UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

"Diseño, validación e implementación de un sistema experimental de alta presión y temperatura para medición de viscosidad de aceites crudos con precisión de referencia"

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

CHRISTIAN DAVID CASTILLO GÓMEZ

DIRECTOR:

DR.SERGIO E. QUIÑONES CISNEROS

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.2014

Agradecimientos

Dedicatoria

Índice General

Página

Abstract **I-II**

Resumen **III-IV**

CAPITULO 1. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS **1-3**

1.1 FLUIDOS 3-4

1.1.1 Tipos de fluidos 4-6

1.1.2 Fluidos Petroleros 6-7

1.1.3 Clasificación de los fluidos petroleros 7-9

1.2 COMPONENTES QUÍMICOS DEL PETRÓLEO 9-10

1.3 PETRÓLEO PESADO Y SUS ORÍGENES 11-12

1.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS PETRÓLEOS PESADOS EN EL POZO 12-14

1.5 ANÁLISIS DE PETRÓLEO PESADO EN EL LABORATORIO 14

1.6 VISCOSIDAD 14-16

1.6.1 Unidades de viscosidad 16-17

1.6.2 Comportamiento de la Viscosidad respecto a Temperatura y Presión 17-18

1.6.3 Importancia de la Viscosidad 19-20

1.7 TÉCNICAS DE MEDICIÓN DE VISCOSIDAD EN EL LABORATORIO 20-21

1.7.1 Viscosímetros capilares 21-23

1.7.2 Viscosímetro Electromagnético (EMV) 23-24

1.7.3 Viscosímetro de caída de cuerpo sólido 24

1.7.3.1 Peso y principio de Arquímedes 25

1.7.3.2 Fuerzas de Rozamiento 25-27

1.7.3.3 Ley de Stokes 27-28

1.7.3.4 Formulación de la Ecuación de un viscosímetro de caída de cuerpo sólido 28-31

1.8 OBJETIVOS GENERALES 31

Referencias del Capítulo 1 32-33

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL 34

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EXPERIMENTAL DE MEDICIÓN DE VISCOSIDAD A ALTAS PRESIONES Y TEMPERATURAS CON PRECISIÓN DE REFERERENCIA. 34-35

2.1.1 Características del Viscosímetro de caída de cuerpo sólido (pistón) 35-37

2.1.2 Bomba tipo jeringa 38

2.1.3 Cilindro de transferencia tipo pistón 38

2.1.4 Pistones 38-39

2.3 CONTROL DE LA PRESIÓN 39

2.4 CONTROL DE LA TEMPERATURA 40

2.5 LIMPIEZA DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN 40-41

2.6 ACONDICIONAMIENTO DE LAS MUESTRAS 41

2.7 METODOLOGÍA DE LAS MEDICIONES 42

Referencias del Capítulo 2 43

CAPÍTULO 3. VALIDACIÓN CON FLUIDOS DE REFERENCIA 44

3.1 IMPORTANCIA DE LOS FLUIDOS DE REFERENCIA 44-45

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE REFERENCIA 45

3.2.1 Agua destilada y desionizada 45-46

3.3 MEDICIONES DE VISCOSIDAD A PRESIÓN ATMOSFÉRICA 46-47

3.4 METODOLOGÍA DE CALIBRACIÓN 47-49

3.5 CORRECCIÓN DE VISCOSIDAD POR EFECTO DE ARQUÍMEDES Y BOUYANACY 49-51

3.5.1 Celda PVT 51-54

3.6 MEDICIONES DE VISCOSIDAD PARA VALIDAR EL MÉTODO 54

3.6.1 Viscosidad del Agua 54-59

3.7 OBSERVACIONES SOBRE LA VALIDACIÓN DEL MÉTODO 59

3.8 CALIBRACIÓN DE ESTÁNDARES DE VISCOSIDAD ALEMANES 59

3.8.1 Fluido 1000 cP 60-65

3.8.2 Fluido 10,000 cP 66-69

3.8.3 Fluido 50,000 cP 69-72

Referencias del Capítulo 3 73

CAPÍTULO IV. APLICACIÓN A CRUDOS MEXICANOS 74

4.1 VISCOSIDAD DE UN CRUDO PESADO 74-80

4.2 VISCOSIDAD DE UN CRUDO MEDIO 80-84

4.3 VISCOSIDAD DE UN CRUDO LIGERO 84-88

4.4 COMPARACIÓN DE DATOS DE VISCOSIDAD DE LOS ACEITES CRUDOS MEDIDOS 88

4.4.1 Comparación Crudo pesado 88-89

4.4.2 Comparación Crudo medio 89-90

4.4.3 Comparación Crudo ligero 90-91

4.5 OBSERVACIONES SOBRE LA COMPARACIÓN DE CRUDOS 91-92

4.6 TIEMPOS DE MEDICIONES 92-93

Referencias del Capítulo IV 94

CONCLUSIONES **95-97**

SÍMBOLOS, ABREVIATURAS Y NOMENCLATURAS **98-100**

ANEXO 1 **A**

A.1.1 Datos de viscosidad completos para el agua A

A.1.2 Datos completos de viscosidad para el estándar de 1000 cP B

A.1.3 Datos completos de viscosidad para el estándar de 10,000 cP C

A.1.4 Datos completos de viscosidad para el estándar de 50,000 cP D

ANEXO 2 **E**

A.2.1 Datos completos de viscosidad para crudo pesado E

A.2.2 Datos completos de viscosidad para crudo medio F

A.2.3 Datos completos de viscosidad para crudo ligero G

Índice de Figuras Página

CAPÍTULO 1

Figura 1.1 Reservas Totales de Petróleo en el mundo. 3

Elaboración propia.

Figura 1.2 Fluido Viscoso [1] 4

Figura 1.3 Esfuerzo de Corte vs Velocidad de Corte para fluidos Newtonianos y No-Newtonianos[3] 5

Figura 1.4 Un fluido entre dos placas bajo un esfuerzo de corte. F es la fuerza que actúa en la placa superior, U la velocidad a la cual la placa superior se mueve, h es el espesor entre las placas, y u es la velocidad del fluido. 16

Elaboración propia.

Figura 1.5 Valores de viscosidad para diversos fluidos [1] 17

Figura 1.6 Comportamiento isobárico de viscosidad para el H_2S [19] 18

Figura 1.7 Viscosímetro Capilar [20] 23

Figura 1.8 Diagrama de Viscosímetro Electromagnético [11] 24

Figura 1.9. Número de Reynolds para algunas geometrías [14] 27

Figura 1.10 Cuerpo sumergido en un líquido [14] 28

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 Diagrama del Sistema de Medición de Viscosidad a Alta Presión y Temperatura. 34

Elaboración propia.

Figura 2.2. Sistema de Medición de Viscosidad a Alta Presión y Temperatura. 35

Elaboración propia.

Figura 2.3. Diagrama de la celda. 36

Elaboración propia.

Figura 2.4. Ángulos de trabajo del Viscosímetro [20] 37

Figura 2.5. Pistones usados en el Viscosímetro. 39

Elaboración propia.

Figura 2.6. Manómetro mecánico Baumer al final de la celda del viscosímetro. 39

Elaboración propia.

Figura 2.7. Baño Térmico Hubber. 40

Elaboración propia.

Figura 2.8. Limpieza de Equipos. 41

Elaboración propia.

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 Diagrama celda Stabinger SV3000 (RB) 47

Figura 3.2 Calibración para una muestra de crudo. 48

Elaboración propia.

Figura 3.3 Celda PVT (Fluid Eval). 52

Elaboración propia.

Figura 3.4 Presión de saturación para un crudo mexicano. 53

Elaboración propia.

Figura 3.5 Calibración de la viscosidad del agua. 56

Elaboración propia.

Figura 3.6. Viscosidad del Agua Comparada con NIST 58

Elaboración propia.

Figura 3.7. Primera calibración fluido 1000 cP 62

Elaboración propia.

Figura 3.8. Segunda calibración fluido 1000 cP 63

Elaboración propia.

Figura 3.9. Diagrama del Sistema de Medición de Viscosidad y Densidad a alta presión y temperatura. 64

Elaboración propia.

Figura 3.10 Viscosidad del Estándar de 1000 cP 65

Elaboración propia.

Figura 3.11 Primera calibración fluido 10,000 cP 67

Elaboración Propia.

Figura 3.12 Segunda calibración fluido 10,000 cP 68

Elaboración propia.

Figura 3.13 Curva de viscosidad para estándar de 10,000. 68

Elaboración propia.

Figura 3.14. Primera calibración del estándar de 50,000 cP.70

Elaboración propia.

Figura 3.15 Segunda calibración del estándar de 50,000 cP. 71

Elaboración propia.

Figura 3.16. Viscosidad del estándar de 50,000 cP. 72

Elaboración propia.

CAPÍTULO 4

Figura 4.1 Primera calibración del crudo pesado. 76

Elaboración propia.

Figura 4.2 Segunda calibración del crudo pesado. 77

Elaboración propia.

Figura 4.3 Densidad de crudo pesado ajustada a la ecuación de Tait. 78

Elaboración propia.

Figura 4.4.a Viscosidad de Crudo Pesado. 79

Elaboración propia.

Figura 4.4.b Viscosidad de Crudo Pesado Semi-Log 79

Elaboración propia.

Figura 4.5 Primera calibración crudo medio. 81

Elaboración propia.

Figura 4.6.Segunda calibración de crudo medio. 82

Elaboración propia.

Figura 4.7 Densidad de crudo medio ajustada a la ecuación de Tait. 83

Elaboración propia.

Figura 4.8.a Viscosidad de un crudo medio. 83

Elaboración propia.

Figura 4.8.b Viscosidad de un crudo medio Semi-Log 84

Elaboración propia.

Figura 4.9 Calibración crudo ligero. 85

Elaboración propia.

Figura 4.10 Densidad con ecuación de Tait para crudo ligero. 86

Elaboración propia.

Figura 4.11.a Viscosidad de crudo ligero. 87

Elaboración propia.

Figura 4.11.b Viscosidad de crudo ligero Semi-Log 87

Elaboración propia.

Figura 4.12 Viscosidad comparada crudo pesado. 89

Elaboración propia.

Figura 4.13 Viscosidad comparada crudo medio. **90**

Elaboración propia.

Figura 4.14 Viscosidad comparada crudo ligero. 91

Elaboración propia.

Figura 4.15 Zafiro quebrado 92

Elaboración propia.

Índice de Tablas

Página

CAPÍTULO 1

Tabla 1.1 Clasificación de aceites crudos basados en la definición API. 8

Elaboración propia.

Tabla 1.2. Definición UNITAR de aceite pesado y bitumen. 8

Elaboración propia.

Capítulo 2

Tabla 2.1 Especificaciones Técnicas RBV1000. 37

Elaboración propia.

Tabla 2.2. Especificaciones Técnicas de la Bomba. 38

Elaboración propia.

Tabla 2.3 Especificaciones Técnicas del Cilindro de Transferencia 38

Elaboración propia.

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1 Propiedades agua destilada y desionizada. 46

Elaboración propia.

Tabla 3.2 Mediciones de viscosidad para un crudo con el SV3000. 47

Elaboración propia.

Tabla 3.3. Mediciones de viscosidad para un crudo con SV3000 Y RBV1000. 48

Elaboración propia.

Tabla 3.4 Cálculo de Longitud de Pistón. 50

Elaboración propia.

Tabla 3.5. Cálculo de la nueva densidad del pistón. 51

Elaboración propia.

Tabla 3.6 Datos de tiempo de caída para el agua. 55

Elaboración propia.

Tabla 3.7 Datos de viscosidad de agua NIST. 56

Elaboración propia.

Tabla 3.8 Mediciones de viscosidad corregidas agua. 57

Elaboración propia.

Tabla 3.9 Hoja de datos fluido 1000 cP. 60

Elaboración propia.

Tabla 3.10 Mediciones de viscosidad para el fluido 1000 cP, SV3000. 61

Elaboración propia.

Tabla 3.11 Mediciones de FT para fluido de 1000 cP. 62

Elaboración propia.

Tabla 3.12 Mediciones de FT fluido 1000 cP pistón 2. 63

Elaboración propia.

Tabla 3.13 Hoja de datos fluido 10,000 cP. 66

Elaboración propia.

Tabla 3.14 Mediciones de viscosidad para fluido de 10,000 cP con el SV3000. 66

Elaboración propia.

Tabla 3.15 Mediciones de viscosidad para fluido 10,000 cP con el SV3000, pistón 2. 67

Elaboración propia.

Tabla 3.16 Hoja de datos fluido 50,000 cP. 69

Elaboración propia.

Tabla 3.17 Mediciones de viscosidad para un fluido de 50,000 cP con SV3000. 70

Elaboración propia.

Tabla 3.18 Mediciones de viscosidad para un fluido de 50,000 cP, pistón 2, SV3000. 71

Elaboración propia.

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1 Mediciones de FT para un crudo pesado con el RBV.75

Elaboración propia.

Tabla 4.2 Datos primera calibración crudo pesado. 76

Elaboración propia.

Tabla 4.3 Datos segunda calibración crudo pesado. 77

Elaboración propia.

Tabla 4.4 Datos primera calibración crudo medio. 81

Elaboración propia.

Tabla 4.5 Datos segunda calibración crudo medio. 82

Elaboración propia.

Tabla 4.5 Datos calibración crudo ligero. 85

Elaboración propia.

Abstract

The viscosity is an important fluid property in the petroleum industry; it is of fundamental importance for all sorts of processes such as exploitation, transport, conduction, refining, etc. Viscosity is a property that exhibits dramatic changes, frequently over orders of magnitude as crude oils go from reservoir condition to ambient conditions, more so in the case of heavy oils. Currently in the world there is a lack of knowledge in this topic, especially for heavy oils. Considering that heavy oils are of strategic importance for Mexico, due to that the volume of light oil is less than the volume of heavy oils. It is equally important the development of accurate and reliable methodologies for the viscosity characterization of these fluids for the full range of conditions that they undergo. All this methodologies will help to PEMEX to create blends of different crude oils (from light oil to heavy oil) in order to perform the more accurate blends and reach the quality specifications for sale (Itsmo, light oil with 33°API, Maya, heavy oil with 22 °API and Olmeca, super light oil with 39.3 °API) to different customers.

The main purpose of this work is the design, validation and implementation of an experimental system operating in a range of temperature that goes from ambient to reservoir conditions (120°C) and up to 1000 bar of pressure to measure the viscosity of hydrocarbons with reference accuracy. For this purpose, the design of a hydraulic system for high pressure and temperature was proposed and implemented; this system was developed to allow simultaneous measurements of viscosity and density of a sample.

The viscosity measurement system includes different laboratory equipment; a high pressure syringe pump, a transfer fluid piston cylinder, a high pressure falling body viscometer equipped with a variety of geometries that allow for the determination of viscosities covering four orders of magnitude, a thermal bath, an oscillating U-tube densitometer and a high accuracy Stabinger Viscometer for the calibration of the equipment.

The experimental setting is calibrated and validated against one reference fluid. The chosen reference fluid is water.

All the measurements and experiments were performed in the Vinci Technologies Headquarters in Nanterre, France and in the Materials Research Institute (IIM) that is part of the National Autonomous University of México (UNAM).

Once the experimental system has been validated with the reference fluid, three representative Mexican crude oils are measured: heavy oil, medium oil and light oil. Our viscosity data are compared with other results from other laboratory using a different technique. Finally a thorough uncertainly analysis is carried in order to estimate, as precisely as possible, the uncertainty related to our measurements.

Resumen

La viscosidad es una propiedad principal para la industria petrolera; es de fundamental importancia para todo el conjunto de procesos como la explotación, transporte, conducción, refinación, etc. La viscosidad es una propiedad que exhibe cambios dramáticos, frecuentemente arriba de órdenes de magnitud que van desde condiciones de yacimiento hasta condiciones de superficie, especialmente en el caso de crudos pesados. Actualmente en el mundo hay una falta de conocimiento en este tema, especialmente para crudos pesados. Considerando que los crudos pesados son de importancia estratégica para México, debido a que el volumen de crudos ligeros es menor al volumen de crudos pesados. Es igualmente importante el desarrollo de metodologías confiables y precisas para la caracterización de viscosidad de estos fluidos para el rango completo de condiciones a los que se someten. Todas éstas metodologías ayudarán a PEMEX a crear mezclas que involucren diferentes crudos (desde crudo ligero hasta crudo pesado) en orden de hacer las mezclas más precisas y alcanzar las cualidades de especificación para venta (Itsmo, aceite ligero con 33°API, Maya, aceite pesado con 22 °API y Olmeca, crudo súper ligero con 39.3 °API) a diferentes clientes.

El propósito de este trabajo es el diseño, validación e implementación de un sistema experimental operando en un rango de temperaturas que van desde condiciones de superficie hasta condiciones de yacimiento (120°C) y en un rango desde presión atmosférica hasta presiones de 1000 bar (14,503 psi y 1015.21 kg/cm^2) para la medición de viscosidad de hidrocarburos con precisión de referencia. Para este trabajo, el diseño de un sistema hidráulico para alta presión y temperatura fue propuesto e implementado; este sistema fue desarrollado para permitir mediciones simultáneas de viscosidad y densidad de una muestra de hidrocarburos.

El sistema de medición de viscosidad incluye diferentes equipos de laboratorio, una bomba de alta presión, un cilindro tipo pistón de transferencia de fluidos, un viscosímetro de caída de pistón para alta presión equipado

con una variedad de geometrías que permiten obtener la viscosidad de un fluido cubriendo rangos de hasta cuatro órdenes de magnitud, un baño térmico, un densímetro de tubo-U oscilante y un Viscosímetro Stabinger de gran precisión para la calibración del equipo.

El sistema experimental es calibrado y validado contra un fluido de referencia. El fluido de referencia que se seleccionó fue el agua.

Todos los experimentos y mediciones fueron llevados a cabo en Vinci Technologies en Nanterre, Francia y en el Instituto de Investigaciones en Materiales (IIM) que forma parte de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Una vez que el sistema experimental ha sido validado con los fluidos de referencia, se midieron 3 crudos mexicanos representativos: un crudo pesado, un crudo medio y un crudo ligero. Nuestros datos son comparados con los resultados obtenidos en otro laboratorio usando técnicas diferentes. Finalmente se hizo un exhaustivo análisis en orden de estimar, tan preciso como sea posible, la incertidumbre relacionada a nuestras mediciones.

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico comercial. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos *[1].

Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado[1]. El petróleo pesado se define como petróleo con gravedad 22.3°API o menor gravedad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo). Los petróleos de gravedad 10°API o menor se conocen como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua. Comparativamente, los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermediate, poseen gravedades que oscilan entre 38°API Y 40°API.

Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producción y la recuperación es la viscosidad del petróleo[1].

*[1] Referencias al final de los capítulos.

Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resultará producirlo. No existe ninguna relación confiable entre densidad másica o API y viscosidad, pero los términos pesado y viscoso tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos, la razón es porque los petróleos pesados tienden a ser más viscosos que los petróleos convencionales. La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 cP, la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP y más de 1, 000,000 cP. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.

Como el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, surge la respuesta acerca del por qué del interés en las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo. La primera parte de la respuesta radica en que gracias a la investigación y tecnología, muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados de forma rentable, la segunda parte y la que más influye es el precio actual de los hidrocarburos. La tercera parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes. El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a $13x10^{12}$ (trillones) de barriles (2.9 trillones de m^3 corresponden solamente a la cuenca del Orinoco de Venezuela y la cuenca del oeste de Canadá en Alberta). El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total como se puede ver en la figura 1.1, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen[1].

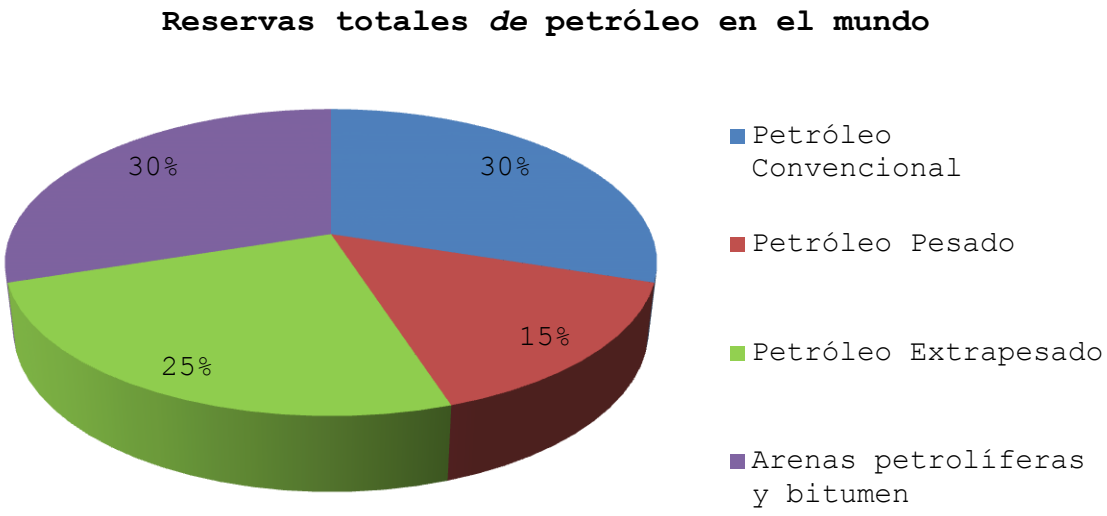


Fig.1.1 Reservas Totales de Petróleo en el mundo

El petróleo pesado promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción, revisar, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado. Para tener un panorama más amplio de lo que representa la viscosidad es necesario comenzar a comprender qué es un fluido, qué tipos de fluidos existen y el comportamiento de la viscosidad en los mismos ante cambios en las condiciones a los que se le somete.

1.1 FLUIDOS

Un fluido es cualquier sustancia que puede fluir, pueden ser líquidos y/o gases, como se observa en la figura 1.2. Las características reológicas de un fluido son esenciales en el desarrollo de productos en el ámbito industrial.

En contraste de un sólido, un fluido es una sustancia cuyas partículas se mueven y cambian sus posiciones relativas con gran facilidad, en forma más específica un fluido se define

como una sustancia que se deforma continuamente, o sea, que fluye bajo la acción de un esfuerzo cortante, sin importar lo pequeño que este sea[2].

Fig.1.2 Fluido Viscoso [1]

1.1.1 Tipos de Fluidos

Los fluidos que obedecen la ley de Newton son llamados fluidos Newtonianos. Todos los gases y líquidos simples pertenecen a esta categoría, así como el agua y los hidrocarburos ligeros. La viscosidad de estos fluidos es independiente del esfuerzo de corte y del gradiente de velocidad (velocidad de corte), pero depende de las condiciones de presión P, volumen V, y temperatura T. Sin embargo, muchos fluidos no obedecen la ley de Newton y son llamados no-Newtonianos, y en su caso la viscosidad depende del esfuerzo de corte y de la velocidad de corte. Los fluidos no-Newtonianos pueden ser clasificados como Plásticos de Bingham, Dilatantes y Pseudo-plásticos. Los plásticos de Bingham, como el lodo de perforación y la pasta de dientes, requieren de un esfuerzo inicial para empezar a moverse, debido a que el esfuerzo de corte necesita exceder un valor mínimo. Los pseudo-plásticos como la gelatina y mayonesa, se hacen menos viscosos con el incremento de la velocidad de

corte y el esfuerzo de corte. La razón es porque las moléculas largas se orientan mejor a altas velocidades de corte, lo que resulta en una reducción de la viscosidad (más movilidad). Para los fluidos dilatantes ocurre lo opuesto, el fluido se hace más viscoso con el incremento de la velocidad de corte. Las suspensiones con una alta concentración de partículas comienzan a ser fluidos dilatantes. Para los fluidos dilatantes, a bajas velocidades de corte el fluido tendrá un efecto lubricante entre las partículas, pero a grandes velocidades de corte este efecto se reduce y la fricción interna entre las partículas se hace mayor. El comportamiento del esfuerzo de corte como función de la velocidad de corte (gradiente de velocidad) se muestra en la figura 1.3.

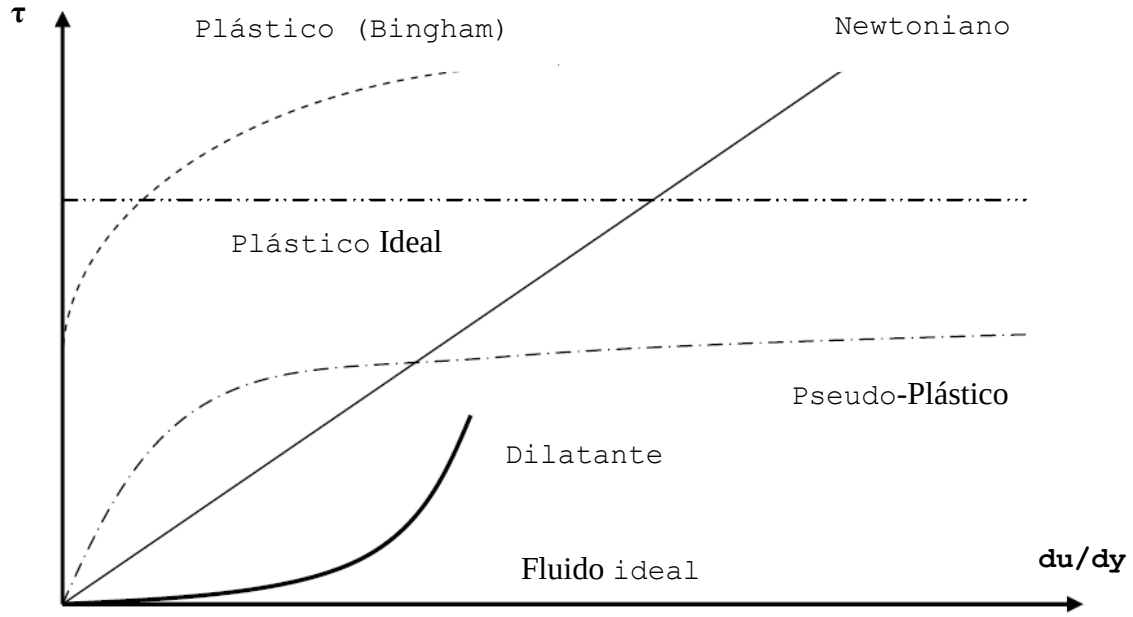


Fig.1.3 Esfuerzo de Corte vs Velocidad de Corte para fluidos Newtonianos y No-Newtonianos[3]

Sin embargo, a pesar que los fluidos no-newtonianos son de gran interés por las numerosas aplicaciones industriales, en esta tesis no se considerarán ya que los fluidos que se

manejarán serán asumidos bajo un comportamiento ideal como fluidos Newtonianos.

