2118/103144-MS>.
9. Chhabra, R.P. y Richardson, J.F. 2008. *Non-Newtonian Flow and Applied Rheology: Engineering Applications*, second edition. Amsterdam: Butterworth-Heinemann/Elsevier.
10. Christopher, R.H. y Middleman, S. 1965. Power-Law Flow through a Packed Tube. *Ind. Eng. Chem. Fund.* **4** (4): 422-426. <http://dx.doi.org/10.1021/i160016a011>.
11. Craft, B.C. y Hawkins, M.F. 1991. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, second edition. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
12. Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., et al. 2002-2003. Yacimientos de Petróleo Pesado. *Oilfield Review* (invierno): 32-55, https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.ashx [Fecha de acceso 10 de septiembre de 2010].
13. De Ghetto, G. y Villa, M. 1994. Reliability Analysis PVT Correlations. Artículo SPE 28904, presentado en European Petroleum Conference, Londres, RU, octubre 25-27. <http://dx.doi.org/10.2118/28904-MS>.
14. De Ghetto, G., Paone, F. y Villa, M. 1995. Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils. Artículo SPE 30316, presentado en SPE International Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canadá, junio 19-21. <http://dx.doi.org/10.2118/30316-MS>.

REFERENCIAS

15. Dullien, F.A.L. 1992. *Porus Media: Fluid Transport and Pore Structure*, second revised edition. San Diego, California: Academic Press.
16. Feali, M. y Kharrat, R. 2008. Feasibility Study of Cyclic VAPEX Process for Low Permeable Carbonate Systems. Artículo IPTC 12833, presentado en International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malasia, diciembre 3-5.
17. Fulem, M., Becerra, M., Anwarul Hasan, M.D., et al. 2008. Phase Behavior of Maya Crude Oil Based on Calorimetry and Rheometry. *Fluid Phase Equilibria* **272** (4): 32-41. <http://dx.doi.org/10.1016/j.fluid.2008.06.005>.
18. Gogarty, W.B. 1967. Rheological Properties of Pseudoplastic Fluids in Porous Media. *SPE J.* **7** (2): 149-160. SPE-1566-A. <http://dx.doi.org/10.2118/1566-A>.
19. Greenkorn, R.A. 1983. *Flow Phenomena in Porous Media: Fundamentals and Applications in Petroleum, Water, and Food Production*. New York: Marcel Dekker.
20. Han, D., Liu, J. y Batzle, M. 2008. Velocity and Dispersion of Heavy Oils. Artículo SEG 2008-1690, presentado en 2008 SEG Annual Meeting, Las Vegas, Nevada, EUA, noviembre 9-14, http://www.rpl.uh.edu/papers/PAPR519_De-hua.pdf [Fecha de acceso 15 de octubre de 2010].
21. Hanafy, H.H., Macary, S.M., Einaby, Y.M., Bayomi, A.A. y El Batanony, M.H. 1997. A New Approach for Predicting the Crude Oil Properties. Artículo SPE 31439, presentado en SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, EUA, marzo 9-11. <http://dx.doi.org/10.2118/37439-MS>.
22. Hossain, M.S., Sarica, C., Zhang, H.-Q., Rhyne, L. y Greenhill, K.L. 2005. Assessment and Development of Heavy-Oil Viscosity Correlations. Artículo SPE 97907, presentado en SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canadá, noviembre 1-3. <http://dx.doi.org/10.2118/97907-MS>.
23. Ikoku, C.U. y Ramey, H.J. Jr. 1979. Transient Flow of Non-Newtonian Power-Law Fluid through Porous Media. *SPE J.* **19** (3): 164-174. SPE-7139-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/7139-PA>.

REFERENCIAS

24. Johnson, E.F., Bossler, D.P. y Naumann, V.O. 1957. Calculating of Relative Permeability from Displacement Experiments. En *Transactions of the Society of Petroleum Engineers*, Vol. 216, 370-372. Dallas, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers of AIME.
25. Kantzas, A., Chatzis, I. y Dullien, F.A.L. 1988. Enhanced Oil Recovery by Inert Gas Injection. Artículo SPE 17379, presentado en SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, abril 16-21. <http://dx.doi.org/10.2118/17379-MS>.
26. Kasraie, M. y Farouq Ali, S.M. 1989. Role of Foam, Non-Newtonian Flow, and Thermal Upgrading in Steam Injection. Artículo SPE 18784, presentado en SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California, EUA, abril 5-7. <http://dx.doi.org/10.2118/18784-MS>.
27. Khan, I.A., McAndrews, K., Jose, J.P., Jamaluddin, A.K.M. y Chetri, H.B. 2006. Reservoir Fluid Analysis Using PVT Express. Artículo SPE 101219, presentado en Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, EAU, noviembre 5-8. <http://dx.doi.org/10.2118/101219-MS>.
28. Little, J.E. y Kennedy, H.T. 1968. A Correlation of the Viscosity of Hydrocarbon Systems with Pressure, Temperature and Composition. *SPE J.* **8** (2): 157-162. SPE-1589-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1589-PA>.
29. Lohrenz, J., Bray, B.G., y Clark, C.R. 1964. Calculating Viscosities of Reservoir Fluids From Their Compositions. *J. Pet Tech* **16** (10): 1171-1176. SPE-915-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/915-PA>.
30. Mackinley, R. M., Jahns, H. O. y Harris, W. W. 1966. Non-Newtonian Flow in Porous Media. *AIChE J.* **12** (1): 17-24. <http://dx.doi.org/10.1002/aic.690120106>.
31. Maini, B. 1998. Is it Futile to Measure Relative Permeability for Heavy Oil Reservoirs? *J. Cdn. Pet. Tech.* **37** (4): 56-62. <http://dx.doi.org/10.2118/98-04-06>.

REFERENCIAS

32. Martínez Hernández, D.S. 2009. Simulación Numérica del Flujo Cuasi-Estacionario de Fluidos No-Newtonianos en Tubos con Elementos Insertados Dinámicos. Tesis de Licenciatura, Universidad Politécnica de Cartagena, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Cartagena de Indias, Colombia,
<http://repositorio.bib.upct.es/dspace/bitstream/10317/950/1/pfc3033.pdf> [Fecha de acceso 20 de octubre de 2010].
33. Meter, D.M. y Bird, B. 1964. Tube Flow of Non-Newtonian Polymer Solutions: Part I. Laminar Flow and Rheological Models. *AIChE J.* **10** (6): 878-880.
<http://dx.doi.org/10.1002/aic.690100619>.
34. Odeh, A. S. y Yang, H. T. 1979. Flow of Non-Newtonian Power-Law Fluid through Porous Media. *SPE J.* **19** (3): 155-163. SPE-7150-PA.
<http://dx.doi.org/10.2118/7150-PA>.
35. Omar, A.E., Desouky, S.M. y Karama, B. 1991. Rheological Characteristics of Saudi Crude Oil Emulsions. *J. Pet. Science and Eng.* **6** (2): 149-160.
[http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105\(91\)90034-K](http://dx.doi.org/10.1016/0920-4105(91)90034-K).
36. Pemex Exploración y Producción. 2009. Las Reservas de los Hidrocarburos de México 1 de Enero de 2009,
<http://www.ri.pemex.com/files/content/Libro%202009.pdf> [Fecha de acceso 18 de enero de 2010].
37. Poon, D. y Kisman, K. 1992. Non-Newtonian Effects on the Primary Production of Heavy Oil Reservoirs. *J. Cdn. Pet. Tech.* **31** (7): SPE-92-07-06.
<http://dx.doi.org/10.2118/92-07-06>.
38. Reyes Pedraza, O. 2007. Determinación del Modelo Reológico a Condiciones de Presión de Yacimiento de una Mezcla Preservada de Hidrocarburos. Tesis de Maestría, IPN, ESIME, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, México, D.F.
39. Sadowski, T.J. 1965. Non-Newtonian Flow through Porous Media. II. Experimental. *Trans. Soc. Rheol.* **9** (2): 251-271.
<http://dx.doi.org/10.1122/1.549023>.
40. Sadowski, T.J. y Bird, R.B. 1965. Non-Newtonian Flow through Porous Media. I. Theoretical. *Trans. Soc. Rheol.* **9** (2): 243-250.
<http://dx.doi.org/10.1122/1.549000>.

REFERENCIAS

41. Savins, J.G. 1969. Non-Newtonian Flow through Porous Media. *Ind. Eng. Chem.* **61** (10): 18-47. <http://dx.doi.org/10.1021/ie50718a005>.
42. Schlumberger. 2006. PVT Express: Accurate, Mobile Fluid Analysis Service, http://www.slb.com/~media/Files/testing/brochures/reservoir/pvt_express_brochure.ashx [Fecha de acceso 25 de mayo de 2011].
43. Schramn, G. 2000. *A Practical Approach to Rheology and Reometry*, second edition. Karlsruhe, Federal Republic of Germany: Gebrueder HAAKE GmbH, <http://www.polymer.cn/bbs/File/UserFiles/UpLoad/200904010309415s.pdf> [Fecha de acceso 1 de febrero de 2012].
44. Sochi, T. 2007. Pore-Scale Non-Newtonian Fluids in Porous Media. PhD dissertation, Imperial College London, Department of Earth Science and Engineering, Londres, RU, <http://arxiv.org/pdf/1011.0760.pdf> [Fecha de acceso 7 de junio de 2011].
45. Sochi, T. 2010. Flow Non-Newtonian Fluids in Porous Media. *J. Polym. Sci., Part B: Polym. Phys.* **48** (23): 2437-2767. <http://dx.doi.org/10.1002/polb.22144>.
46. Son, Y. 2006. Determination of Shear Viscosity and Shear Rate from Pressure Drop and Flow Rate Relationship in a Rectangular Channel. *Polymer* **48** (2): 632-637. <http://dx.doi.org/10.1016/j.polymer.2006.11.048>.
47. Sutton, R.P. y Farshad, F. 1990. Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Gulf of Mexico Crude Oils. *SPE Res Eng* **5** (1): 79-86. SPE-13172-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/13172-PA>.
48. Taber, J.J., Martin, F.D. 1997. EOR Screening Criteria Revisited—Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Res Eng* **12** (3): 189-198. SPE-35385-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/35385-PA>.
49. Taber, J.J., Martin, F.D. y Seright R.S. 1997. EOR Screening Criteria Revisited—Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. *SPE Res Eng* **12** (3): 199-206. SPE-39234-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/39234-PA>.
50. van Poolen, H.K. y Jargon, J.R. 1969. Steady-State and Unsteady-State Flow of Non-Newtonian Fluids through Porous Media. *SPE J.* **9** (1): 80-88. SPE-1567-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1567-PA>.

REFERENCIAS

51. Wu, Y.-S. y Pruess, K. 1996. Flow of Non-Newtonian Fluids in Porous Media. En *Advances in Porous Media*, ed. M. Y. Corapcioglu. Cap. 2, 87-184. Amsterdam: Elsevier.

NOMENCLATURA

b	=	ordenada al origen (parámetro de la ecuación de una recta), Apéndice G
B	=	consistencia del flujo para un fluido tipo plástico de Bingham
c_o	=	compresibilidad del aceite, Pa^{-1} , [psi ⁻¹]
$F_{1,2}$	=	fuerzas hidrostáticas en el tubo capilar, Pa, [psi]
F_3	=	fuerza aplicada a lo largo del desplazamiento en el tubo capilar, Pa, [psi]
F	=	parámetro adimensional para determinar μ_{ol} en el Apéndice A
H	=	consistencia del flujo (parámetro del modelo de ley de potencias), $\text{Pa} \cdot \text{s}^n$
k	=	permeabilidad, m^2 , [md]
L	=	longitud del capilar, m, [ft]
m	=	pendiente de una recta, Apéndice G
n	=	índice de comportamiento de flujo (parámetro del modelo de ley de potencias), adimensional
n'	=	pendiente de la derivada del polinomio de ajuste
p	=	presión, Pa, [psi]
p_b	=	presión de burbujeo, Pa, [psi]
p_g	=	presión del gas, Pa, [psi]
p_{sep}	=	presión en el separador, Pa, [psi]
p_y	=	presión de yacimiento, Pa, [psi]

NOMENCLATURA

Q	=	gasto del fluido a través del tubo capilar, m ³ /s, [bl/día]
r	=	radio interno del capilar, m, [ft]
R	=	radio del capilar, m, [ft]
R_s	=	relación de solubilidad de gas en el aceite, ft ³ /bbl
t	=	tiempo, s
T	=	Temperatura, °C, [°F]
T_g	=	Temperatura, °C, [°F]
T_{sep}	=	temperatura en el separador, °C, [°F]
T_y	=	temperatura en el yacimiento, °C, [°F]
u	=	velocidad de Darcy, cm/s ²
v_x	=	velocidad del flujo en la dirección x , cm/s ²
x	=	abscisa (parámetro de la ecuación de una recta), Apéndice G
x	=	dirección del flujo en coordenadas cartesianas (adimensional)
y	=	ordenada (parámetro de la ecuación de una recta), Apéndice C
y	=	parámetro adimensional para determinar μ_{ol} , Apéndice A

Símbolos Griegos

α	=	exponente (parámetro en la Ec. 2.1)
γ_g	=	densidad del gas, gr/cm ³
γ_{gcorr}	=	densidad del gas corregida, gr/cm ³
$\dot{\gamma}$	=	velocidad de corte, s ⁻¹
$\bar{\dot{\gamma}}$	=	velocidad de corte promedio, s ⁻¹

NOMENCLATURA

$\dot{\gamma}_a$	=	velocidad de corte aparente, s^{-1}
$\dot{\gamma}_N$	=	velocidad de corte Newtoniana, s^{-1}
$\dot{\gamma}_{NN}$	=	velocidad de corte no-Newtoniana, s^{-1}
$\dot{\gamma}_p$	=	velocidad de corte en la pared, s^{-1}
$\dot{\gamma}_r$	=	velocidad de corte real, s^{-1}
$\dot{\gamma}_{rx}$	=	velocidad de corte en coordenadas radiales, s^{-1}
δ_o	=	densidad específica °API
ζ	=	Coefficiente normal del esfuerzo, Pa, [psi]
η^*	=	viscosidad compleja, Pa·s, [cp]
μ	=	viscosidad del aceite, Pa·s, [cp]
μ_a	=	Viscosidad aparente del aceite, Pa·s, [cp]
μ_{ef}	=	Viscosidad efectiva del aceite, Pa·s, [cp]
μ_o	=	viscosidad del aceite bajosaturado, Pa·s, [cp]
μ_{od}	=	viscosidad del aceite a condiciones de superficie, Pa·s, [cp]
μ_{ol}	=	viscosidad del aceite (saturado de gas), Pa·s, [cp]
μ_0	=	viscosidad cero, Pa·s, [cp]
μ_∞	=	viscosidad infinita, Pa·s, [cp]
π	=	Constante adimensional=3.141592
τ	=	Esfuerzo de corte, Pa, [psi]
τ	=	momentum de tensión ó esfuerzo de deformación en la Ec. 2.1, Pa, [psi]
τ_m	=	parámetro de la Ec. 2.1, Pa, [psi]
τ_p	=	esfuerzo de corte en la pared del tubo capilar, Pa, [psi]
τ_{rx}	=	esfuerzo de corte en coordenadas radiales, Pa, [psi]
τ_x	=	esfuerzo de corte en la dirección x , Pa, [psi]
ϕ	=	Porosidad, fracción [%]

Subíndices

0	=	Cero
∞	=	Infinito
<i>a</i>	=	Aparente
<i>b</i>	=	en el punto de burbuja
<i>ef</i>	=	Efectiva
<i>g</i>	=	Gas
<i>g_{corr}</i>	=	gas corregida
<i>N</i>	=	Newtoniano
<i>NN</i>	=	no-Newtoniano
<i>o</i>	=	Aceite
<i>od</i>	=	aceite a condiciones de superficie
<i>ol</i>	=	aceite saturado de gas
<i>p</i>	=	pared del tubo capilar
<i>r</i>	=	radio interno del capilar
<i>rx</i>	=	coordenadas radiales
<i>sep</i>	=	Separador
<i>s</i>	=	solubilidad de gas en el aceite
<i>x</i>	=	dirección del flujo
<i>y</i>	=	Yacimiento

Superíndices

<i>B</i>	=	índice del comportamiento del flujo para un fluido de tipo plástico de Bingham
<i>n</i>	=	índice del comportamiento del flujo para un fluido de tipo ley de potencias

APÉNDICE A

CORRELACIONES MODIFICADAS PARA LOS ACEITES PESADOS Y EXTRAPESADOS POR DIFERENTES AUTORES

En este apéndice, se presentan las ecuaciones que se han desarrollado para estimar las propiedades PVT de aceites pesados y extrapesados.

Las ecuaciones que aquí se presentan se tomaron el artículo Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy oils, **(De Ghetto y cols., 1995)**.

Analizaron los trabajos de autores cuyo trabajo ha sido desarrollar correlaciones para estimar las propiedades de los aceites pesados y extrapesados.

A.1 PRESIÓN EN EL PUNTO DE BURBUJEO p_b

Aceites Pesados: Correlación Modificada de Standing:

$$p_b = 15.7286 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.7885} \frac{10^{0.00207T}}{10^{0.0142\delta_o}} \right] \cdot \dots \dots \dots (A.1)$$

Correlación de Agip:

$$p_b = 21.4729 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.7646} \frac{10^{0.00119T}}{10^{0.0101\delta_o}} \right] \cdot \dots \dots \dots (A.2)$$

A.2 Relación de Solubilidad R_s

Aceites Extrapesados: Correlación Modificada de Standing:

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{P_b}{10.7025} 10^{0.0169\delta_o - 0.00156T} \right)^{1.1128} \cdot \dots \dots \dots (A.3)$$

Aceites Pesados: Correlación de Vázquez-Beggs:

$$R_s = \frac{\gamma_{gcorr} P_b^{1.2057}}{56.434} 10^{10.9267\delta_o/(T+460)} \quad \dots\dots\dots (A.4)$$

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g p_{sep} \left[1 + 0.5912\delta_o T_{sep} \log\left(\frac{p_{sep}}{114.7}\right) 10^{-4} \right] \quad \dots\dots\dots (A.5)$$

Correlación de Agip: Correlación Modificada de Vázquez–Beggs:

$$R_s = \frac{\gamma_{gcorr} P_b^{1.1535}}{37.966} 10^{9.441\delta_o/(T+460)} \quad \dots\dots\dots (A.6)$$

Para determinar γ_{gcorr} se debe emplear la **Ec. A.5**.

A.3 COMPRESIBILIDAD c_o

Aceites Extrapesados: Correlación Modificada de Standing

$$c_o = \frac{-889.6 + 3.1374R_s + 20T_g - 627.3\gamma_{gcorr} - 81.4476\delta_o}{p_g 10^5} \quad \dots\dots\dots (A.7)$$

Aceites Pesados: Correlación Modificada de Vázquez-Beggs:

$$c_o = \frac{-2841.8 + 2.9646R_s + 25.5439T_g - 1230.5\gamma_{gcorr} + 41.91\delta_o}{p_g 10^5} \dots\dots\dots (A.8)$$

Correlación de Agip:

$$c_o = \frac{-1682.8 + 4.133R_s + 22.12T_g - 1323.8\gamma_{gcorr} + 10.5\delta_o}{p_g 10^5} \dots\dots\dots (A.9)$$

A.4 VISCOSIDAD DEL ACEITE MUERTO μ_{od}

Aceites Extrapesados: Correlación Modificada de Kartoatmodjo:

$$\log \cdot \log(\mu_{od} + 1) = 1.90296 - 0.012619\delta_o - 0.61748 \log(T_g) \dots\dots\dots (A.10)$$

Aceites Pesados: Correlación Modificada de Egbogah-Jack:

$$\log \cdot \log(\mu_{od} + 1) = 2.06492 - 0.0179\delta_o - 0.70226 \log(T_g) \dots\dots\dots (A.11)$$

Correlación de Agip

$$\log \cdot \log(\mu_{od} + 1) = 1.8513 - 0.025558\delta_o - 0.5638 \log(T_g) \quad \dots\dots\dots (A.12)$$

A.5 Viscosidad del Aceite Saturado de Gas μ_{ol}

Aceites Extrapesados: Correlación Modificada de Kartoatmodjo:

$$\mu_{ol} = 2.3945 + 0.8927F + 0.00157F^2 \quad \dots\dots\dots (A.13)$$

$$F = \left(-0.0335 + 1.0785 \cdot 10^{-0.000845R_s}\right) \mu_{od}^{0.5798+0.3432} \quad \dots\dots\dots (A.14)$$

$$y = 10^{-0.00081R_s} \quad \dots\dots\dots (A.15)$$

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g p_{sep} \left[1 + 0.1595 API^{0.4078} (T_{sep})^{-0.2466} \log\left(\frac{p_{sep}}{114.7}\right) \right] \quad \dots\dots\dots (A.16)$$

Aceites Pesados: Correlación Modificada Egboah-Jack:

$$\mu_{ol} = -0.6311 + 1.078F + 0.003653F^2, \dots \text{ (A.17)}$$

$$F = \left(0.2478 + 0.6114 \cdot 10^{-0.000845R_s}\right) \mu_{od}^{(0.4731+0.5158y)}, \dots \text{ (A.18)}$$

El factor y se obtiene con la **Ec. A.15**.

Correlación de Agip:

$$\mu_{ol} = -0.032124 + 0.9289F + 0.02865F^2, \dots \text{ (A.19)}$$

$$F = \left(0.1615 + 0.7024 \cdot 10^{-0.000583R_s}\right) \mu_{od}^{(0.172+0.7881y)}, \dots \text{ (A.20)}$$

$$y = 10^{-0.000396R_s}, \dots \text{ (A.21)}$$

A.6 VISCOSIDAD DE UN ACEITE BAJOSATURADO μ_o

Aceites Extrapesados: Correlación Modificada de Labedi:

$$\mu_o = \mu_{ol} - \left[\left(1 - \frac{p}{p_b} \right) \left(\frac{10^{-2.19} \mu_{od}^{1.055} p_b^{0.3132}}{10^{0.0099\delta_o}} \right) \right] \cdot \dots\dots\dots (A.21)$$

Aceites Pesados: Correlación Modificada de Kartoatmodjo:

$$\mu_o = 0.9886\mu_{ol} + 0.002763(p - p_b) \left(-0.01153\mu_{ol}^{1.7933} + 0.0316\mu_{ol}^{1.5939} \right) ,$$

..... (A.22)

$$\gamma_{corr} = \gamma_g p_{sep} \left[1 + 0.1595 API^{0.4078} (T_{sep})^{-0.2466} \log \left(\frac{p_{sep}}{114.7} \right) \right] \cdot \dots\dots\dots (A.23)$$

Correlación de Agip:

$$\mu_o = \mu_{ol} - \left[\left(1 - \frac{p}{p_b} \right) \left(\frac{10^{-1.9} \mu_{od}^{0.7423} p_b^{0.5026}}{10^{0.0243\delta_o}} \right) \right] \cdot \dots\dots\dots (A.24)$$

A.7 RANGOS DE APLICACIÓN

En la **Tabla A.1** se muestran los rangos de aplicación para determinar las correlaciones, con la finalidad de estimar las propiedades consideradas por los autores.