1.1.2 Fluidos Petroleros

Los hidrocarburos en los yacimientos son encontrados en tres formas, como fluido líquido, gas natural o en estado de equilibrio gas-líquido, dependiendo de las condiciones de presión, temperatura y composición en la que se encuentren los fluidos en el yacimiento. Cuando la presión de un crudo es reducida, los componentes ligeros del crudo se separan del petróleo líquido como una fase gaseosa. Las mezclas de gas natural se componen principalmente de alcanos ligeros (metano hasta butano) y no hidrocarburos como nitrógeno (N_2), dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S) y Helio (He), además de trazas de vapor de agua (Kidnay et al., 2011)[4]. Las mezclas de gas natural pueden contener también pequeñas cantidades de componentes pesados de hidrocarburos. Por tal motivo, las propiedades físicas de la fase líquida y gaseosa de los fluidos petroleros son esenciales para los procesos de modelado.

Los yacimientos de petróleo contienen fluidos que son mezclas complejas multi-componentes de miles de compuestos como hidrocarburos, metería orgánica, nitrógeno, oxígeno y sulfuro, no hidrocarburos, y trazas de constituyentes metálicos como el níquel, vanadio y hierro (Speight, 2007)[5]. Los fluidos petroleros varían considerablemente en términos de composición, así pues, sus propiedades como viscosidad, densidad y volatilidad son muy diferentes.

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la

temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.[6]

Las curvas de destilación TBP (del inglés "*true boiling point*", temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Por ejemplo, mientras que en el crudo Istmo se obtiene un rendimiento directo de 26% volumétrico de gasolina, en el Maya sólo se obtiene 15.7%.[6]

1.1.3 Clasificación de los Fluidos Petroleros

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API. Existen aproximaciones que son comúnmente usadas para clasificar los fluidos petroleros. La clasificación primaria está basada en la volatilidad de los fluidos, la cual está relacionada con la gravedad específica (°API) y la cantidad de gas disuelto (GOR) a condiciones de yacimiento. Cinco tipos de hidrocarburos se han definido de acuerdo a esta clasificación: aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco (McCain, 1990)[7]. Los fluidos petroleros líquidos (aceite crudo) pueden ser también clasificados de acuerdo a su gravedad específica (definición API), tabla 1.1, o por su viscosidad y densidad (definición UNITAR), tabla 1.2.

Tabla 1.1 Clasificación de aceites crudos basados en la definición API.

Aceite Crudo Tipo	°API	Densidad (kg/m^3)
Ligero	>31.1	<870
Medio	22.3-31.1	870-920
Pesado	10.0-22.3	920-1000
Extra Pesado	<10.0	>1000

Tabla 1.2. Definición UNITAR de aceite pesado y bitumen.

Aceite Crudo Tipo	Viscosidad (cP)	Densidad (kg/m^3)	°API
Ligero	<100	<934	>20
Pesado	100-100,000	934-1000	10-20
Bitumen	>100,000	>1000	<10

Para exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

a) Itsmo:
   Ligero con gravedad de 33.6 °API y 1.3% de azufre en peso.
b) Maya:
   Pesado con gravedad de 22 °API y 3.3%, ídem.
c) Olmeca
   Súper ligero con gravedad de 39.3 °API y 0.8%, ídem.

Lo aceites crudos también se pueden clasificar de acuerdo a su método de recuperación, en convencionales y no convencionales. Los aceites convencionales son ligeros y medios con viscosidades relativas bajas y son producidos por métodos tradicionales de recuperación como la producción primaria e inyección de agua. Los aceites no convencionales son los que cuentan con alta viscosidad, aceites extra viscosos y bitúmenes o aceites ligeros con una muy pequeña

permeabilidad existente en el yacimiento (Shale gas, Shale oil). Los bitúmenes y crudos pesados son usualmente producidos por una recuperación térmica, aunque en muchos casos esa recuperación se hace en frío.

1.2 COMPONENTES QUÍMICOS DEL PETRÓLEO

El metano, comúnmente referido como C_1, es la forma más simple de hidrocarburos encontrados en los fluidos petroleros y es el principal constituyente de las mezclas de gas natural. El término C_n es muy usado para nombrar hidrocarburos con un equivalente *"n"* de átomos de carbono. Por ejemplo, C_2 y C_3 se refieren a etano y propano, respectivamente. C_4 se refiere al normal e iso-butano y C_5 representa el normal, iso- y neo- pentano. El número de isómeros incrementa rápidamente como incrementa el número de átomos de carbono, arriba de 6 en la molécula. Por esta razón, no es práctico distinguir individualmente los componentes de alto peso molecular. Convencionalmente, estos componentes son representados como C_n (n>6) y la suma de ellos es llamada fracción C_{7+}. Los constituyentes del rango C_n (n>6), están principalmente seguidos de las siguientes clases de hidrocarburos: parafinas, naftenos, aromáticos y hetero compuestos (Altgelt y Boduszynski, 1993)[8].

Las Parafinas son hidrocarburos saturados con cadenas continuas o divididas (normal e iso-parafinas, respectivamente). Los átomos de carbono en las parafinas están enlazadas con un solo enlace covalente.

Los Naftenos son cicloparafinas; estas moléculas contienen una estructura de anillo saturada. El anillo saturado puede tener cinco, seis, ocasionalmente 7 átomos de carbono (ciclo-pentano, ciclo-hexano y ciclo-heptano, respectivamente).

Muchos naftenos en el petróleo tienen un lado de cadenas parafínicas y pueden tener más de un anillo en la molécula; por ejemplo, mono-naftenos, di-naftenos, y tri-naftenos. Los anillos también pueden estar unidos o no, si estos comparten más de un átomo de carbono.

Los aromáticos son componentes de hidrocarburos con al menos un anillo de benceno. Los aromáticos son clasificados por el número de anillos aromáticos que tienen en su molécula; por ejemplo, mono-aromáticos, di-aromáticos, y tri-aromáticos. Los aromáticos en el petróleo comúnmente cuentan con cadenas parafínicas y pueden incluir anillos de naftenos. Los anillos aromáticos y de naftenos pueden estar únicos o no. La complejidad de los componentes aromáticos incrementa extraordinariamente cuando el número de anillos incrementa debido a la múltiple posibilidad de arreglos de anillos aromáticos y de naftenos.

Los Hetero-compuestos son hidrocarburos por encima de los grupos en los cuales uno o más Hetero-átomos (N, S, O_2, Ni, Fe) forman parte de la molécula (Altgelt y Boduszynski, 1993)[8]. La presencia de los Hetero-átomos y su funcionalidad agregan más complejidad a los arreglos de hidrocarburos. Estos son comúnmente parte de las fracciones con pesos moleculares altos en los fluidos petroleros.

El porcentaje de contenido de parafinas (p), naftenos (f) y aromáticos (a) en un fluido petrolero es usualmente llamado como la distribución pna. Los crudos convencionales ligeros y crudos medios tienen un alto contenido de parafinas y naftenos, para los crudos pesados y bitúmenes se tiene mayor composición de aromáticos y hetero-compuestos.

1.3 PETRÓLEO PESADO Y SUS ORÍGENES

De los 6 a 9 trillones de barriles (0.9 a 1.4 trillón de m^3) de petróleo pesado, petróleo extrapesado y bitumen que existen en el mundo, las acumulaciones más grandes están presentes en ambientes geológicos similares. Se trata de depósitos someros súper gigantes.

La biodegradación es la causa principal de la formación de petróleo pesado.[1] A lo largo de las escalas del tiempo geológico, los microrganismos degradan los hidrocarburos livianos e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados enriquecidos. La biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/aceite (GOR) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales. [1]

A través de la biodegradación, los petróleos pierden además una importante fracción de su masa original. Otros mecanismos, como puede ser el fraccionamiento de fases, contribuyen a la formación del petróleo pesado, separando las fracciones livianas del petróleo pesado por medios físicos más que biológicos. Las condiciones óptimas para la degradación microbiana de los hidrocarburos se dan en los yacimientos de petróleo, a temperaturas inferiores a 80°C (176°F); el proceso se limita por lo tanto a los yacimientos someros.

La acumulación de petróleo individual más grande que se conoce es la faja de petróleo pesado del Orinoco, en Venezuela, con 1.2 trillón de barriles (190,000 millones de m^3) de petróleo extrapesado de 6 a 12°API. [1]

Las acumulaciones combinadas de petróleo extrapesado de la cuenca del oeste de Canadá, en Alberta, totalizan 1.7 trillón de bbl (270,000 millones de m^3). Las fuentes de estos

petróleos no se conocen totalmente pero existe acuerdo, en ambos casos, en cuanto a que provienen de petróleos marinos severamente biodegradados. Los 2.9 trillones de barriles (842,000 millones de m^3) de todos los depósitos del oeste de Canadá y del este de Venezuela presentan los restos degradados de los que alguna vez fueron probablemente 18 trillones de barriles (2.9 trillones de m^3) de petróleos más livianos.[1]

En cualquier ambiente depositacional, la combinación correcta de agua, temperatura y microbios, pueden producir la degradación y la formación del petróleo pesado.[1]

El ambiente depositacional, la composición del petróleo original, el grado en que ha sido biodegradado, el influjo o la carga de petróleos más livianos y las condiciones de presión y temperatura finales hacen que cada yacimiento de petróleo pesado sea único, por lo que todos requieren métodos de recuperación diferentes.

1.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS PETRÓLEOS PESADOS EN EL POZO

El conocimiento de las propiedades de los fluidos pesados es fundamental para decidir los mejores métodos de extracción, producción y procesamiento de un campo. Las pruebas de laboratorio de las muestras de fluido brindan valiosa información acerca de las propiedades termodinámicas y físicas de las reservas de crudo pesado de una compañía [1]. Sin embargo, el equipo de laboratorio debe ser capaz de recrear condiciones de presión, volumen y temperatura representativas del ambiente del subsuelo durante la recuperación. En el caso de los crudos pesados, esto podría involucrar presiones y temperaturas elevadas relacionadas con procesos de recuperación, como la inyección de vapor.

Una caracterización fidedigna de los recursos de crudo pesado es vital, sin importar la opción de desarrollo que se escoja. Un buen conocimiento geológico resulta esencial. Tratándose de petróleo pesado se deben estimar cuidadosamente los parámetros importantes de roca y roca/fluido, que afectan la productividad especialmente la viscosidad del petróleo y la permeabilidad relativa [1]. Las mediciones adecuadas son difíciles y por ello los laboratorios donde éstas se lleven a cabo deben tener experiencia con crudos pesados y deben ser seleccionados meticulosamente [1].

Un paso crítico en la determinación del mejor método de recuperación de petróleo pesado es la caracterización de las propiedades de los fluidos del yacimiento [1]. Al final de la clasificación de reservas y la selección de los intervalos de muestreo, las compañías recurren a las mediciones de las propiedades de los fluidos de pozo, especialmente la viscosidad. El conocimiento de la viscosidad en todo el yacimiento es vital para el modelado de la producción y la predicción de la recuperación de las reservas.

En la mayoría de los casos se recurre al uso de simuladores comerciales que permiten obtener los diagramas de equilibrio de fase y otros gráficos termodinámicos para sistemas binarios de fluidos, calculados mediante ecuaciones de estado. Así mismo los simuladores caracterizan y realizan cálculos sobre las propiedades de los fluidos (especialmente viscosidad), la cual es la principal ventaja de estos ya que no se necesitan medir todos los fluidos en todos los rangos de presión y temperatura.

No obstante, la viscosidad puede exhibir grandes variaciones, incluso dentro de la misma formación. La construcción de un mapa de viscosidad requiere el muestro adecuado y la

información de la viscosidad en sitio, derivada de los registros.

1.5 ANÁLISIS DE PETRÓLEO PESADO EN EL LABORATORIO

Comparadas con los petróleos convencionales, las muestras de petróleo pesado viscoso no sólo son más difíciles de adquirir sino que plantean diversos desafíos en el análisis de los fluidos en el laboratorio. [1] Las técnicas tradicionales de análisis de las propiedades claves de los fluidos probablemente no logren caracterizar en forma completa las muestras de crudos pesado. Para resolver este problema, los investigadores e ingenieros de distintos laboratorios del mundo desarrollan nuevas metodologías para determinar el comportamiento de los petróleos pesados en lo que respecta a fase y viscosidad, además, de mejorar las técnicas de análisis composicional utilizadas actualmente con los petróleos convencionales.

Debido a que esta tesis es sobre viscosidad es muy importante definir la viscosidad y sus principales métodos de obtención.

1.6 VISCOSIDAD

La viscosidad de un fluido está relacionada a la resistencia interna del mismo a la fricción y así relacionada con la movilidad de los fluidos (Heidemann et al., 1987)[9]. La manera más común de adentrarse en esta propiedad de los fluidos es, teniendo un fluido situado entre dos placas grandes y paralelas de área A con una distancia h entre ellas. Considerando un tiempo t=0 una fuerza F es aplicada sobre la placa superior, y un esfuerzo de corte τ =F/A es ejercido en el fluido, como se observa en la figura 1.4. La placa superior empezará a moverse hasta que alcance un estado de

velocidad constante U. El fluido en contacto directo con la placa superior tendrá la velocidad U, sin embargo, la velocidad del fluido en contacto con la placa inferior será cero. Si la distancia h es muy pequeña la distribución de la velocidad en el fluido, desde la placa inferior a la superior incrementará linealmente de cero a U. La velocidad a una distancia dada y desde la placa inferior está dada por:

$$u\ (y) = U\ (y/h) \tag{1.1}$$

Así entonces, para muchos fluidos la fuerza F requerida en orden de mantener el movimiento de la placa superior es proporcional al área A y la velocidad U, e inversamente proporcional al espesor h, resultando en la siguiente expresión:

$$\tau = \frac{F}{A} = \eta \frac{U}{h} \tag{1.2}$$

Donde η es la viscosidad dinámica. Además, se asume que el flujo de fluidos es laminar y libre de turbulencia. En un modo más explícito la ecuación anterior puede ser presentada como sigue:

$$\tau = \eta \frac{du}{dy} \tag{1.3}$$

La cual es la ley de Newton para viscosidad y donde du/dy es el gradiente local de velocidad ortogonal a la dirección de flujo o del esfuerzo de corte $\dot{\gamma}$.

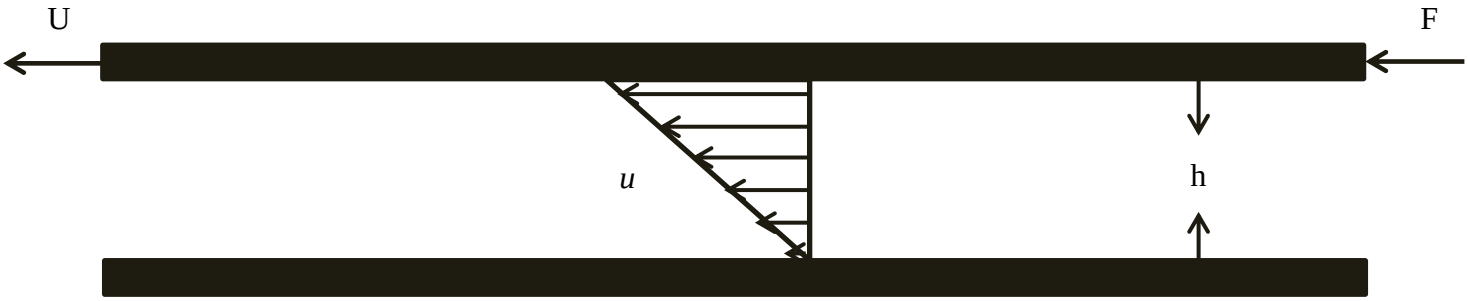


Fig.1.4 Un fluido entre dos placas bajo un esfuerzo de corte. F es la fuerza que actúa en la placa superior, U la velocidad a la cual la placa superior se mueve, h es el espesor entre las placas, y u es la velocidad del fluido.

1.6.1 Unidades de Viscosidad

Las unidades de viscosidad dinámica más utilizadas son los *Pascales y mili Pascales* por segundo (Pa*s) y (mPa*s). Además, el sistema cegesimal aún sigue en uso, siendo la unidad de medida el *centiPoise* (cP). La conversión de unidades entre los dos sistemas es: 1 cP= 1 mPa*s.

Cabe mencionar que la viscosidad dinámica η estará referida a lo largo de esta tesis como viscosidad. La unidad para esta propiedad será referenciada en esta forma cP.

Así entonces;

$$\eta = \frac{\tau}{\frac{du}{dy}} = [ML^{-1}T^{-1}] = \frac{\frac{N}{m^2}}{\frac{m}{s}\frac{1}{m}} = \frac{Ns}{m^2} = \frac{kg\frac{m}{s^2}}{m^2} = \frac{kg}{ms} = 1\ Pa*s = 1000\ cP \quad (1.4)$$

Como información adicional se tendrá que, la viscosidad cinemática v con la unidad Stoke (St) es definida como: $v = \frac{\eta}{\rho}$, donde ρ es la densidad del fluido en estudio.

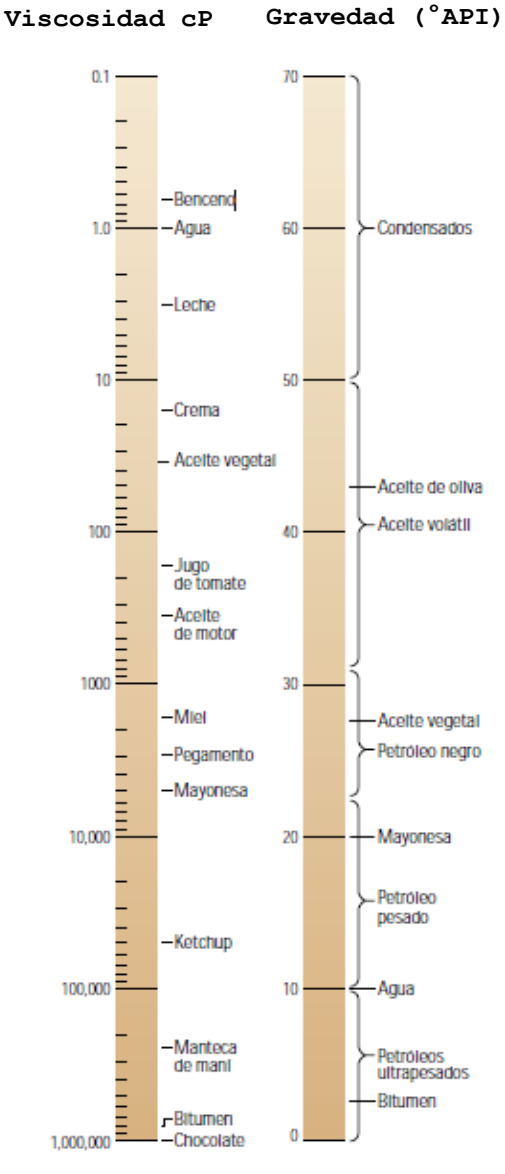
Con lo cual;

$$v = \frac{\eta}{\rho} = \frac{\frac{kg}{ms}}{\frac{kg}{m^3}} = \frac{m^2}{s} = 10^4 stoke\ (St) = 10^6 centistokes\ (cSt) \quad (1.5)$$

En la figura 1.5 se presentan los valores de viscosidad para sustancias típicas a temperatura y presión ambiente.

Figura 1.5. Valores de viscosidad para diversos fluidos [1]

Fluido	η (cP)
Aire	0.01
Metanol	0.50
Agua	1.00
Leche	3.00
Vino	25.00
SAE 10 Aceite	85-140
SAE 20 Aceite	140-120
SAE 30 Aceite	420-650
SAE 40 Aceite	650-900
Miel	10,000.00
Chocolate	25,000.00
Salsa de Tomate	50,000.00
Mostaza	70,000.00
Crema	100,000.00
Mantequilla de maní	250,000.00
Asfalto	500,000.00
Compuestos de caucho	5,000,000.00



1.6.2 Comportamiento de la Viscosidad de los Fluidos respecto a cambios de Temperatura y Presión

La viscosidad de un fluido sufre cambios al modificarse las condiciones de temperatura, presión y composición.

En el estado gaseoso la viscosidad es mucho menor que en el estado líquido, la razón para que esto ocurra es el distanciamiento de las moléculas, en el gas esa distancia es mucho mayor mientras que en el líquido es menor.

Generalmente se puede decir que, la viscosidad de un fluido es su fase gaseosa incrementa mientras la temperatura incrementa, esto se debe a que al aumentar su energía cinética aumenta la probabilidad de colisiones. Por otro lado la viscosidad de la fase líquida se hace menor a medida que incrementa la temperatura, esto debido a una mayor contribución intermolecular de naturaleza repulsiva en relación a las atractivas. En la mayoría de los casos la viscosidad incrementa cuando se incrementa la presión como se observa en la figura 1.6, (Zéberg-Mikkelsen et al., 2001)[3], existen algunos fluidos en donde el comportamiento con la presión es diferente, tal es el caso del agua el cual se discutirá más adelante en el Capítulo 3 el cual va relacionado con la validación del método con un fluido de referencia.

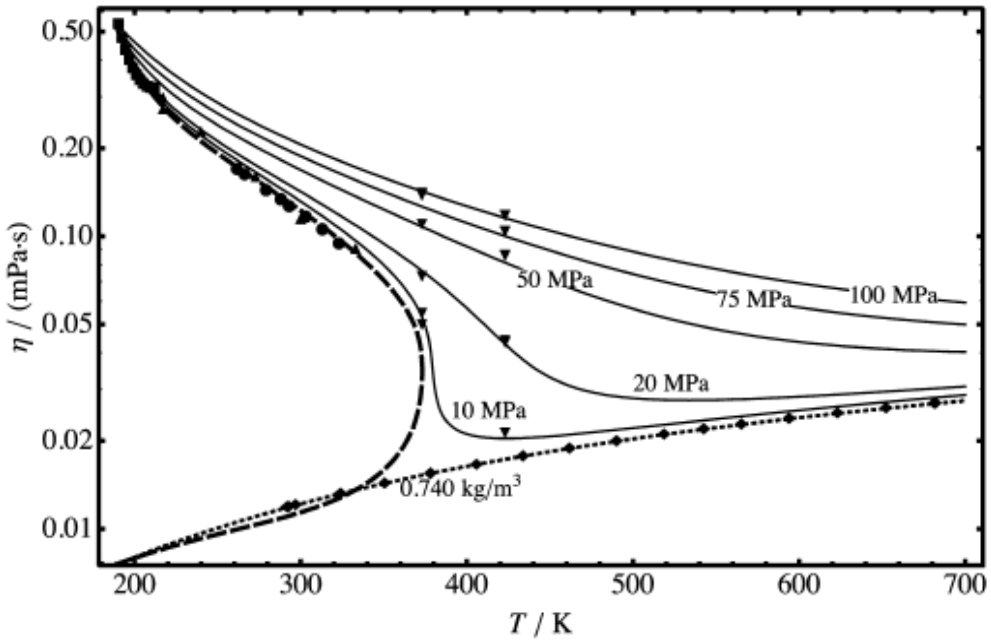


Figura 1.5 Comportamiento isobárico de viscosidad para el H_2S.[19]

1.6.3 Importancia de la viscosidad

Las propiedades de los yacimientos en los que se encuentra el petróleo, así como las propiedades del crudo y de los gases deben ser obtenidas con la mayor precisión posible. Entre las propiedades vitales de los fluidos en la industria petrolera encontramos la viscosidad [3].

La razón por la cual esta propiedad es tan importante es por los modelos de flujo, tanto la ecuación de Navier-Stokes o el modelo de la Ecuación de Darcy, requieren la viscosidad, ya que es la propiedad que se relaciona con la facilidad de flujo del fluido (Claus K. Zéberg-Mikkelsen, 2001) [3]. A pesar de esa importancia, el conocimiento general que se tiene de viscosidad junto con las otras propiedades de transporte (conductividad térmica y el coeficiente de difusión) es menor al de las propiedades termodinámicas y propiedades de equilibrio (Claus K. Zéberg-Mikkelsen, 2001)[3].

En el campo de los fluidos petroleros, la viscosidad es particularmente importante en el diseño y el desarrollo de procesos de recuperación mejorada, su estudio mejora los procesos de refinación de crudos y bitúmenes, los cuales se calcula tienen un porcentaje arriba del 70% de las reservas mundiales (Alazard y Montadert, 1993)[10]. Los crudos pesados tienen una gran viscosidad debido a su madurez, o porque un yacimiento convencional de aceite ha sido anaeróbicamente biodegradado a lo largo del tiempo geológico (Head et al., 2003)[3]. Por estas razones los crudos pesados no se recuperan por métodos tradicionales, debido a que no hay un flujo natural hacia el pozo por parte de los fluidos.

Se han desarrollado métodos de recuperación para estos yacimientos no convencionales, los cuales requieren de una reducción de la viscosidad por calentamiento, (métodos térmicos de recuperación), dilución con un solvente, o ambos

métodos (Upreti, 2007)[11]. Muchos de los procesos de tratamiento en superficie y transporte, de crudos pesados incluyen también la dilución con solventes y el calentamiento. Como ejemplo, la dilución con solventes condensados es generalmente usada para cumplir con la especificación de las tuberías de transporte la cual es de 275 cP a 15°C para el aceite producido.

La viscosidad de los fluidos puede obtenerse por mediciones de laboratorio, mediciones en pozo o por modelos de viscosidad (Poling et. Al., 2000)[12]. La medición de la viscosidad de los fluidos petroleros en el gran rango de presiones, temperaturas, y composiciones que son requeridas en la industria no es práctica en la mayoría de los casos. Así entonces, la creación de modelos confiables y precisos (generalmente sin las incertidumbres experimentales) es requerida para estimar la viscosidad en fluidos petroleros en ambas fases líquida y sólido.

Para esta tesis se procedió a hacer las mediciones experimentales de tres crudos diferentes con el fin de determinar su comportamiento a cambios de presión y temperatura.

1.7 TÉCNICAS DE MEDICIÓN DE VISCOSIDAD EN EL LABORATORIO

Para medir viscosidad se cuenta con diferentes equipos de laboratorio, los cuales pueden ser reómetros y viscosímetros de diferentes geometrías. Adicionalmente se requieren de otros equipos como densímetros, bombas de presión, baños de temperatura, etc.

Un viscosímetro es un equipo de laboratorio para medir la viscosidad de un fluido. Existen cuatro técnicas básicas para determinar la viscosidad de un fluido con viscosímetros:

a) Midiendo el flujo del líquido a través de tubos capilares (viscosímetros capilares).
b) Viscosímetros Electromagnéticos (EMV)
c) Viscosímetros Rotacionales.
d) Viscosímetros de caída de cuerpo sólido (pistón, balín, etc).

Para esta tesis el aparato de laboratorio elegido fue un viscosímetro de caída de cuerpo sólido (tipo pistón).
A continuación se dará una descripción breve del principio de funcionamiento de los siguientes viscosímetros: el electromagnético (EMV) y el viscosímetro capilar, la razón por la cual se describirán estos dos es porque más adelante se compararán los resultados que se obtuvieron en este trabajo con los resultados obtenidos por otro laboratorio (DBR Schlumberger) que usó estas dos técnicas de medición de viscosidad para las mismas muestras. La finalidad de comparar los resultados es dar un panorama claro de cuán efectiva y precisa puede ser la técnica que se propuso en esta tesis.
Para la realización de este trabajo se usó un viscosímetro de caída de cuerpo sólido, tipo pistón, que se describirá con más detalle adelante.

1.7.1 Viscosímetros Capilares

El viscosímetro capilar está diseñado para la determinación de la viscosidad de una sola fase de fluidos a condiciones de yacimiento, ya sean líquidos o gases. Estos viscosímetros están basados en la ley de Pousielle, la cual define la viscosidad de un fluido como función de la caída de presión de un fluido que pasa a través de un capilar con un flujo laminar. Generalmente estos viscosímetros incluyen dos columnas capilares como se observa en la figura 1.7, que

sirven para para cubrir un rango de viscosidades que abarca de 0.3 cP hasta 10,000 cP. Los valores de presión que se emplean para estos viscosímetros incluyen desde presión atmosférica hasta 10,000 psi.

$$Viscosidad\ cinemática = constante\ equipo * tiempo \quad (1.6)$$

El tiempo que le toma al fluido pasar por el tubo capilar es inversamente proporcional a la densidad del fluido, y directamente proporcional a la viscosidad dinámica la cual se determina midiendo el gradiente de la velocidad del fluido y el esfuerzo cortante, obteniendo la expresión 1.7.

$$Tiempo\ (t) \propto \frac{\eta}{\rho} \quad (1.7)$$

donde, η es la viscosidad dinámica del fluido, y ρ su densidad.

Como el tiempo es dependiente de la densidad y la viscosidad de un fluido, el viscosímetro de flujo capilar da una lectura directa de la viscosidad cinemática. Las características más sobresalientes de este tipo de viscosímetros son las siguientes:

- Elevada precisión.
- Condiciones de yacimiento.
- Grandes rangos de viscosidad.
- Tiempos de medición cortos.
- Facilidad de limpieza.

Figura 1.7 Viscosímetro Capilar [20]

1.7.2 Viscosímetros Electromagnéticos (EMV)

Un diagrama de este tipo de viscosímetros electromagnéticos se muestra en la figura 1.8. Dos bobinas mueven al pistón de arriba hacia abajo (para ña figura 1.8 de izquierda a derecha), el cual está contenido dentro de una espacio anular, el anular cuenta con la muestra a analizar y el pistón elegido (se tienen varias gamas de pistones para asegurar cubrir el rango de viscosidades hasta 20,000 cP. La celda y el espacio anular están bajo una fuerza electromagnética que es constante. El movimiento del pistón es controlado y el tiempo que tarda el pistón en recorrer la distancia completa de trayectoria es medido para determinar la viscosidad. Si la viscosidad incrementa el tiempo de recorrido también incrementa. En estas celdas se incluye un detector de temperatura, por lo cual se conoce siempre la temperatura y la viscosidad absoluta para cada punto de medición.

Generalmente estos viscosímetros pueden actuar bajo el efecto de altas temperaturas (150°C) y grandes presiones de hasta 20,000psi. Su rango de medición de viscosidad es de 0.2 cP hasta 20,000 cP.

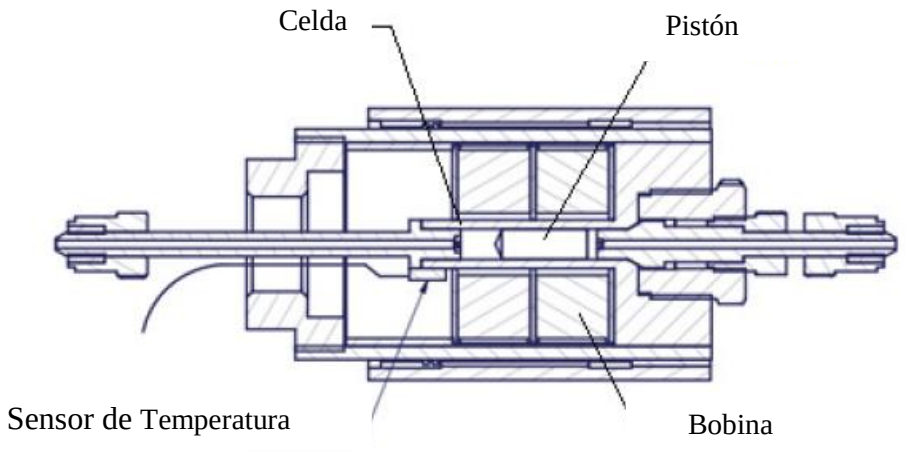


Figura 1.8. Diagrama de Viscosímetro Electromagnético[11]

1.7.3 Viscosímetros de Caída de Cuerpo Sólido (tipo pistón)

El principio de estos viscosímetros es el de un cuerpo sólido (pistón) con una geometría cilíndrica que cae debido a que está bajo la fuerza gravitacional a través del fluido estudiado. El fluido está contenido en un espacio anular entre el pistón y el tubo de medición. Durante el tiempo de caída, el pistón se acelerará hasta que la fuerza viscosa sea igual a la fuerza de gravitación, donde se alcanzará la velocidad terminal del pistón. La velocidad puede obtenerse midiendo el tiempo que le toma al pistón recorrer toda la distancia entre dos puntos de referencia en la celda, *FT* ("*Falling Time*"), lo que llamamos tiempo de caída

Es necesario estudiar el movimiento de caída de un cuerpo bajo la acción de su peso y de la fuerza de fricción del medio

1.7.3.1 Peso y Principio de Arquímedes

El peso W es el producto de la masa m por la aceleración de la gravedad g. La masa es el producto de la densidad del material ρ_S por el volumen. En el caso de una esfera de radio R se tiene:

$$W = m * g = \rho_S * \frac{4}{3}\pi r^3 * g \qquad (1.8)$$

De acuerdo con el principio de Arquímedes:

"Un objeto que se encuentra parcial o totalmente sumergido en un fluido experimenta una fuerza de empuje ascendente igual al peso del fluido desalojado"

Por tal motivo, el empuje es igual al producto de la densidad del fluido ρ_L por el volumen del cuerpo sumergido, y por la aceleración de la gravedad, con lo cual:

$$E = \rho_L * \frac{4}{3}\pi r^3 \ \ *g \qquad (1.9)$$

1.7.3.2 Fuerza de Rozamiento

Cuando un cuerpo se mueve a través de un fluido, aparece una fuerza sobre él que se opone a dicho movimiento. Esta fuerza recibe el nombre de fuerza de rozamiento y tiene su origen en los esfuerzos tangenciales y normales que ejerce el fluido sobre la superficie del objeto. Este parámetro resulta muy difícil de determinar analíticamente, ya que depende de varios factores. Por eso es necesario recurrir básicamente a la adquisición de datos experimentales y, con esta finalidad, es costumbre expresar dicha fuerza con la siguiente ecuación experimental de la forma:

$$F_r = \frac{1}{2} * C_D * \rho_L * As^2 \qquad (1.10)$$

Donde s es la velocidad relativa del cuerpo en el fluido, ρ_L es la densidad del fluido, A es el área de la sección transversal máxima que el cuerpo ofrece al flujo y C_D es un parámetro empírico, llamado coeficiente de arrastre, cuyo valor depende de la forma geométrica del cuerpo y de la orientación de éste respecto al flujo, así como el valor del número de Reynolds asociado con el flujo alrededor del cuerpo sólido (pistón). Dicho número de Reynolds (Re), es una magnitud adimensional definida en la forma:

$$Re = \frac{\rho_L * d * s}{\eta} \qquad (1.11)$$

En donde d representa la longitud del objeto (en el caso de un cilindro es L), y η es la viscosidad dinámica del fluido. La figura 1.9 representa gráficamente la dependencia del coeficiente de arrastre con el número de Reynolds para el caso de un cilindro liso. Se trata de una gráfica logarítmica (log C_D contra log Re). Como puede apreciarse el coeficiente de arrastre no varía de una manera tan drástica con respecto al incremento del número de Reynolds para el caso de la esfera y del disco, en el caso del cilindro comparado con los casos anteriores sí se observa una diferencia entre estos tres.

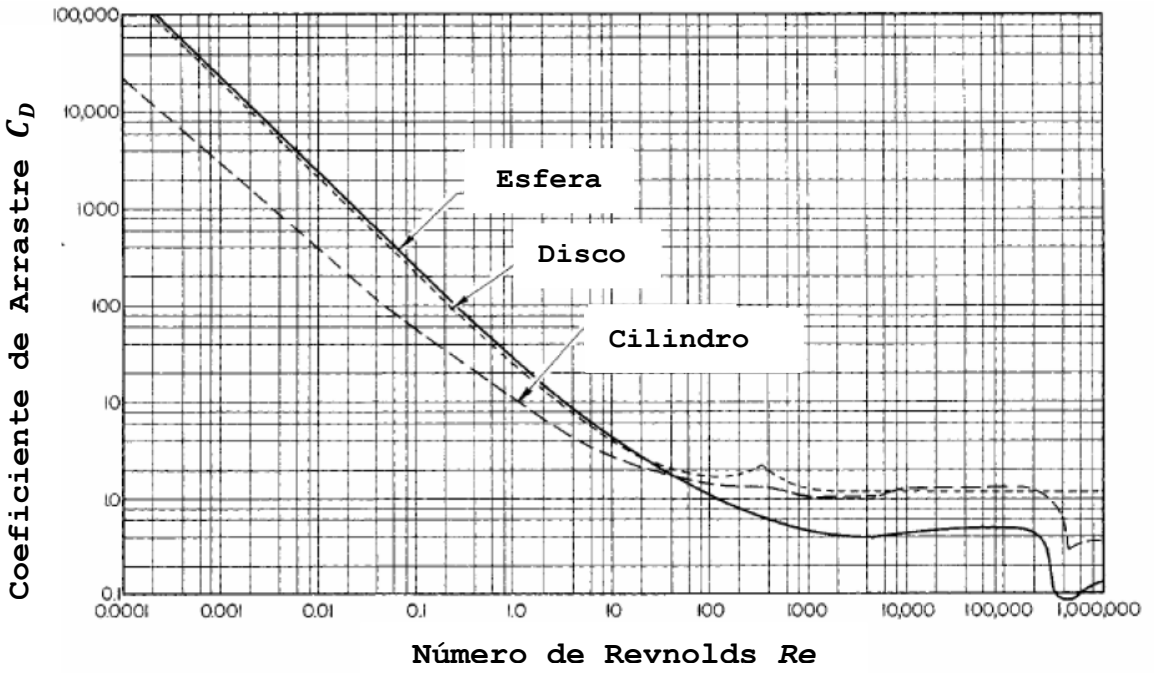


Figura 1.9 Número de Reynolds para algunas geometrías [14]

1.7.3.3 Ley de Stokes

Para un amplio intervalo de valores de *Re*, la forma funcional del coeficiente de arrastre C_d se señala de la forma siguiente:

$$C_d \sim \frac{24}{Re} + \frac{6}{1+\sqrt{Re}} + 0.4 \qquad (1.12)$$

Para pequeños valores del número de Reynolds (i.e., *Re*<1), el primer término domina. La fuerza de rozamiento sobre un cuerpo de forma esférica de radio r se enuncia en la ecuación 1.13.

$$F_r = \frac{1}{2} * \frac{24}{Re} * \rho_L * (\pi * r^2) * s^2 = 6 * \pi * r * \eta * s \qquad (1.13)$$

$$F_r = 6 * \pi * r * \eta * s \qquad (1.14)$$

Expresión que se conoce como la ley de Stokes. Esta ley establece que la fuerza de rozamiento que se opone al movimiento de una esfera a través de un fluido, cuando *Re>1*, es proporcional a la viscosidad del fluido, al diámetro de la esfera y a la velocidad de la misma en el seno del fluido.

Si el cuerpo sólido cae verticalmente en el líquido, luego de un cierto tiempo se moverá con velocidad constante s y todas las fuerzas que actúan sobre ella se encontrarán en equilibrio, es decir,

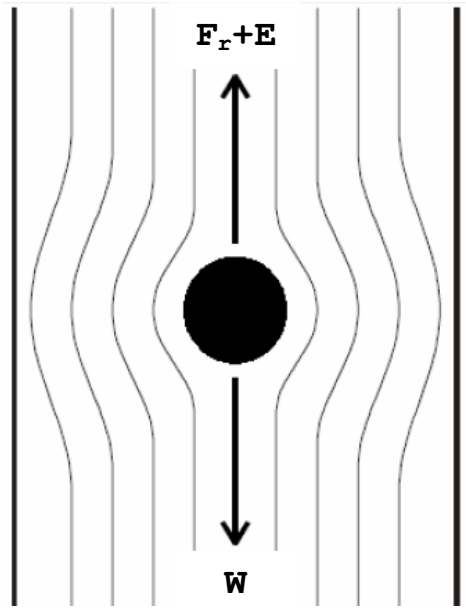


Figura 1.10 Cuerpo sumergido en un líquido [14]

$$W = F_r + E \tag{1.15}$$

1.4.3.4 Formulación de la Ecuación de un viscosímetro de caída de cuerpo sólido

Teniendo las fuerzas que interactúan en un viscosímetro de caída de cuerpo sólido podemos obtener la ecuación característica para este tipo de viscosímetros.

Sustituyendo las expresiones 1.8, 1.9 y 1.13 en 1.15 se obtiene lo siguiente:

$$\frac{4}{3}\pi * r^3 * \rho_S * g = 6 * \pi * r * \eta * s + \frac{4}{3} * \pi * r^3 * \rho_L * g \qquad (1.16)$$

Para obtener la viscosidad dinámica η, agrupamos los términos:

$$\frac{4}{3} * \pi * r^3 * \rho_S * g - \frac{4}{3} * \pi * r^3 * \rho_L * g = 6 * \pi * r * \eta * s$$

$$\frac{4}{3} * \pi * r^3 * g(\rho_S - \rho_L) = 6 * \pi * r * \eta * s$$

$$\frac{4 * \pi * r^3 * g(\rho_S - \rho_L)}{3 * (6 * \pi * r * s)} = \eta$$

$$\eta = \frac{2 * r^2 * g * (\rho_S - \rho_L)}{9s}$$

Finalmente se sustituye la velocidad $s = \frac{d}{t}$

$$\eta = \frac{2 * r^2 * g * (\rho_S - \rho_L) * t}{9d}$$

Considerando:

$$k = \frac{2}{9} * \frac{r^2}{d} * g \qquad (1.17)$$

Obtenemos la ecuación para el cálculo de la viscosidad en el viscosímetro de caída de cuerpo sólido, la ecuación queda como:

$$\eta = k * (\rho_S - \rho_L) * t \qquad (1.18)$$

donde k es la constante del cuerpo sólido, que depende del cuerpo que se requiera utilizar, de la temperatura a la cual se realicen las pruebas y del ángulo usado en las mediciones (gravedad). La constante puede calcularse para una sustancia conocida, por ejemplo el agua destilada, y a partir de su valor buscar la viscosidad para cualquier fluido en un intervalo definido.

Los viscosímetros de caída de cuerpo sólido representan una ventaja al poder usarse en muy amplios rangos de viscosidad (basta con cambiar el cuerpo de caída en cuanto a forma, densidad o tamaño) [14]. De hecho, son particularmente indicados para altas viscosidades puesto que la teoría desarrollada para estos equipos exige un bajo número de Reynolds. Existen soluciones analíticas más o menos precisas para la dinámica de un cuerpo cayendo en el seno de un fluido a lo largo de un tubo cerrado bajo la acción de la gravedad. A pesar de ello, un error muy pequeño en la medida del diámetro del cuerpo cilíndrico, tiene un gran impacto en la constante del viscosímetro. Un tubo de medida que no está perfectamente vertical o con un diámetro no uniforme en toda su longitud, también modifican notablemente la velocidad de caída del objeto [14]. Estas y otras dificultades, provocan que en la práctica, la constante se determine a partir de la medida de fluidos de referencia con viscosidades ya conocidas.

Como se observa en la ecuación 1.18 y de acuerdo al trabajo de Kawata *et al*. (1991)[14], se puede tener que la ecuación de cálculo de viscosidad para un viscosímetro de caída de pistón está representada en la ecuación 1.19.

$$\eta = \mathrm{k}(\rho_S - \rho_L)FT \qquad (1.19)$$

Donde, ρ_S, ρ_L son la densidad del pistón y del fluido respectivamente, y k es una constante que considera los efectos gravitatorios respecto al ángulo de inclinación de la celda, y la geometría del cuerpo, FT es el tiempo de caída del pistón a través de la celda. Los viscosímetros de caída de pistón son comúnmente usados para medir la viscosidad a

altas presiones, y pueden ser utilizados para fluidos verdaderamente viscosos.

1.8 OBJETIVOS GENERALES

1. Determinar experimentalmente la viscosidad de fluidos provenientes de yacimientos petroleros en México con precisión de referencia.
2. Diseñar, implementar y validar un nuevo sistema de medición de viscosidad a altas presiones y a altas temperaturas.
3. Comparar los resultados en nuestras mediciones con los datos a los que llegó otro laboratorio para las mismas muestras, en algunos casos usando diferentes técnicas y equipos de medición.
4. Calcular la incertidumbre de nuestros datos experimentales obtenidos con relación a los obtenidos por DBR Schlumberger.

Referencias del Capítulo 1

1.- Brown, George. 2006. "*La importancia del Petóleo Pesado. Oilfield Review".* Schlumberger. Southampton, Inglaterra.

2.- Juan Pablo Torres-Papaqui, 2012. "*Definición de los Fluidos".* División de Ciencias Naturales y Exactas. Diapositiva 2/22.

3.- Claus K. Zéberg-Mikkelsen, 2001. "*Viscosity Studies for Hydrocarboon Fluids at Reservoir Conditions. Modeling and Measurements".*

4.- Kidnay, A. J., Parrish, W. R. and McCartney, D. G. 2011. *"Fundamentals of Natural Gas Processing"*. CRC Press, Boca Raton, FL, USA.

5.- Speight , J. G. 1999. "*The Chemistry and Technology of Petroleum"*, 3rd Ed.. Marcel Dekker Inc., New York.

6.- *www.imp.mx*

7.- McCain, W. D. 1990. "*The properties of petroleum fluids".* PennWell Corporation.

8.- Altgelt, K. H. and Boduszynski, M. M. 1994. Composition and Analysis of Heavy Petroleum Fractions. Marcel Dekker, Inc. New York.

9.- Heidemann, R. A., Jeje, A. A. and Mohtadi, M. F. 1987. An Introduction to the Properties of Fluids and Solids. University of Calgary Press.

10.- Alazard, N. and Montadert, L. 1993. Oil Resources for Next Century: What's Ahead?. Natural Resources Research. 2(3):197-206.

11.- Upreti, S. R., Lohi, A., Kapadia, A., El-Haj, R. 2007. Vapor Extraction of Heavy Oil and Bitumen: A Review. Energy & Fuels, 21, 1562-1574.

12.- Poling, B. E., Prausnitz, J. M. and O'Connell, J. P. 2000. The Properties of Gases and Liquids, 5th Ed., McGraw-Hill: New York.

13.- www.Schlumberger.com

14.- Kawata M., Kurase K., Nagashima A., Yoshida K., e Isdale J.D. Falling-Body Viscometers,Vol. III, Wakeham W.A., Nagashima A., y Sengers J.V. IUPAC, Blackwell Scientific Publications, Oxford, Inglaterra.

19.- Giri, B. R.; Blais, P.; Marriott, R. A. Viscosity and Density Measurements for Sour Gas Fluids at High Temperatures and Pressures. In Carbon Dioxide Sequestration and Related Technologies,Wu, Y., Carroll, J. J., Du, Z., Eds.; John Wiley & Sons: Salem, MA, 2011.

20.- www.vinci-technologies.com

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EXPERIMENTAL DE MEDICIÓN DE VISCOSIDAD A ALTAS PRESIONES Y TEMPERATURAS CON PRECISIÓN DE REFERENCIA

A continuación se muestran los componentes y el diagrama del sistema completo en la figura 2.1, después se detallará individualmente algunos de los equipos que lo conforman,

El sistema consta de:

- Bomba (tipo jeringa)
- Viscosímetro de caída de cuerpo sólido, tipo pistón (RBV1000) con baño térmico.
- Cilindro de Transferencia (Tipo pistón)
- Software de control (interfaz entre el viscosímetro, detectores ópticos, baño térmico y calibraciones).
- Tubería de 1/8 pulgada para todas las conexiones (BuTech)
- Manómetro ajustado a la celda.
- Pistones (6mm, 7mm, 7.7mm y 8.5mm).
- Fuente láser para detección óptica.

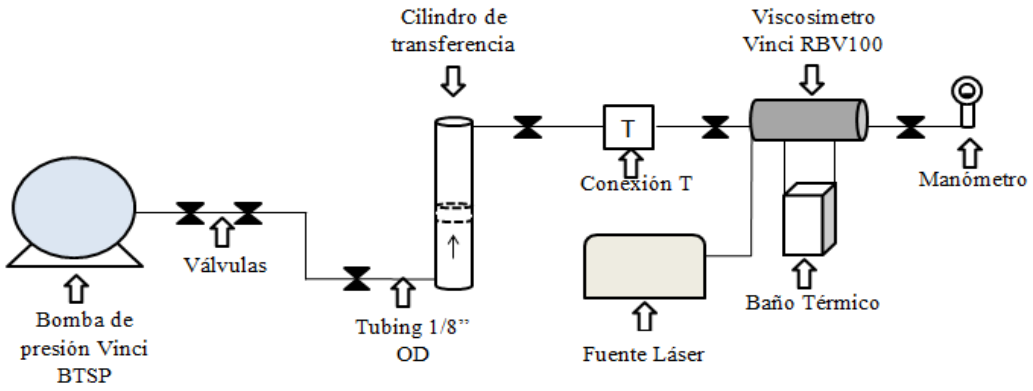


Figura 2.1 Diagrama del Sistema de Medición de Viscosidad a Alta Presión y Temperatura

Físicamente se puede observar en la figura 2.2 el diagrama propuesto:

Figura 2.2. Sistema de Medición de Viscosidad a Alta Presión y Temperatura

2.2.1 Características del Viscosímetro de caída de cuerpo sólido (pistón)

El viscosímetro usado para este trabajo fue el Rolling Ball 1000 (RBV1000) de Vinci Technologies, el cual es un instrumento dedicado a determinar la viscosidad de aceites crudos hasta condiciones de yacimiento (temperatura y presión).

El RBV1000 consiste en un sistema principal:

- Una celda de alta presión/temperatura con una serie de pistones calibrados (cayendo a través de una muestra de líquido en un cilindro inclinado).