Tabla A.1 Rangos de aplicación para las correlaciones de Agip.

Propiedad	Unidad	Rango de aplicación
Densidad específica	°API	6.0-22.0
Presión en el yacimiento	psia	1038.49-7411.54
Temperatura en el yacimiento	°F	131.4-250.7
Relación de solubilidad de gas en el aceite	ft ³ /bbl	17.21-640.25
Presión de burbujeo	psia	208.86-4021.96
Presión en el separador	psia	14.5-752.2
Temperatura en el separador	°F	59.0-117.8
Viscosidad del aceite	cp	7.7-1386.9
Viscosidad del aceite saturado de gas	cp	2.1-295.9
Viscosidad del aceite bajosaturado	cp	2.4-354.6

APÉNDICE B

PVT Express

El PVT Express es un sistema de análisis de fluidos que se realiza en el campo, que provee datos del fluido del yacimiento de manera rápida que los experimentos PVT convencionales que se efectúan en las celdas; con esta técnica se pueden analizar muestras tomadas en diferentes posiciones localizadas a lo largo de la trayectoria de flujo de los hidrocarburos; por ejemplo:

- Muestras tomadas en el cabezal del pozo a condiciones monofásicas.
- Muestras tomadas en agujero descubierto.
- Muestras de fondo tomadas con línea de acero y sarta de prueba.

El proceso PVT Express consta de cuatro módulos diferentes, en los que se obtiene la información que se incluirá en los resultados finales:

1. PVT-XPM: Consiste en una celda PVT y una unidad de transferencia de alta presión, la cual permite obtener las propiedades del fluido a condiciones del yacimiento.
2. PVT-XPLT: Este módulo muestra los datos obtenidos en el módulo PVT-XPM y los convierte en una señal digital, para que puedan ser registrados en tiempo real por una computadora.
3. PVT-XPC: Es un cromatógrafo portátil, con capacidad para analizar los gases hidrocarburos hasta C_{12} y los líquidos hasta C_{36+} .
4. PVT-XGOR: Es el sistema de medición para obtener la relación gas-aceite (RGA).

Además de estos módulos, el equipo que incluye el PVT Express cuenta con un densímetro y viscosímetro que utilizan para obtener propiedades del aceite a condiciones de tanque.

Una vez que se han realizados las mediciones correspondientes, estos datos se procesan a través de redes neuronales artificiales (PVT EXPERT), para obtener por similitud con respecto a los resultados PVT que contiene esta base de información, el complemento para los datos PVT medidos, de tal forma que conjuntamente constituyen el resultado final reportado en este tipo de análisis.

B.1 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS DE LA PRUEBA PVT EXPRESS

Los datos que se analizan en esta tesis, provienen de una prueba PVT Express donde se utiliza el procedimiento siguiente:

Una alícuota de muestras se analizó mediante la Prueba de Relación Gas-Aceite Instantánea (GOR) y Prueba de Expansión a Composición Constante (CEE), para obtener la composición original del fluido, las propiedades de los fluidos a condiciones ambientales y de yacimiento, así como la presión de saturación. Con los datos obtenidos y el empleo de redes neuronales, se predicen los resultados finales del PVT. La Prueba de Liberación Diferencial y la Prueba de Separadores de Campo no se realizan.

Este tipo de pruebas puede aplicarse en proyectos de exploración, desarrollo y producción de los campos. Dentro de sus beneficios está el ahorro de tiempo y dinero, debido a que el análisis se realiza en cuestión de horas (para aceites pesados, las pruebas se efectúan en un tiempo promedio de 24 a 48 hrs.). sin embargo, debido a que siempre es preferible que se midan directamente las propiedades de los hidrocarburos, es necesario llevar a cabo PVTs convencionales.

APÉNDICE C

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA MECÁNICA DE LOS FLUIDOS.

La mecánica de los fluidos, como área de estudio tiene diversas aplicaciones experimentales; se han desarrollado modelos matemáticos con la finalidad de caracterizar a los diferentes fluidos, uno de ellos, los aceites extrapesados —tema y análisis del presente trabajo—. Dentro de la mecánica de fluidos se tiene una clasificación en la cual están definidas las características de cada tipo de fluido, **Fig. C.1.**

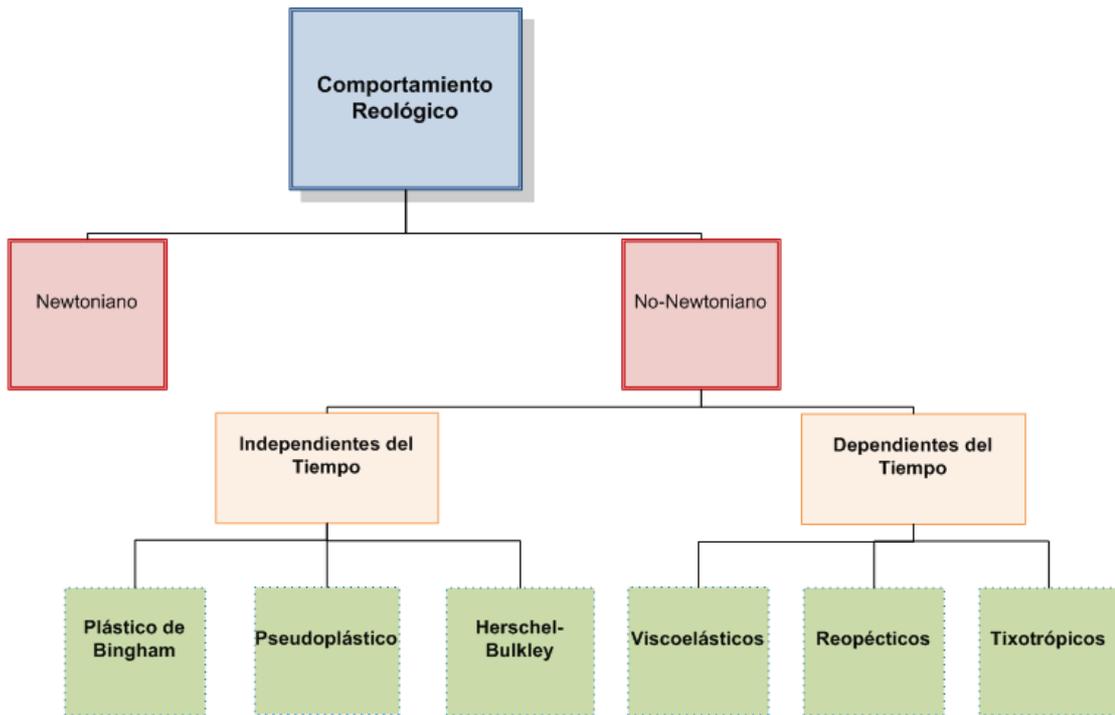


Fig. C.1. Clasificación de los fluidos de acuerdo a su comportamiento reológico.

C.1 MODELOS REOLÓGICOS GENERALES

C.1.1 Newtonianos

Este tipo de fluidos presentan una relación lineal entre el esfuerzo de corte o esfuerzo cortante (τ), que es la fuerza por unidad de área aplicada paralelamente al desplazamiento y la velocidad de corte o de deformación ($\dot{\gamma}$), que se refiere al gradiente de velocidades del fluido a lo largo de su trayectoria. Lo anterior indica una viscosidad constante (μ), que mide la facilidad con que fluye el fluido a diferentes velocidades de corte. Los fluidos Newtonianos son los que presentan el

comportamiento más sencillo al tener una viscosidad constante, como se observa en la Fig. C.2.

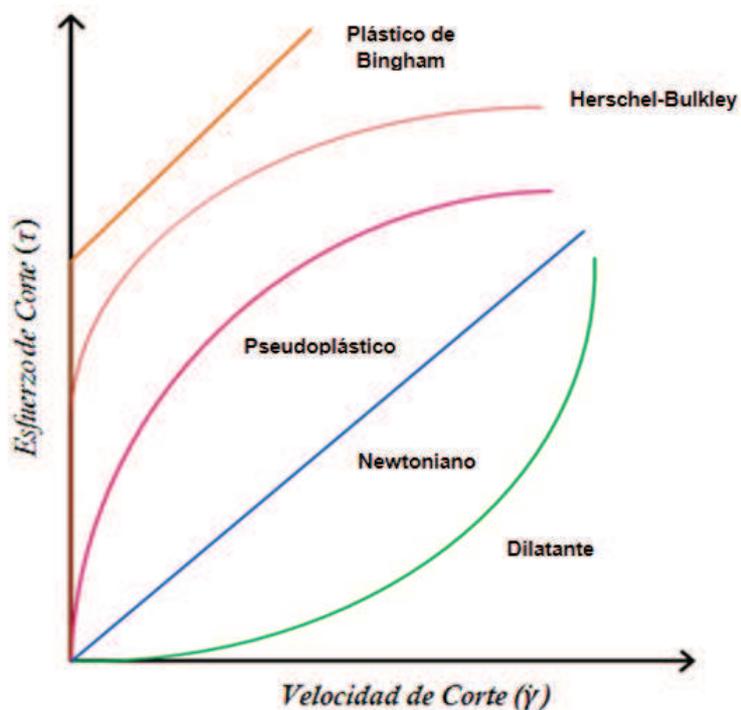


Fig. C.2 Fluidos independientes del tiempo.

La característica más importante de los fluidos Newtonianos consiste en que la viscosidad es linealmente dependiente del esfuerzo de corte y por ende, dependiente de la velocidad de corte; además la viscosidad de este tipo de fluido es independiente del tiempo.

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad \dots\dots\dots (C.1)$$

C.1.2 No-Newtonianos

De acuerdo con la relación del esfuerzo y la velocidad de corte, los fluidos que no cumplan con la relación lineal, serán llamados no-Newtonianos. Existen dos grupos principales: los independientes y los dependientes del tiempo; en este último grupo que comprende tres comportamientos especiales, se tiene otra clasificación específica: reopécticos, tixotrópicos y los viscoelásticos. A continuación se describen de manera breve los comportamientos de cada uno de estos fluidos. Fig. C.2.

C.1.2.1 Independientes del tiempo

En diversos estudios reportados en la literatura, se han desarrollado modelos para los fluidos cuyo comportamiento no depende del tiempo (t), estos fluidos pertenecen a los que muestran un gradiente de la velocidad de corte único, pero no es lineal en función del esfuerzo de corte instantáneo. En estos modelos el esfuerzo es función de la velocidad de corte:

$$\tau = f(\dot{\gamma}) \quad \dots\dots\dots (C.2)$$

Los fluidos no-Newtonianos independientes del tiempo, pueden caracterizarse por medio de la variación de las curvas del esfuerzo de corte (τ) contra la velocidad de corte ($\dot{\gamma}$), como se muestra en la Fig. C.2 la cual ilustra los tipos de comportamiento

más representativos, analizados hasta la actualidad. A continuación se describen brevemente estos fluidos.

C.1.2.1.1 Plásticos de Bingham

Estos fluidos requieren la aplicación de un esfuerzo mínimo (τ_0) antes de empezar a fluir; es decir, para valores inferiores a este esfuerzo se comportan elásticamente y al superar dicho valor, muestran un comportamiento similar al de un fluido Newtoniano, Fig. C.2, por lo que se representan como:

$$\tau = \tau_0^B + \mu_B(\dot{\gamma}) \quad \dots\dots\dots (C.3)$$

C.1.2.1.2 Fluidos pseudoplásticos y dilatantes

Muestran una relación no lineal entre el esfuerzo de corte (τ) y la velocidad de corte ($\dot{\gamma}$), que en los casos de los fluidos pseudoplástico y dilatante se representa por La Ley de Potencias, la cual se expresa por medio de la **Ec. C.4**:

$$\tau = H(\dot{\gamma})^n \quad \dots\dots\dots (C.4)$$

Tomando logaritmos de la Ec. C.4:

$$\log \tau = n \log \dot{\gamma} + \log H \quad \dots\dots\dots (C.5)$$

La viscosidad de acuerdo a la ley de Newton Ec. C.1 y la Ec. C.4, se describen en la forma siguiente:

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} = H (\dot{\gamma})^{n-1} \quad \dots\dots\dots (C.6)$$

Donde (H) y (n) son parámetros del modelo de flujo, (H) se conoce como consistencia de flujo, mientras que (n) es el índice de comportamiento del flujo. Para los fluidos Pseudoplásticos se debe cumplir que $n < 1$, mientras que para los fluidos dilatantes se cumple que $n > 1$.

La ley de potencias representa al fluido newtoniano cuando $n = 1$. El comportamiento de la viscosidad con el modelo de La Ley de Potencias tanto para fluidos pseudoplásticos como para dilatantes se muestra en la **Fig. C.3**.

El comportamiento de la viscosidad a velocidades de corte bajas en un rango de 0 a 0.001 [s⁻¹] y velocidades de corte altas mayores a 100 [s⁻¹], muestran un comportamiento Newtoniano, estas zonas son conocidas como primer y segundo plateau de Newton, a diferencia de la zona de velocidades de corte que abarca un rango muy amplio de velocidades de corte que van de $0.001 \geq \dot{\gamma} < 100$ [s⁻¹], Fig. C.3.

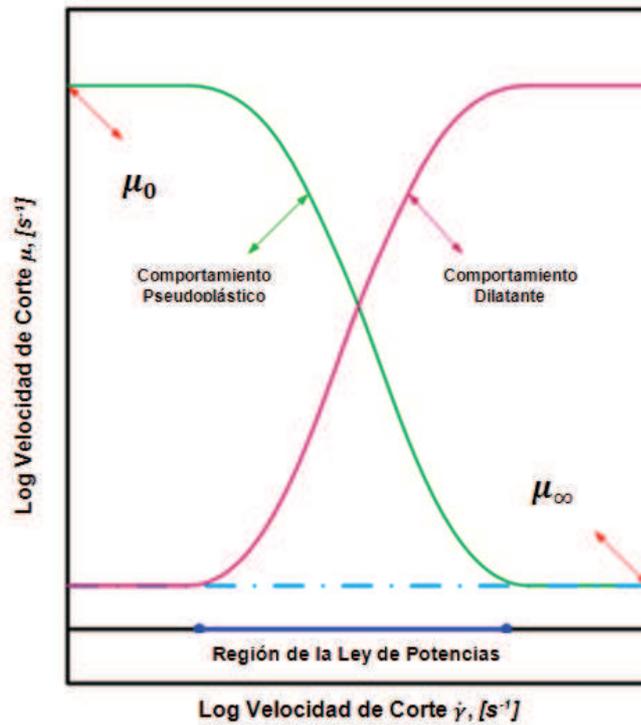


Fig. C.3 Representación de la ley de potencias para fluidos pseudoplásticos y dilatantes

C.1.2.1.3 Los plásticos generales o de Herschel-Bulkley

Representan un comportamiento más general que engloba todos los anteriores por medio de la ecuación siguiente:

$$\tau = \tau_0^H + H(\dot{\gamma})^n \dots \dots \dots (C.7)$$

Este comportamiento requiere de un esfuerzo inicial para comenzar a fluir, al alcanzar el punto de cedencia, el comportamiento que presenta es del tipo ley de potencias.

C.1.2.2 Dependientes del tiempo

Los fluidos dependientes del tiempo, tienen una relación más compleja del esfuerzo de corte y la velocidad de corte, **Fig. C.4**. En estos fluidos la velocidad de corte depende no sólo del esfuerzo cortante, sino también del tiempo de relajación, este tiempo es el que tardan las partículas del fluido en acomodarse mientras se adelgazan o se engrosan, es decir, si las partículas al acomodarse se adelgazan, se presenta el comportamiento Reopéctico, por otra parte, si estas partículas se engrosan, entonces el fluido será de carácter Tixotrópico. **Fig. C.5**.

C.1.2.2.2 Reopécticos y Tixotrópicos

Estos fluidos se clasifican en tixotrópicos y reopécticos, dependiendo de si el esfuerzo cortante tiende a disminuir o aumentar con el tiempo, a una velocidad de corte determinada y bajo una temperatura constante.

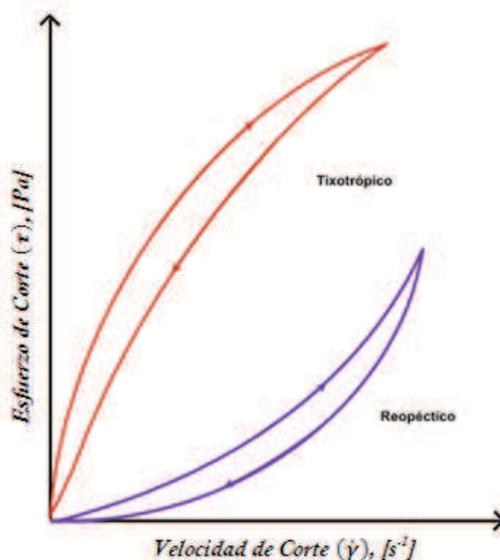


Fig. C.4 Comportamiento de los fluidos no-Newtonianos dependientes del tiempo, (**Wu y cols., 1983**).

El comportamiento de los fluidos no-Newtonianos dependientes del tiempo a velocidades de corte determinadas, se muestra en la Fig. C.5., en función del esfuerzo de corte con respecto al tiempo de relajación.

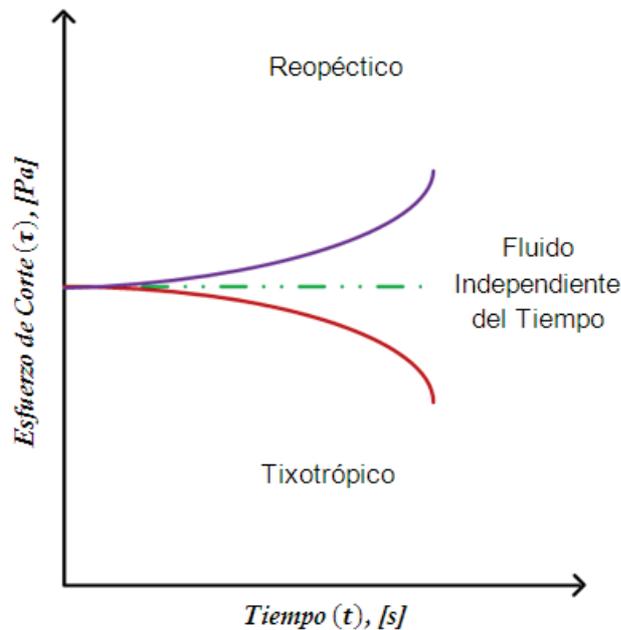


Fig. C.5 Comportamiento del esfuerzo de corte respecto al tiempo de relajación, (Wu y cols., 1983).

C.1.2.2.2 Viscoelásticos

Un fluido viscoelástico presenta propiedades tanto elásticas como viscosas; este tipo de fluidos muestra una respuesta retardada en el tiempo frente a la respuesta elástica que es teóricamente instantánea.

Las propiedades reológicas de una sustancia dependen de su comportamiento histórico, el cual no puede describirse solamente por la relación existente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, sino también debe incluirse la derivada en el tiempo de ambos parámetros.

Uno de los modelos más aplicados para obtener esta predicción del comportamiento de los fluidos pseudoplásticos ha sido el de Maxwell.

La determinación del comportamiento reológico de los aceites a través del medio poroso, es un factor importante para poder comprender de qué manera fluyen y cómo logran llegar hasta los pozos, ya que durante su recorrido pasan por diversos cambios bruscos que alteran de algún modo la configuración de las partículas de los aceites, haciendo que su comportamiento se vea modificado. Los cambios pueden ocurrir como resultado de la disminución de la temperatura, caídas de presión drásticas, presencia de sólidos, depositación de asfáltenos, entre otros.

La descripción precisa del flujo es necesaria para determinar el diseño del desplazamiento que se deberá emplear para la recuperación óptima de los aceites extrapesados, el cual requiere la obtención de su comportamiento reológico, expresado por una ecuación que relacione el esfuerzo τ y la velocidad de corte $\dot{\gamma}$, en cualquier punto de su trayectoria en el medio poroso.

APÉNDICE D

RECUPERACIÓN MEJORADA PARA ACEITES EXTRAPESADOS

El flujo de fluidos no-Newtonianos a través del medio poroso, ha recibido una atención especial debido a las aplicaciones múltiples en las que se pueden presentar estos comportamientos en la industria petrolera. Por ejemplo, las soluciones de polímeros, las microemulsiones, y las espumas que se inyectan a menudo en el yacimiento en los diversos procesos de recuperación mejorada de petróleo.

Los parámetros de selección y los rangos de aplicación de los métodos de recuperación, son una limitante para su aplicación y aprovechamiento en los campos mexicanos, debido a las condiciones naturales que se tienen, como por ejemplo: la profundidad, la temperatura, la presión, la ubicación marina de algunos yacimientos, etc.

APÉNDICE D

Para el manejo de aceites extrapesados es necesario conocer su comportamiento en el yacimiento, ya que la temperatura es el parámetro principal que más los afecta y los vuelve inestables cuando se alcanzan los límites de aplicación. Es importante señalar que estos rangos de aplicación dependen del tipo de fluido que se inyecte y de las propiedades particulares de los fluidos.

APÉNDICE E

VELOCIDAD DE FLUJO EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORTE Y SU RELACIÓN ENTRE LA VELOCIDAD DE CORTE Y EL GRADIENTE DE PRESIÓN, PARA UN FLUIDO NO-NEWTONIANO EN EL MEDIO POROSO.

Otra manera de relacionar la velocidad de corte con la velocidad de flujo descrita por la ecuación de Darcy es empleando la ecuación de Blake-Kozeny para la ley de potencias, que considera flujo laminar de fluido no-Newtoniano, modificada por Christopher y Middleman quienes obtuvieron esta relación a través de dos experimentos que realizaron, el primero fue empleando un reómetro capilar como el que se ha desarrollado para esta tesis, el segundo fue realizado con un núcleo por el cual fluyeron

una sustancia con comportamiento no-Newtoniano y compararon ambos resultados, (la **Ec. E.1**, **Ec. E.2** y **Ec. E3** han sido tomadas del documento desarrollado por **Yu-Shu Wu y Pruess, 1983**), el modelo se muestra a continuación:

$$u = \left(\frac{k}{\mu_{ef}} \frac{\Delta p}{L} \right)^{1/n} \dots \dots \dots (E.1)$$

Donde:

u = Velocidad de Darcy

k = Permeabilidad absoluta

$\frac{\Delta p}{L}$ = Gradiente de presión

μ_{ef} = Viscosidad efectiva que depende de la presión y la temperatura

n = Índice de comportamiento del flujo.