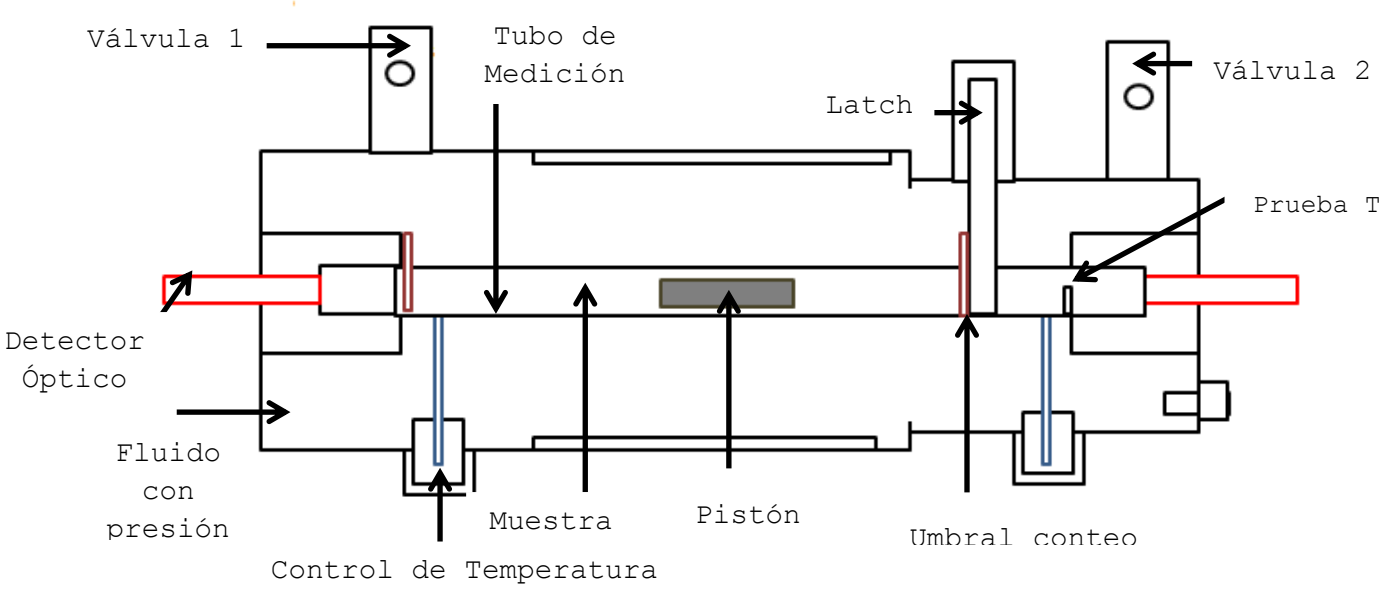


Figura 2.3. Diagrama de la celda

De acuerdo a la figura 2.3 podemos ver que el viscosímetro presenta un paro mecánico (Latch) colocado en la parte superior de la celda, el cual atrapa al pistón y lo retiene hasta el momento que se requiera hacer la medición, en ese momento se abre y se libera el pistón para que comience la prueba.

También cuenta con dos detectores ópticos (superior e inferior). Los detectores ópticos miden el tiempo de caída del pistón a través del tubo de medición con una longitud de 23 cm y de 8.9 mm de diámetro. Es necesario señalar que la celda cuenta con un software de control, en el cual se ajusta un umbral de conteo en % (*threshold*) para que cuando los detectores ópticos lean ese umbral automáticamente el software empiece con el conteo, generalmente ese umbral se establece en 45% de detección óptica.

Las válvulas 1 y 2 se utilizan para restringir el área de flujo y con ello "aumentar la presión en la celda", así como para que el manómetro pueda tener lecturas de presión.

La celda del viscosímetro cuenta con una camisa en la cual circula fluido termostático que rodea la celda, el objetivo es asegurar una temperatura homogénea en toda la celda y en la muestra. Esto incluye un baño térmico que estabiliza la temperatura en un periodo corto de tiempo y de manera eficiente. La determinación de temperatura es de los aspectos más importantes de la celda ya que con ella se sabe a qué condiciones de la misma se está trabajando y así generar valores de medición confiables. El ajuste de temperatura requiere de 2 horas (se mide con un cable PT100 4 hilos).

Los ángulos que maneja la celda son 45, 65 y 90 grados observados en la figura 2.4, los cuales son elegidos de acuerdo al tiempo de caída del pistón, a un mayor ángulo el pistón tendrá un tiempo de caída menor y viceversa. Es necesario recalcar que para cada ángulo de trabajo y pistón que se seleccione se debe hacer una calibración.

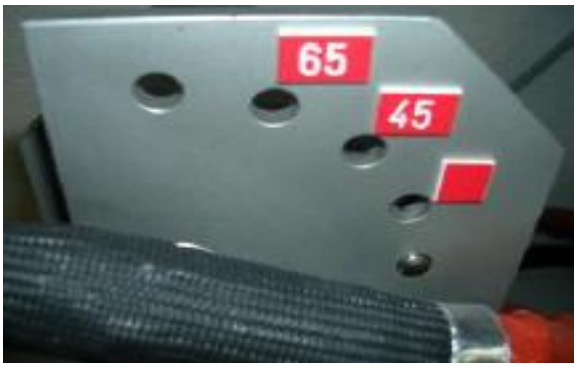


Figura 2.4. Ángulos de trabajo del Viscosímetro [1]

Tabla 2.1 Especificaciones Técnicas RBV1000

Características	Valores
Rango de viscosidad	0.3-50,000(cP)
Presión de Operación	1-1000 (bar)
Temperatura de operación	-20°C hasta 200°C
Volumen de muestra	10-11 cc

2.2.2 *Bomba (Tipo jeringa)*

Es la responsable de suministrar la presión que necesitamos en el sistema, trabaja debido a la acción de un pistón que va desplazando fluido hidráulico, en nuestro caso se usó heptano con una pureza del 60%.

Tabla 2.2. Especificaciones Técnicas de la Bomba

Características	Valores
Volumen	100 cc
Presión de Operación	1-1034 (bar)
Flujo (cc/min)	50 máx. a 0.01 mín.
Precisión de Presión	0.1%

2.2.3 *Cilindro de Transferencia tipo Pistón*

Para no dañar la bomba al introducirle crudos muy pesados y/o abrasivos fue necesario usar un cilindro de transferencia de fluidos, el cual tiene como objetivo trasmitir la presión ejercida mediante un fluido hidráulico (heptano 60%).

Tabla 2.3 Especificaciones Técnicas del Cilindro de Transferencia

Características	Valores
Volumen	700cc
Presión de Operación	1-1000 (bar)

2.2.4 *Pistones*

- Geometría cilíndrica, 20 mm de altura.
- 6 mm de diámetro Hastelloy (densidad de 8.72272 g/cc)
- 7 mm, 7.7 mm, 8.5 mm de diámetro Acero Inoxidable. (densidad de 7.92180 g/cc)
- 8.5mm de diámetro Titanio (densidad de 4.42069 g/cc)

- Todos los pistones se observan en la figura 2.5.

Figura 2.5. Pistones usados en el Viscosímetro

2.3 CONTROL DE LA PRESIÓN

Como se mencionó anteriormente el control de la presión está a cargo de la bomba tipo jeringa, ésta cuenta con un sensor de presión de marca GENSPEC GS4200, con una precisión de +/- 0.25% en presión (psi), calibrado para dar las lecturas de presión más confiables de nuestro sistema. En conjunto con el sensor de presión es necesario contar con un manómetro mecánico que nos dará el valor de la presión al final de nuestro sistema de medición. En la figura 2.6 se puede ver un ejemplo del manómetro, este manómetro abarca desde presión atmosférica hasta 15,000 psi, el cual está colocado en uno de las válvulas de nuestra celda de viscosidad. La marca del manómetro es BAUMER y cuenta con una precisión en presión de +/- 0.6% (psi).

Figura 2.6.Manómetro mecánico Baumer al final de la celda del viscosímetro

2.4 CONTROL DE TEMPERATURA

La temperatura durante todas las pruebas es controlada por un baño térmico de la marca Huber, este control de temperatura regula los cambios de temperatura entre la temperatura ambiental y la temperatura deseada para nuestra celda de viscosidad, la precisión del baño térmico es de +/- 0.1% (°C). En adición al baño, es necesario en la celda contar con una camisa termoaislante que cubre la celda, esto nos asegura que no haya cambios de temperatura en las mediciones.

Figura 2.7.Baño Térmico Huber

2.5 LIMPIEZA DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN

Una parte muy importante para conseguir resultados precisos y que en realidad representen el comportamiento de un fluido respecto a las variaciones de temperatura y presión es la limpieza de todo el sistema de medición de viscosidad. Una vez que las mediciones experimentales han sido efectuadas para una muestra específica, es necesario bajar la presión a 1 bar (14.5 psi) y la temperatura a 20°C. Después de llegar a condiciones ambientales en los equipos se desmonta el sistema de medición y se limpia el tubing, las válvulas, las conexiones tipo "T" y la celda de viscosidad de alta presión

y alta temperatura. La limpieza corre a cargo de un contenedor que está lleno de solvente (tolueno) y de aire a presión.

Un ejemplo de limpieza puede verse en la figura 2.8 la cual muestra que se tiene un contenedor lleno de solvente (heptano 60% o tolueno), se le inyecta aire comprimido (compresor) y la mezcla de solvente y el aire a presión limpian los equipos.

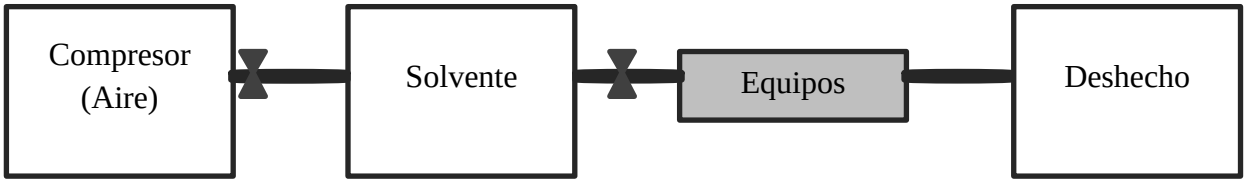


Figura 2.8. Limpieza de equipos.

2.6 Acondicionamiento de las muestras

Las mediciones de viscosidad fueron hechas para 3 fluidos que son crudos mexicanos representativos en lo que consideramos un rango desde aceites pesados hasta aceites ligeros. En el caso del fluido de referencia (agua) es necesario recalcar que fue suministrada con la máxima pureza posible (desionizada) en el Instituto de Investigaciones en Materiales (IIM) de la UNAM, esta pureza se indica en las tablas de descripción en el Capítulo 3 de esta tesis. Para los crudos mexicanos representativos se tuvo que acondicionar las muestras quitando el 100% de agua y gas asociado a las mismas. Además, antes de cada medición se tuvo en cuenta el acondicionamiento de las muestras de crudo calentando la muestra a 30°C antes de meterla a la celda de medición, agitando constantemente y así asegurar una muestra verdaderamente homogénea.

2.7 Metodología de las mediciones

- Se midieron 3 crudos mexicanos representativos, 1 crudo pesado, 1 crudo medio y un 1 crudo ligero.
- Se midieron 4 fluidos de referencia (3 Fluidos estándares de viscosidad de Alemania) y un fluido de validación del método (agua), con la finalidad de comprobar la exactitud de nuestro método de calibración propuesto.
- Rangos de presión: de 1 bar (14.5 psi) a 1000 bar (14,503 psi), con intervalos de 1, 100, 200, 300, 400, 600, 800 y 1000 bar (para los crudos mexicanos representativos). En crudos muy pesados no se pudieron tomar lecturas para 20°C a presiones mayores a 1 bar debido al largo tiempo de caída que registraba el pistón, haciendo que los órdenes de magnitud fuesen muy grandes (rebasando el límite de 50,000 cP del equipo).
- Rangos de temperatura: de 20°C a 100°C, en intervalos de 20°C.
- Para cada punto de (P, T) se tomaron 5 mediciones y se registró el valor del promedio aritmético, cuidando siempre que el coeficiente de variación en cuanto a la repetición de los experimentos fuese menor al 1%.
- Se usaron pistones de 6 mm (Hastelloy), 7 mm, 7.7 mm y 8.5 mm (Acero) y 8.5 mm (Titanio y duraluminio).
- Por cada medición es necesario contar con al menos 40 cc de la muestra para poder llenar la celda de viscosidad y alcanzar la compresión de 1000 bar.

Referencias del Capítulo 2

1.- www.vinci-technologies.com

CAPÍTULO 3. VALIDACIÓN CON FLUIDOS DE REFERENCIA

3.1 IMPORTANCIA DE LOS FLUIDOS DE REFERENCIA

Muchos viscosímetros deben ser calibrados usando uno o más fluidos de referencia con viscosidad conocida (Robert C. Hardy. 1958)[1].

Se han hecho varias calibraciones con aceites, estos son soluciones multicomponente y sus propiedades cambian ligeramente a grandes periodos de tiempo, dependiendo de muchos factores incluyendo las condiciones de almacenamiento. Si las muestras sufren deterioro o contaminación no hay proceso con el cual las condiciones originales de viscosidad se puedan alcanzar nuevamente (Robert C. Hardy. 1958)[1]. Por esa razón es necesario recurrir a los reactivos puros como estándares de calibración ya que si ocurre un deterioro en el fluido, éste puede ser estabilizado como un estándar usando cualquier método de purificación. Los componentes químicos que son ideales para ser fluidos estándar en calibraciones deben ser líquidos fáciles de purificar, razonablemente estables, y no higroscópicos. Estos fluidos deben contar con una presión de vapor baja y un valor de tensión interfacial en un rango de 25-30 dynas/cm (Robert C. Hardy. 1958)[1].

Como en este trabajo se utiliza una diferente calibración para cada fluido, pistón y ángulo con el que se trabaja en las mediciones de los fluidos requeridos, es de extrema importancia la validación del método experimental contra los datos que se pueden generar de manera teórica. En esta ocasión se eligió al agua debido a que es un fluido muy complejo de medir y que realmente es un fluido complejo de medir para el operario y para el equipo. Nosotros sabemos que

el agua es un buen parámetro para fijar los límites de viscosidad con el que se cuenta para hacer las mediciones, ya que la viscosidad del agua es muy baja, lo cual se reflejaría en los datos de tiempo de caída en relación con la viscosidad de referencia que se genera en el NIST (*National Institute of Standards and Technology*) a través de ecuaciones de estado.

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE REFERENCIA

A continuación se muestran las propiedades físicas y químicas más comunes del agua como fluido de referencia que se obtuvo en el Instituto de Investigaciones en Materiales (UNAM), otras de las propiedades del agua fueron generadas por el NIST y se presentan en la tabla 3.1.

3.2.1 Agua destilada y desionizada

El agua desionizada se obtiene al exponer el agua del grifo o de manantial a resinas cargadas eléctricamente, que se unen a los iones minerales o sales diluidas en el agua, como el calcio, hierro, cobre, sodio, bromuro y cloruro, y las eliminan. Es utilizada para experimentos científicos.

El agua desionizada puede cambiar su pH con facilidad al ser almacenada, debido a que absorbe el CO_2 atmosférico. Éste, al disolverse, forma ácido carbónico, de ahí el aumento de la acidez, que puede ser eliminada hirviendo el agua.

El agua desionizada es bastante agresiva con los metales, incluso con el acero inoxidable, por lo tanto debe utilizarse plástico o vidrio para su almacenaje y manejo.

Tabla 3.1 Propiedades agua destilada y desionizada

Propiedad	Información	Referencia
Peso Molecular	18.053(g/mol)	IIM
Color	Incoloro	IIM
Estado Físico	Líquido	IIM
Punto de Ebullición	100°C	IIM.
Olor	Inodoro	IIM
Densidad Relativa	1.00(g/cc)	NIST (20°C), 1 bar
Viscosidad	1.0016 (cP)	NIST (20°C), 1 bar

3.3 MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD A PRESIÓN ATMOSFÉRICA

La calibración se basa en la medición de la viscosidad a presión atmosférica y en rangos de temperatura que van desde 20°C a 100°C en intervalos de 10°C generalmente. Estas mediciones fueron hechas para todas las muestras con un viscosímetro Anton Paar Stabinger SVM3000. Este equipo determina simultáneamente tanto la densidad como la viscosidad. Su principio de funcionamiento se encuadra dentro de la viscosimetría de rotación, como se observa en la figura 3.1. El funcionamiento del viscosímetro consiste en relacionar la viscosidad de la muestra de fluidos con la diferencia de velocidad entre un tubo externo, en cuyo interior está el fluido que se estudia, y un rotor hueco, que se encuentra dentro de éste flotando libremente. El rotor es forzado a girar debido a los esfuerzos cortantes en el líquido a la vez que es guiado axialmente debido a que el imán permanente de su interior interacciona con el anillo de hierro. El campo magnético rotacional induce corrientes de Foucault en la cubierta de cobre que lo rodea. Estas corrientes son proporcionales a la velocidad del rotor y ejercen un torque de retardo en el mismo.

Así, dos torques diferentes influyen en la velocidad del rotor de medida, un torque impulsor (T_i) y un torque de retardo (T_r):

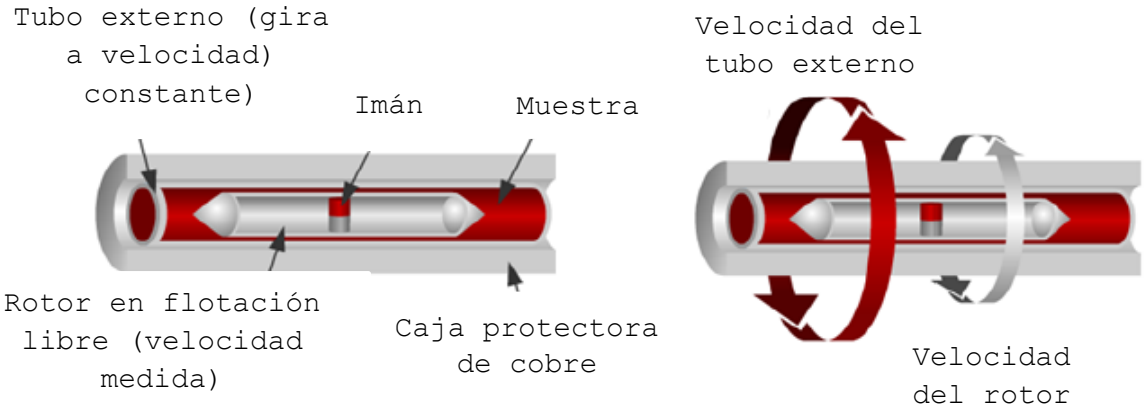


Figura 3.1 Diagrama celda Stabinger SV3000 [2]

3.4 METODOLOGÍA DE CALIBRACIÓN PARA UN FLUIDO

Se obtienen una serie de puntos de referencia del fluido a calibrar con el aparato de más precisión para medir viscosidad en el laboratorio (Stabinger SV3000), estos puntos pueden resumirse en una tabla como la siguiente:

Tabla 3.2. Mediciones de viscosidad para un crudo con el SV3000

T	P	η
°C	bar	cP
100	1	84.148
90	1	132.36
80	1	219.47
70	1	385.99
60	1	731.94

Cuando se cuenta con estos datos se empieza a medir los tiempos de caída *FT* para la misma muestra de crudo en el viscosímetro de caída de cuerpo sólido (RBV1000). Para estas temperaturas y a 1 bar se obtiene el *FT* correspondiente para

estos puntos de presión y temperatura y además se obtienen los puntos necesarios de medición del crudo para todos los rangos requeridos de presión. Para efectos de calibración los únicos datos que son relevantes para nosotros son los que se muestran en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Mediciones de viscosidad para un crudo con SV3000 Y RBV1000

T	P	FT	η
°C	bar	s	cP
100	1	18.4458	84.148
90	1	29.0786	132.36
80	1	44.0992	219.47
70	1	82.2062	385.99
60	1	144.783	731.94

Se puede notar de la tabla 3.3 que la única columna que se agrega es la de *FT*, estos tiempos de caída se obtuvieron con el viscosímetro RBV1000 para un tipo de pistón y un ángulo fijos en esos rangos de temperatura.

Una vez obtenida la tabla 3.3 se procede a obtener la recta de calibración, la cual estará en función de la viscosidad de referencia del SV3000 y de su valor a presión atmosférica.

Graficando la columna 4 de la tabla 3.3 contra la columna 3 de la tabla 3.3 se obtiene la figura 3.2.

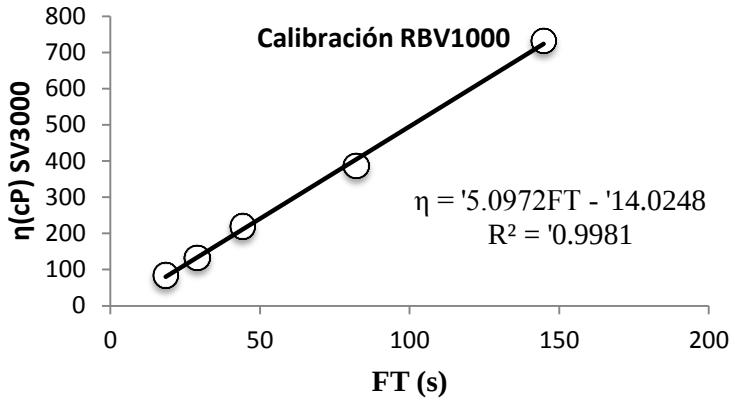


Figura 3.2 Calibración para una muestra de crudo

Una vez graficada la recta de calibración se obtiene los parámetros *A y B*, para una ecuación de la forma *AX+B=Y*. Estas dos constantes serán de gran importancia para obtener los valores de viscosidad a altas temperaturas y altas presiones, no solo a presión atmosférica. La relevancia de este tipo de calibración es que puede realizarse una calibración para cada fluido que se mida, para cada pistón que se utilice y para cada ángulo de trabajo que se utilice, un solo fluido puede tener hasta 2 calibraciones, teniendo especial cuidado en que los órdenes de magnitud no sean grandes lo que nos da mejor certidumbre en los resultados.

3.5 CORRECCIÓN DE VISCOSIDAD POR EFECTO DE ARQUÍMEDES Y BOUYNACY

De acuerdo con la ecuación 1.19 del Capítulo 1 de esta tesis es necesario corregir los valores de viscosidad con la diferencia de densidad del pistón a cierta presión y temperatura, menos los valores de densidad del fluido en las mismas condiciones mediante el uso del coeficiente de expansión térmica del pistón. Este factor de corrección nos dará el valor de viscosidad que podemos considerar como el final. En la ecuación 3.1 podemos ver el efecto de la corrección (**Π**) relacionada con la densidad de las muestras y el pistón.

$$(\rho_S - \rho_L) = \boldsymbol{\Pi} \qquad (3.1)$$

Para obtener la densidad del pistón se considera que el efecto de la presión en el pistón es despreciable. Con lo cual lo único que afectaría a la densidad del mismo es el cambio de temperatura. Para este cambio se usa el coeficiente

de expansión térmica del material del que está hecho el pistón, además, se usa la densidad del pistón medida a 20°C y a presión atmosférica, de estos dos valores se puede calcular la densidad del pistón a más de 20°C o en el caso necesario menos de la temperatura ambiental. El cálculo de la densidad del pistón requiere calcular la dilatación térmica del mismo con la ecuación 3.2.

$$\Delta L = K * L * \Delta T \qquad (3.2)$$

En donde K es el coeficiente de dilatación térmica lineal (mm/mC^{-1}), L (m) es la longitud del pistón, que en este caso se consideró de un metro para hacer los cálculos más sencillos y ΔT (°C) es la diferencia de la temperatura entre la temperatura a la cual se midió el coeficiente de dilatación lineal (de tablas) y la temperatura a la cual se quiere sacar la nueva longitud L+ΔL (mm), la cual es la dilatación térmica.

Para el caso de un pistón de Titanio se tiene el siguiente proceso de cálculo de la nueva longitud por dilatación térmica.

Tabla 3.4. Cálculo de Longitud de Pistón

K(mm/mC^{-1})	**T (°C)**	**ΔT (°C)**	**L+ΔL(m)**
8.9 *	20	0	1
L(m)	30	10	1.000089
1	40	20	1.000178

Teniendo la nueva longitud del pistón, se puede calcular la densidad de acuerdo a las ecuaciones 3.3 y 3.4. Además de que la masa del Titanio para un metro cúbico es de 4500 Kg [3].

*Referencia número 3 en el Capítulo 3.

$$V = (L + \Delta L)^3 \quad (3.3)$$

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (3.4)$$

Con lo cual la tabla 3.4 quedará de la siguiente manera,

Tabla 3.5. Cálculo de la nueva densidad del pistón

K(mm/mC^{-1})	T (°C)	ΔT (°C)	L+ΔL (m)	V (m³)	ρ (g/cc)
8.9	20	0	1.000000	1	4.5
L(m)	30	10	1.000890	1.002672	4.488006
1	40	20	1.001780	1.00535	4.476055
	10	-10	0.999110	0.997332	4.512036

En la tabla 3.5 podemos ver que se calculó el volumen con la longitud al cubo y después se calculó la densidad de manera sencilla. Este valor de densidad será útil para la corrección de la viscosidad por el efecto de Arquímedes y Bouyancy.

3.5.1 Celda PVT

Para el caso del agua como fluido de validación del método es necesario decir que los valores de densidad se obtuvieron del NIST. En el caso de los crudos mexicanos los valores de densidad en los rangos de presión y temperatura en los que se medió viscosidad se obtuvieron de una celda PVT, con la cual se midió la densidad de los crudos.