Para n se deben tomar los rangos siguientes de acuerdo a su comportamiento:

Si $0 \leq n < 1$: Se presenta comportamiento Pseudoplástico

Si $n = 1$: Se presenta comportamiento Newtoniano

Si $n > 1$: Se presenta comportamiento Dilatante

Ahora bien, la viscosidad efectiva está dada por:

$$\mu_{ef} = \frac{H}{12} \left(9 + \frac{3}{n} \right)^n (159k\phi)^{(1-n)/2} \dots\dots\dots (E.2)$$

Donde:

ϕ =Porosidad

Empleando la ecuación modificada de Christopher y Middleman que describe la velocidad de corte promedio ($\bar{\dot{\gamma}}$):

$$\bar{\dot{\gamma}} = \frac{3n+1}{4n} \frac{12u}{(150k\phi)^{1/2}} \dots\dots\dots (E.3)$$

Recordando que u es la velocidad de Darcy, se despeja a continuación de la ecuación (E.3):

$$\frac{4n}{3n+1} \dot{\gamma}_p = \frac{12u}{(150k\phi)^{1/2}} \dots\dots\dots (E.4)$$

$$u = \frac{\bar{\dot{\gamma}} \left(\frac{4n}{3n+1} \right) (150k\phi)^{1/2}}{12} \dots\dots\dots (E.5)$$

La viscosidad empleada en la ley de Darcy Ec. E.1, para un fluido no-Newtoniano depende de:

1. Las propiedades reológicas del aceite
2. Las características del medio poroso
3. La velocidad de corte

Ahora bien, igualando el modelo modificado de Blake-Kozeny establecido por la Ec. E.1 y la ecuación de la velocidad de flujo en función de la velocidad de corte expresada por la **Ec. E.5**, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{\mu_{ef}}{K} \sqrt[n]{\frac{\dot{\gamma} \left(\frac{4n}{3n+1} \right) (150k\phi)^{1/2}}{12}} \dots\dots\dots (E.6)$$

Por lo que simplificando la ecuación se puede escribir de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{\mu_{ef}}{K} \sqrt[n]{u} \dots\dots\dots (E.7)$$

Como se ha discutido anteriormente, la dependencia entre la viscosidad efectiva, la velocidad de corte real y como el comportamiento reológico del aceite tienen impacto directo en la caída de presión a lo largo del yacimiento ya que, entre más viscoso sea el aceite, mayor esfuerzo necesitará para poder fluir a través del medio poroso.

APÉNDICE E

Esto también se ve afectado por el valor de la permeabilidad, que es la capacidad que tiene el medio poroso para dejar pasar a través de él cualquier fluido en un tiempo determinado, esta velocidad que hace referencia a la distancia que recorre el fluido y el tiempo que tarda en recorrerla depende de factores como: la porosidad, la viscosidad y la presión.

APÉNDICE F

DESCRIPCIÓN DEL REÓMETRO CAPILAR

El propósito de este anexo, tiene como finalidad describir los equipos e instrumentos empleados en el desarrollo en esta parte del trabajo experimental, así como las características técnicas y la forma en que se utilizaron. Además se incluyen las características físicas del aceite empleado para su caracterización reológica y las condiciones de trabajo a las que se realizaron las diferentes pruebas, con el fin de determinar el comportamiento y los factores más importantes que lo afectan.

Se realizaron las pruebas a diferentes presiones y en dos intervalos de temperatura, con el objetivo de verificar que el comportamiento en las condiciones de yacimiento, pudiera ser diferente al obtenido a las condiciones atmosféricas, ya que se presentan cambios como la presencia de asfaltenos cuando existe un diferencial de presión y depósitos de resinas, al disminuir la temperatura. Para poder caracterizar el comportamiento reológico, es necesario conocer las condiciones del yacimiento y, de

ser posible la p_b , además rigurosamente se requiere una “muestra viva” para la realización de este tipo de pruebas, y así se puedan analizar de manera correcta las características originales del aceite; es recomendable obtener un análisis composicional al concluir cada prueba, para poder validar el cambio en lo referente a la depositación de asfaltenos y resinas.

La realización de este trabajo experimental se efectuó en el área de Productividad de Pozos del Laboratorio de Termodinámica de Altas Presiones y Altas Temperaturas, ubicado en el Instituto Mexicano del Petróleo.

F.1 EQUIPO EXPERIMENTAL

F.1.1 Controladores de Temperatura

Se emplearon para elevar la temperatura a las balas (ver la sección F.1.3) y al tubo capilar que contenía el aceite (ver la sección F.1.5), también para mantener la temperatura constante a lo largo de las mediciones. Se colocaron tres controladores exteriores: el primero en la bala que contiene el aceite original, el segundo en la parte externa del capilar y el tercero en la trampa de aceite (bala receptora).

Se instalaron resistencias en todo el sistema, cubiertas con fibra de vidrio como aislante, para mantener la temperatura constante, y evitar errores causados por los cambios de temperatura que se pudieran presentar en el medio ambiente.

Se realizaron experimentos para dos temperaturas diferentes, con la finalidad de analizar el comportamiento en los rangos, $T_1 = 113^\circ C$ y $T_2 = 50^\circ C$, siendo esta última de interés para los yacimientos con profundidades someras.

La temperatura del sistema se monitoreó directamente de la carátula de cada controlador, **Fig. F.1**.



Fig. F.1 Controladores de la temperatura.

F.1.2 Bomba de Desplazamiento Positivo

Se empleó para generar el gasto del aceite; este tipo de bomba proporciona un flujo uniforme y pueden trabajar a presiones más altas con respecto a otros tipos de bomba.

Dado que se requiere que el gasto del aceite sea lo más constante posible dentro del tubo capilar para poder obtener un perfil de velocidades y los valores del esfuerzo de corte, resultado del flujo a través del capilar, de acuerdo a las condiciones a las que se desarrollaron las ecuaciones para el análisis del comportamiento de la viscosidad.

La bomba de desplazamiento positivo es la más adecuada para este tipo de pruebas, **Fig. F.2**.



Fig. F.2 Bomba de desplazamiento positivo.

En la tabla siguiente se incluyen las características más importantes de la bomba de desplazamiento positivo, empleada para desplazar el aceite en los experimentos reológicos reportados en esta tesis.

Tabla F.1 Características de la bomba de desplazamiento positivo

Presión máxima de operación	68.9 MPa (10,000 psi)
Desplazamiento promedio mínimo	1.0 cm ³ /hr
Medio de desplazamiento recomendado	Aceite mineral
Resolución del volumen inyectado	0.01 cm ³

F.1.3 Cilindros de Presión (Bala)

Se emplearon dos balas de acero; una de ellas contenía el aceite y la otra se usó para recibirlo al final de su recorrido por el reómetro capilar. Este dispositivo cuenta con un pistón ubicado en su interior; en la parte inferior se encuentra el aceite mineral que impulsa la bomba, y en la parte superior se depositó el aceite que fluiría hasta el tubo capilar, como se muestra en la **Fig. F.3**.

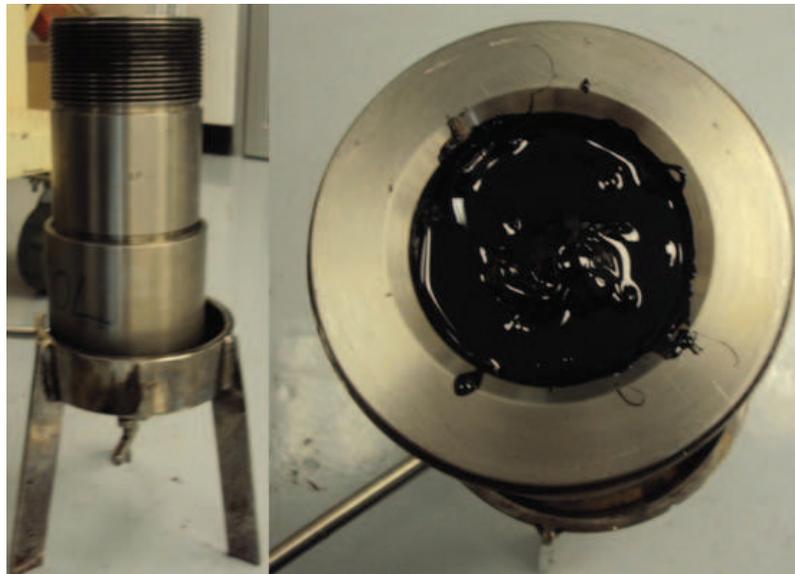


Fig. F.3 Cilindros de presión (Bala)

Tabla F.2 Características del cilindro de presión

Capacidad	1 Litro
Material	Acero
Presión máxima de operación	75.8 MPa (11,000 psi)

F.1.4 Válvula BPR (“Back Pressure Regulator”)

Esta válvula BPR se emplea para regular la presión en la bala receptora; su función es mantener y controlar la presión del sistema, así como aislarlo del medio ambiente. También puede descargar el fluido hidráulico (aceite mineral) a la presión atmosférica, sin que disminuya la presión en todo el sistema, **Fig. F.4**.



Fig. F.4 Válvula BPR

Tabla F.3 Características de la válvula BPR

Presión de operación máxima	10,000 psi
Intervalo de operación de la temperatura	50 – 113 °C
Fluidos de trabajo	Aceite mineral

F.1.5 Tubo Capilar

Para la selección del tubo capilar se tomaron en cuenta la presión de operación máxima (10,000 psi) y el diámetro del capilar, ya que de este último parámetro depende en gran medida la estabilización de la presión debido, a las dimensiones reducidas que se tienen en el diámetro. Se midió el volumen en tres ocasiones, haciendo pasar por el capilar agua bidestilada y se obtuvo un promedio, como se muestra en la **Fig. F.5** y en la **Tabla F.4**:

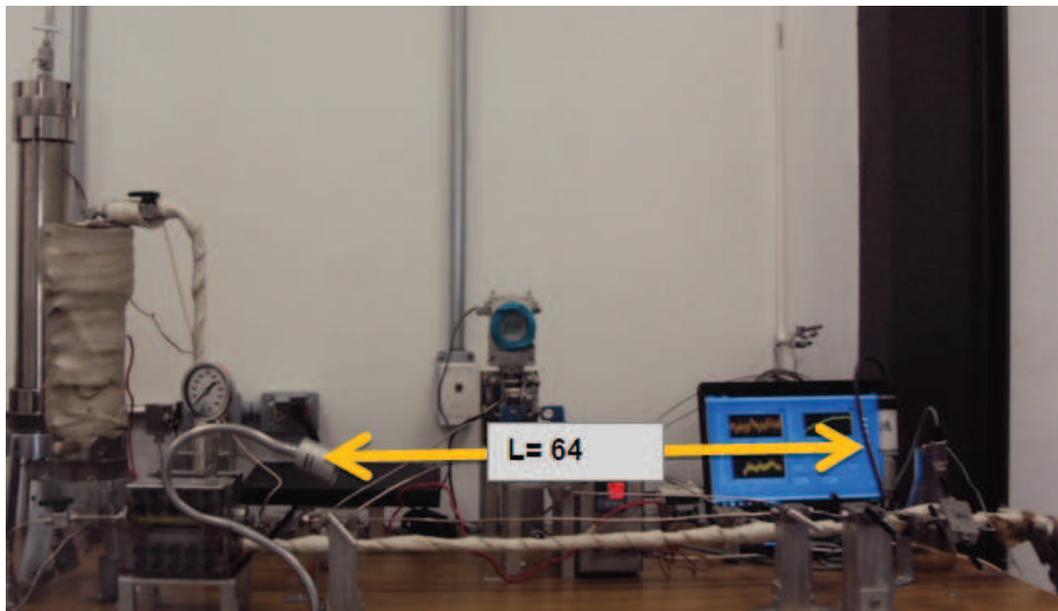


Fig. F.5 Longitud del tubo capilar.

Tabla F.4 Características del Tubo Capilar

Promedio	Longitud [cm]	Volumen [cm ³]	Diámetro [cm]
	64	5.144	0.3199

F.1.6 Aceite Extrapesado y condiciones de yacimiento

Como se ha mencionado anteriormente, los aceites se encuentran bajo ciertas condiciones de presión y temperatura específicas para cada yacimiento, y de esta manera sus características físicas son únicas para cada aceite.

La muestra empleada —es una muestra “muerta”—, la cual se sometió a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Lo ideal en este tipo de pruebas, es contar con una muestra viva y así realizar las mediciones pertinentes para determinar el comportamiento de una manera más precisa. A continuación se presentan las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, **Tabla F.5**.

Tabla F.5 Condiciones del yacimiento de aceite extrapesado

Presión de yacimiento [PSI]	Temperatura de yacimiento [°C]
2780	113

La composición del aceite y de sus componentes más pesados depende de las condiciones ya mencionadas. La composición de este aceite se obtuvo de un estudio PVT Express, **Tabla. F.6**. A condiciones atmosféricas los aceites extrapesados son fluidos que se encuentran en estado sólido o semisólido y no son capaces de fluir.

APÉNDICE F

Tabla F.6 Análisis composicional del pozo A

Componentes	Gas de la ECC*		Líquido de la ECC*		Fluido del Yacimiento	
	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol
N2	1,359	1,726	0,000	0,000	0,045	0,538
CO2	29,242	23,636	0,000	0,000	0,960	7,373
H2S	21,739	22,691	0,000	0,000	0,714	7,078
C1	10,787	23,918	0,000	0,000	0,354	7,461
C2	7,552	8,934	0,011	0,172	0,258	2,905
C3	13,028	10,510	0,085	0,911	0,509	3,905
i-C4	1,685	1,031	0,030	0,245	0,084	0,490
n-C4	6,088	3,726	0,147	1,205	0,342	1,991
i-C5	2,032	1,002	0,129	0,849	0,191	0,897
n-C5	2,633	1,298	0,210	1,385	0,290	1,358
C6	2,522	1,041	0,591	3,257	0,654	2,566
Mciclo-C5	0,175	0,074	0,076	0,427	0,079	0,317
Benceno	0,037	0,017	0,002	0,011	0,003	0,013
Ciclo-C6	0,123	0,052	0,033	0,186	0,036	0,144
C7	0,682	0,242	0,686	3,251	0,685	2,312
Mciclo-C6	0,066	0,024	0,076	0,367	0,076	0,260
Tolueno	0,005	0,002	0,104	0,536	0,101	0,369
C8	0,212	0,066	0,894	3,720	0,872	2,580
C2-Benceno	0,003	0,001	0,047	0,210	0,045	0,145
m&p-Xileno	0,006	0,002	0,061	0,273	0,059	0,188
o-Xileno	0,000	0,000	0,048	0,213	0,046	0,147
C9	0,024	0,007	1,019	4,003	0,987	2,756
C10	0,000	0,000	1,301	4,615	1,259	3,175
C11	0,000	0,000	1,278	4,130	1,236	2,842
C12	0,000	0,000	1,030	3,041	0,997	2,092
C13	0,000	0,000	1,012	2,747	0,978	1,890
C14	0,000	0,000	0,905	2,263	0,875	1,557
C15	0,000	0,000	0,965	2,227	0,934	1,532
C16	0,000	0,000	0,814	1,742	0,787	1,199
C17	0,000	0,000	0,832	1,668	0,805	1,148
C18	0,000	0,000	0,698	1,321	0,675	0,909
C19	0,000	0,000	0,478	0,863	0,462	0,594
C20	0,000	0,000	0,499	0,862	0,482	0,593
C21	0,000	0,000	0,474	0,774	0,458	0,533
C22	0,000	0,000	0,425	0,673	0,411	0,463
C23	0,000	0,000	0,372	0,567	0,360	0,390
C24	0,000	0,000	0,352	0,516	0,340	0,355
C25	0,000	0,000	0,318	0,449	0,308	0,309
C26	0,000	0,000	0,301	0,410	0,291	0,282
C27	0,000	0,000	0,317	0,418	0,306	0,288
C28	0,000	0,000	0,277	0,354	0,268	0,244
C29	0,000	0,000	0,244	0,304	0,236	0,209
C30+	0,000	0,000	82,860	48,835	80,140	33,601
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Peso Molecular		35,57		475,17		338,04
Relación Molar		0,3119		0,6881		1,0000

*Experimento de la expansión a composición constante (ECC)

F.2. CONDICIONES EXPERIMENTALES

F.2.1 Presión y Temperatura

El comportamiento de la viscosidad está íntimamente ligado a los cambios de presión y temperatura; por lo tanto, en la realización de estas pruebas se consideraron cinco intervalos de presión y dos de temperatura, (ver la Tabla F.7).

Tabla F.7 Condiciones Experimentales.

Presión [psi]	Temperatura [°C]	
	113	50
2800	R*	NR**
2100	R*	R*
1400	R*	R*
750	R*	R*
14.7	R*	R*

*R= Prueba realizada

**NR=Prueba no realizada

Debido a que no se encontró una aplicación real en ninguna parte del sistema integral de producción que justificara su realización, la prueba para 2800 psi y 50 °C no se efectuó.

APÉNDICE G

CURVAS DE FLUJO (REOGRAMAS)

En este apéndice se muestran los resultados de los experimentos que se realizaron a 2100, 1400, 750 y 14.7 *psia*, tanto para 113 °C como para 50 °C. Los reogramas se obtuvieron para diferentes presiones, considerando temperatura constante, como ocurre en el yacimiento. A demás de estas curvas de flujo, también se reportan las curvas de los polinomios característicos para cada modelo matemático.

Como se discutirá más adelante, los resultados de los experimentos que se realizaron cubren un amplio rango de aplicación en el yacimiento, tubería y superficie.

Los resultados obtenidos para 50 °C se consideran útiles para compararlos con los que se tienen de 113 °C, dado que los estudios reológicos que se han realizado por

diferentes autores (ver Revisión de la Literatura) para otros fluidos (geles, espumas, surfactantes, etc.) únicamente se hacen a una temperatura (25 °C), sin consideran el impacto que este parámetro tiene en los resultados.

El análisis matemática completo para las condiciones de yacimiento se describió en el Capítulo 4, por lo que en este apéndice solo se presentarán los resultados gráficos de los demás experimentos realizados a las diferentes presiones y temperaturas; así mismo se darán a conocer las ecuaciones que gobiernan cada curva, asumiendo que el tratamiento matemático es el mismo para todas las pruebas reológicas.

G.1 RESULTADOS PARA 2100 *psia* y 113 °C

El polinomio característico **Fig. G.1**, para estas condiciones es el siguiente:

$$\ln \dot{\gamma}_a = -0.1562 \ln \tau^2 + 1.2899 \ln \tau + 1.0217 \quad \dots \dots \dots (G.1)$$

Derivando la **Ec. G.1** se obtiene la **Ec. G.2**:

$$\ln \dot{\gamma}_a' = -0.3124 \ln \tau + 1.2899 \quad \dots \dots \dots (G.2)$$

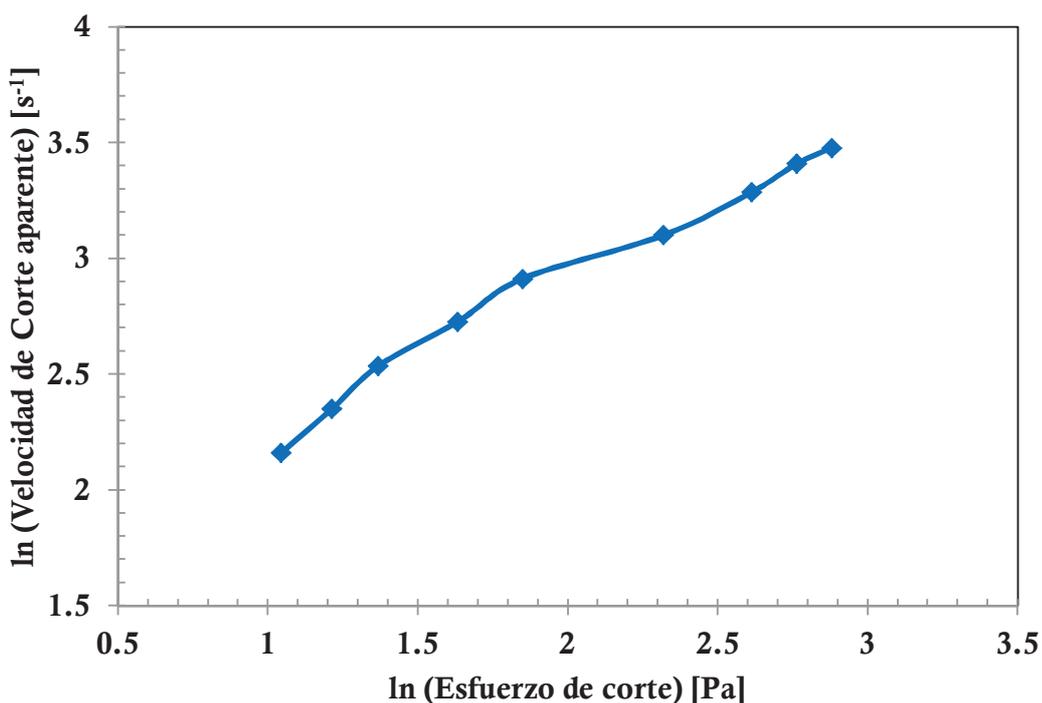


Fig. G.1 Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a 113 °C y 2100 *psia*.

La ecuación de ajuste para los datos de la **Fig. G.2** es la siguiente:

$$\tau = 0.0064\dot{\gamma}_{NN}^{2.1192} \dots\dots\dots (G.3)$$

La ecuación que representa a la curva de la ley de potencias se expresa por medio de la **Ec. G.4**, la cual se obtiene de ajustar una línea de tendencia de tipo potencial y se representa con la **Fig. G.3**:

$$\mu_{NN} = 6.4\dot{\gamma}_{NN}^{1.1192} \dots\dots\dots (G.4)$$

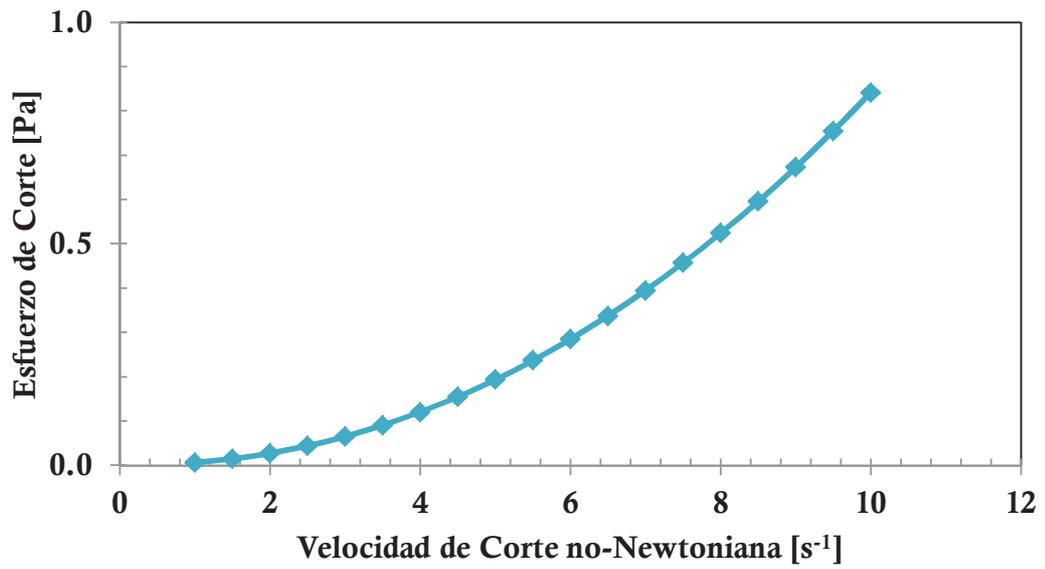


Fig. G.2 Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch a 113°C y 2100 psia.