La celda PVT (Fluid Eval) de Vinci Technologies, es una celda que maneja rangos de temperatura de -20°C hasta 200°C, su límite de presión son 1000 bar (14,503.4 psi), como se muestra en la figura 3.3.

La celda PVT puede realizar 5 pruebas principales, las cuales son:

a) Recombinación de muestras de crudo, con el objetivo de hacer petróleo representativo del pozo.
b) Obtención de la presión de saturación y la presión de rocío en fluidos. Observadas en la figura 3.4.
c) Calculo de la compresibilidad de los fluidos al variar las condiciones de presión y temperatura.
d) Primera etapa de separación de condiciones de yacimiento a condiciones de superficie.
e) Calculo de la relación gas aceite (GOR) de una muestra viva representativa del pozo petrolero.

Figura 3.3 Celda PVT (*Fluid Eval*)

Las muestras que se midieron en la celda PVT incluyen tres crudos mexicanos, un crudo pesado, un crudo medio y un crudo ligero.

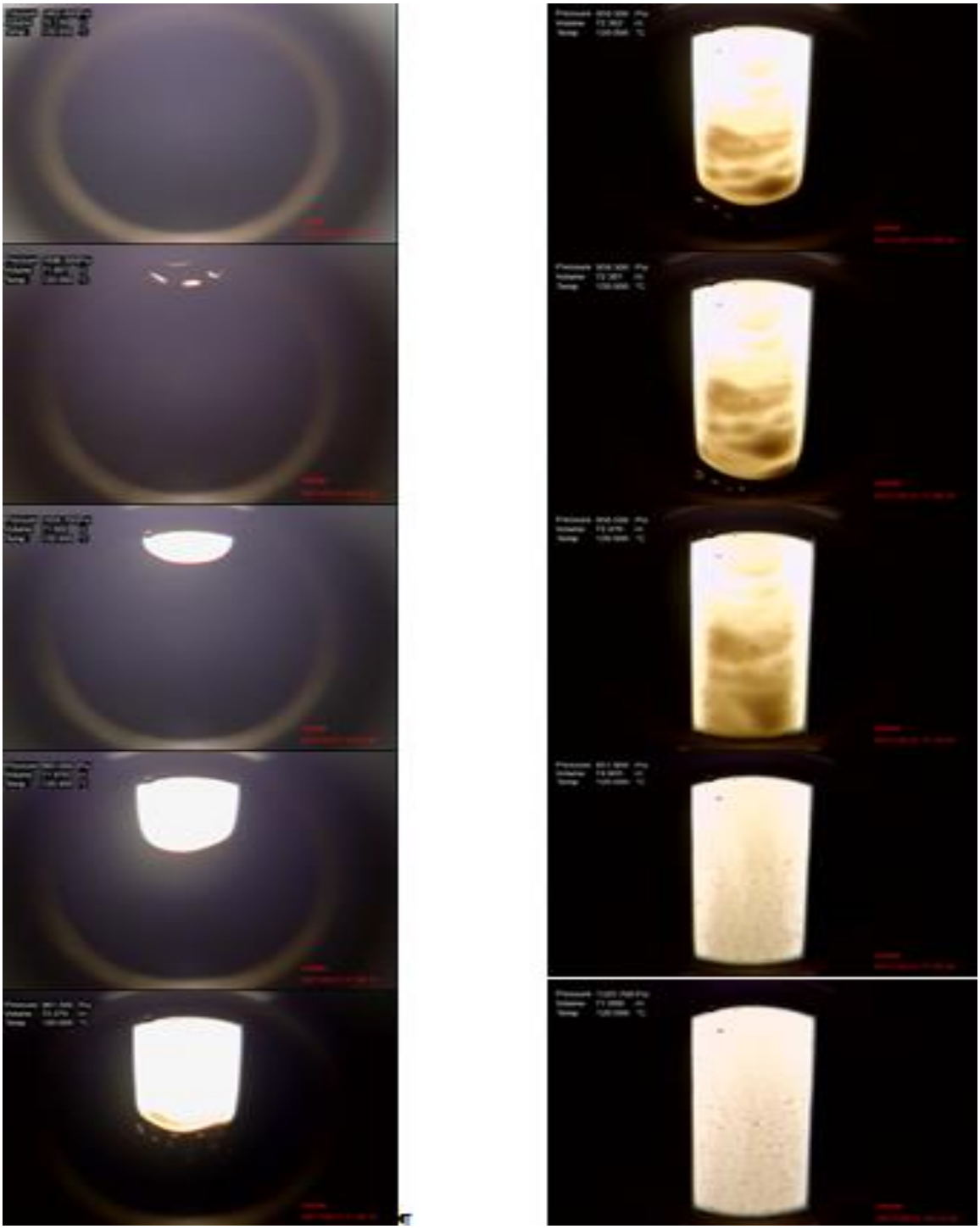


Figura 3.4 Presión de saturación para un crudo mexicano

Las mediciones incluían de 35-44 cc de la muestra a evaluar que eran metidos en la celda PVT para empezar a variar sus condiciones de presión y temperatura.
El procedimiento de limpieza que se empleo fue el similar al del equipo de viscosidad discutido en el Capítulo 2 de esta tesis.

3.6 MEDICIONES DE VISCOSIDAD PARA VALIDAR EL MÉTODO

Como parte vital de la comprobación del método es muy importante la medición del agua destilada y desionizada de referencia, a continuación se verá el comportamiento de este fluido cuando se le aplica cambios de presión y temperatura.
Cabe señalar que el agua fue obtenida en el Instituto de Investigaciones en Materiales de la UNAM, el cual amablemente nos dio apoyo para obtener el agua con la calidad necesaria para una prueba de viscosidad.

3.6.1 Viscosidad del Agua

Para la medición de la viscosidad del agua se utilizó el pistón de Titanio con un diámetro de 8.5 mm, utilizando un ángulo en el equipo de 65° de inclinación.
En la tabla 3.6 se muestra el tiempo de caída del pistón a través de la celda para los valores de presión y temperatura que reportados para este fluido de validación (agua).
El tiempo de medición para este fluido que es poco viscoso fue de 3 días, además, solo se midió el agua hasta 60°C a una presión de 1 bar, ya que para temperaturas más altas resultaba imposible para el equipo dar buenos valores de FT.

Tabla 3.6. Datos de tiempo de caída para el agua

T (°C)	Pistón (mm)	Ángulo (°)	P(bar)	FT. (s)
10	8.5	65	1	11.5996
10	8.5	65	100	11.5198
10	8.5	65	200	11.4603
10	8.5	65	400	11.3546
10	8.5	65	600	11.2819
10	8.5	65	800	11.2573
10	8.5	65	1000	11.2346
15	8.5	65	1	10.535
20	8.5	65	1	9.6432
20	8.5	65	100	9.6174
20	8.5	65	200	9.6067
20	8.5	65	400	9.5677
20	8.5	65	600	9.5586
20	8.5	65	800	9.5492
20	8.5	65	1000	9.5669
25	8.5	65	1	8.918
30	8.5	65	1	8.3941
40	8.5	65	1	7.399
40	8.5	65	100	7.4006
40	8.5	65	200	7.4046
40	8.5	65	400	7.4281
40	8.5	65	600	7.4531
40	8.5	65	800	7.5019
40	8.5	65	1000	7.5381
60	8.5	65	1	6.201

Después de las mediciones se procede a hacer la calibración de viscosidad de acuerdo al pistón usado y al ángulo usado.

Tabla 3.7. Datos de viscosidad de agua NIST

Ángulo	T (°C)	P (bar)	FT (s)	η NIST (cP)
65	10	1	11.5996	1.3059
65	15	1	10.535	1.1375
65	20	1	9.6432	1.0016
65	25	1	8.918	0.89008
65	30	1	8.3941	0.79735
65	40	1	7.399	0.65298
65	60	1	6.201	0.4664

En la tabla 3.7 se observa que solo se toma en cuenta los valores a 1 bar de las temperaturas que aparecen, con estos datos se va generando una ecuación de calibración que se muestra en la figura 3.5, en donde se gráfica el tiempo de caída registrado por el RBV1000 y el valor de viscosidad obtenido por el NIST.

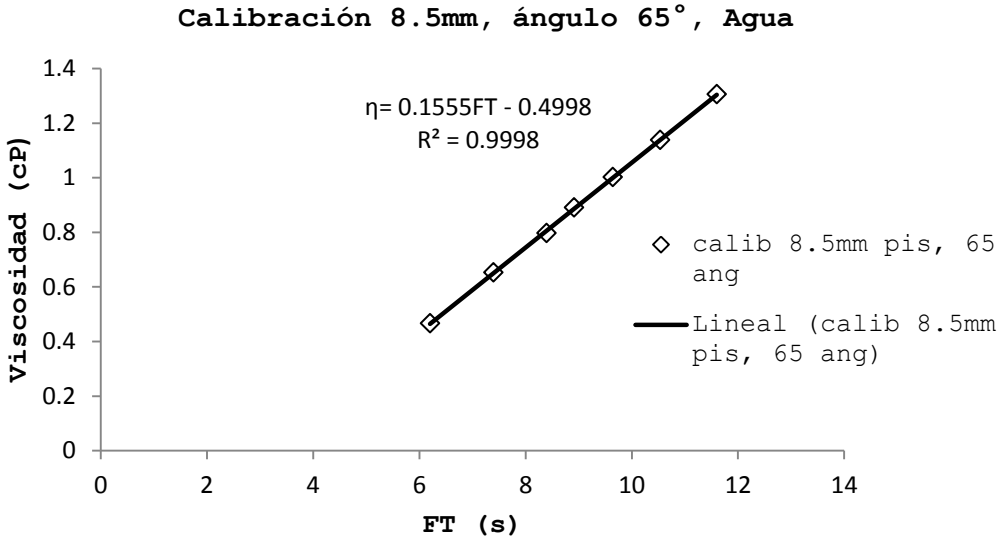


Figura 3.5 Calibración de la viscosidad del agua

Finalmente se obtiene la ecuación de calibración experimental para el agua, la cual se debe corregir con el efecto de Arquímedes y Bouyancy.

Tabla 3.8. Mediciones de viscosidad corregidas para el agua

Temp (°C)	Pistón (mm)	Ángulo	P(bar)	FT.Average(s)	ρ(L)(kg/cc)	ρ(S) (g/cc)	ρ(S)-ρ(L)	f	Viscosidad (cP)	Viscosidad NIST (cP)	SD(%)
10	8.5	65	1	11.5996	999.7	4.512036418	3.5123364	0.996997321	1.3039378	1.3059	0.15025653
10	8.5	65	100	11.5198	1004.4	4.512036418	3.5076364	0.998333231	1.289800653	1.2957	0.45530194
10	8.5	65	200	11.4603	1009	4.512036418	3.5030364	0.999644189	1.278881425	1.2866	0.59992034
10	8.5	65	400	11.3546	1018	4.512036418	3.4940364	1.00221909	1.25924501	1.2721	1.01053298
10	8.5	65	600	11.2819	1026.6	4.512036418	3.4854364	1.004691975	1.244927315	1.2618	1.33719174
10	8.5	65	800	11.2573	1034.8	4.512036418	3.4772364	1.007061234	1.238211368	1.2555	1.3770316
10	8.5	65	1000	11.2346	1042.8	4.512036418	3.4692364	1.0093835	1.231876108	1.2527	1.66232075
15	8.5	65	1	10.535	999.1	4.506012851	3.5069129	0.998539214	1.136634653	1.1375	0.07607443
20	8.5	65	1	9.6432	998.21	4.5	3.50179	1	0.996715769	1.0016	0.48764287
20	8.5	65	100	9.6174	1002.7	4.5	3.4973	1.001283848	0.991443054	0.99769	0.62614101
20	8.5	65	200	9.6067	1007.1	4.5	3.4929	1.002545163	0.988541063	0.99441	0.59019285
20	8.5	65	400	9.5677	1015.7	4.5	3.4843	1.00501966	0.980091048	0.98977	0.97789913
20	8.5	65	600	9.5586	1024	4.5	3.476	1.007419448	0.976355948	0.98751	1.12951278
20	8.5	65	800	9.5492	1032	4.5	3.468	1.009743368	0.97266562	0.98741	1.49323784
20	8.5	65	1000	9.5669	1039.6	4.5	3.4604	1.011961045	0.973245709	0.98929	1.62179855
25	8.5	65	1	8.918	997.05	4.493997843	3.4969478	1.001384681	0.883063016	0.89008	0.78835427
30	8.5	65	1	8.3941	995.65	4.488006355	3.4923564	1.002701226	0.800900531	0.79735	-0.44529139
40	8.5	65	1	7.399	992.22	4.476055294	3.4838353	1.005153718	0.645463984	0.65298	1.15103318
40	8.5	65	100	7.4006	996.52	4.476055294	3.4795353	1.006395885	0.644913782	0.65387	1.36972456
40	8.5	65	200	7.4046	1000.8	4.476055294	3.4752553	1.007635326	0.64473594	0.655	1.56703213
40	8.5	65	400	7.4281	1009	4.476055294	3.4670553	1.010018504	0.646821799	0.65793	1.688356
40	8.5	65	600	7.4531	1016.9	4.476055294	3.4591553	1.012325178	0.649176596	0.66169	1.89112792
40	8.5	65	800	7.5019	1024.6	4.476055294	3.4514553	1.014583618	0.65518841	0.66621	1.65437176
40	8.5	65	1000	7.5381	1031.9	4.476055294	3.4441553	1.016734061	0.659322482	0.67142	1.80178097
60	8.5	65	1	6.201	983.2	4.452280168	3.4690802	1.009428964	0.458735489	0.4664	1.6433343

De acuerdo a la tabla 3.8 podemos ver en la columna 9 que se observa un factor **f** el cual es el que va a corregir la viscosidad de manera definitiva. Este factor f está dado por la ecuación 3.5.

$$f = \frac{\rho_S - \rho_L}{\rho_S - \rho_L \,@20°C} \tag{3.5}$$

Este factor f será multiplicado en el valor que salga de la ecuación para viscosidad como se muestra en la figura 3.5. Este valor que salga de la multiplicación es el valor d viscosidad de la columna 10 de la tabla 3.8. Podemos observar que se ponen los valores de viscosidad que se obtuvieron en el NIST. En la columna 12 se hace un pequeño análisis del error experimental dado por la ecuación 3.6.

$$\%Error = \frac{\eta_{Experimental} - \eta_{NIST\ ó\ DBR}}{\eta_{NIST\ ó\ DBR}} \tag{3.6}$$

Así entonces, para cada valor de temperatura y presión de tenemos el propio valor de error de cada una de las mediciones que se realizaron.

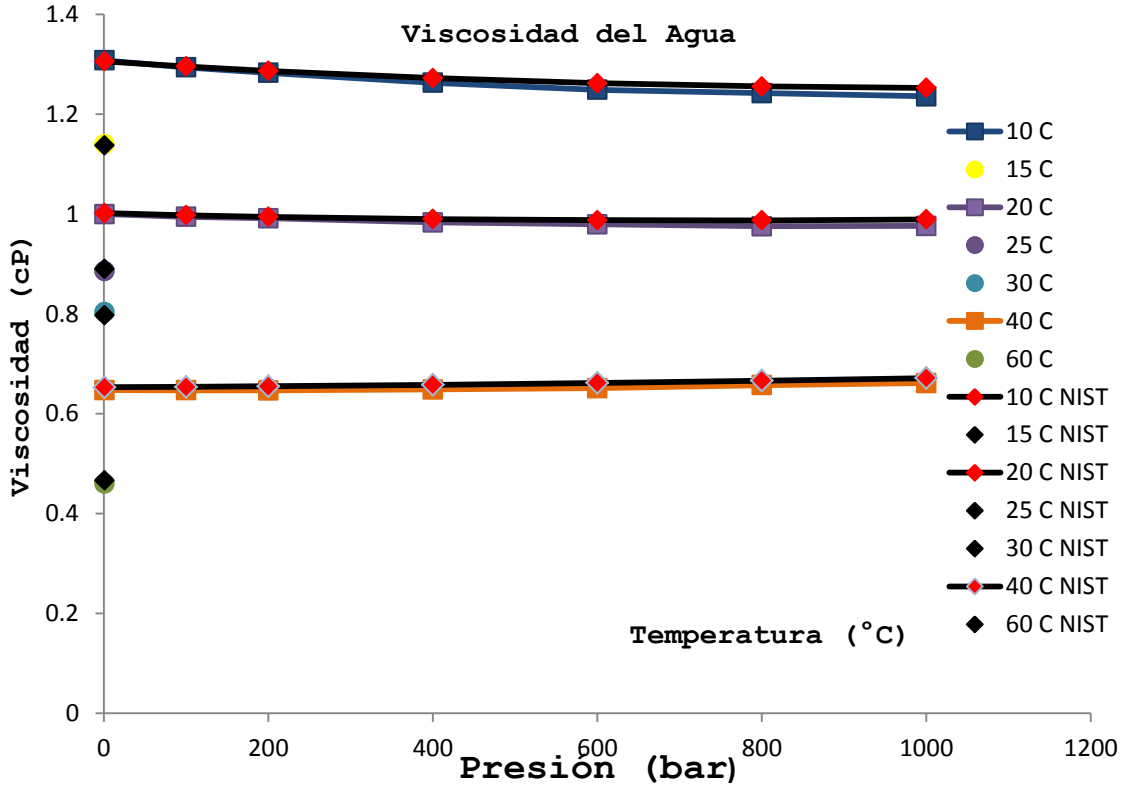


Figura 3.6 Viscosidad del Agua Comparada con NIST

En la figura 3.6 podemos ver la viscosidad del agua a diferentes valores de presión y temperatura de acuerdo a nuestro método de calibración. Es muy importante ver que el método se acerca mucho al comportamiento de viscosidad que el NIST publica, por lo que se puede observar la eficacia del método.

Para este caso y como lo veremos en el Capítulo 4 de esta tesis el comportamiento de la viscosidad con la presión es muy diferente al comportamiento con un crudo mexicano, para este caso del agua algunas veces la viscosidad baja con el aumento de presión y en otras sube la viscosidad, en todos

los casos la viscosidad fue menor al aumentar la temperatura. Podemos inferir que la validación del método de medición de viscosidad a alta presión es una muy buena aproximación en la que si se hace un promedio del error de la columna 12 de la tabla 3.8 podemos obtener un error del 0.77% que para un fluido tan complicado como el agua es un porcentaje muy bajo, lo cual verifica que el método de medición es válido.

3.7 OBSERVACIONES SOBRE LA VALIDACIÓN DEL MÉTODO

Con los valores de viscosidad obtenidos por el viscosímetro RBV1000 y el error promedio experimental tan bajo se concluyó que es un método novedoso de cálculo de viscosidad para presiones y temperaturas altas con alto nivel de referencia y reproducibilidad en el laboratorio.

Además es necesario recalcar mediante las mediciones de la validación del método con el agua, el cual es un fluido tan ligero en viscosidad que nuestro límite de viscosidad bajo es de 0.3 cP. Debajo de 0.3 cP de viscosidad en un fluido es muy difícil la detección óptica del láser mediante este viscosímetro.

3.8 CALIBRACIÓN DE ESTÁNDARES DE VISCOSIDAD ALEMANES

Después de la validación del método, se midió la viscosidad de tres fluidos que son estándares de viscosidad en Alemania adquiridos en Physikalisch Technische Bundesanstalt (PTB).

Estos fluidos fueron medidos para construir las primeras curvas de calibración a nivel mundial como un estándar de viscosidad a alta presión. A continuación se presentan los datos obtenidos de cada uno de los tres fluidos.

3.8.1 Fluido 1000 cP.

Este estándar Newtoniano de viscosidad cuenta con una calibración a presión de 1 bar suministrada por PTB. La hoja de calibración certificada cuenta con los siguientes datos.

Tabla 3.9. Hoja de datos fluido 1000 cP

Calibración PTB		
T	**η**	**ρ(L)**
°C	cP	g/cm^3
20	844.6	0.8404
23	699.2	0.8385
25	618.9	0.8373
30	462.1	0.8343
40	270.8	0.8282
100	29.61	0.7923

Como para la calibración del viscosímetro necesitamos más datos de viscosidad a valores de temperatura específicos y presiones de 1 bar fue necesario medir la viscosidad usando el Stabinger (SBV3000) nuevamente y sirvió como parámetro para comprobar los valores de la hoja de certificación Alemana. Los datos que se obtuvieron con el Stabinger se muestran en la tabla 3.10.

Es importante destacar que la obtención de los datos de densidad y viscosidad por parte del Stabinger SBV3000 son muy precisos y se pueden obtener en cuestión de 3 horas máximo por cada muestra.

Tabla 3.10. Mediciones de viscosidad para el fluido 1000 cP, SV3000

Stabinger		
T	**η**	**ρ(L)**
°C	cP	g/cm^3
20	849.46	0.8398
30	469.35	0.8338
40	274.85	0.8278
50	170.83	0.8218
60	110.99	0.8159
70	75.763	0.8100
80	53.77	0.8040
90	39.404	0.7981
100	29.771	0.7922

Como se puede observar en la tabla 3.9 y en la tabla 3.10 podemos darnos cuenta que los valores de certificación son casi iguales a los obtenidos por el Stabinger. Estos datos se usarán para la curva de calibración de los pistones y ángulos usados para este fluido.

Como se mencionó para la calibración dela gua se seguirá el mismo procedimiento en orden de obtener los mejores resultados para estos fluidos de referencia ya que en el mundo no existen estándares de calibración a altas presiones y a temperaturas elevadas.

Para la primera calibración se usó el pistón de 7.7 mm (acero inoxidable) en los rangos de temperatura de 20°C hasta 50°C usando un ángulo de inclinación en el equipo de 90 grados. Se obtuvieron los siguientes datos mostrados en la tabla 3.11.

Tabla 3.11. Mediciones de FT para fluido de 1000 cP

Pistón (mm)	Ángulo.	T (°C)	P (bar)	FT (s)	η(cP)
7	90	20	1	30.667	844.6
7	90	23	1	24.6074	699.2
7	90	25	1	21.9208	618.9
7	90	30	1	16.1672	462.1
7	90	40	1	10.1338	270.8
7	90	50	1	6.6926	170.83

Graficando la columna 5 y 6 de la tabla 3.11 obtenemos la curva de calibración para ese rango de temperatura.

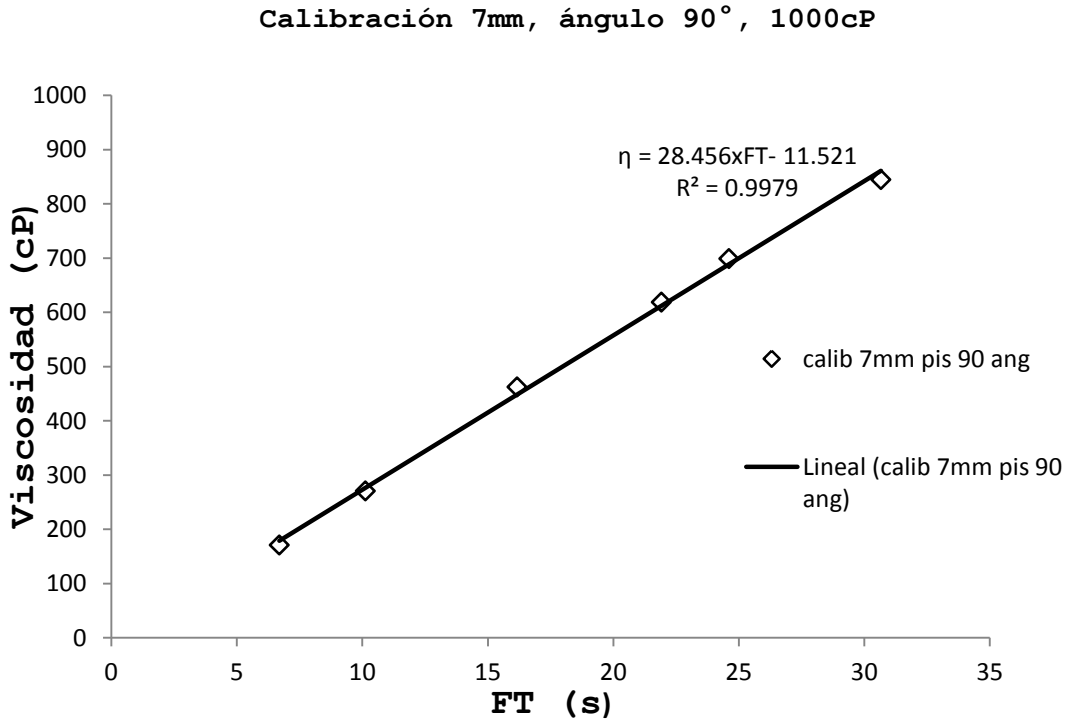


Figura 3.7 Primera calibración fluido 1000 cP

Para la segunda parte de las mediciones se usó un pistón de 7.7 mm y se usó un ángulo de inclinación a 45 grados. Los datos de calibración se encuentran en la tabla 3.12.

Tabla 3.12. Mediciones de FT fluido 1000 cP pistón 2

Pistón (mm)	Ángulo	T (°C)	P (bar)	FT (s)	η(cP)
7.7	45	60	1	34.1546	110.99
7.7	45	70	1	26.3888	75.763
7.7	45	80	1	21.6689	53.77
7.7	45	90	1	17.9472	39.404
7.7	45	100	1	16.269	29.771

La curva de calibración aparece en la figura 3.8.

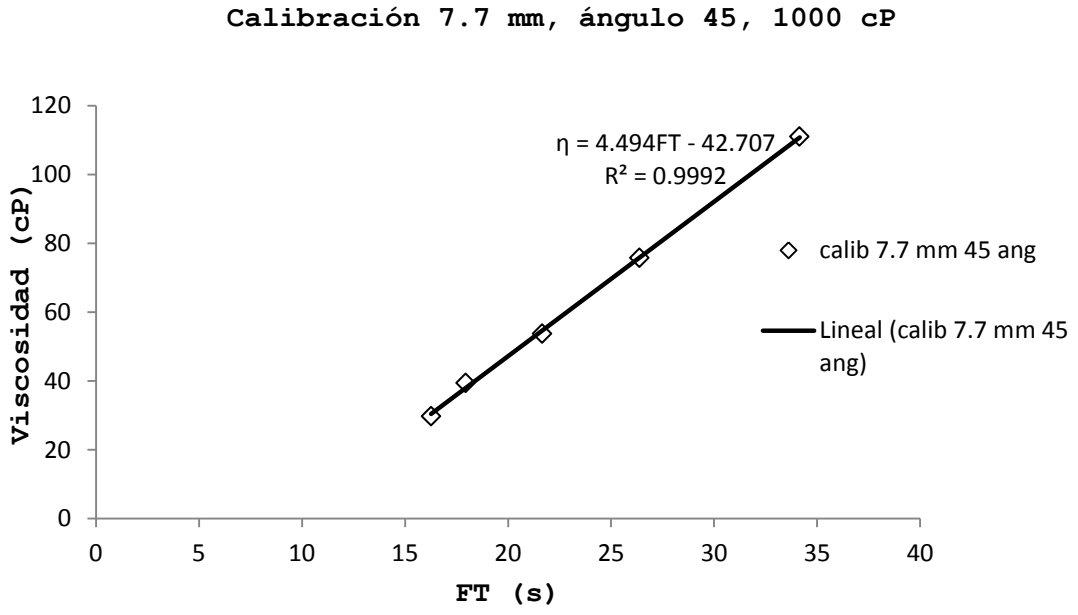


Figura 3.8 Segunda calibración fluido 1000 cP

De acuerdo al procedimiento de calibración usado para el agua se necesitaron valores de densidad a alta presión que en este caso no fueron adquiridos de tablas porque no existen para alta presión, ni con el uso de la celda PVT. Para este caso se usó un densímetro de Anton-Paar para alta presión, el cual se anexo al diagrama de medición de viscosidad como se observa en la figura 3.9.

El diagrama propuesto para la medición simultánea de viscosidad y densidad es el siguiente:

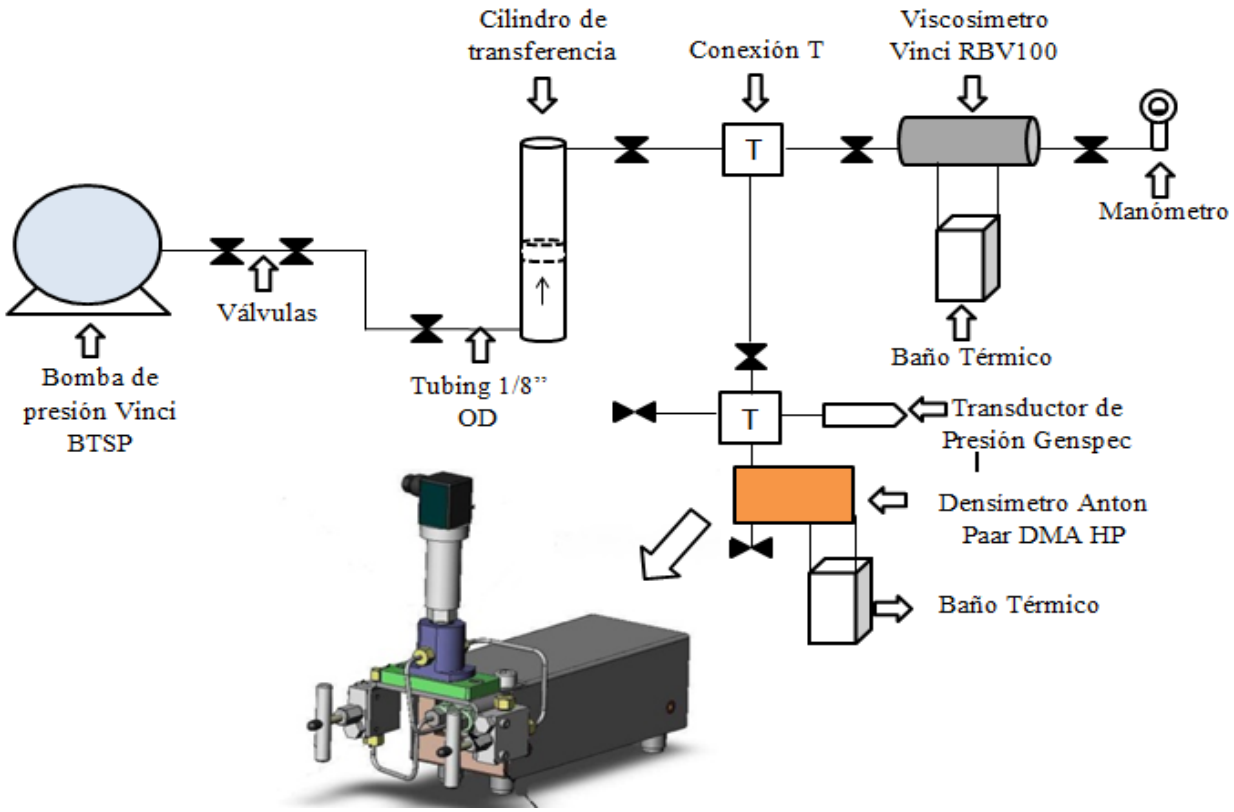


Figura 3.9. Diagrama del Sistema de Medición de Viscosidad y Densidad a alta presión y temperatura

Los datos de densidad a alta presión fueron obtenidos por un compañero del laboratorio y me fueron compartidos para el ajuste de mis datos de viscosidad. Las tablas de los ajustes

de viscosidad se encuentran el en Anexo 1 (A.1.2) de esta tesis. Haciendo los ajustes en la viscosidad los datos obtenidos para este fluido se muestran en la figura 3.10.

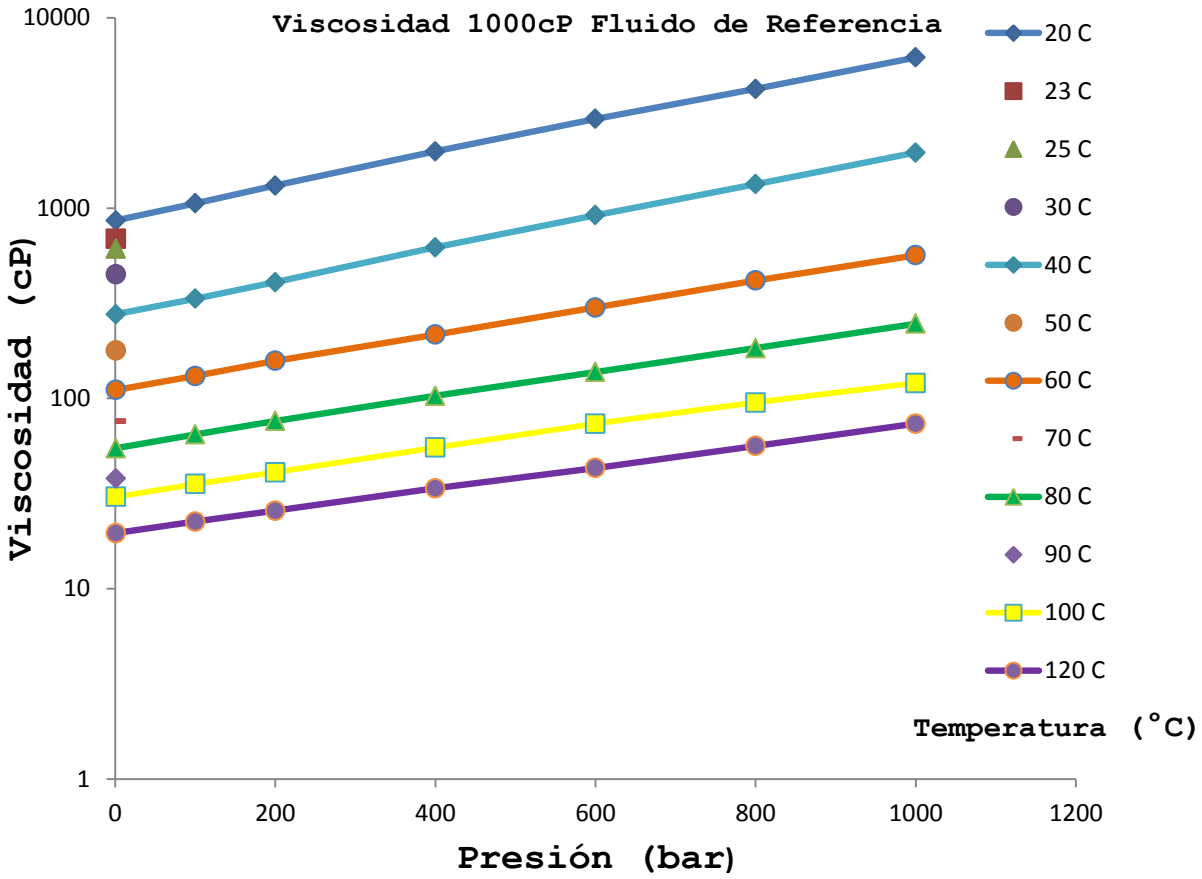


Figura 3.10. Viscosidad del Estándar de 1000 Cp (Semi- LOG)

De acuerdo a este comportamiento de viscosidad con el incremento de temperatura y presión podemos ver que este fluido de referencia de 1000 cP tiene un comportamiento regular que muestra un incremento importante en viscosidad a alta presión y baja temperatura.

3.8.2 Fluido 10,000 cP.

Para este fluido de 10,000 cP se presentan sus datos de calibración por parte de Alemania en la tabla 3.13.

Tabla 3.13. Hoja de datos fluido 10,000 cP

Calibración PTB		
T	**η**	**ρ(L)**
°C	cP	g/cm3
20	7790	0.8783
23	5956	0.8766
25	5008	0.8754
30	3298	0.8726
40	1530	0.8669
100	66.42	0.8328

Nuevamente usando el Stabinger se comprobó los datos de la hoja de calibración y además con el RBV1000 se midió la viscosidad a ciertas temperaturas a 1 bar, las cuales se muestran en la tabla 3.14.

Tabla 3.14. Mediciones de viscosidad para fluido de 10,000 cP con el SV3000 y RBV1000

Pistón (mm)	Ángulo	T (°C)	P (bar)	FT (s)	η(cP)
6	90	20	1	85.006	7790
6	90	23	1	66.519	5956
6	90	25	1	55.799	5008
6	90	30	1	35.995	3298
6	90	40	1	16.081	1530
6	90	50	1	9.51	768.39
6	90	60	1	6.1628	422.57

Con los datos de la tabla 3.14 se puede hacer la calibración para el primer rango de temperaturas de 20°C a 60°C, se usó el pistón de 6 mm en una inclinación de 90 grados.

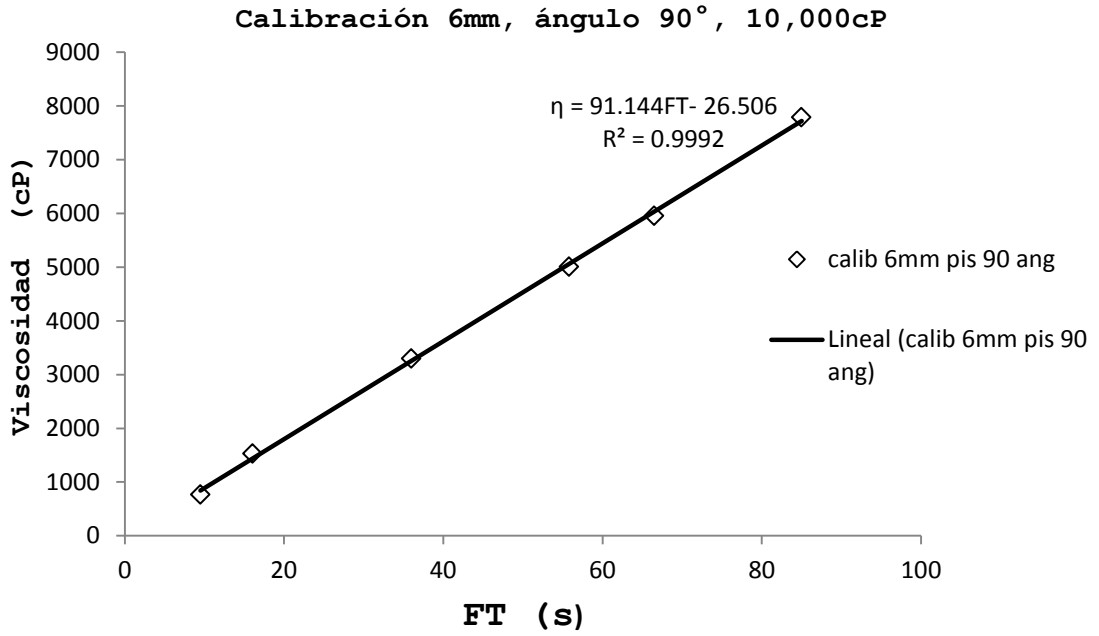


Figura 3.11. Primera calibración fluido 10,000 cP

Para el segundo rango de temperaturas de usó un pistón de 7.7 mm a una inclinación de 45 grados. La tabla 3.15 muestra los valores de calibración

Tabla 3.15. Mediciones de viscosidad para fluido 10,000 cP con el SV3000, pistón 2

Pistón (mm)	Ángulo	T (°C)	P (bar)	FT (s)	η(cP)
7.7	45	60	1	54.308	422.57
7.7	45	70	1	33.625	249.75
7.7	45	80	1	20.94	149.69
7.7	45	90	1	13.757	97.425
7.7	45	100	1	9.2884	66.194

Con estos datos es posible poder hacer la segunda recta de calibración para estas condiciones. La recta de calibración se muestra en la figura 3.12.

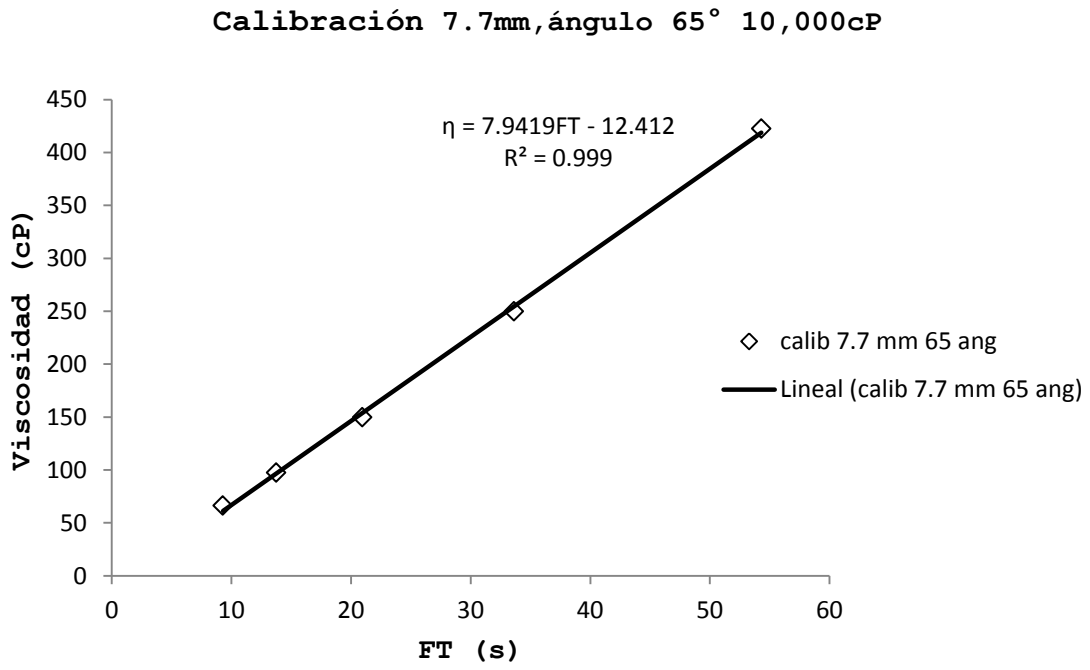


Figura 3.12. Segunda calibración fluido 10,000 Cp

En acuerdo con los datos de la calibración, los valores medidos por el RBV y los datos de densidad a alta presión para hacer las correcciones de viscosidad (ver el Anexo 1, A.1.3) es posible crear la curva de viscosidad para este fluido mostrada en la figura 3.13.

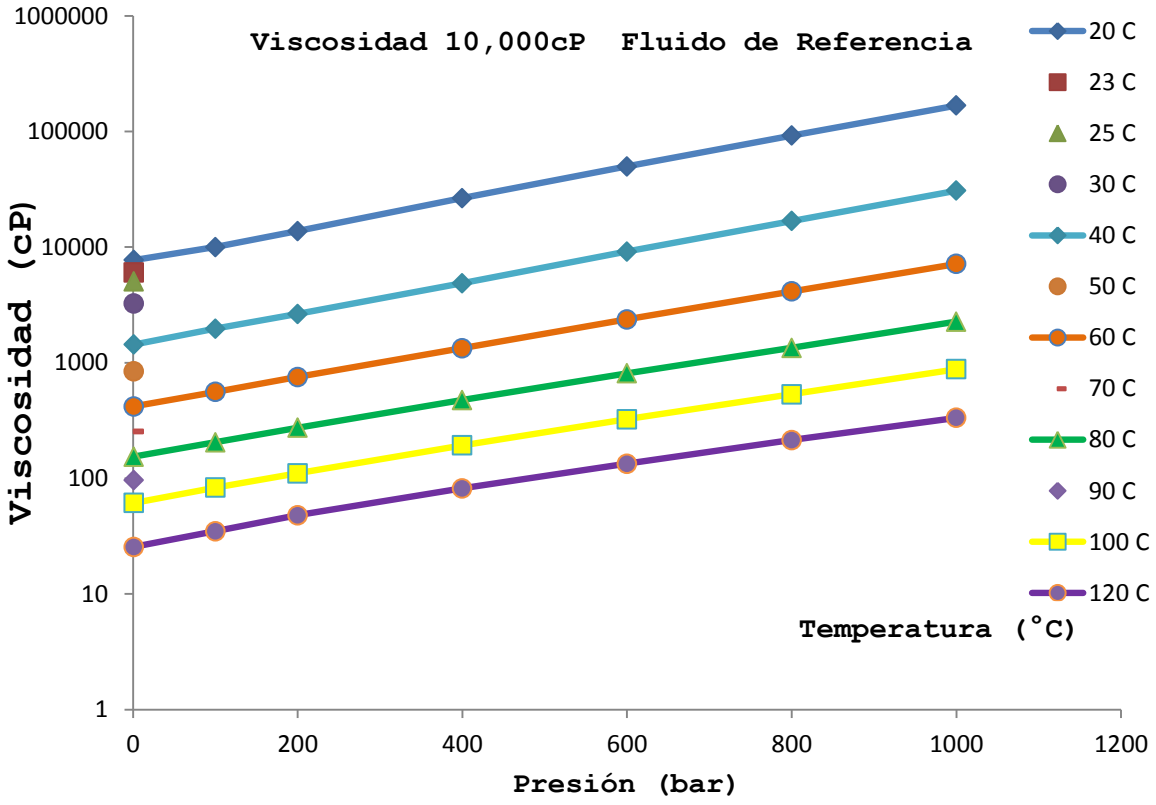


Figura 3.13. Curva de viscosidad para estándar de 10,000 cP

3.8.3 Fluido 50,000 cP.

Para este fluido de 50,000 cP se presentan sus datos de calibración por parte de Alemania en la tabla 3.16.

Tabla 3.16. Hoja de datos fluido 50,000 cP

Calibración PTB		
T	**η**	**ρ(L)**
°C	cP	g/cm3
20	43758	0.8918
23	33061	0.8901
25	27550	0.889
30	17727	0.8863
40	7836	0.8808
100	232	0.8483

Inmediatamente se procedió a medir los tiempos de caída con el RBV y los datos de densidad de referencia a 1 bar con el Stabinger, estos datos se muestran en la tabla 3.17. Estos datos servirán para hacer la primera curva de calibración en la que se usó un pistón de 6mm (acero inoxidable) y un ángulo de inclinación del equipo de 90 grados. Estas condiciones se usaron para un rango de temperaturas de 20°C a 60°C.

Tabla 3.17. Mediciones de viscosidad para un fluido de 50,000 cP con SV3000 y RBV1000

Pistón (mm)	Ángulo	T (°C)	P (bar)	FT (s)	η(cP)
6	90	20	1	652.996	43758
6	90	23	1	490.21	33061
6	90	25	1	407.941	27550
6	90	30	1	257.994	17727
6	90	40	1	100.071	7836
6	90	50	1	50.243	3669.3
6	90	60	1	20.8064	1886.9

Ahora se realiza la curva de calibración que se muestra en la figura 3.14.

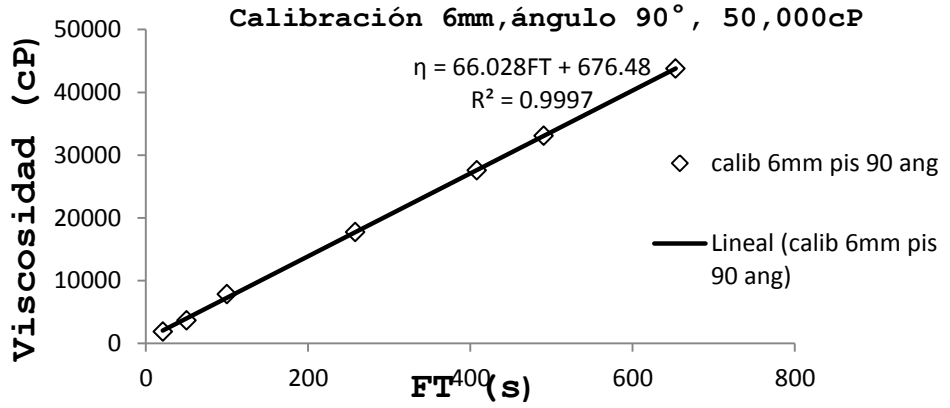


Figura 3.14. Primera calibración del estándar de 50,000 cP

Para el rango de temperaturas de 60°C a 120°C se usó un pistón de 7.7 mm con una inclinación de 90 grados, los datos de calibración se pueden observar en la tabla 3.18.

Tabla 3.18. Mediciones de viscosidad para un fluido de 50,000 cP, pistón 2, SV3000 y RBV1000

Pistón (mm)	Ángulo	T (°C)	P (bar)	FT (s)	η(cP)
7.7	90	60	1	141.165	1886.9
7.7	90	70	1	78.664	1033.5
7.7	90	80	1	44.2435	599.15
7.7	90	90	1	27.738	364.69
7.7	90	100	1	17.8068	232.17

Después el procedimiento sugiere realizar la curva de calibración que se puede observar en la figura 3.15.

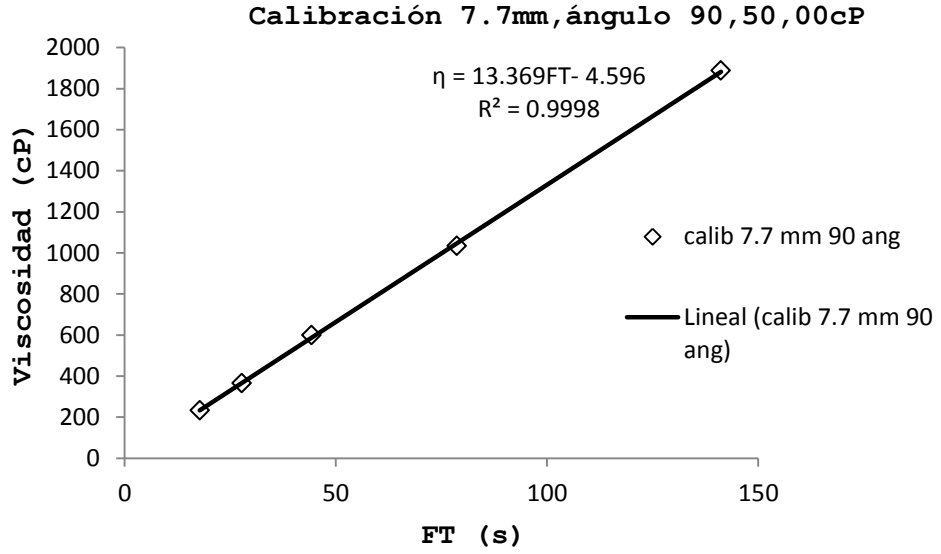


Figura 3.15. Segunda calibración del estándar de 50,000 cP

Finalmente el comportamiento de este fluido de referencia puede observarse en la figura 3.16. Los datos de corrección usando las densidades a alta presión se pueden observar en el Anexo 1 (A.1.4).