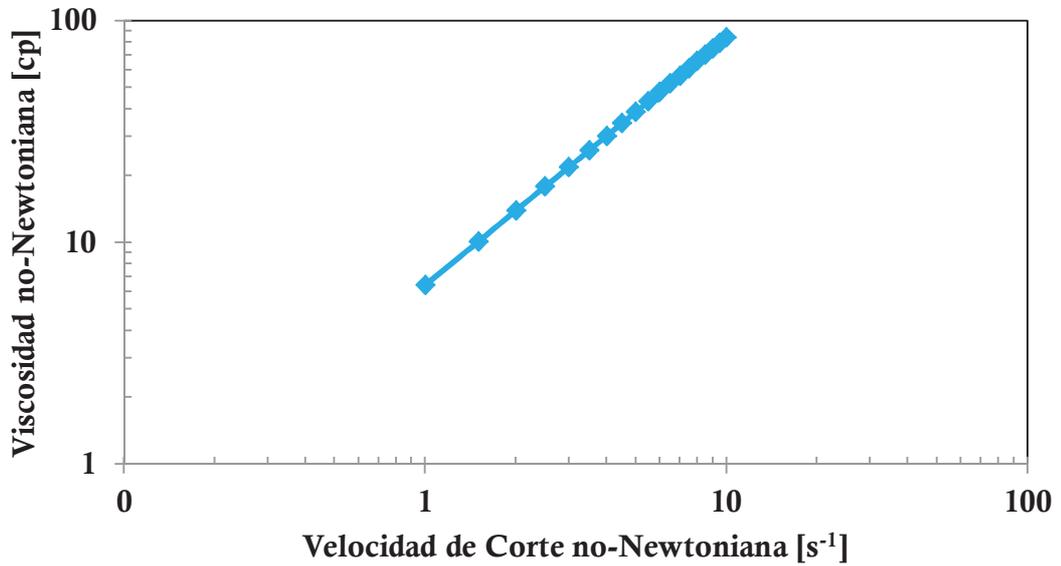


Fig. G.3 Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático obtenido a 113°C y 2100 psia.

G.2 RESULTADOS PARA 1400 *psia* y 113°C

El polinomio característico **Fig. G.4** para estas condiciones es el siguiente:

$$\ln \dot{\gamma}_a = -0.51711 \ln \tau^2 + 3.20831 \ln \tau - 1.3468 \quad \dots \dots \dots (G.5)$$

Derivando la **Ec. G.5** se obtiene la **Ec. G.6**:

$$\ln \dot{\gamma}_a' = 1.0342 \ln \tau + 3.2083 \quad \dots \dots \dots (G.6)$$

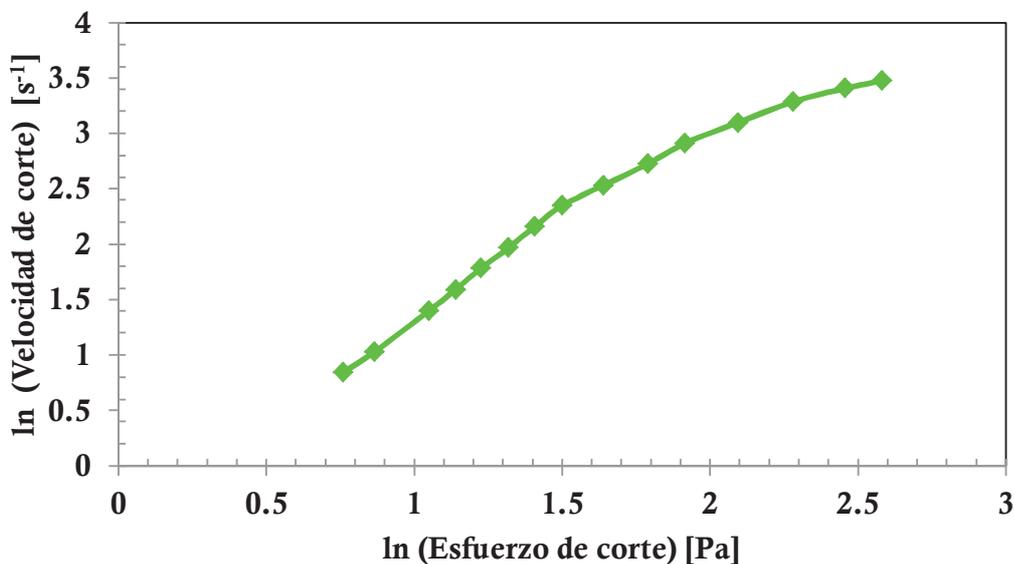


Fig. G.4 Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte, a 113°C y 1400 *psia*.

La ecuación que ajusta la curva de la **Fig. G.5** es el siguiente:

$$\tau = 1.1422\dot{\gamma}_{NN}^{0.5448} \dots\dots\dots (G.7)$$

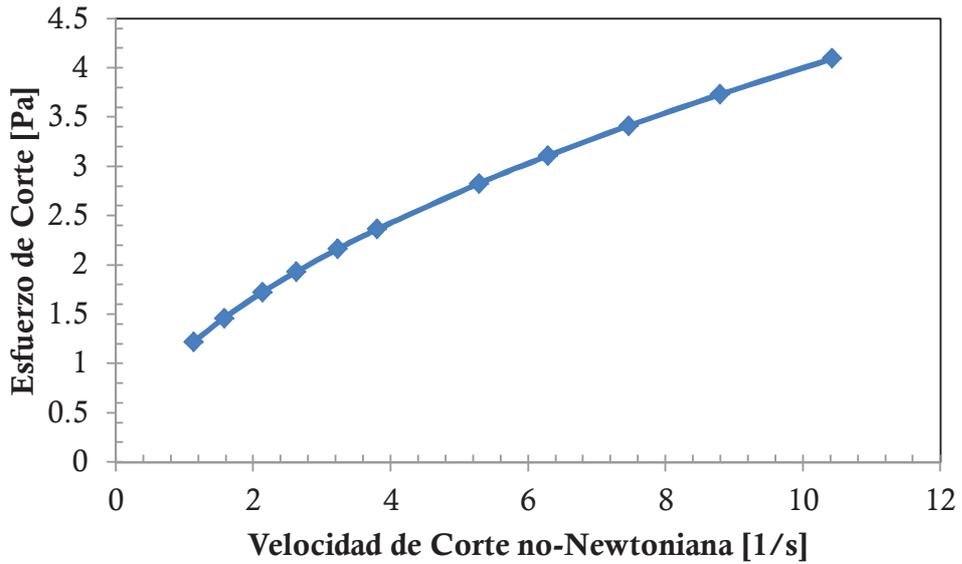


Fig. G.5 Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch a 113°C y 1400 *psia*.

La **Ec. G.8** representa la ley de potencias y su comportamiento se observa en la **Fig. G.6**:

$$\mu_{NN} = 1142.2\dot{\gamma}_{NN}^{-0.4552} \dots\dots\dots (G.8)$$

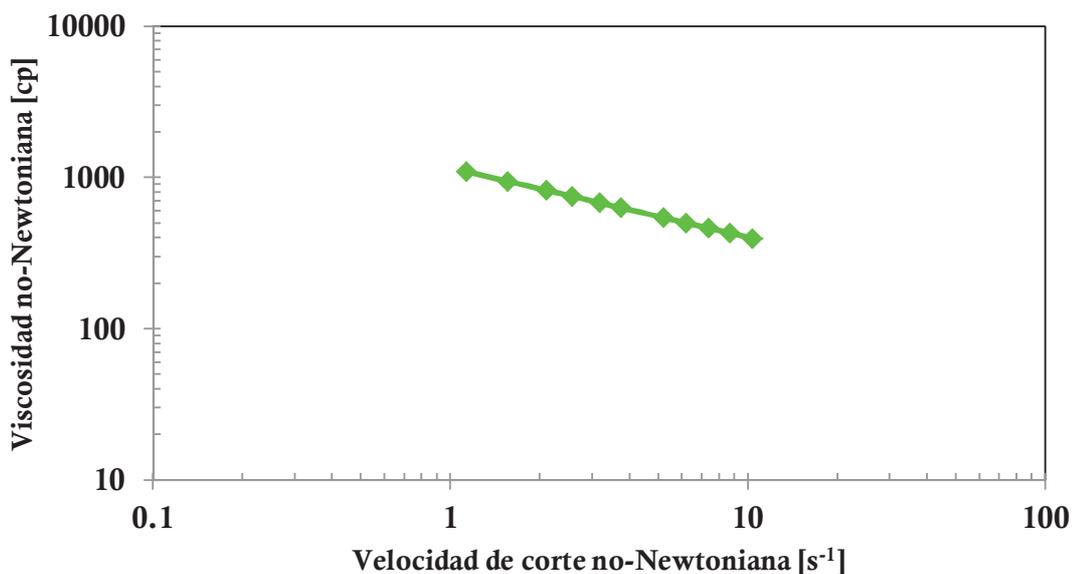


Fig. G.6 Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático obtenido a $113^{\circ}C$ y 1400psia .

G.3 RESULTADOS PARA 750psia y $113^{\circ}C$

Lo relevante de este estudio es la presencia de dos comportamientos reológicos a presión y con temperatura constantes, por lo que su presencia se muestra al ir modificando el gasto, o lo que es igual la velocidad de corte.

El primer comportamiento resulta ser dilatante en un intervalo de velocidades de corte de $1.694 \geq \dot{\gamma}_{NN} \leq 5.05$, **Fig. G.8**. Por otra parte el cambio en este comportamiento se presenta para velocidades de corte en el siguiente intervalo $5.05 = \dot{\gamma}_{NN} \leq 10.649$, **Fig. G.10** teniendo así la presencia del comportamiento pseudoplástico.

Es necesario aclarar que los intervalos se determinan de acuerdo con la variación de los datos, es decir, se observa gráficamente que existe la presencia de uno o más

puntos de inflexión, esto implica que se presentan modificaciones en la composición del aceite debido a una disminución de la presión o de la temperatura.

El polinomio característico para los datos indicados en la **Fig. G.7** es el siguiente:

$$\ln \dot{\gamma}_a = -0.0474 \ln \tau^2 + 1.1938 \ln \tau + 0.6837 \quad \dots \dots \dots (G.9)$$

Derivando la **Ec. G.9** se obtiene la **Ec. G.10**:

$$\ln \dot{\gamma}'_a = -0.0948 \ln \tau + 1.1938 \quad \dots \dots \dots (G.10)$$

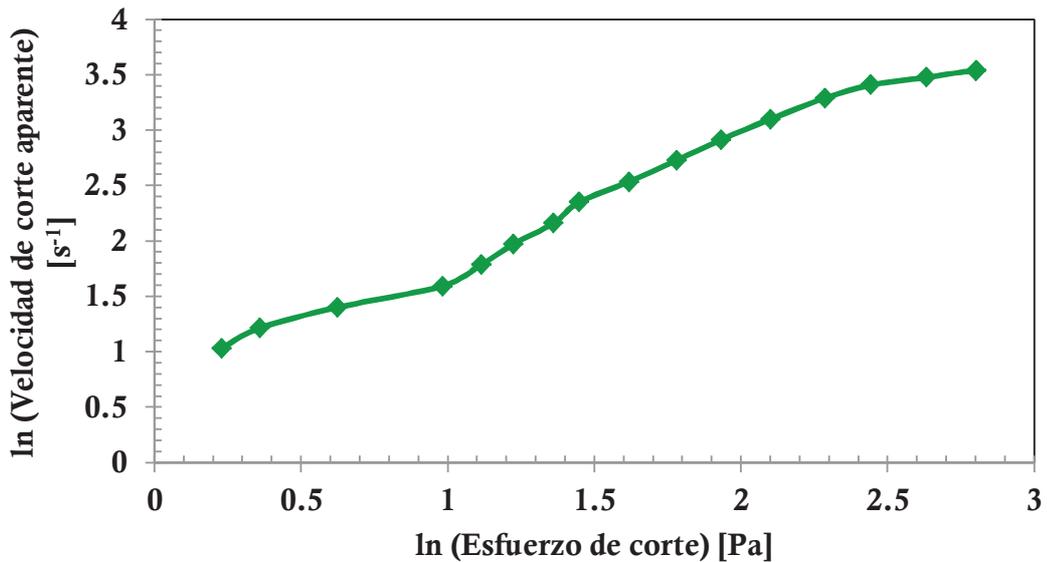


Fig. G.7 Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a 113°C y 750psia .

Del cual resulta para el primer intervalo de velocidades de corte $1.694 \geq \dot{\gamma}_{NN} \leq 5.05$, la gráfica que se muestra en la **Fig. G.8**:

La ecuación que representa al primer intervalo anterior de velocidades de corte Fig. G. 8, esta expresado por la **Ec. G. 11**:

$$\tau = 0.3028\dot{\gamma}_{NN}^{1.2923} \dots\dots\dots (G.11)$$

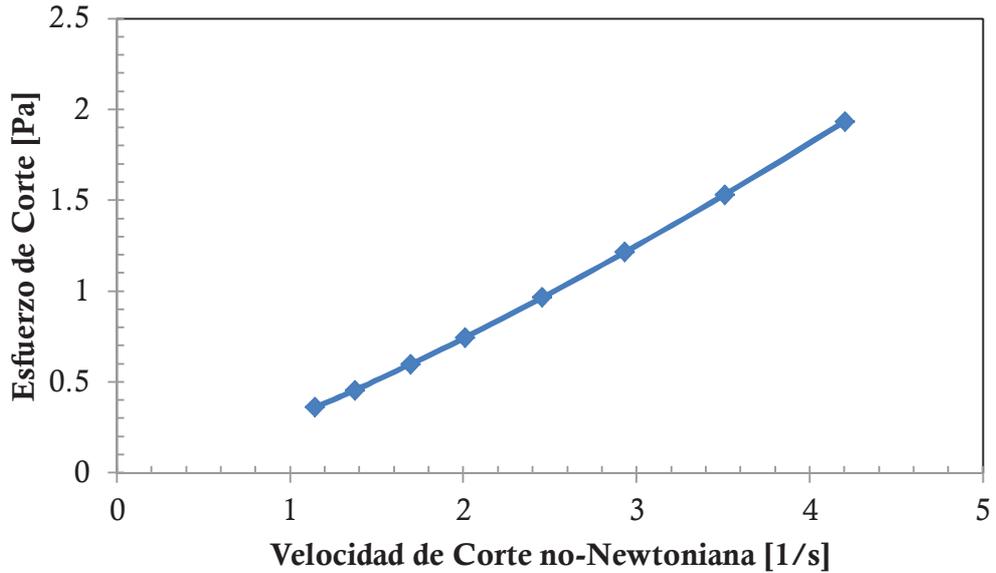


Fig. G.8 Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch para el primer intervalo de velocidades a 113°C y 750 psia en el yacimiento.

La **Fig. G.9** representa la gráfica de la ley de potencias en el primer intervalo de velocidades de corte, puede observarse que la pendiente de la curva (viscosidad no-Newtoniana) es 302.8 [cp], con $n - 1 = 0.2923$, lo que permite determinar que el comportamiento es de tipo dilatante. Para este rango de presión y temperatura.

La ley de potencias para $1.694 \geq \dot{\gamma}_{NN} \leq 5.05$ queda representada por la ecuación siguiente:

$$\mu_{NN} = 302.8\dot{\gamma}_{NN}^{0.2923} \dots\dots\dots (G.12)$$

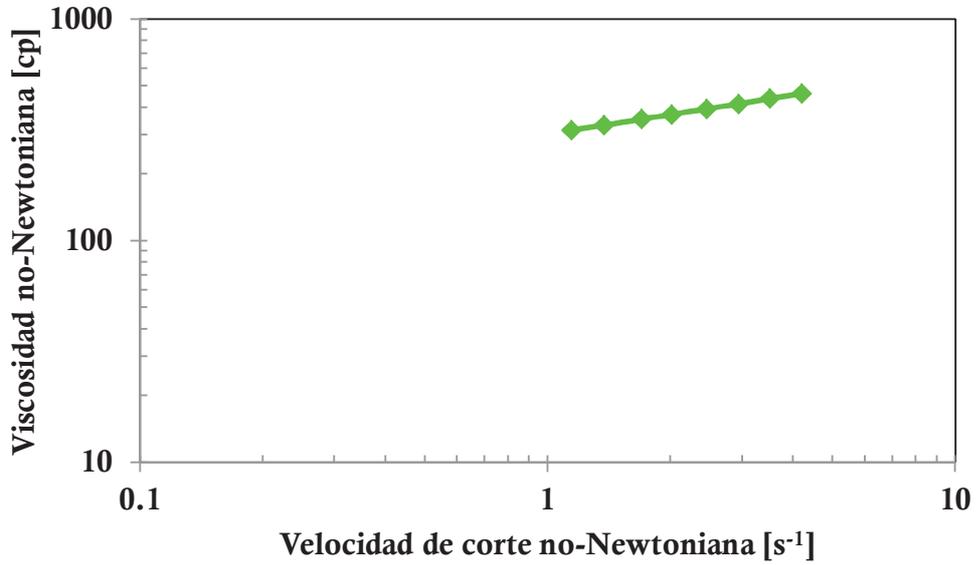


Fig. G.9 Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático obtenido para el primer intervalo de velocidades de corte a 113°C y 750psia.

Las siguientes ecuaciones corresponden al intervalo de $5.05 = \dot{\gamma}_{NN} \leq 10.649$, para determinar el comportamiento reológico **Fig. G.10** y la ley de potencias **Fig. G.11**, respectivamente:

$$\tau = 0.9639\dot{\gamma}_{NN}^{0.633} \dots\dots\dots (G.13)$$

$$\mu_{NN} = 963.9\dot{\gamma}_{NN}^{-0.367} \dots\dots\dots (G.14)$$

Es necesario recordar que los intervalos de determinan con base en la variación de los datos.

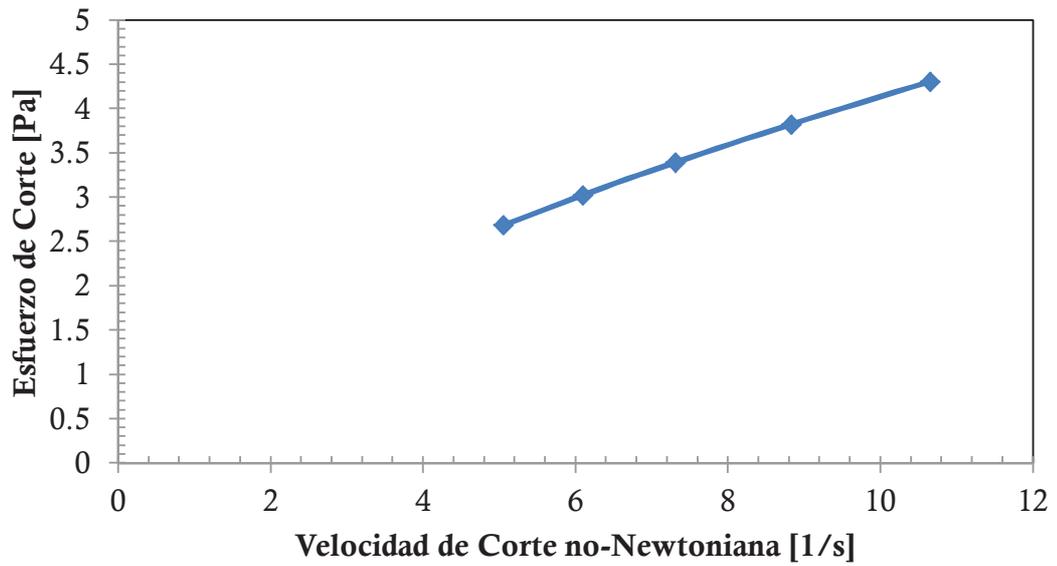


Fig. G.10 Modelo del segundo comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch, a 113°C y 750 psia .

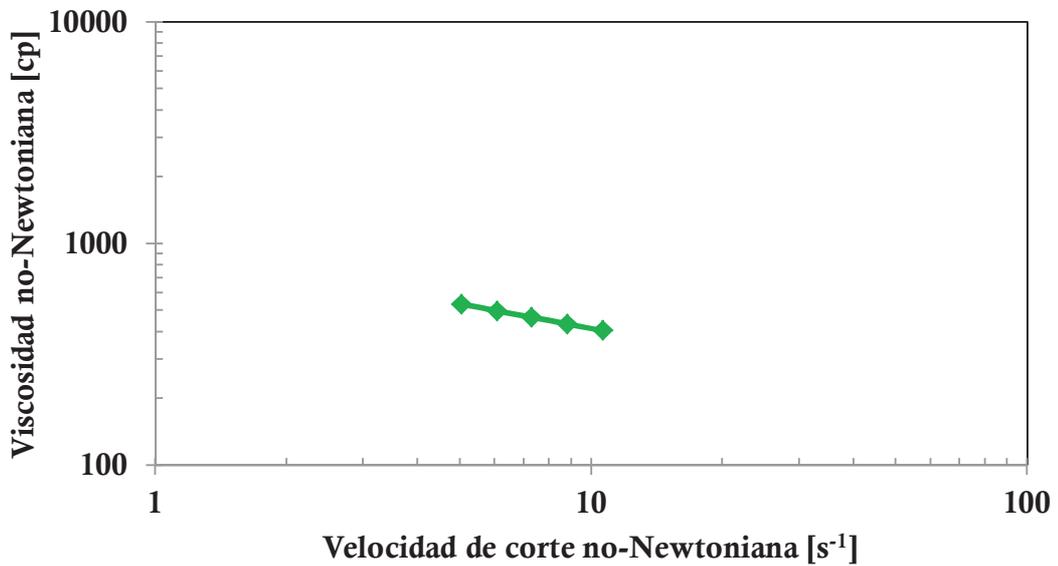


Fig. G.11 Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático obtenido para el segundo intervalo de velocidades de corte, a 113°C y 750 psia .

G.4 RESULTADOS PARA 14.7 *psia* y 113 °C

Los resultados que se obtienen a la presión de superficie y temperatura de yacimiento, son las condiciones normales en las que se realizan todas las pruebas reológicas para otro tipo de fluidos, como espumas, geles, surfactantes, entre otros.

Con estos resultados se puede observar la diferencia que existe al emplear condiciones convencionales de presión atmosférica y temperatura de yacimiento, y reales del yacimiento.

También se emplea otro método, que de acuerdo con los resultados es posible utilizar, su ajuste es mejor. A continuación se describe este procedimiento alternativo de estudio.

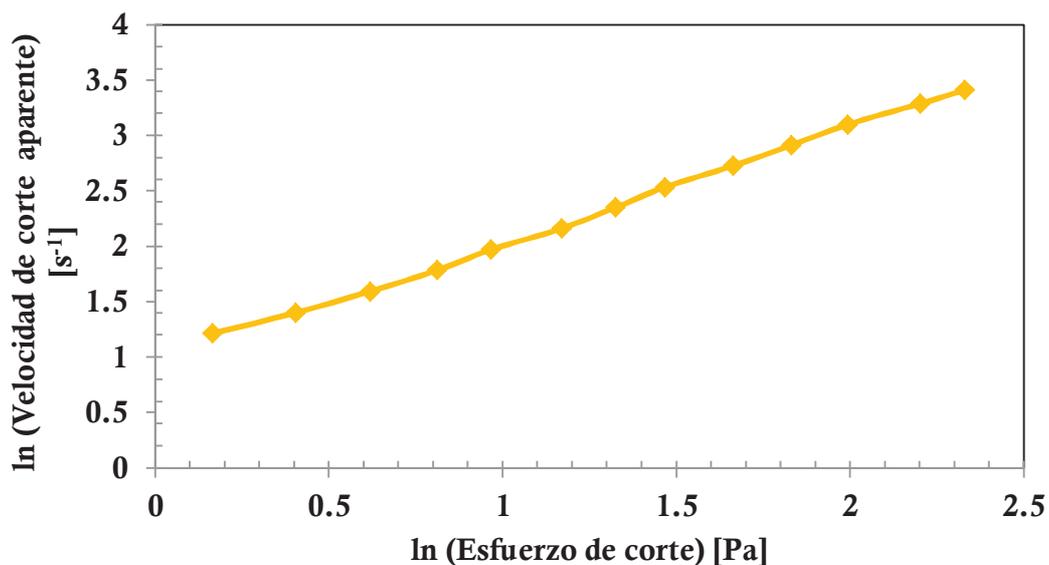


Fig.

G.12 Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte, a 113°C y 14.7 *psia* .

Obteniendo el polinomio de ajuste de los datos incluidos en la Fig. G.12, este ajuste se obtiene de trazar una línea de tendencia de los valores graficados:

$$\ln \gamma_a = 0.0358 \ln \tau^2 + 0.9588 \ln \tau + 1.0178 \quad \dots \dots \dots (G.15)$$

La derivada de la **Ec. G. 15** se expresa por medio de la **Ec. G. 16**:

$$\ln \gamma_a' = 0.0716 \ln \tau + 0.9588 \quad \dots \dots \dots (G.16)$$

El modelo siguiente para el comportamiento reológico **Fig. G.13**, se obtiene mediante el trazado de una línea de tendencia de los valores de esfuerzo de corte y la velocidad de corte no-Newtoniana:

$$\tau = 1.2447 \dot{\gamma}_{NN}^{0.3522} \quad \dots \dots \dots (G.17)$$

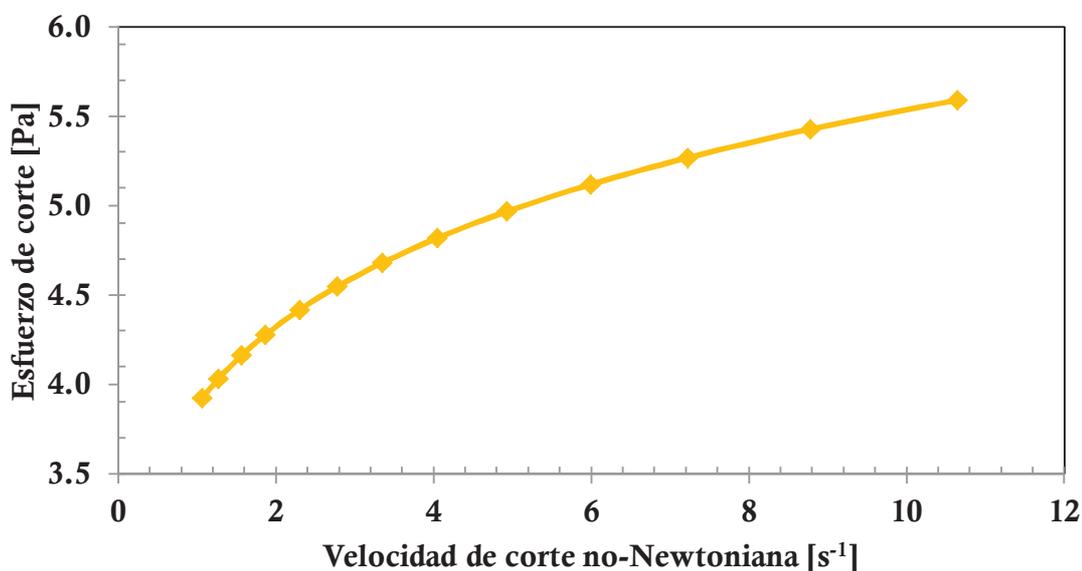


Fig. G.13 Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch a $113^{\circ}C$ y 14.7 psia .

El modelo para el comportamiento reológico del aceite del yacimiento A a las condiciones de presión de $14.7 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$ y 113°C , descrito por la ley de potencias, se representa por medio de la **Ec. G.18**:

$$\mu_{NN} = 1244.7 \dot{\gamma}_{NN}^{-0.6478} \dots\dots\dots (G.18)$$

La **Fig. G.14**: ilustra de manera forma gráfica el comportamiento descrito por la **Ec. G.18**.

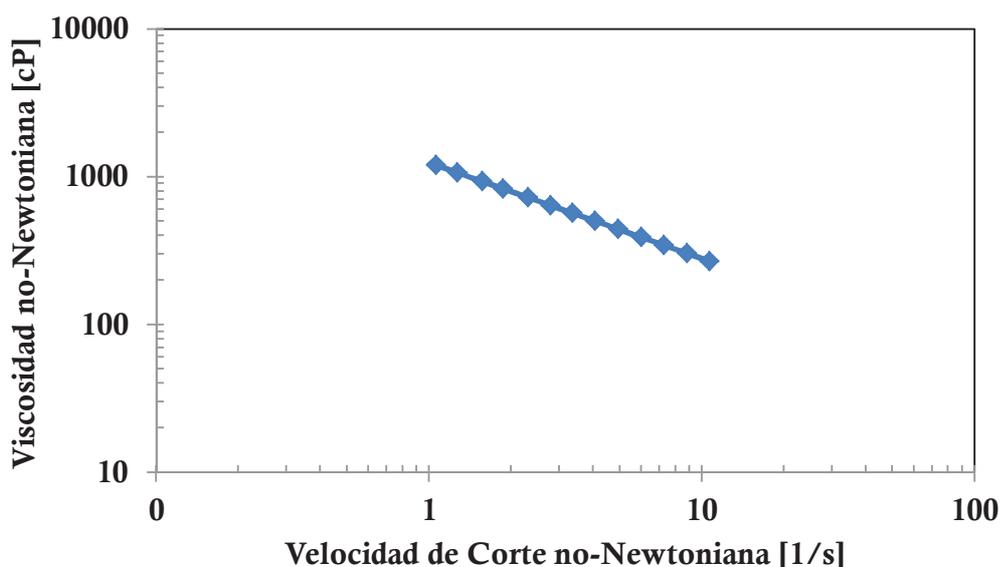


Fig. G.14 Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático, a 113°C y 14.7 psia .

Otra manera de obtener el modelo reológico consiste en ajustar el comportamiento del aceite a las condiciones de presión y temperatura de interés mediante una línea de recta.

Considerando el modelo del comportamiento reológico, se tiene:

$$\tau = H \mu_{NN}^n \quad \dots\dots\dots (G.19)$$

Tomando logaritmos de esta expresión **G.19**:

$$\ln \tau = \ln(H \mu_{NN}^n) \quad \dots\dots\dots (G.20)$$

$$\ln \tau = n \ln(H \mu_{NN}) \quad \dots\dots\dots (G.21)$$

$$\ln \tau = n \ln H + n \ln \mu_{NN} \quad \dots\dots\dots (G.22)$$

La **Ec. G.22** es la ecuación de una recta, en la que:

$$y = \ln \tau \quad \dots\dots\dots (G.23)$$

$$x = \ln \mu_{NN} \quad \dots\dots\dots (G.24)$$

$$m = n \quad \dots\dots\dots (G.25)$$

$$b = n \ln H \quad \dots\dots\dots (G.26)$$

es decir:

$$y = mx + b \quad \dots\dots\dots (G.27)$$

Empleando el mismo tipo de polinomio que se ha obtenido en la **Fig. G.12**, se tiene al esfuerzo de corte con un ajuste del 99.64% y el modelo siguiente:

La **Fig. G.15** representa polinomio del comportamiento reológico, para el que se traza una línea recta, el valor de la pendiente de esta línea es el valor obtenido de derivar la **Ec. G.28**, por lo que $m = 0.3533$:

$$\ln \tau = 0.3533 \dot{\gamma}_{NN} + 0.0771 \quad \dots\dots\dots (G.28)$$

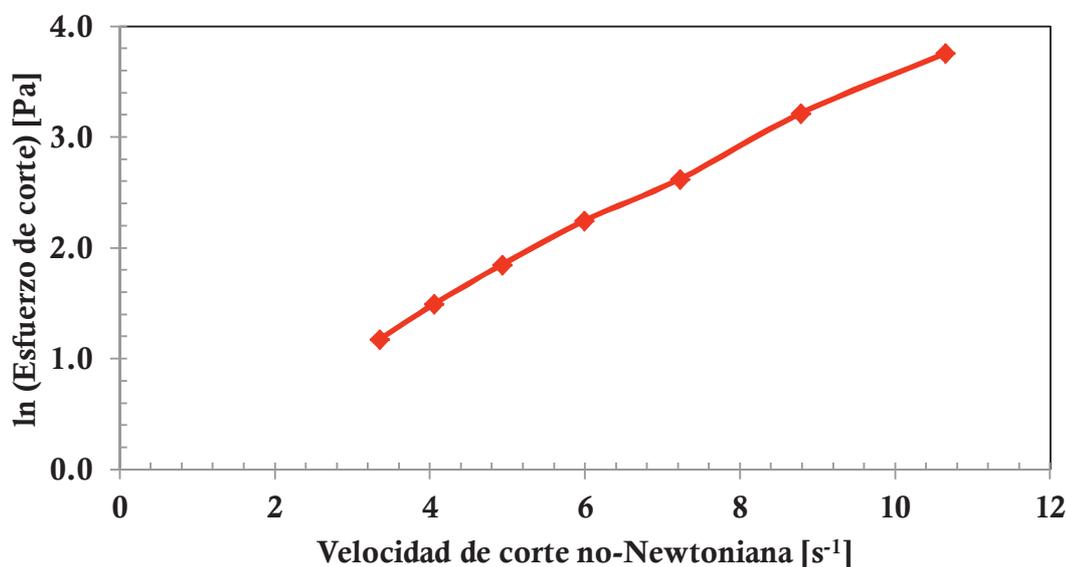


Fig. G.15 Polinomio del comportamiento reológico ajustado a una recta a $113^{\circ}C$ y 14.7 psia .

Por lo tanto, el modelo reológico corregido con el modelo de Weissenberg-Rabinowitsch queda como sigue:

$$\tau = 1.2447\dot{\gamma}_{NN}^{0.3522} \dots\dots\dots (G.29)$$

El comportamiento descrito por el modelo reológico corregido se ilustra en la **Fig. G 16**, al cual se le ha aplicado el procedimiento de la corrección de Weissenberg-Rabinowitsch.

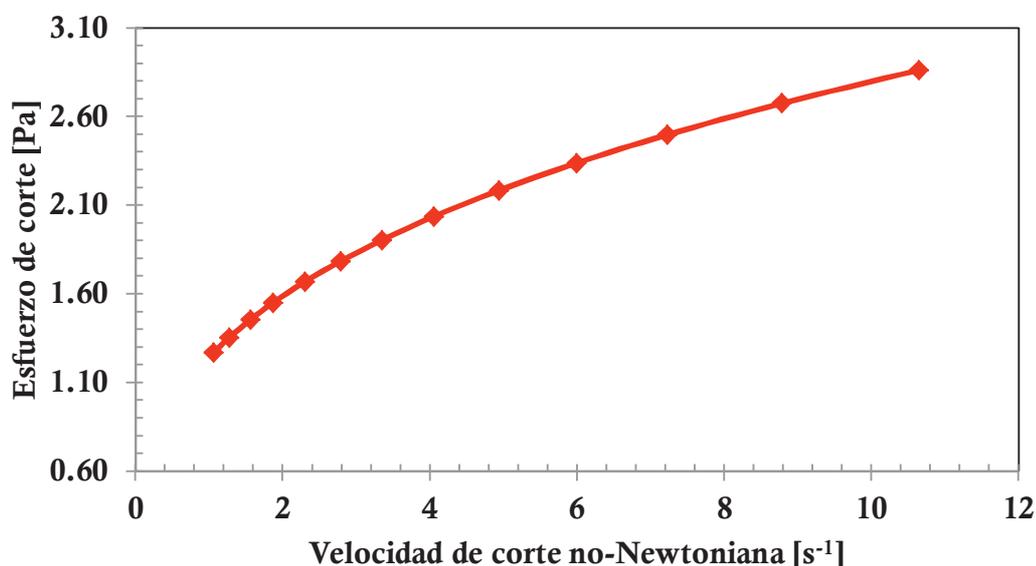


Fig. G.16 Comportamiento reológico corregido con el método de Weissenberg-Rabinowitsch y ajustado con una recta a 113°C y 14.7 psia .

El modelo para el comportamiento reológico corregido del aceite del yacimiento A mostrado en la **Fig. G.17**, descrito por la ley de potencias es el siguiente:

$$\mu_{NN} = 1244.7\dot{\gamma}_{NN}^{-0.6478} \dots\dots\dots (G.30)$$

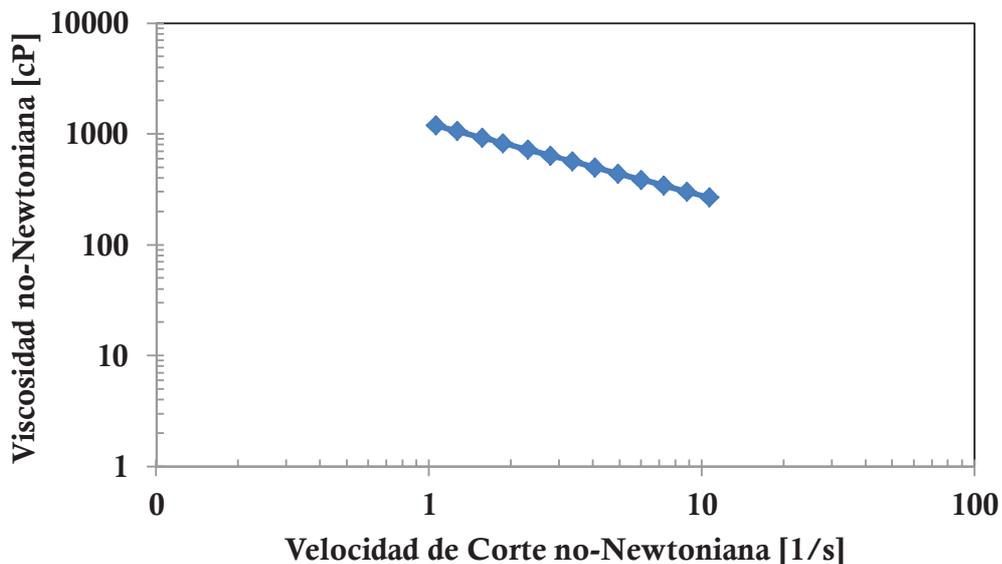


Fig. G.17 Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático, a $113^{\circ}C$ y 14.7 psia .

La ventaja del método descrito en esta sección **G.5** es lo sencillo que resultan las ecuaciones del esfuerzo de corte, dado que al emplear una línea recta en las escalas logarítmicas de la Fig. G.17, la determinación de la viscosidad más simple al tener una sola variable. La desventaja es aplicar tener que realizar otras operaciones adicionales a las que ya se han desarrollado.

Los resultados siguientes muestran el análisis realizado para una temperatura de a $50^{\circ}C$, los estudios realizados en el laboratorio manejan condiciones estándar de presión y temperatura, es decir, presión atmosférica y temperatura ambiente (14.7 psi y $50^{\circ}C$, respectivamente); se han realizado estas pruebas considerando una temperatura mayor ($50^{\circ}C$) con la finalidad de estudiar el comportamiento en las tuberías a lo largo del sistema integral de producción.

G.6 RESULTADOS PARA $2100(lb/pg^2)$ y $50^\circ C$.

El polinomio que ajusta el comportamiento mostrado en la Fig. G.18, tiene 98.03 % de exactitud.

$$\ln \gamma_a = -0.0131 \ln \tau^2 + 1.1043 \ln \tau - 3.1354 \quad \dots\dots\dots (G.31)$$

Su derivada es:

$$\ln \gamma_a' = 0.0262 \ln \tau + 1.1043 \quad \dots\dots\dots (G.32)$$

La Fig. G.18 muestra el comportamiento reológico obtenido para el aceite del yacimiento A, a una temperatura de $2100(lb/pg^2)$ y $50^\circ C$, graficado en función en función de la velocidad de corte con respecto al esfuerzo de corte.

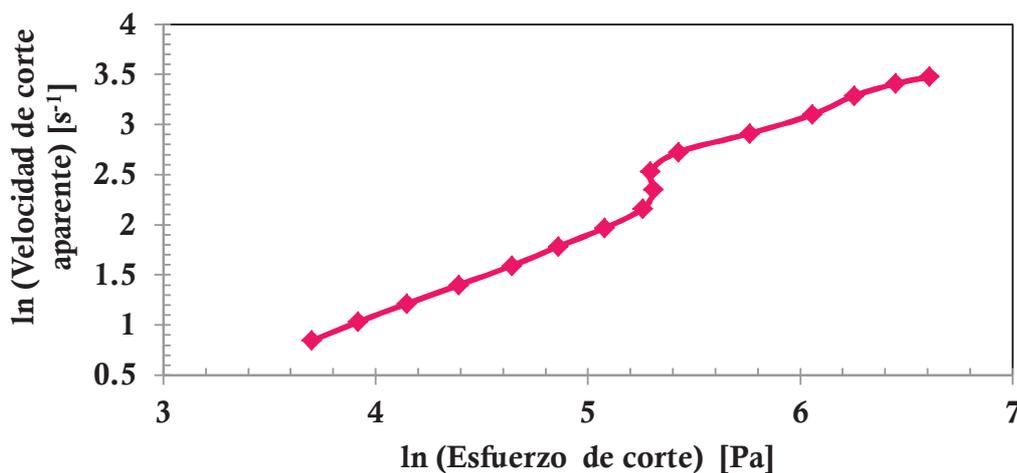


Fig. G.18 Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a $50^\circ C$ y $2100 psia$.

El resultado para esta prueba permite observar dos comportamientos parciales (Fig. G.19), por lo que se obtendrán los modelos siguientes del comportamiento reológico para cada intervalo de velocidades de corte.

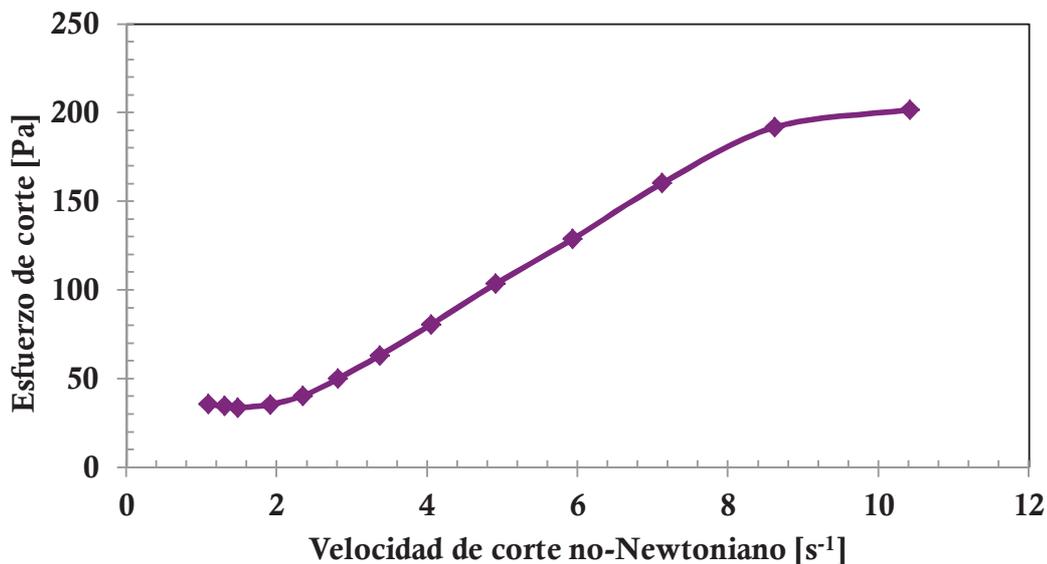


Fig. G.19 Comportamiento reológico previo a la aplicación del método de Weissenberg-Rabinowitsch, a 50°C y 2100psia.