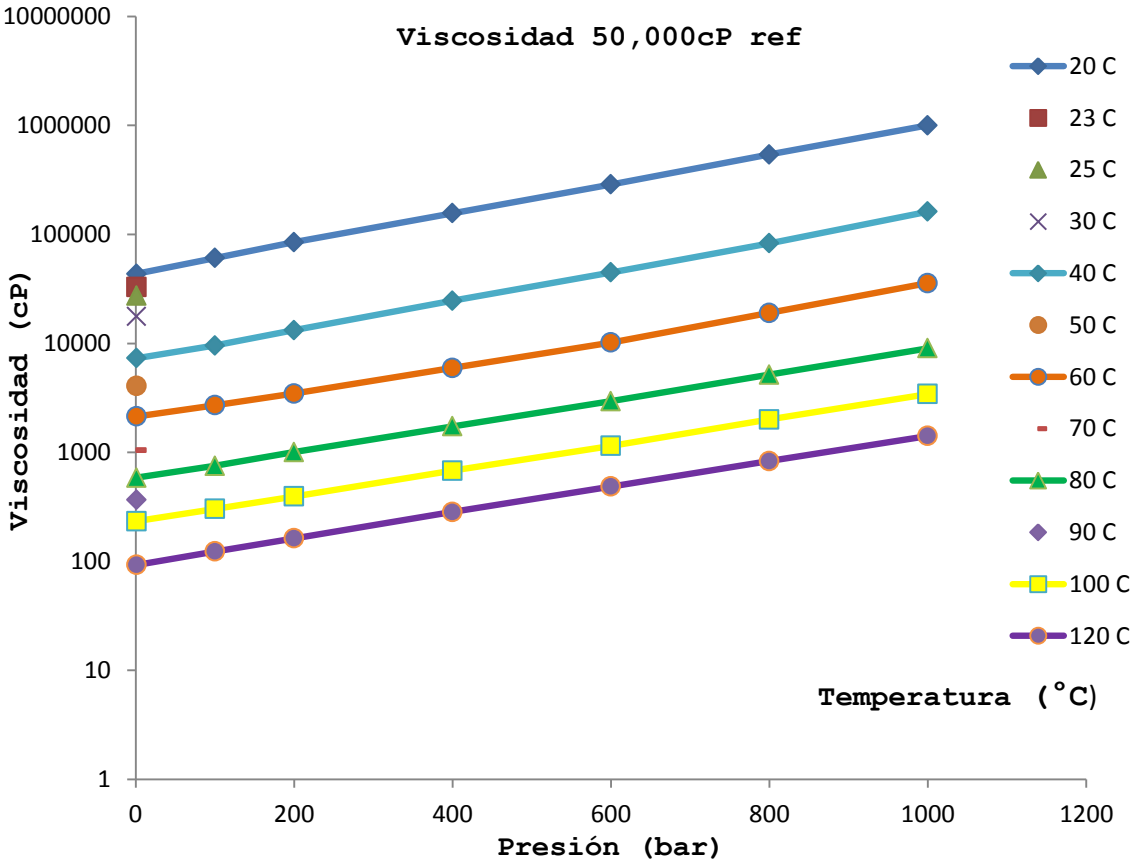


Figura 3.16. Viscosidad del estándar de 50,000 cP

Referencias del Capítulo 3

1.- Robert C. Hardy. 1958. *"Viscosity of n-Hexadecane"*. Vo.6, N°5, 2912Journal of Research of the National Bureau of Standards.

2.- www.anton-paar.com

3.- http://www.goodfellow.com/S/Titanio.html

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN A CRUDOS MEXICANOS

Como resultado de la calibración y la comprobación del método es necesario medir la viscosidad de 3 crudos mexicanos bases de referencia para PEMEX, con esto ver el comportamiento de los mismos al variar la presión y temperatura.

Para la corrección del efecto de Arquímedes y de Bouyancy es necesario tener los valores de densidad a las presiones y temperaturas requeridas. Como ya se mencionó en el Capítulo 2 de esta tesis los valores de densidad de los crudos se tomaron de las mediciones realizadas para las mismas muestras en una celda PVT a los mismos valores en los que se deseaba medir viscosidad. Los valores que arroja el PVT son valores de cambio de volumen, por lo que para construir la curva se usó un modelo de ecuación de Estado para calcular la densidad. Usando la ecuación de Tait representada por la ecuación 4.1 podemos obtener el siguiente modelo de densidad para alta presión.

$$\frac{V_0 - V}{V_0} = C log[(B + P)/(B + P_0)] \qquad (4.1)^{1}$$

Donde el subíndice 0 representa una presión baja usualmente 0.1MPa o la presión de saturación del fluido, los valores B y C son parámetros derivados del ajuste.

4.1 VISCOSIDAD DE UN *CRUDO PESADO*

Se midió un crudo pesado estratégico para PEMEX con una gravedad de 12.3 a 12.8°API, para el cual se tuvieron que usar dos pistones, el primero de 6mm de material Hastelloy usando un ángulo de inclinación de 65 grados. El segundo pistón usado es de 7.7 mm de diámetro de acero inoxidable, se

usó un ángulo de 45 grados de inclinación. Los datos del crudo pesado se detallan en la tabla 4.1.

La corrección por densidad se encuentra completa en el Anexo 2 de esta tesis (A.2.1).

Tabla 4.1. Mediciones de FT para un crudo pesado con el RBV1000

T(°C)	Pistón (mm)	Ángulo	P(bar)	FT (s)
20	6	65	1	1026.57
30	6	65	1	314.6336
30	6	65	100	449.6826
30	6	65	200	619.958
30	6	65	300	845.4352
30	6	65	400	1163.963
40	6	65	1	112.2452
40	6	65	100	149.151
40	6	65	200	197.2382
40	6	65	300	266.0478
40	6	65	400	348.8498
40	6	65	600	611.388
40	6	65	800	1206.626
40	6	65	1000	2292.539
60	6	65	1	21.5898
60	6	65	100	28.5914
60	6	65	200	36.6544
60	6	65	300	46.4792
60	6	65	400	61.6812
60	6	65	600	106.496
60	6	65	800	171.6638
60	6	65	1000	259.1146
60	7.7	45	1	188.542

Con estos valores es necesario realizar la curva de calibración para este crudo pesado. Los datos de calibración los podemos observar en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Datos primera calibración crudo pesado

Pistón (mm)	Ángulo	T (°C)	P (bar)	FT (s)	η Stabinger (cP)
6	65	20	1	1026.57	40158
6	65	30	1	314.6336	11700
6	65	40	1	112.2452	4171.2
6	65	60	1	21.5898	829.29

Con los datos reportados en la tabla 4.2 es posible obtener la recta de calibración, la cual está representada en la figura 4.1, calibración hecha para el pistón de 6 mm.

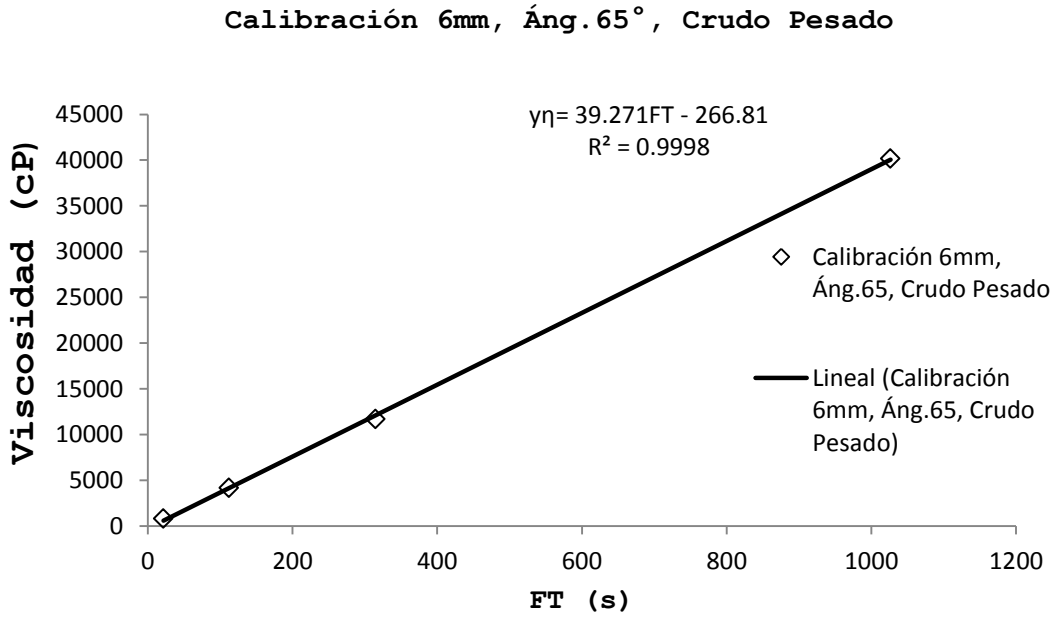


Figura 4.1. Primera calibración del crudo pesado

La segunda calibración para el crudo pesado es la correspondiente al segundo pistón, el cual fue el de 7.7 mm. Los datos de calibración para este pistón se presentan en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Datos segunda calibración crudo pesado

Pistón (mm)	Ángulo	T (°C)	P (bar)	FT (s)	η Stabinger (cP)
7.7	45	60	1	188.542	803.73
7.7	45	70	1	98.6832	417.16
7.7	45	80	1	57.0964	232.04
7.7	45	100	1	23.8874	89.016

Finalmente la recta de calibración se muestra en la figura 4.2.

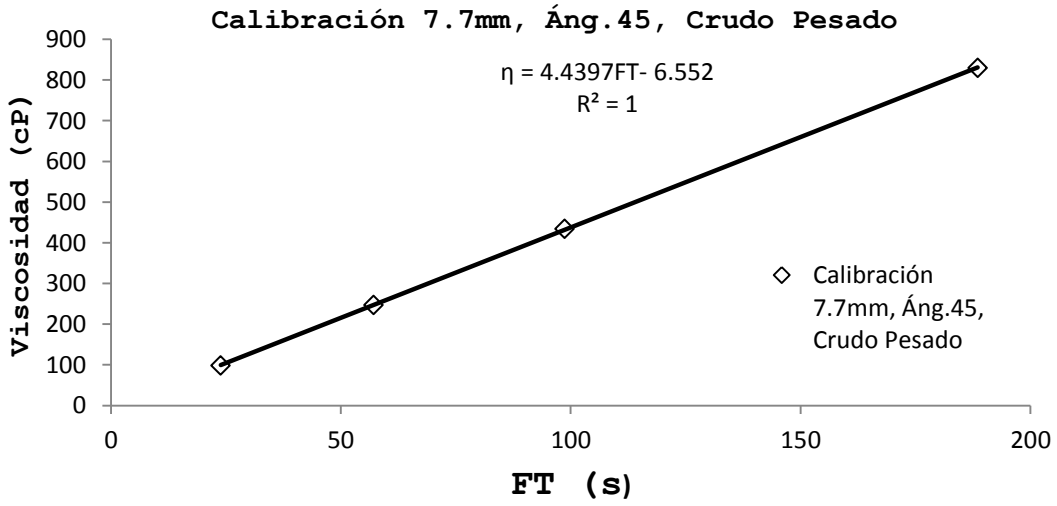


Figura 4.2. Segunda calibración del crudo pesado

Para la obtención de los valores finales de viscosidad y como se ha venido mencionando desde el Capítulo 3 es necesario contar con los valores de densidad a alta presión. Para los

crudos (desde ligeros hasta pesados) usamos los datos de densidad obtenidos en la celda PVT modelados con la ecuación 4.1. Los datos completos se pueden ver en el Anexo 2 (A.2.1) de la tesis. Con los datos y el ajuste de ecuación de 4.1 se obtiene la figura 4.3.

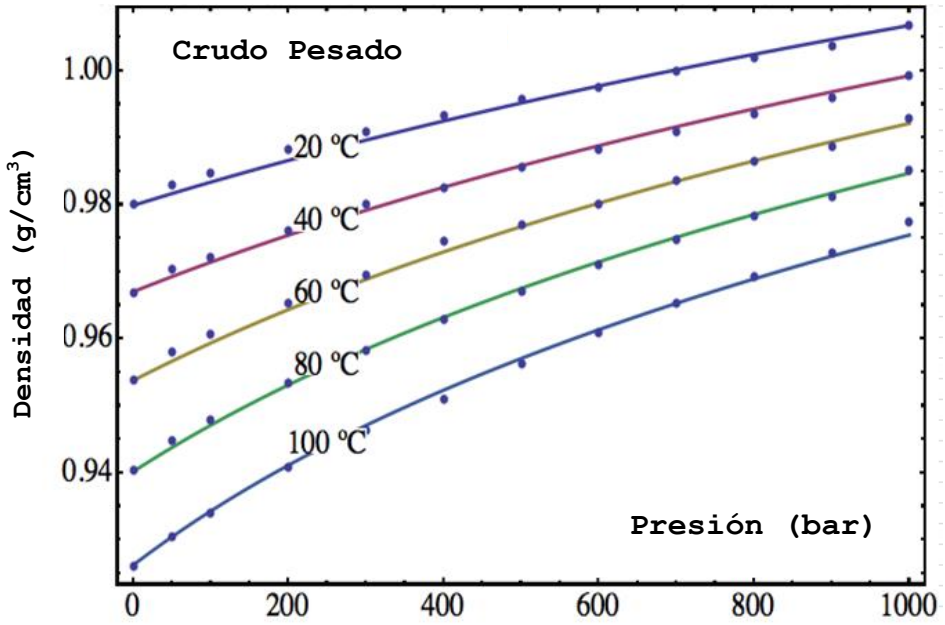


Figura 4.3 Densidad de crudo pesado ajustada a la ecuación de Tait

En la figura 4.3 podemos observar el valor de los datos de cambio de densidad leídos en la celda PVT debidos al cambio de volumen. Estos valores son representados por cada uno de los puntos de las curvas. Las curvas isotermas representan el ajuste de densidad por la ecuación 4.1. Como se puede observar el ajuste es bueno y se tienen datos muy representativos a alta presión para nuestro crudo pesado.

Finalmente se hace el ajuste de corrección de Arquímedes y Bouyancy explicado en el Capítulo 3 y se obtienen los datos finales de viscosidad resumidos en una tabla en el Anexo 2 (A.2.1) de esta tesis. La representación gráfica de la viscosidad del crudo pesado puede observarse en la figura

4.4.a y 4.4.b para escala normal y semilogarítmica respectivamente.

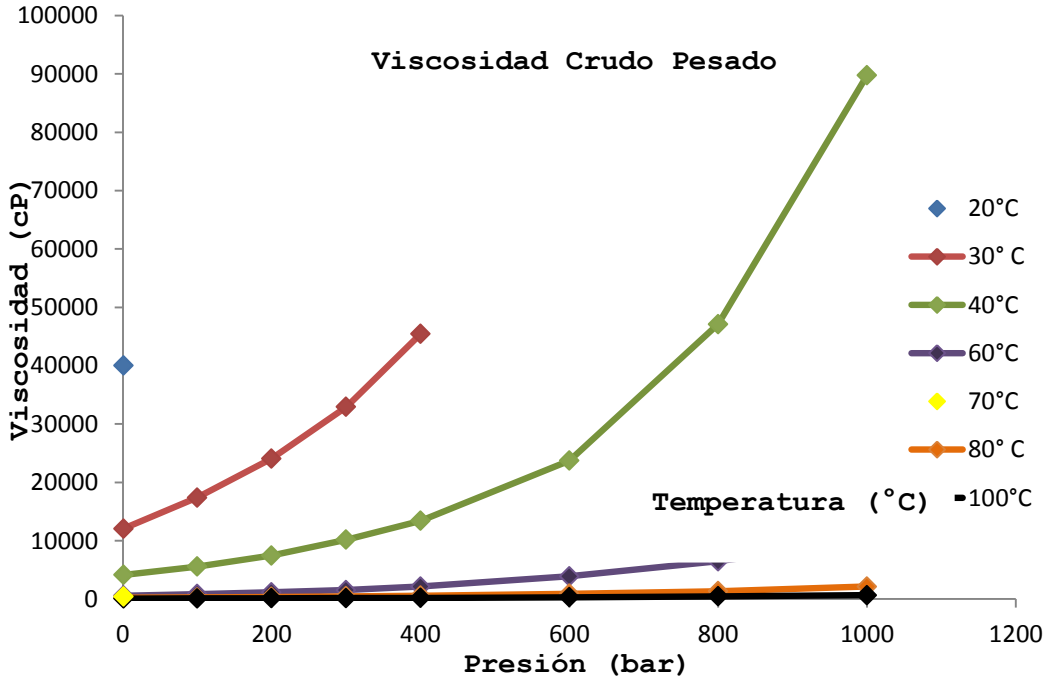


Figura 4.4.a Viscosidad de Crudo Pesado

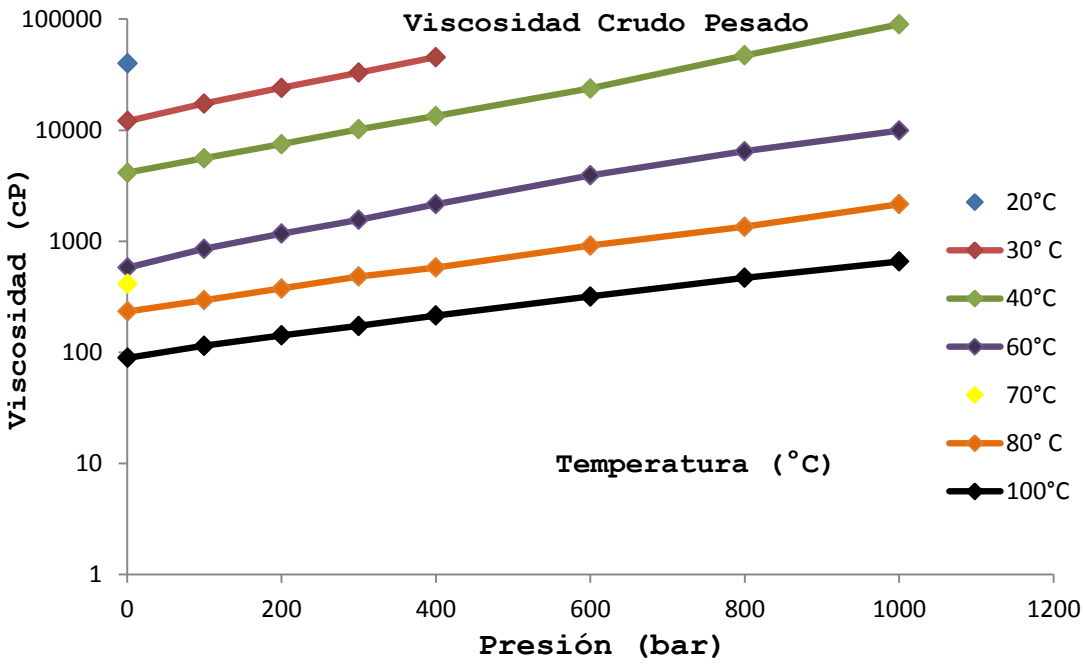


Figura 4.4.b Viscosidad de Crudo Pesado Semi-Log

Para el crudo pesado se usaron dos pistones ya que a bajas temperaturas el crudo es muy pesado disminuyendo exponencialmente su viscosidad a altas temperaturas. Los pistones usados fueron de 6 mm de 20°C hasta 50 °C y de 8.5 mm para 50°C a 100°C.

Como se puede observar en la figura 4.4.a, la viscosidad es muy alta a 20°C, por lo que sólo se determinó la viscosidad a una presión de 1 bar, ya que el tiempo de caída del pistón era muy alto, a mayor presión el tiempo se incrementaría exponencialmente. Así mismo se puede observar que la viscosidad aumenta considerablemente con la presión para temperaturas bajas en los crudos. El mismo caso ocurrió con la temperatura de 30°C, en donde sólo se tomó hasta 400 bares ya que los tiempos de caída eran muy grandes. En las temperaturas siguientes se tomaron todos los puntos necesarios (Figura 4.4.b). En las condiciones actuales se puede aseverar que el rango práctico de aplicación de nuestro equipo es hasta 50,000 cP.

4.2 **VISCOSIDAD DE UN *CRUDO MEDIO***

El siguiente crudo es de viscosidad media. Se midió un crudo medio estratégico para PEMEX con una gravedad de 19.6 °API Este resultó más manejable en cuanto a mediciones ya que los tiempos de caída eran menores. Para estas mediciones se usaron pistones de 7.7 mm (20°C a 60°C) y 8.5 mm (60°C a 100°C).

Para el primer rango de temperaturas que van de 20°C hasta 50° obtuvimos datos experimentales por parte de Stabinger y del RBV1000 reportados en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Datos primera calibración crudo medio

Pistón (mm)	Ángulo	T (°C)	P (bar)	FT (s)	η Stabinger (cP)
7.7	45	20	1	79.099	407.23
7.7	45	30	1	42.929	208.21
7.7	45	40	1	23.538	114.93
7.7	45	50	1	11.754	69.016

De la tabla 4.4 se hizo la calibración para el pistón de 7.7m mostrada en la figura 4.5.

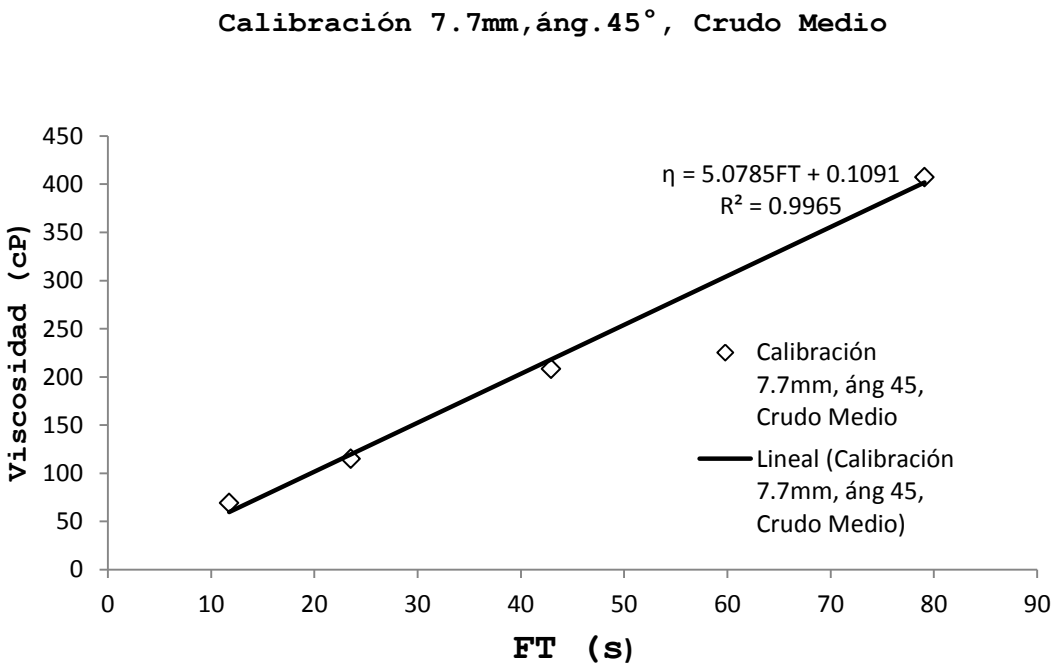


Figura 4.5.Primera calibración crudo medio

Para el siguiente rango de temperaturas que va de 60°C a 100 °C se generaron los siguientes datos representados en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Datos segunda calibración crudo medio

Pistón (mm)	Ángulo	T (°C)	P (bar)	FT (s)	η Stabinger (cP)
8.5	45	60	1	117.8	44.334
8.5	45	70	1	81.47	30.194
8.5	45	80	1	59.7	21.413
8.5	45	90	1	44.86	15.727
8.5	45	100	1	33.908	11.906

Con la tabla 4.4 es posible generar la recta de calibración del pistón de 8.5mm, dicha recta se muestra en la figura 4.6.

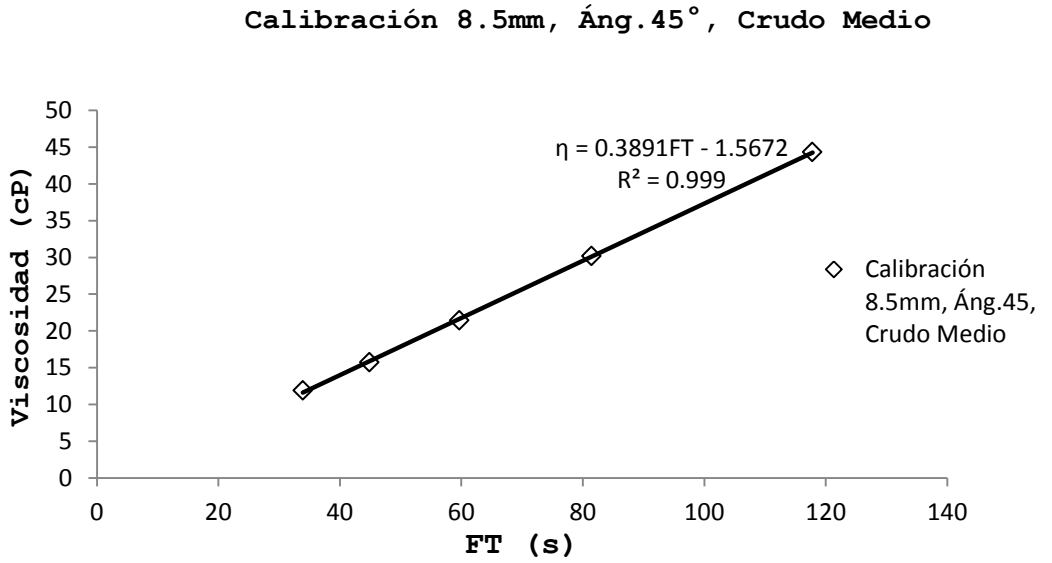


Figura 4.6.Segunda calibración crudo medio

Los datos de densidad a alta presión se obtuvieron de la misma forma que para el crudo pesado y los datos completos se pueden ver en el Anexo 2 (A.2.2) de la tesis. La gráfica de densidad para este crudo medio a alta presión puede verse en la figura 4.7.