El primer intervalo es para velocidades de corte que van de 1.90 a 4.90 s⁻¹, el cual presenta un ajuste del 98.88 %, como se muestra en la Fig. G 20

Y su modelo matemático es el siguiente:

$$\tau = 15.697\dot{\gamma}_{NN}^{1.1647} \dots\dots\dots (G.33)$$

El modelo de la ley de potencias Fig. G.21 se representa mediante la siguiente ecuación:

$$\mu_{NN} = 15697\dot{\gamma}_{NN}^{0.1647} \dots\dots\dots (G.34)$$

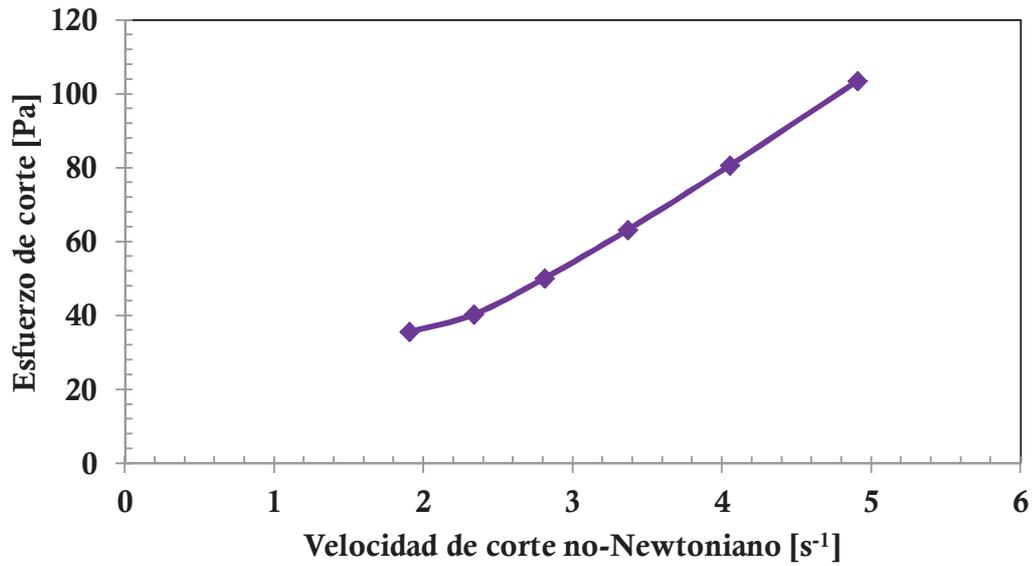


Fig. G.20 Comportamiento reológico aplicando el método de Weissenberg-Rabinowitsch para el primer intervalo a $50^{\circ}C$ y 2100 psia .

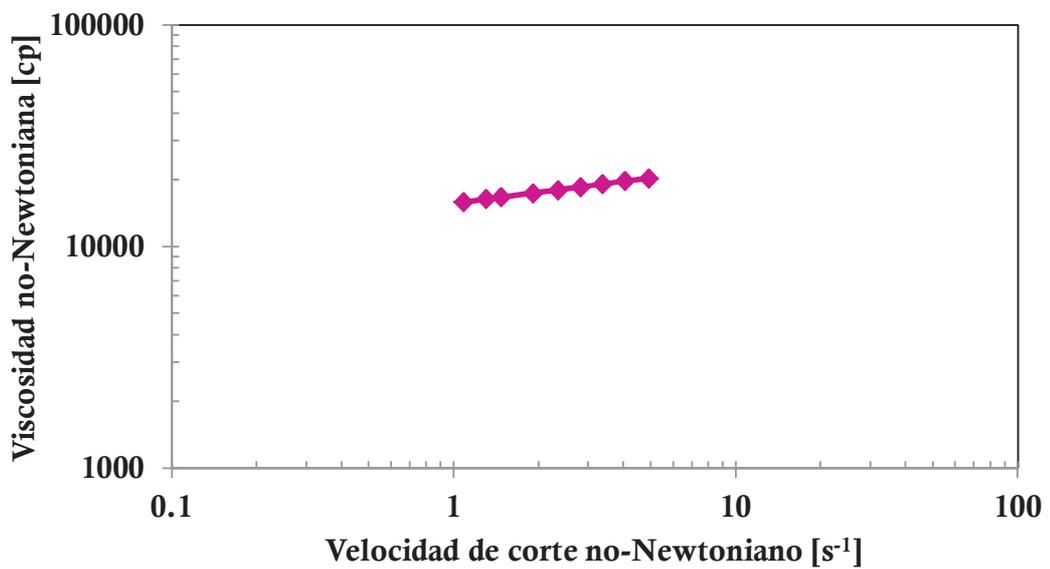


Fig. G.21 Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático para el primer intervalo a $50^{\circ}C$ y 2100 psia .

Segundo intervalo: de las velocidades de corte se tienen las siguientes ecuaciones:

El comportamiento reológico **Fig. G.22** se obtiene con un ajuste del 99.12 % y se representa matemáticamente por medio de la ecuación siguiente:

$$\tau = 24.876\dot{\gamma}_{NN}^{0.6056} \dots\dots\dots (G.35)$$

El modelo de la ley de potencias se representa mediante la ecuación siguiente:

$$\mu_{NN} = 24876\dot{\gamma}_{NN}^{-0.3944} \dots\dots\dots (G.36)$$

La **Fig. G.23** representa el comportamiento de la ley de potencias a $50^{\circ}C$ y $2100(lb/pg^2)$.

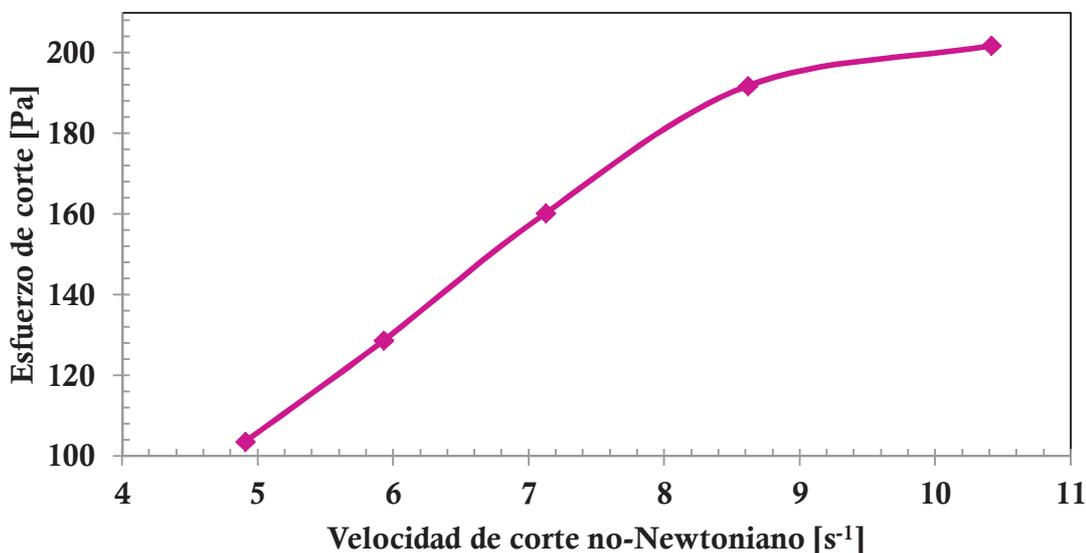


Fig. G.22 Comportamiento reológico aplicando el método de Weissenberg-Rabinowitsch a $50^{\circ}C$ y 2100 psia

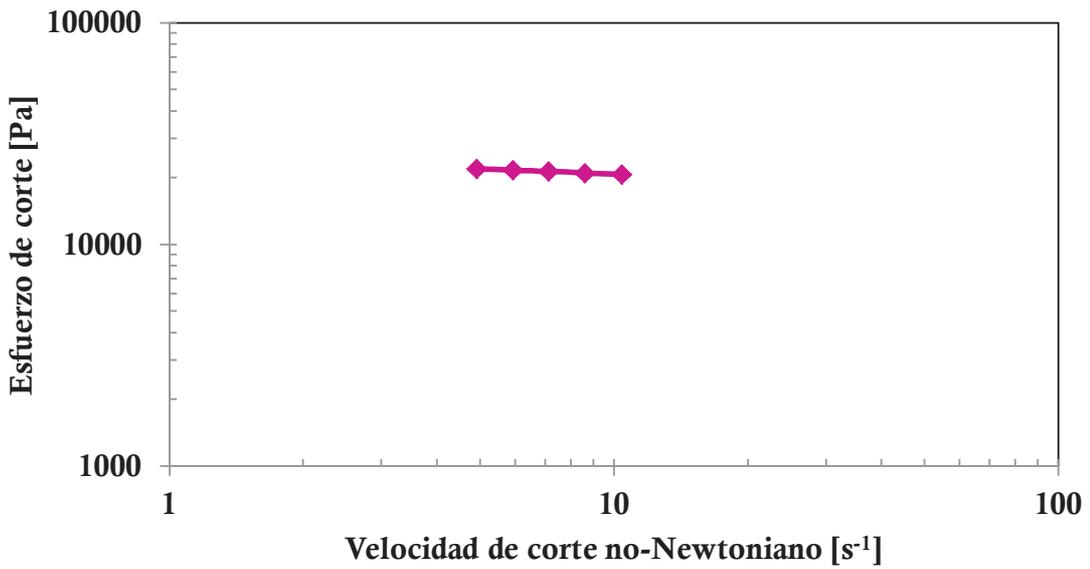


Fig. G.23 Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático para el segundo intervalo a 50°C y 2100 psia .

G.6 RESULTADOS PARA 1400 psia y 50°C

Obteniendo el polinomio que ajusta el comportamiento mostrado en la **Fig. G.24**, el cual tiene 99.88 % de exactitud.

$$\ln \gamma_a = 0.06281 \ln \tau^2 + 0.3476 \ln \tau - 1.3294 \quad \dots\dots\dots (G.37)$$

Su derivada se muestra en la **Ec. G.38**:

$$\ln \gamma_a' = 0.1256 \ln \tau + 0.3476 \quad \dots\dots\dots (G.38)$$

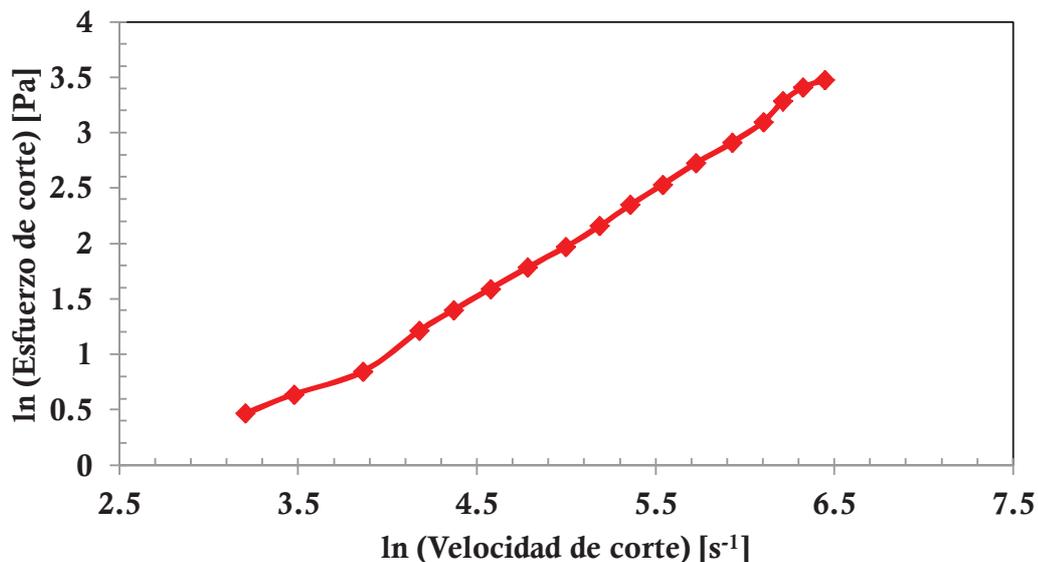


Fig. G.24 Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a 50°C y 1400 psia .

El modelo para el comportamiento reológico del aceite del yacimiento A, a las condiciones de presión $1400\text{ (lb/pg}^2\text{)}$ y 50°C descrito por la **Ec. G.39**, se muestra en la **Fig. G.25**:

$$\tau = 17.58\dot{\gamma}_{NN}^{1.0776} \dots\dots\dots (G.39)$$

El modelo de la ley de potencias de muestra en la **Fig. G.26** y se representa mediante la ecuación siguiente:

$$\mu_{NN} = 17580\dot{\gamma}_{NN}^{0.0776} \dots\dots\dots (G.40)$$

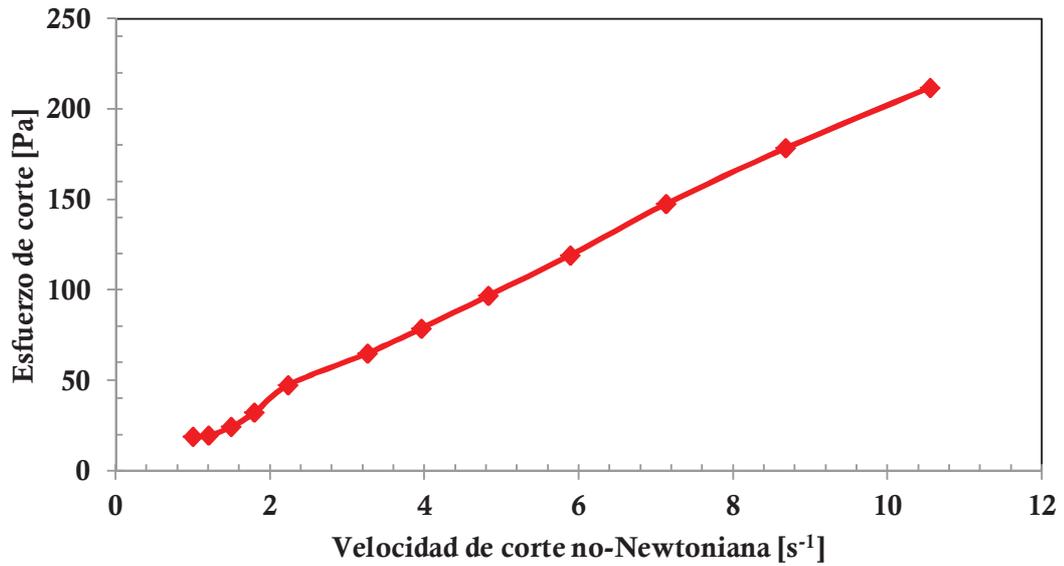


Fig. G.25 Comportamiento reológico aplicando el método de Weissenberg-Rabinowitsch a $50^{\circ}C$ y 1400 psia .

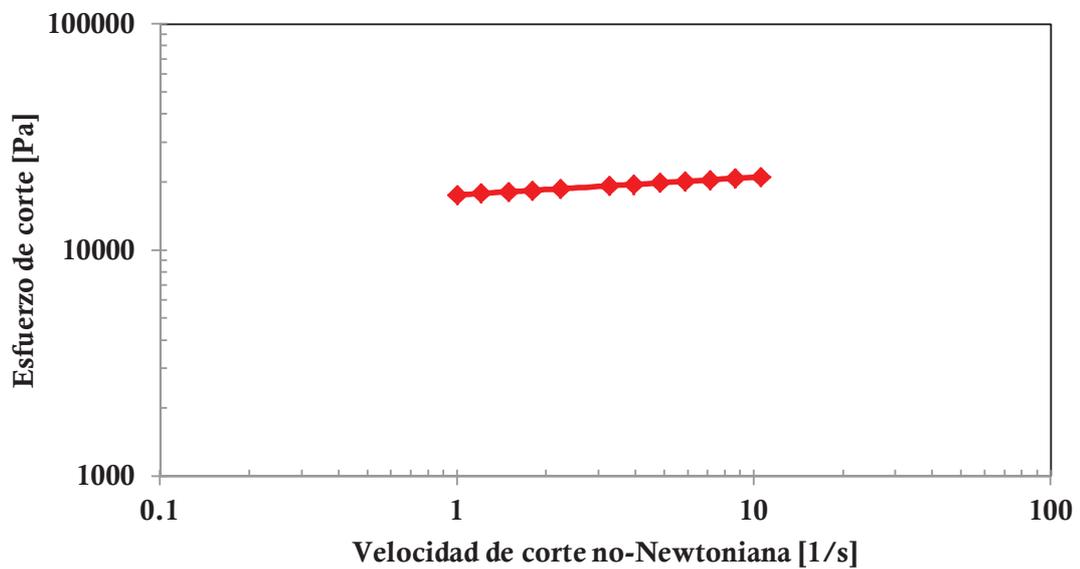


Fig. G.26 Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático a $50^{\circ}C$ y 1400 psia .

G.7 RESULTADOS PARA 750 psia y 50°C

Para esta prueba los resultados se muestran con las ecuaciones siguientes:

El polinomio de ajuste de los datos incluidos en la Fig. G.27:

$$\ln \gamma_a = 0.049 \ln \tau^2 + 0.5499 \ln \tau - 1.8082 \quad \dots \dots \dots (G.41)$$

La derivada de la Ec. G.41 se expresa por medio de la Ec. G.42:

$$\ln \gamma_a' = 0.098 \ln \tau + 0.5499 \quad \dots \dots \dots (G.42)$$

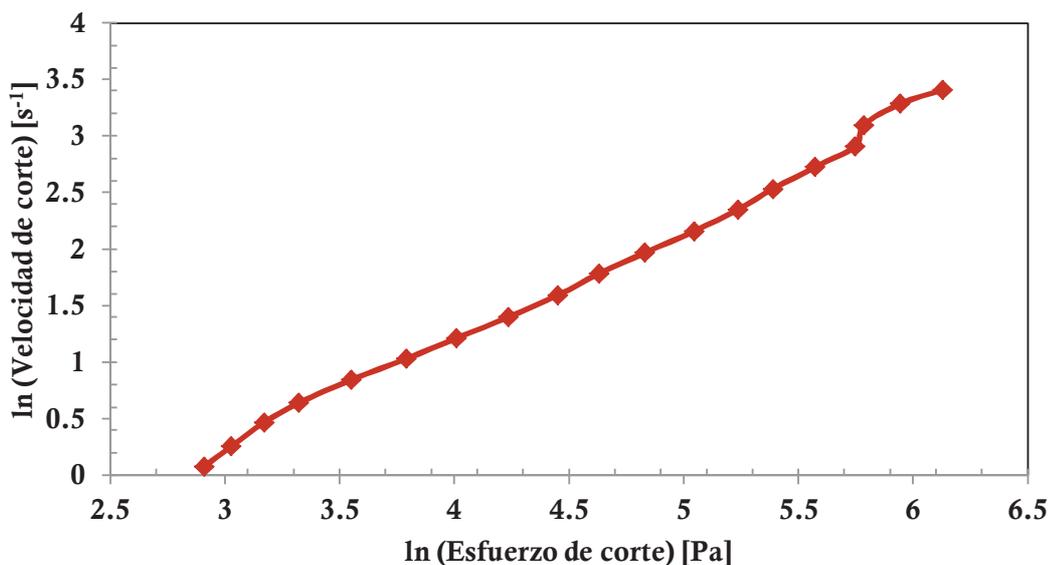


Fig. G.27 Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a 50°C y 750 psia .

El comportamiento reológico se muestra en la Fig. G.28 y se expresa matemáticamente de la manera siguiente:

$$\tau = 15.898\dot{\gamma}_{NN}^{1.0408} \dots\dots\dots (G.43)$$

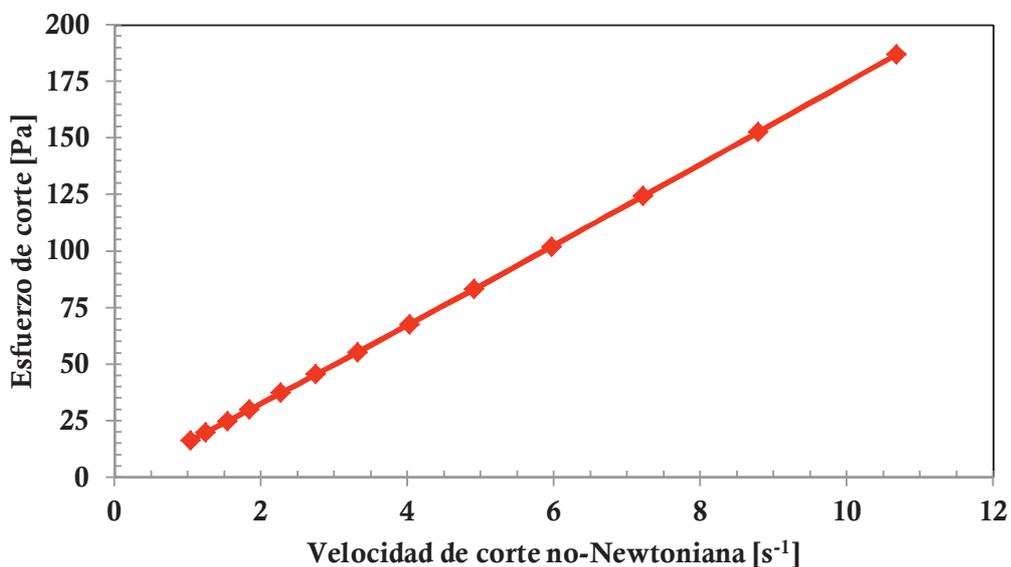


Fig. G.28 Comportamiento reológico aplicando el método de Weissenberg-Rabinowitsch a 50°C y 750 psia .

El modelo para el comportamiento del aceite del yacimiento A, a las condiciones de 750 psia y 50°C de la ley de potencias, se representa mediante la ecuación siguiente:

$$\mu_{NN} = 15898\dot{\gamma}_{NN}^{0.0408} \dots\dots\dots (G.44)$$

La **Fig. G.29** ilustra en forma gráfica el comportamiento descrito por la **Ec. G. 44**.

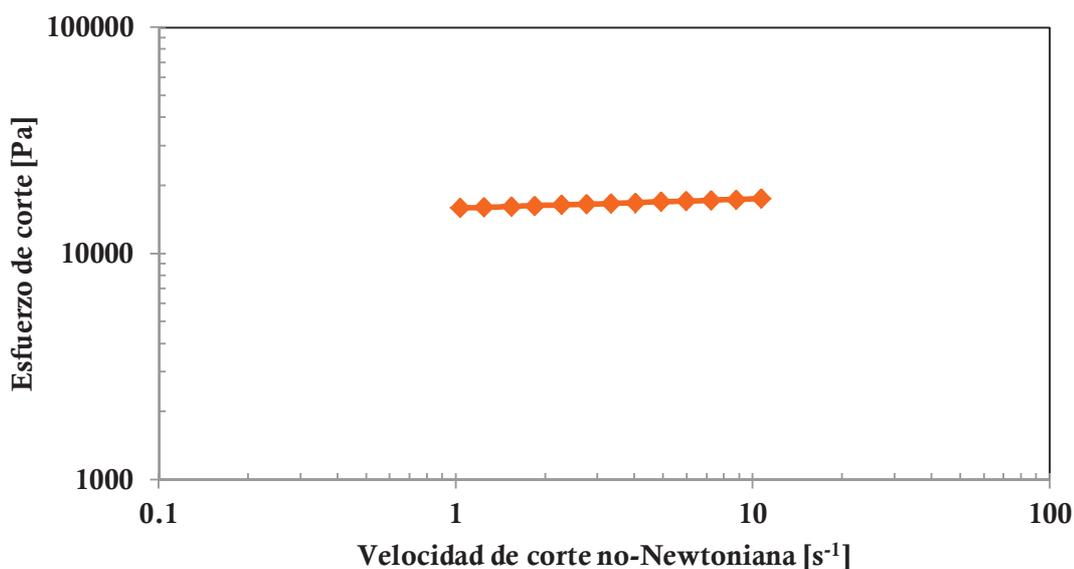


Fig. G.29 Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático a 50°C y 750 psia .

G.8 RESULTADOS PARA 14.7 psia y 50°C

El polinomio de ajuste de los datos incluidos en la **Fig. G.30**, y su ecuación se muestra a continuación:

$$\ln \gamma_a = 0.0155 \ln \tau^2 + 0.889 \ln \tau - 2.7075 \quad \dots\dots\dots (G.45)$$

La derivada de la **Ec. G.45** es:

$$\ln \gamma_a' = 0.1256 \ln \tau + 0.3476 \quad \dots\dots\dots (G.46)$$

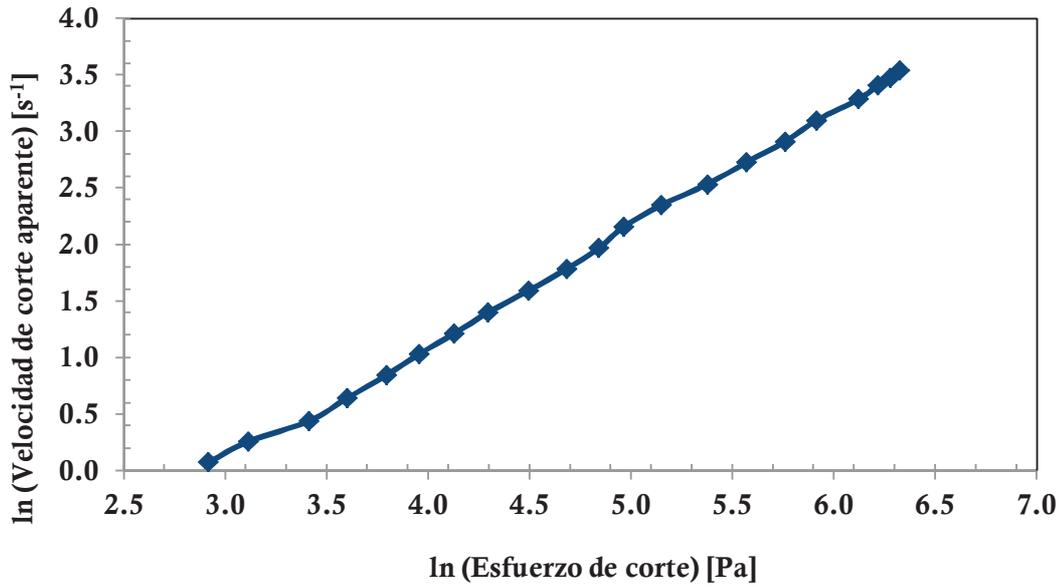


Fig. G.30 Polinomio del logaritmo natural de la velocidad de corte en función del logaritmo natural del esfuerzo de corte a 50°C y 14.7 psia .

El comportamiento reológico se muestra en la **Fig. G.31** y se representa mediante la **Ec. G.47**:

$$\tau = 18.039\dot{\gamma}_{NN}^{0.9862} \dots\dots\dots (G.47)$$

El modelo de la ley de potencias se representa mediante la **Ec. G.48** y se muestra la curva en la **Fig. G.32**:

$$\mu_{NN} = 18039\dot{\gamma}_{NN}^{-0.0138} \dots\dots\dots (G.48)$$

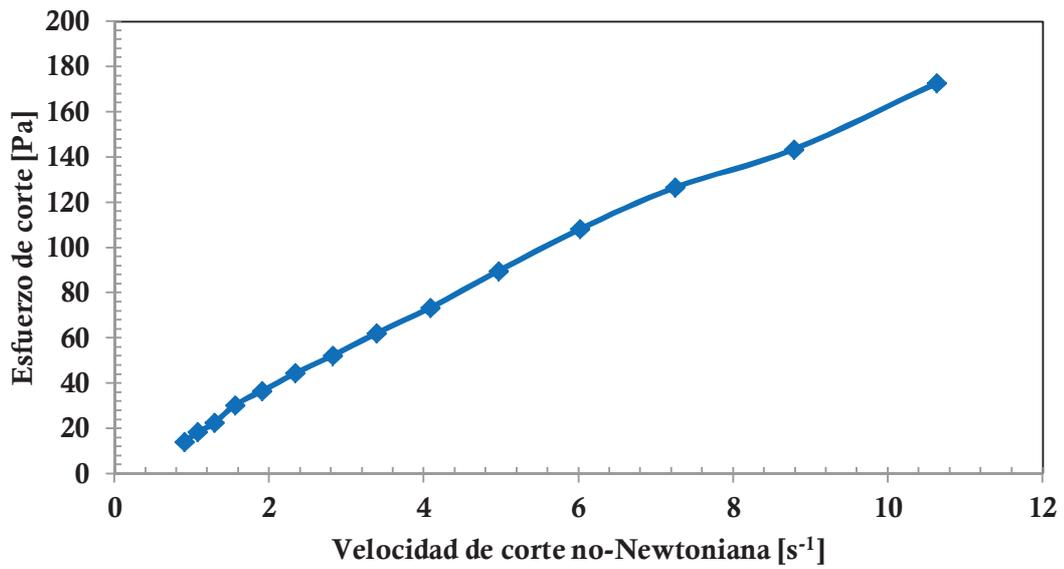


Fig. G.31 Comportamiento reológico aplicando el método Weissenberg-Rabinowitsch a 50°C y 1400 psia .

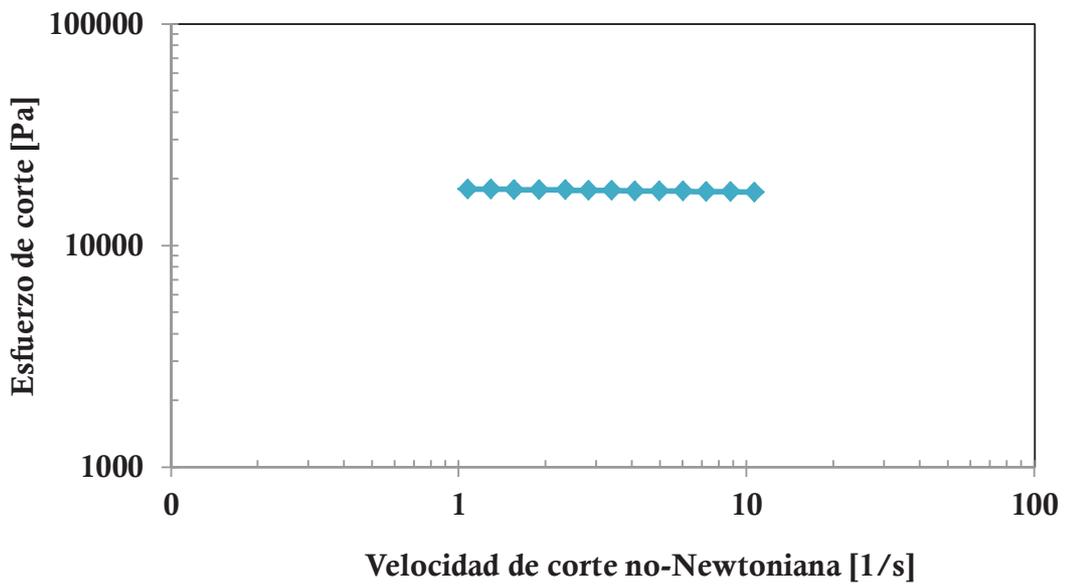


Fig. G.32 Comportamiento de la ley de potencias de acuerdo con el modelo matemático a 50°C y 1400 psia .

APÉNDICE G

Se observa que para los resultados obtenidos a 50 °C, específicamente en las presiones menores a 2100 *psi*, el comportamiento no-Newtoniano se va desvaneciendo conforme nos acercamos a la presión atmosférica, esta suavización del comportamiento puede deberse al acomodo de las partículas, es decir, el aceite ha sido expuesto a varios cambios de presión y temperatura, estos cambios se realizaron paulatinamente por lo que la estructura de los componentes del aceite ha tenido un tiempo de relajación para acomodarse.

Los polinomios de ajuste se emplean para obtener una función derivable que corresponda a los datos obtenidos mediante las mediciones experimentales, el significado de la pendiente de la derivada que se obtiene es el siguiente:

$$n' = \frac{d \ln \tau_p}{d \ln \dot{\gamma}_a} \dots\dots\dots (G.49)$$

La **Tabla G.1**, muestra los resultados obtenidos para cada uno de los valores de presión que se evaluaron en esta tesis, en las **Figs. G.33** y **G.34** pueden observarse los modelos que corresponden a cada presión.

Tabla G.1 Resultados para las diferentes presiones a 113 °C.

Temperatura [°C]	Presión [psi]	Modelo Reológico	Ley de Potencias	Comportamiento
113	2800	$\tau = 0.0004 \dot{\gamma}_{NN}^{2.4242}$	$\mu_{NN} = 4 \dot{\gamma}_{NN}^{1.4242}$	Dilatante
113	2100	$\tau = 0.0064 \dot{\gamma}_{NN}^{2.1192}$	$\mu_{NN} = 6.4 \dot{\gamma}_{NN}^{1.1192}$	Dilatante
113	1400	$\tau = 1.1422 \dot{\gamma}_{NN}^{0.5448}$	$\mu_{NN} = 1142.2 \dot{\gamma}_{NN}^{-0.4552}$	Pseudoplástico
113	750 [I1]	$\tau = 0.3028 \dot{\gamma}_{NN}^{1.2923}$	$\mu_{NN} = 302.8 \dot{\gamma}_{NN}^{0.2923}$	Dilatante
113	750 [I2]	$\tau = 0.9639 \dot{\gamma}_{NN}^{0.633}$	$\mu_{NN} = 963.9 \dot{\gamma}_{NN}^{-0.367}$	Pseudoplástico
113	14.7	$\tau = 1.2447 \dot{\gamma}_{NN}^{0.3522}$	$\mu_{NN} = 1244.7 \dot{\gamma}_{NN}^{-0.6478}$	Pseudoplástico

En las **Figs. G.33** y **G.34** se muestran los resultados finales de las pruebas realizadas a 113 °C, puede observarse que el comportamiento reológico se modifica a medida que la presión va disminuyendo, al inicio se presenta el comportamiento de tipo dilatante, hasta comportarse como un fluido de tipo pseudoplástico, estos cambios en principio pueden deberse al cambio de velocidades de corte, a la presencia de asfaltenos y parafinas, incluso a la alta concentración de sólidos y al acomodo estructural de las partículas del aceite.

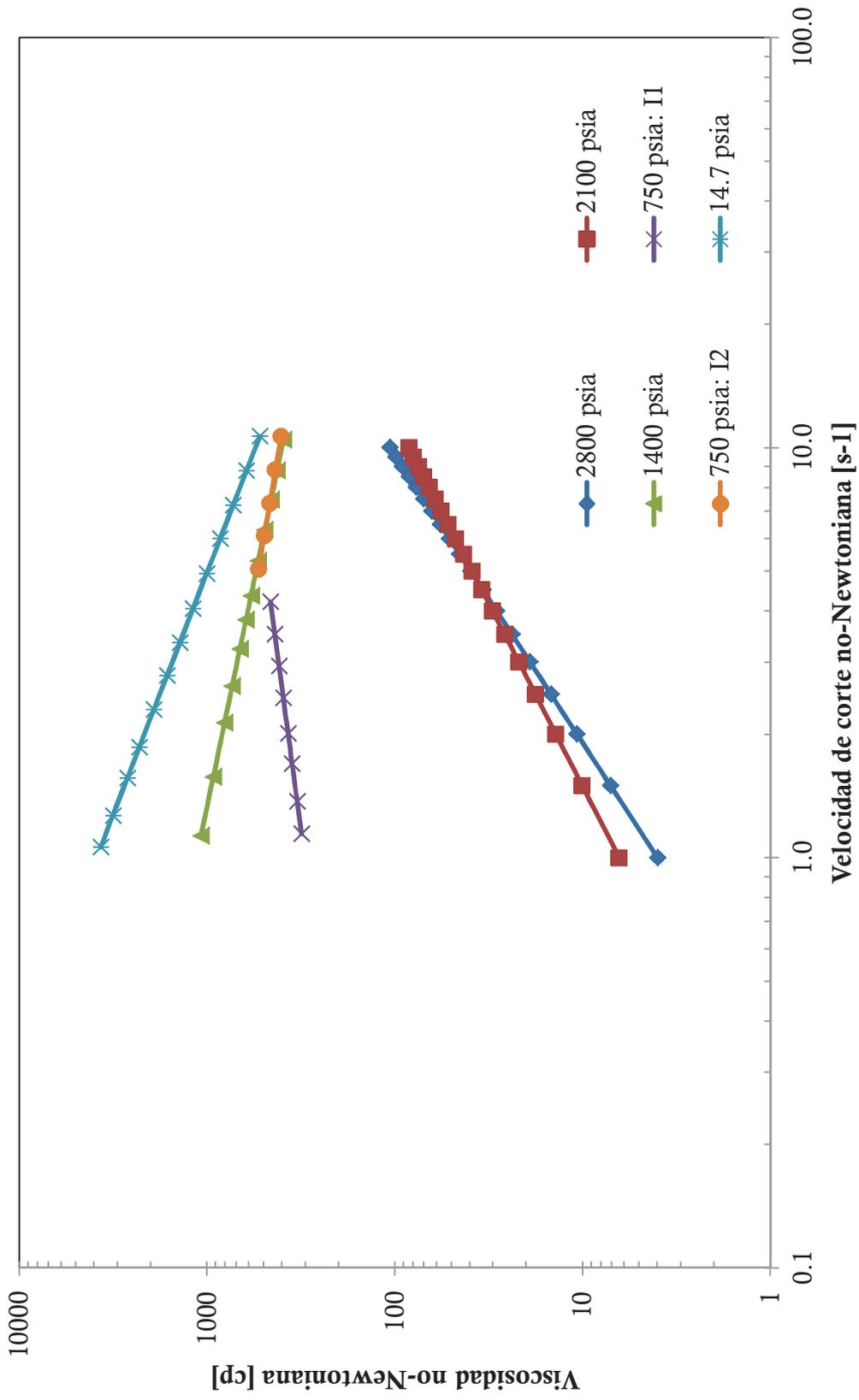


Fig. G. 33 Comportamiento de la ley de potencias para diferentes presiones a 113 °C

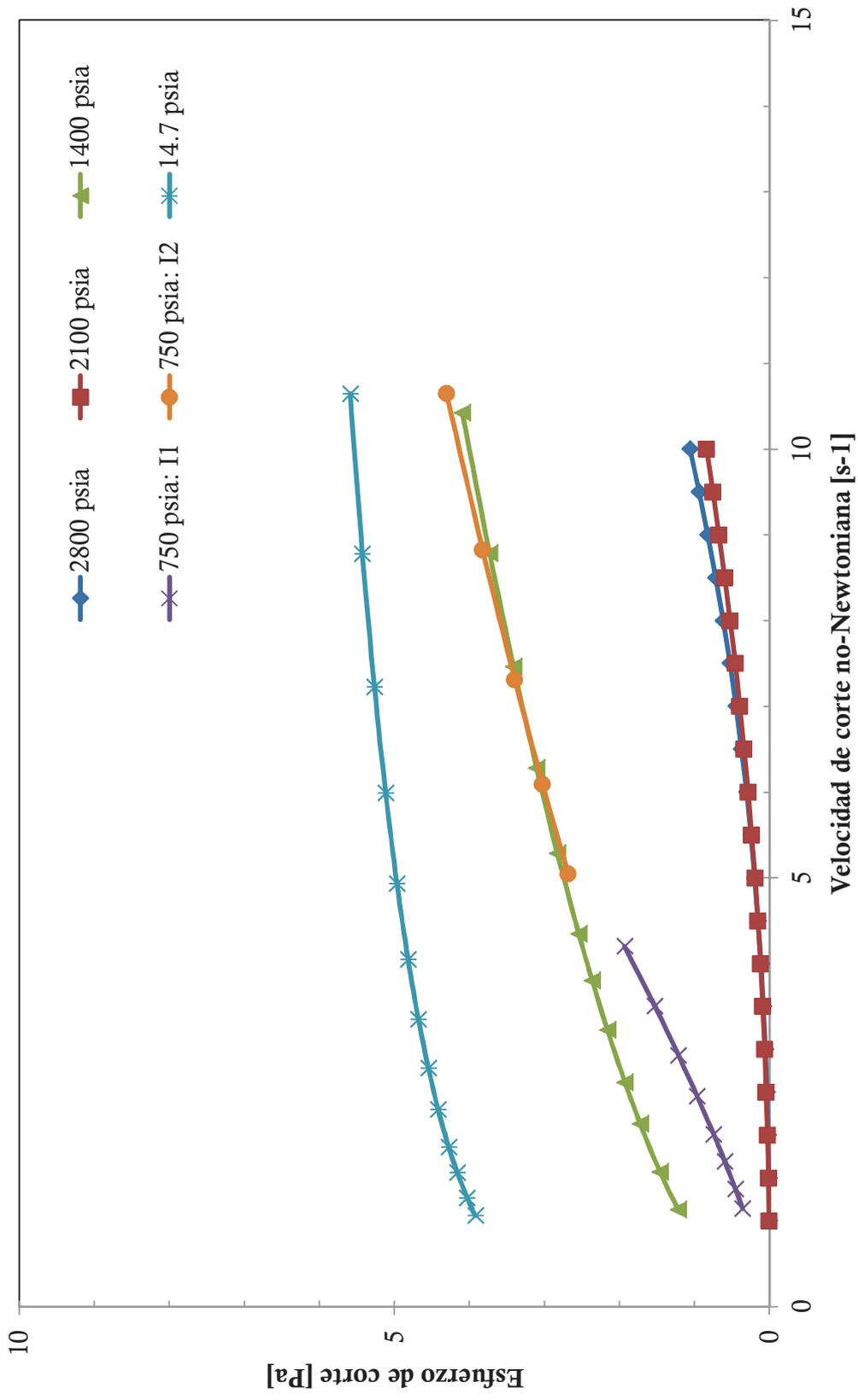


Fig. G. 34 Comportamiento reológico aplicando el método de Weissenberg-Rabinowitsch para diferentes presiones a 113 °C

La **Tabla G.2.**, muestra los resultados obtenidos para cada uno de los valores de presión que se evaluaron en esta tesis, en las **Figs. G.35** y **G.36** pueden observarse los modelos que corresponden a cada presión.

Tabla G.2. Resultados para las diferentes presiones a 50 °C .

Temperatura [°C]	Presión [psi]	Modelo Reológico	Ley de Potencias	Comportamiento
50	2100 [I1]	$\tau = 15.697 \dot{\gamma}_{NN}^{1.1647}$	$\mu_{NN} = 15697 \dot{\gamma}_{NN}^{0.1647}$	Dilatante
50	2100 [I2]	$\tau = 24.876 \dot{\gamma}_{NN}^{0.6056}$	$\mu_{NN} = 24876 \dot{\gamma}_{NN}^{-0.3944}$	Pseudoplástico
50	1400	$\tau = 17.58 \dot{\gamma}_{NN}^{1.0776}$	$\mu_{NN} = 17580 \dot{\gamma}_{NN}^{0.0776}$	Dilatante
50	750	$\tau = 15.898 \dot{\gamma}_{NN}^{1.0408}$	$\mu_{NN} = 15898 \dot{\gamma}_{NN}^{0.0408}$	Dilatante
50	14.7	$\tau = 18.039 \dot{\gamma}_{NN}^{0.9862}$	$\mu_{NN} = 18039 \dot{\gamma}_{NN}^{-0.0138}$	Pseudoplástico

En las **Figs. G.35** y **G.36** se presentan los resultados generales de todas las pruebas realizadas a 50 °C, en estas graficas, puede observarse que el comportamiento reológico que predomina es de tipo dilatante, también se registran cambios en el comportamiento de tipo pseudoplástico, estos cambios en principio pueden deberse al cambio de velocidades de corte a 2100 psi, y para las condiciones de 14.7 (lb/pg²) el cambio en el comportamiento del aceite se presenta debido a la disminución de la presión

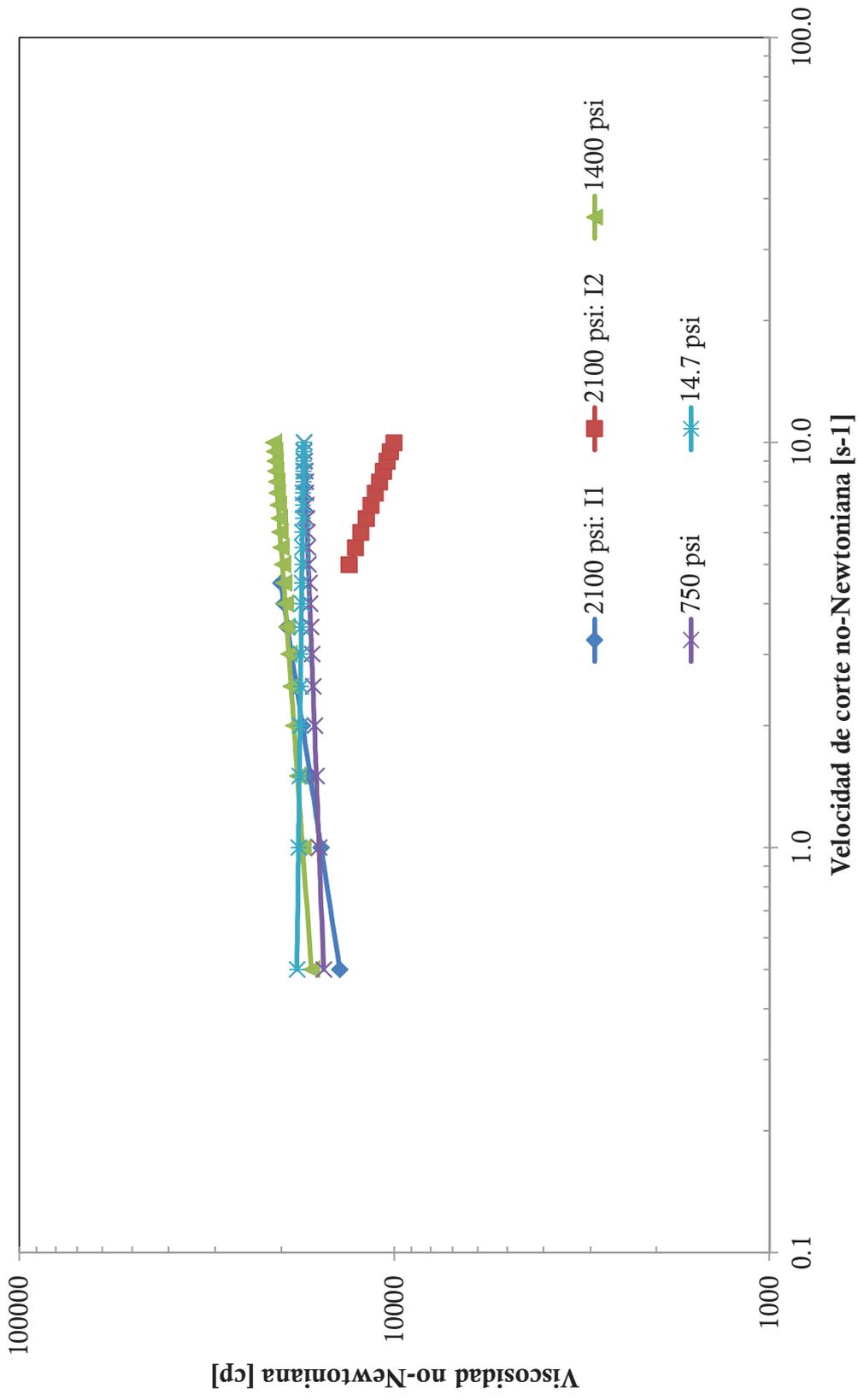


Fig. G. 35 Comportamiento de la ley de potencias para diferentes presiones a 50 °C

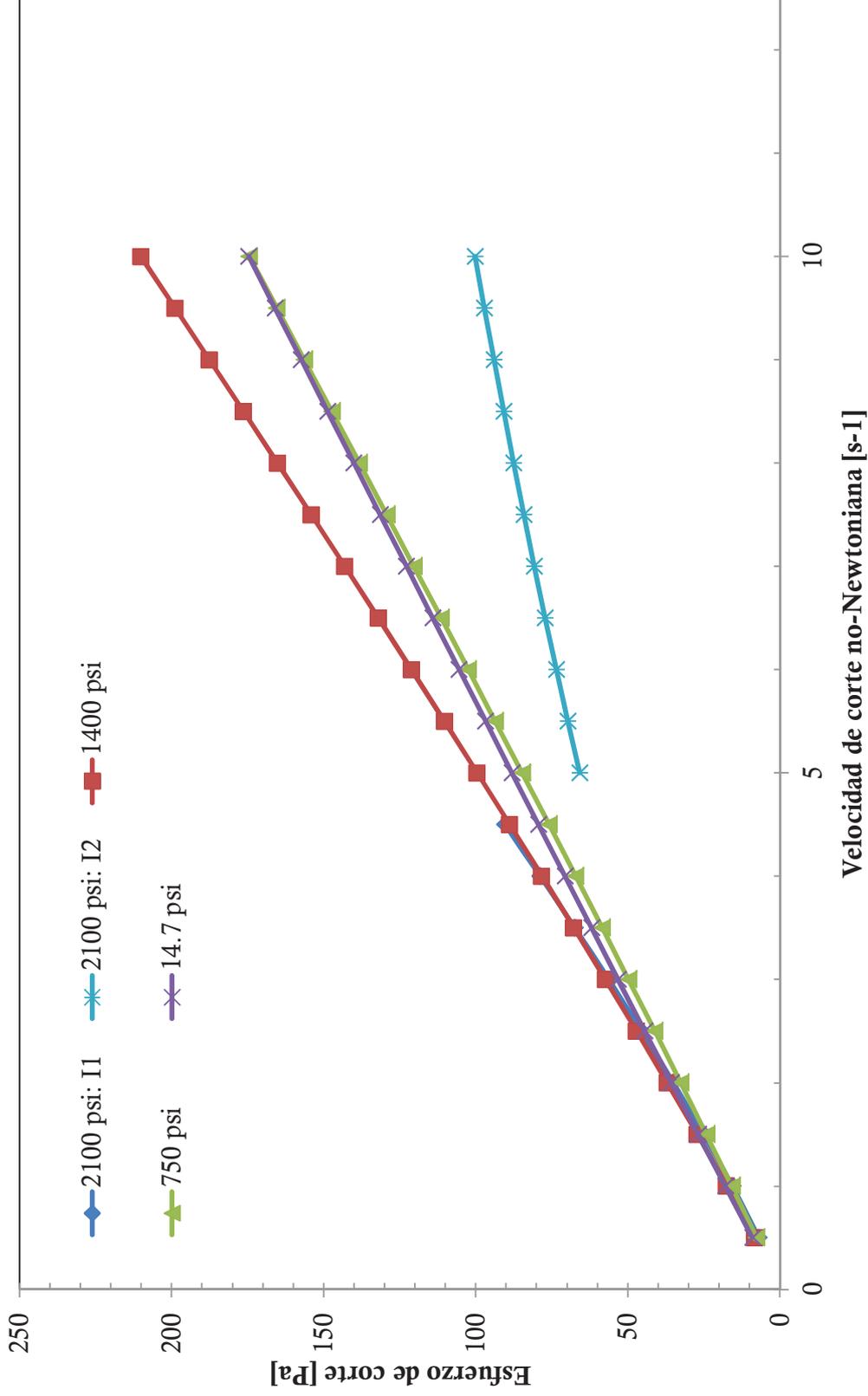


Fig. G. 36 Comportamiento reológico aplicando el método de Weissenberg-Rabinowitsch para diferentes presiones a 50 °C

APÉNDICE H

BÚSQUEDA DE PROGRAMAS DE CÓMPUTO ESPECIALIZADOS EN LA CARACTERIZACIÓN REOLÓGICA APLICADOS A LA INDUSTRIA PETROLERA

Durante la elaboración de este trabajo, se analizaron los programas de cómputo especializados en simulación de yacimientos y caracterización de fluidos **Eclipse 2011** y **Stars CMG**, con la finalidad de verificar que estos programas contaran con algún módulo que describiera el comportamiento reológico para los aceites extrapesados, con comportamiento no-Newtoniano. Como resultado de esta revisión, se concluyó que ninguno de los dos programas cuenta con este tipo de caracterización reológica.

De manera enfática se considera que es importante contar con este tipo de análisis y caracterización en los programas de cómputo, ya que no solo son necesarios para la

caracterización correcta de los aceites extrapesados, sino también para los fluidos que se emplean en los procesos de recuperación mejorada, puesto que los fluidos empleados en estos procesos siempre son de carácter no-Newtoniano.

Si estos productos o el aceite mismo no se caracterizan de manera correcta, el resultado de cualquier análisis tendrá gran incertidumbre, y por lo tanto no podrán emplearse con fiabilidad.

En los capítulos anteriores, se ha demostrado que los aceites extrapesados sí presentan un comportamiento no-Newtoniano; por lo tanto las simulaciones que se realicen con programas que no cuenten con los modelos adecuados para estos aceites, no serán válidas debido a que no representan el comportamiento real.

APÉNDICE I

BALANCE DE FUERZAS EN EL TUBO CAPILAR PARA DETERMINAR EL MODELO DE WEISSENBERG-RABINOWITSCH.

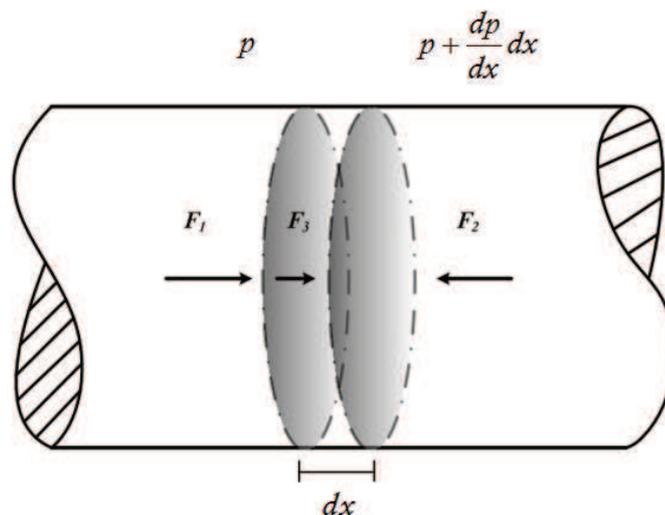


Fig. 3. 2 Balance de fuerzas del fluido en movimiento a lo largo del tubo capilar. (Son, 2006)

Partiendo de la Fig. 3.1, en la que se muestra el flujo de un fluido a través de un tubo capilar, considerando un volumen elemental (del fluido), puede obtenerse el esfuerzo de corte, como se demuestra a continuación:

El gasto (Q) y (dp/L) pueden transformarse fácilmente en $\dot{\gamma}$ y el esfuerzo τ . Partiendo de la **Ec. 3.1**:

$$\sum F = F_1 + F_2 + F_3 \quad \dots \dots \dots (3.1)$$

Donde:

F_1 , F_2 y F_3 : son las fuerzas que intervienen en el flujo del fluido a través del tubo capilar, el desarrollo de las fuerzas se muestra a continuación:

La fuerza hidrostática F_1 , se determina por medio de la **Ec. 3.2**:

$$F_1 = p(\pi R^2) \quad , \quad \dots \dots \dots (3.2)$$

Donde:

p = Es la presión que se genera por el flujo del fluido,

R = Es el radio del capilar,

π = Es la constante cuyo valor es 3.141596.

La fuerza hidrostática F_2 , se define como:

$$F_2 = - \left(p + \left(\frac{dp}{dx} \right) dx \right) \pi R^2 , \dots\dots\dots (1.1)$$

Donde:

p = Es la presión que se genera por el flujo del fluido,

R = Es el radio del capilar,

π = Es la constante cuyo valor es 3.141596.

$\frac{dp}{dx}$ Es el cambio de la presión con respecto al desplazamiento en la dirección x .

La fuerza F_3 , representa el esfuerzo que se aplica a lo largo del desplazamiento (dx),
 y τ_{rx} es el esfuerzo de corte radial en la dirección x :

$$F_3 = 2\pi R dx \tau_{rx} . \dots\dots\dots (3.4)$$

Donde:

dx = Es el desplazamiento del flujo en la dirección x ,

τ_{rx} = Es el esfuerzo de corte radial en la dirección x ,

R = Es el radio del capilar,

π = Es la constante cuyo valor es 3.141596 .

Sustituyendo las **Ecs. 3.2** a la **3.4** en la **Ec. 3.1**, se obtiene:

$$\sum F = p(\pi R^2) - \left(p + \left(\frac{dp}{dx} \right) dx \right) \pi R^2 + 2\pi R dx \tau_{rx} = 0 \quad , \quad \dots\dots\dots (1.2)$$

$$p(\pi R^2) - \pi p R^2 - \left(\frac{dp}{dx} \right) dx \pi R^2 + 2\pi R dx \tau_{rx} = 0 \quad , \quad \dots\dots\dots (1.3)$$

$$\cancel{p(\pi R^2)} - \cancel{\pi p R^2} - \left(\frac{dp}{dx} \right) dx \pi R^2 + 2\pi R dx \tau_{rx} = 0 \quad , \quad \dots\dots\dots (1.4)$$

$$-\left(\frac{dp}{dx} \right) dx \pi R^2 + 2\pi R dx \tau_{rx} = 0 \quad , \quad \dots\dots\dots (1.5)$$

$$-\left(\frac{dp}{dx} \right) dx \pi R^2 = -2\pi R dx \tau_{rx} \quad , \quad \dots\dots\dots (1.6)$$

Reorganizando términos se despeja el esfuerzo de corte radial en la dirección x , como se muestra a continuación:

$$\tau_{rx} = \frac{-\left(\frac{dp}{dx}\right) dx \pi R^2}{-2\pi R dx}, \dots\dots\dots (1.7)$$

$$\tau_{rx} = \frac{\cancel{\left(\frac{dp}{dx}\right) dx \pi R^2}}{\cancel{2 dx \pi R}}, \dots\dots\dots (1.8)$$

$$\tau_{rx} = \frac{R}{2} \left(\frac{dp}{dx}\right) \dots\dots\dots (3.9)$$

Determinando el esfuerzo de corte en la pared τ_p :

El esfuerzo de corte τ_p también puede evaluarse en términos de la velocidad de corte en la pared del capilar; si la velocidad de corte en la pared se expresa:

$$\dot{\gamma}_p = \left(-\frac{dv_x}{dr}\right)_p \dots\dots\dots (1.9)$$

La componente x de la velocidad de flujo es una función solo de la coordenada radial r ; por lo tanto puede expresarse como $v_x(r)$.

La Fig. I.1 muestra la variación lineal del esfuerzo de corte en la sección transversal del capilar, aumentando de cero a un valor máximo en la pared del tubo capilar.

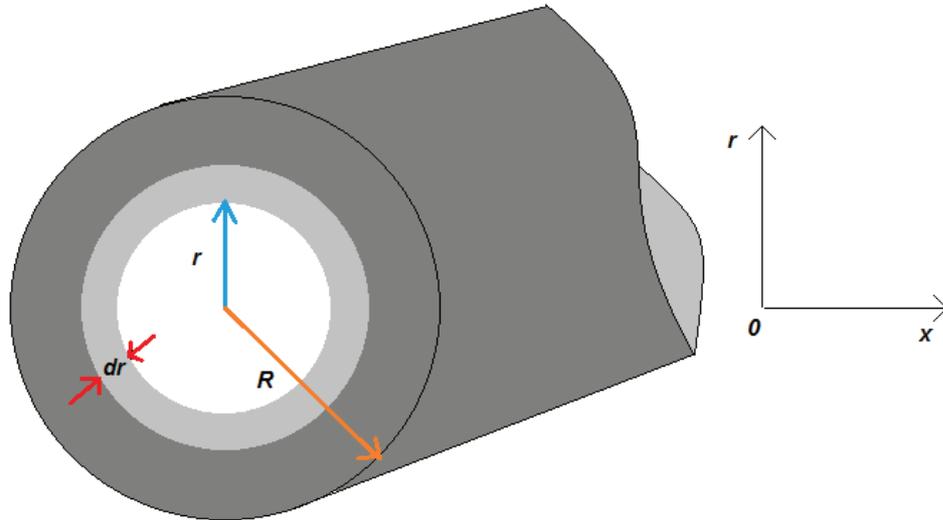


Fig. I.1 Sección transversal del tubo capilar.

Cabe destacar que la Ec. 3.9, puede aplicarse en presencia tanto de un flujo laminar como en flujo turbulento, de cualquier fluido incompresible. Esta ecuación proporciona la base para determinar el esfuerzo de corte en la pared del tubo capilar τ_p , como se muestra a continuación:

$$\tau_p = \left(\frac{r}{2}\right) \left(-\frac{\Delta p}{L}\right) \dots\dots\dots (I.10)$$

Ahora bien, el gasto del flujo a través del capilar se genera en el centro del volumen elemental, en las posiciones r y $(r + dr)$, de acuerdo con la Fig. I.1, por lo tanto, el gasto está dado por la **Ec. I.11**:

$$dQ = 2\pi r v_x(r) dr \quad \dots\dots\dots (I.11)$$

Integrando la Ec. I.11:

$$\int dQ = \int_0^R 2\pi r v_x dr \quad , \quad \dots\dots\dots (I.12)$$

$$Q = 2\pi \int_0^R r v_x dr \quad , \quad \dots\dots\dots (I.13)$$

$$Q = 2\pi \left[v_x \left(\frac{r^2}{2} \right) + \int_0^R \frac{r^2}{2} \left(\frac{dv_x}{dr} \right) dr \right] \quad \dots\dots\dots (I.14)$$

Considerando que no existe desplazamiento (flujo, en la pared del tubo capilar, Fig. I.1)
 $v_x = 0$, cuando $r = R$, entonces:

$$Q = 2\pi \left[\cancel{v_x \left(\frac{r^2}{2} \right)} + \int_0^R \frac{r^2}{2} \left(\frac{dv_x}{dr} \right) dr \right] \quad \dots\dots\dots (I.15)$$

Por lo que:

$$Q = 2\pi \left[\int_0^R \frac{r^2}{2} \left(\frac{dv_x}{dr} \right) dr \right] \dots\dots\dots (I.16)$$

Simplificando la **Ec. I.16**:

$$Q = \pi \left[\int_0^R r^2 \left(\frac{dv_x}{dr} \right) dr \right] \dots\dots\dots (I.17)$$

Para el flujo laminar de fluidos independientes del tiempo, la velocidad de corte, está determinada por el valor del esfuerzo de corte, por lo que se puede expresar en la forma siguiente:

$$\dot{\gamma}_p = -\frac{dv_x}{dr} = f(\tau_{rx}) \dots\dots\dots (I.18)$$

Donde:

$\dot{\gamma}_p$ = Es la velocidad de corte en la pared,

$f(\tau_{rx})$ = Es el valor del esfuerzo de corte a un cierto valor de la velocidad de corte,

$-\frac{dv_x}{dr}$ = Es el cambio de la velocidad en la dirección x con respecto al radio interno del capilar.

Combinando la **Ec. 3.9** y la **Ec. I.10**:

$$\frac{\tau_{rx}}{\tau_p} = \frac{r}{R} \quad \dots\dots\dots (I.19)$$

Despejando r y obteniendo las diferenciales:

$$r = \frac{\tau_{rx}}{\tau_p} R \quad , \quad \dots\dots\dots (I.20)$$

$$r = \left(\frac{R}{\tau_p} \right) \tau_{rx} \quad , \quad \dots\dots\dots (I.21)$$

$$dr = \left(\frac{R}{\tau_p} \right) d\tau_{rx} \quad \dots\dots\dots (I.22)$$

Sustituyendo las **Ecs. I.18, I.19 e I.22** en la **Ec. I.17**:

$$Q = \frac{\pi R^3}{\tau_p^3} \left[\int_0^{\tau_p} \tau_{rx}^2 f(\tau_{rx}) d\tau_{rx} \right] \quad \dots\dots\dots (I.23)$$

La **Ec. I.17**, puede emplearse de dos maneras:

I.1 Se integra directamente para obtener un modelo específico para un fluido; por ejemplo del tipo ley de potencias, resultando:

$$\tau_{rx} = H \left(\frac{dv_x}{dr} \right)^n = H \dot{\gamma}^n \quad , \quad \dots\dots\dots (1.24)$$

y

$$\frac{dv}{dr} = \dot{\gamma} = f(\tau_{rx}) = \left(\frac{\tau_{rx}}{H} \right)^{1/n} \quad . \quad \dots\dots\dots (1.25)$$

I.2 Estableciendo de forma general las características de un fluido cuyo comportamiento es independiente del tiempo, para desarrollar y analizar datos reológicos, como se muestra a continuación:

Reorganizando la **Ec. I.23**:

$$\left(\frac{Q}{\pi R^3} \right) \tau_p^3 = \left[\int_0^{\tau_p} \tau_{rx}^2 d\tau_{rx} f(\tau_{rx}) \right] \quad . \quad \dots\dots\dots (1.26)$$

Puede observarse claramente que el lado derecho de la **Ec. I.26** es una integral definida; el resultado final depende únicamente del valor del esfuerzo de corte y no de la función continua $f(\tau_{rx})$; por lo tanto, es necesario evaluar solo el esfuerzo de corte y la velocidad de corte en $r = R$ o simplemente $f(\tau_p)$. Aplicando la regla de Leibniz, se obtiene la derivada de la Ec. I.26 con respecto a τ_p :

$$\frac{d}{d\tau_p} \left\{ \left(\frac{Q}{\pi R^3} \right) \tau_p^3 \right\} = \frac{d}{d\tau_p} \left\{ \int_0^{\tau_p} \tau_{rx}^2 d\tau_{rx} \right\} f(\tau_p) \quad \dots \dots \dots (1.27)$$

Resolviendo y organizando la **Ec. I.27**:

$$\frac{d}{d\tau_p} \left\{ \left(\frac{Q}{\pi R^3} \right) \tau_p^3 \right\} = \frac{d}{d\tau_p} \left\{ \int_0^{\tau_p} \tau_{rx}^2 d\tau_{rx} \right\} f(\tau_p) \quad , \quad \dots \dots \dots (1.28)$$

$$3\tau_p^2 \left(\frac{Q}{\pi R^3} \right) + \tau_p^3 \frac{d}{d\tau_p} \left(\frac{Q}{\pi R^3} \right) = \tau_p^2 f(\tau_p) \quad , \quad \dots \dots \dots (1.29)$$

$$f(\tau_p) = \frac{3\cancel{\tau_p^2} \left(\frac{Q}{\pi R^3} \right)}{\cancel{\tau_p^2}} + \frac{\tau_p^3 \frac{d}{d\tau_p} \left(\frac{Q}{\pi R^3} \right)}{\cancel{\tau_p^2}} \quad , \quad \dots \dots \dots (1.30)$$

$$f(\tau_p) = 3\left(\frac{Q}{\pi R^3}\right) + \tau_p \frac{d}{d\tau_p}\left(\frac{Q}{\pi R^3}\right), \dots\dots\dots (1.31)$$

Introduciendo el factor $\frac{4}{4}$ del lado derecho y usando la identidad $d \ln x = \frac{dx}{x}$, la **Ec. I.31**, puede escribirse como

$$f(\tau_p) = \left(\frac{dv_x}{dr}\right)_p = \dot{\gamma}_p = \frac{4Q}{\pi R^3} \left[\frac{3}{4} + \frac{1}{4} \frac{d \ln\left(\frac{4Q}{\pi R^3}\right)}{d \ln \tau_p} \right], \dots\dots\dots (1.32)$$

Recordando la **Ec. I.18** y sustituyendo en la **Ec. I.31**:

$$f(\tau_p) = \left(\frac{dv_x}{dr}\right)_p = \dot{\gamma}_p = \dot{\gamma}_{NN} = \dot{\gamma}_a \left[\frac{3}{4} + \frac{1}{4} \frac{d \ln(\dot{\gamma}_a)}{d \ln \tau_p} \right], \dots\dots\dots (1.33)$$

Donde:

$f(\tau_p)$ = Es la velocidad de corte en función del esfuerzo de corte en la pared,

$\frac{dv_x}{dr}$ = Es el cambio de la velocidad en la dirección x con respecto al radio interno del capilar,

$\dot{\gamma}_p$ = Es la velocidad de corte en la pared del tubo capilar,

$\dot{\gamma}_{NN}$ = Es la velocidad de corte no-Newtoniana o real del flujo del fluido a través del tubo capilar,

$\dot{\gamma}_a = \frac{4Q}{\pi r^3}$ = Es la velocidad aparente del flujo del fluido en el tubo capilar.

Factorizando y reordenando la **Ec. I.33**:

$$\dot{\gamma}_{NN} = \frac{\dot{\gamma}_a}{4} \left[3 + \frac{d \ln(\dot{\gamma}_a)}{d \ln \tau_p} \right] , \dots\dots\dots (3.23)$$

Empleando la **G.49**, la expresión anterior también puede expresarse como:

$$\dot{\gamma}_{NN} = \dot{\gamma}_a \left[\frac{3n' + 1}{4n'} \right] , \dots\dots\dots (G.49)$$

La **Ec. 3.23** se conoce como el modelo de Weissenberg-Rabinowitsch, empleado generalmente para corregir el perfil de velocidades, también puede emplearse la **Ec. G.49**.

El modelo de Weissenberg-Rabinowitsch, es empleado para corregir el perfil de velocidades del flujo, existen otras correcciones que se aplican para las caídas de presión en tuberías y para considerar los efectos de fricción.