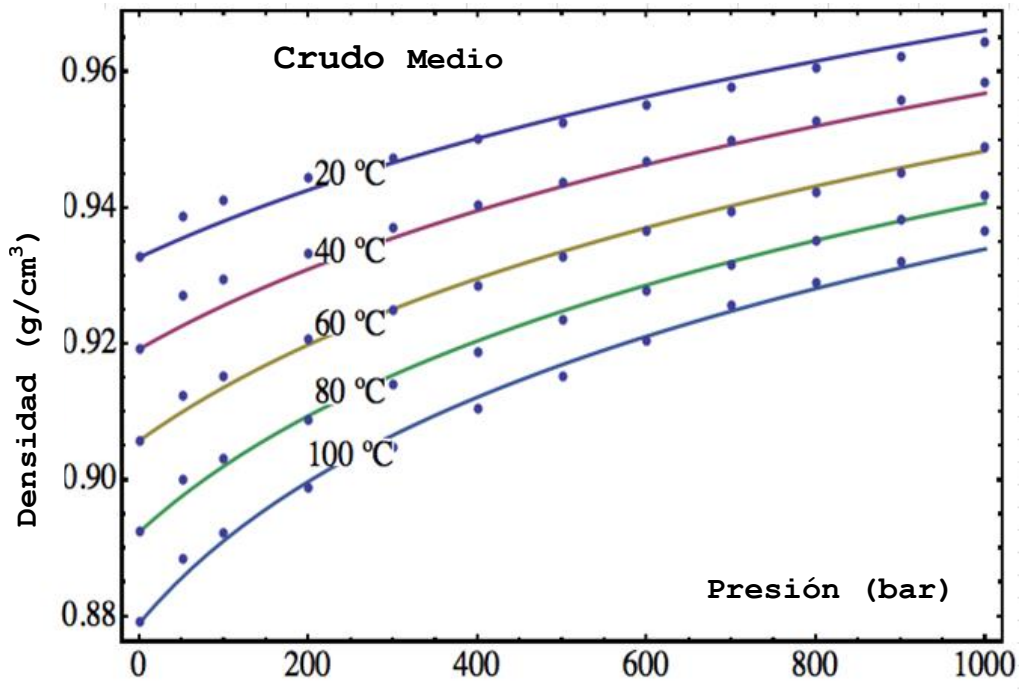


Figura 4.7 Densidad de crudo medio ajustada a la ecuación de Tait

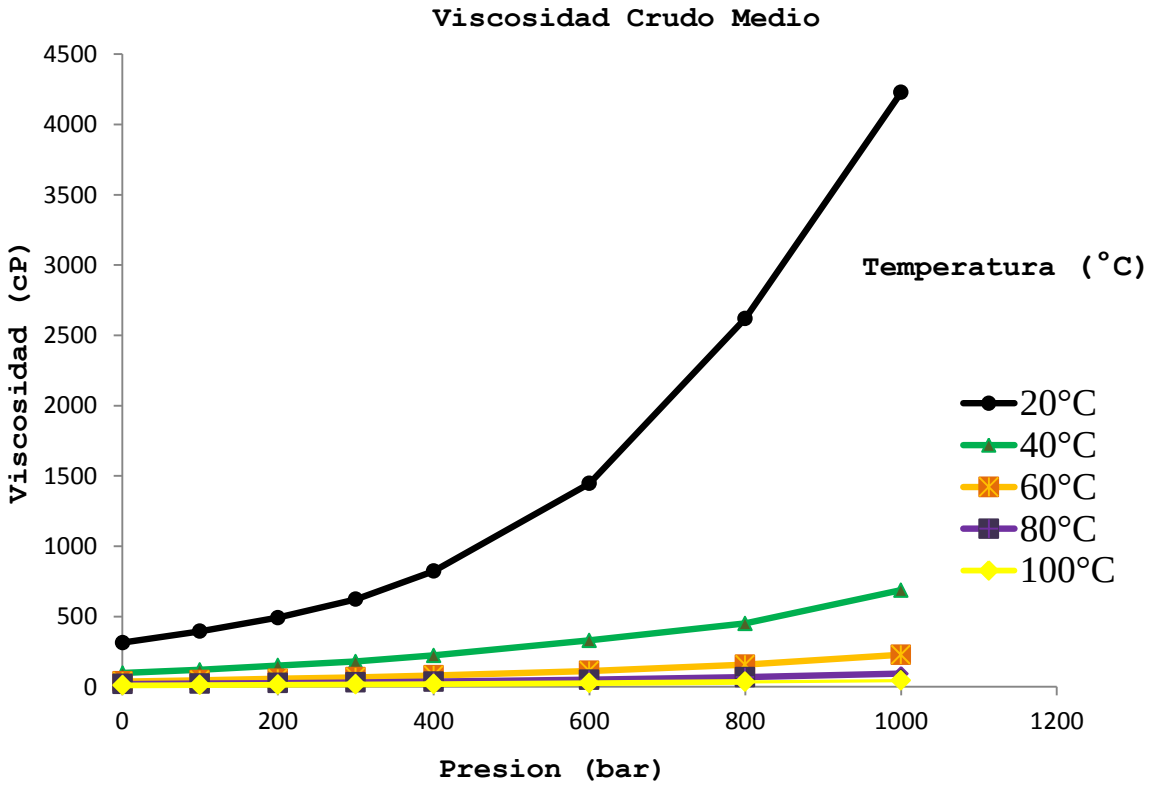


Figura 4.8 a Viscosidad de un crudo medio

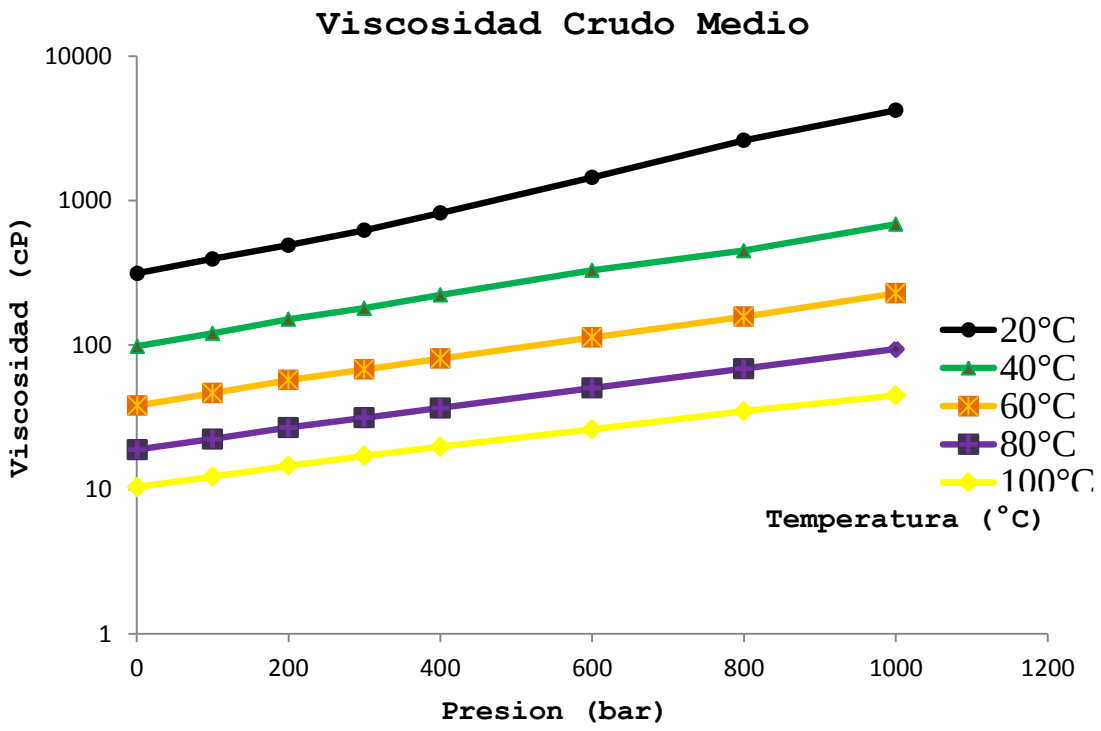


Figura 4.8 b Viscosidad de un crudo medio Semi-Log

En las figura 4.8.a y 4.8b se puede observar que a 20°C el fluido responde de manera exponencial a la presión, así mismo el tiempo de caída del pistón se incrementa bastante al llevarlo a 1000 bar. A medida que la temperatura aumenta el incremento de la viscosidad con el aumento de presión es más lineal hasta llegar a 100°C en donde se nota muy poco el aumento de la viscosidad con el aumento de la presión.

4.3 VISCOSIDAD DE UN *CRUDO LIGERO*

El siguiente crudo es de viscosidad ligera. Se midió un crudo medio estratégico para PEMEX con una densidad de 40.1 °API En el caso especial de un crudo ligero es más fácil el manejo de la calibración. La facilidad radica en que solo se usa un pistón para todo el barrido de temperaturas. Los datos

arrojados por el Stabinger y por el RBV1000 se reportan en la tabla 4.6.

Tabla 4.6. Datos calibración crudo ligero

Pistón (mm)	Ángulo	T (°C)	P (bar)	FT (s)	η Stabinger (cP)
8.5	45	20	1	13.392	2.6114
8.5	45	40	1	8.7654	1.7509
8.5	45	60	1	6.2052	1.2558
8.5	45	80	1	4.6132	0.94448
8.5	45	100	1	3.4955	0.73913

Como puede observarse el pistón usado es el de mayor diámetro y de un material muy ligero, el titanio, aun así los tiempos de caída del pistón fueron muy pequeños. Con estos datos es posible generar la curva de calibración que se muestra en la figura 4.9.

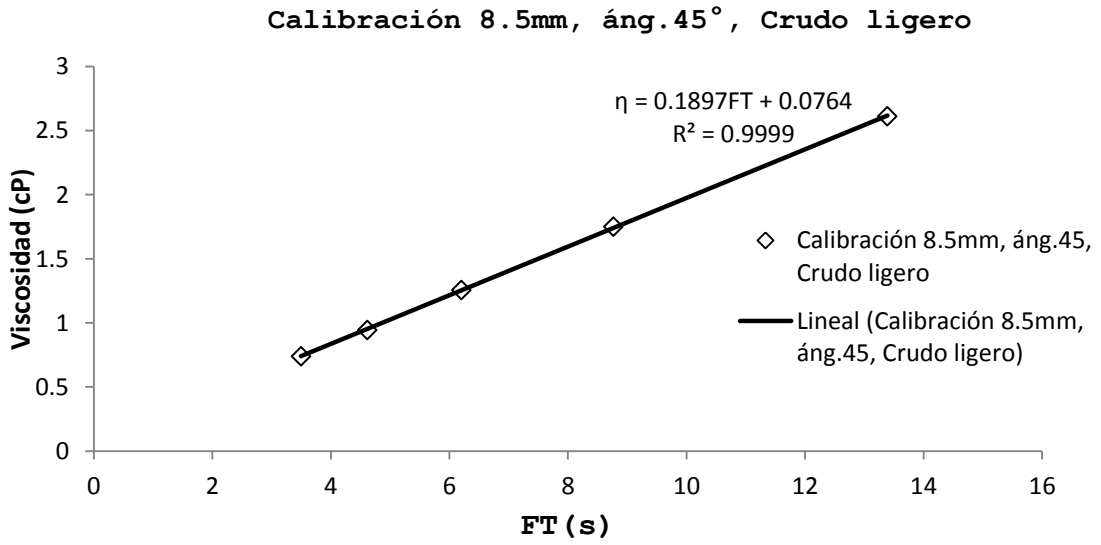


Figura 4.9. Calibración crudo ligero

Como se ha venido haciendo y calculando los datos de densidad del crudo ligero a alta presión se obtiene la figura 4.10. Los datos completos de densidad se encuentran en el Anexo 2 (A.2.3) de esta tesis.

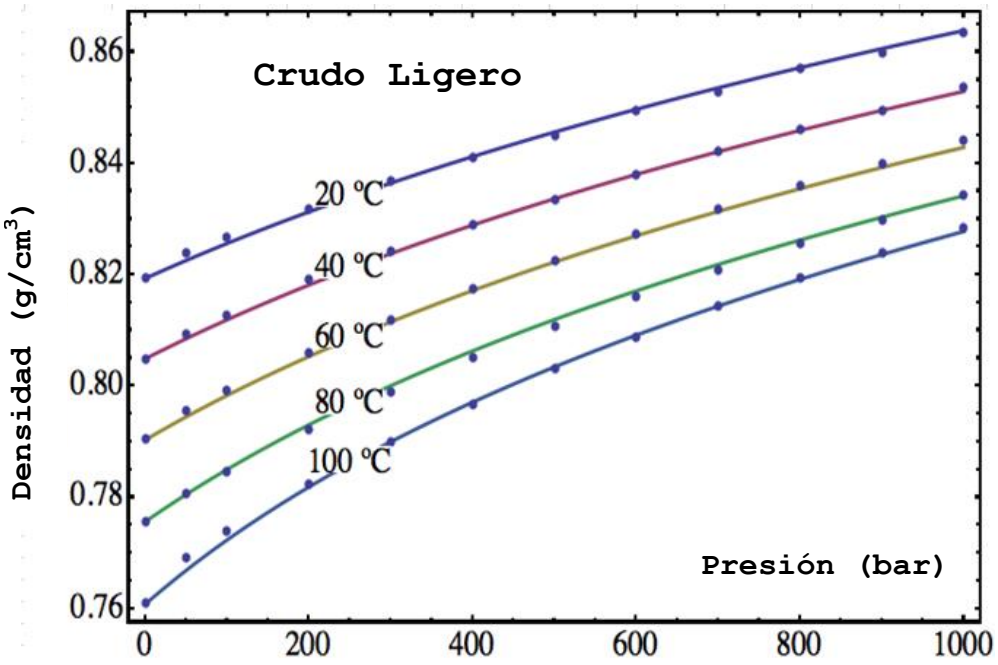


Figura 4.10. Densidad con ecuación de Tait para crudo ligero

Finalmente con el cálculo de la densidad a alta presión surge la curva de viscosidad para un crudo ligero la cual se representa en las figura 4.11.a y 4.11.b, escala normal y escala semilogarítmica respectivamente

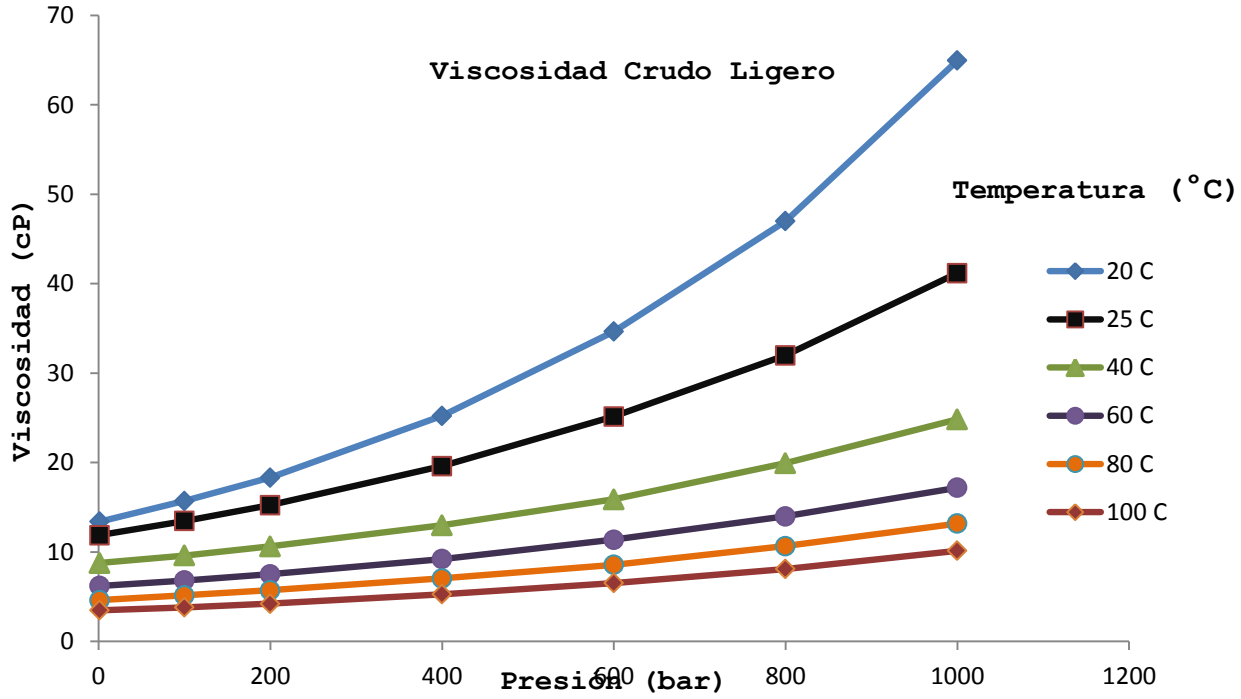


Figura 4.11.a Viscosidad de crudo ligero

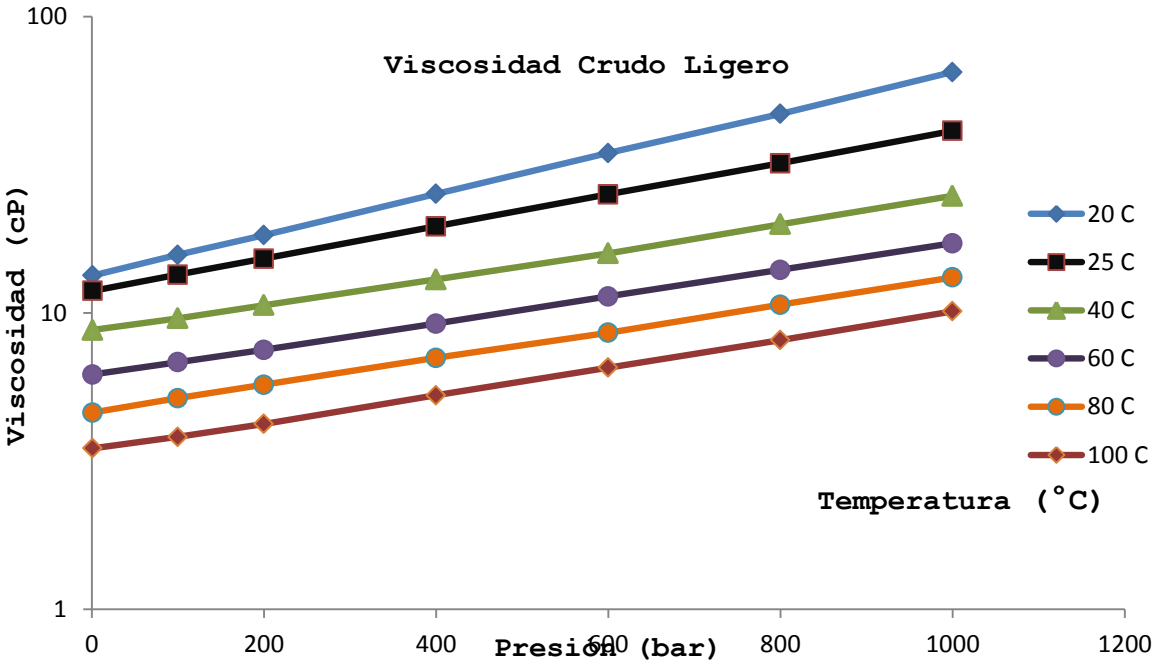


Figura 4.11.b Viscosidad de crudo ligero Semi-Log

Las mediciones de este crudo fue de gran importancia: ya que se había considerado inicialmente que para crudos muy ligeros se podría usar el mismo pistón en todo el proceso. Como se

puede ver en la figura 4.11.el aumento de viscosidad con respecto al cambio de presión es poco. Por lo tanto fue necesario utilizar un pistón de 8.5 mm de titanio, el cual es un metal de mayor densidad (7.92180 g/cc), lo cual ocasionó que nuestros tiempos de caída del pistón fueran menores a 5 s a una temperatura de 100°C. Además, la reproducibilidad de cada evento era mayor a 10%, lo cual nos decía que ese pistón no era adecuado para estos crudos muy ligeros. Lo anterior obligó a construir un pistón de titanio, el cual es menos denso (4.42069 g/cc) que el acero y se obtuvieron mejores tiempos de caída y resultados con reproducibilidades menores a un 1%. Es recomendable construir otras geometrías que soporten estos crudos tan ligeros.

4.4 COMPARACIÓN DE DATOS DE VISCOSIDAD DE LOS ACEITES CRUDOS MEDIDOS

Como parte del trabajo de tesis es necesario tener un parámetro de medición de los mismos fluidos que se midieron por otro laboratorio (DBR Schlumberger) usando dos viscosímetros uno electromagnético (EMV) (para viscosidades medias a ligeras) y otro capilar (para viscosidades altas) con el objetivo de comprobar la eficacia de nuestro método.

4.4.1 Comparación crudo pesado

Para este crudo pesado DBR Schlumberger usó un viscosímetro capilar. En el Anexo 2 (A.2.1) se pueden observar los cálculos derivados de comparar los mismos puntos que teníamos los dos laboratorios en viscosidad. La desviación de las mediciones de DBR en relación a las de la UNAM es del 15.9%.

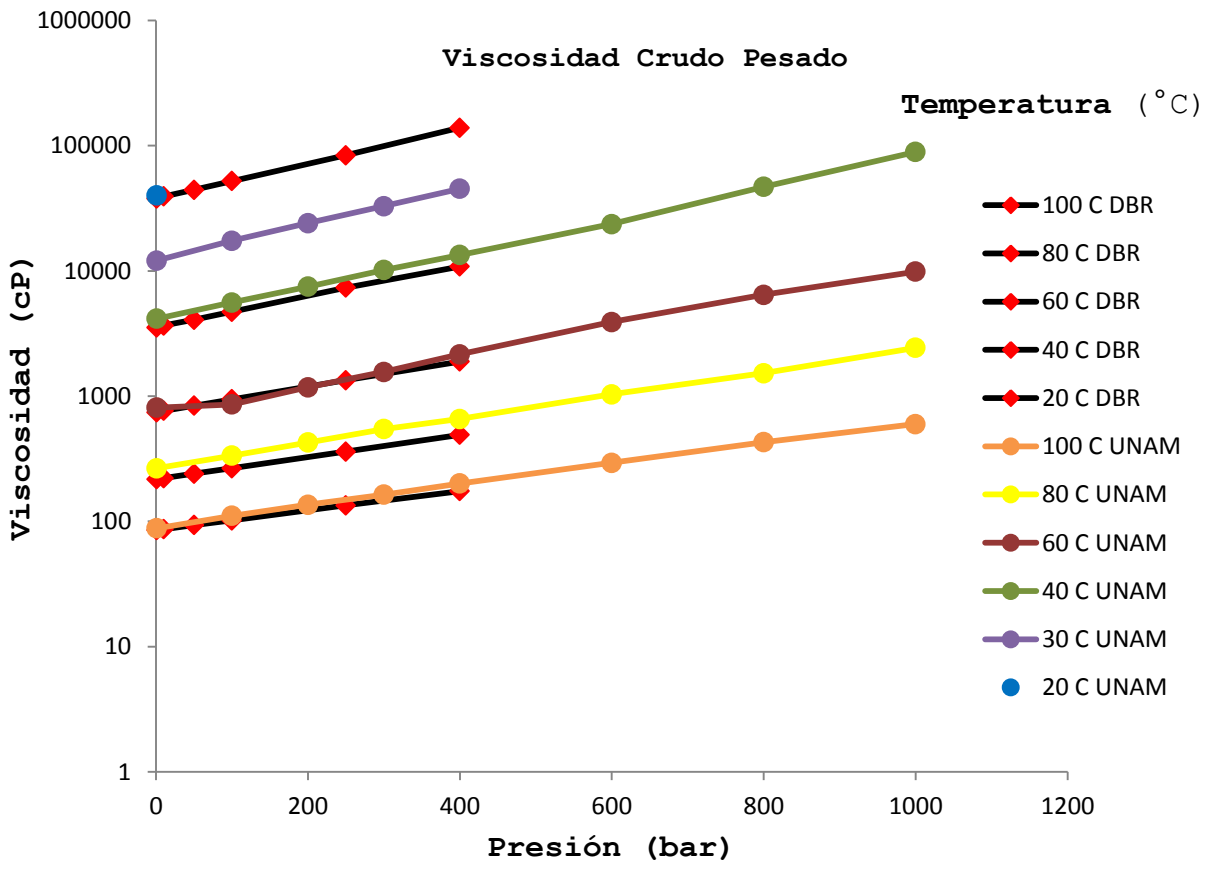


Figura 4.12. Viscosidad comparada crudo pesado Semi-Log

Claramente se puede ver en la figura 4.12 que los datos obtenidos por la UNAM tienen mucha similitud a los de DBR, con lo cual una vez más se vuelve a comprobar la eficacia de nuestra metodología de calibración.

4.4.2 Comparación Crudo medio

En el Anexo 2 (A.2.2) de esta tesis podemos comparar el porcentaje de error en cuanto a las mediciones hechas por DBR a las que se realizaron en el Instituto de Investigaciones en Materiales en la UNAM. Para este crudo solo se cuentan con pocos puntos de comparación. Al hacer el análisis de error el porcentaje que se obtuvo fue de 18.9 % considerando a los datos de viscosidad obtenidos por DBR como los de referencia.

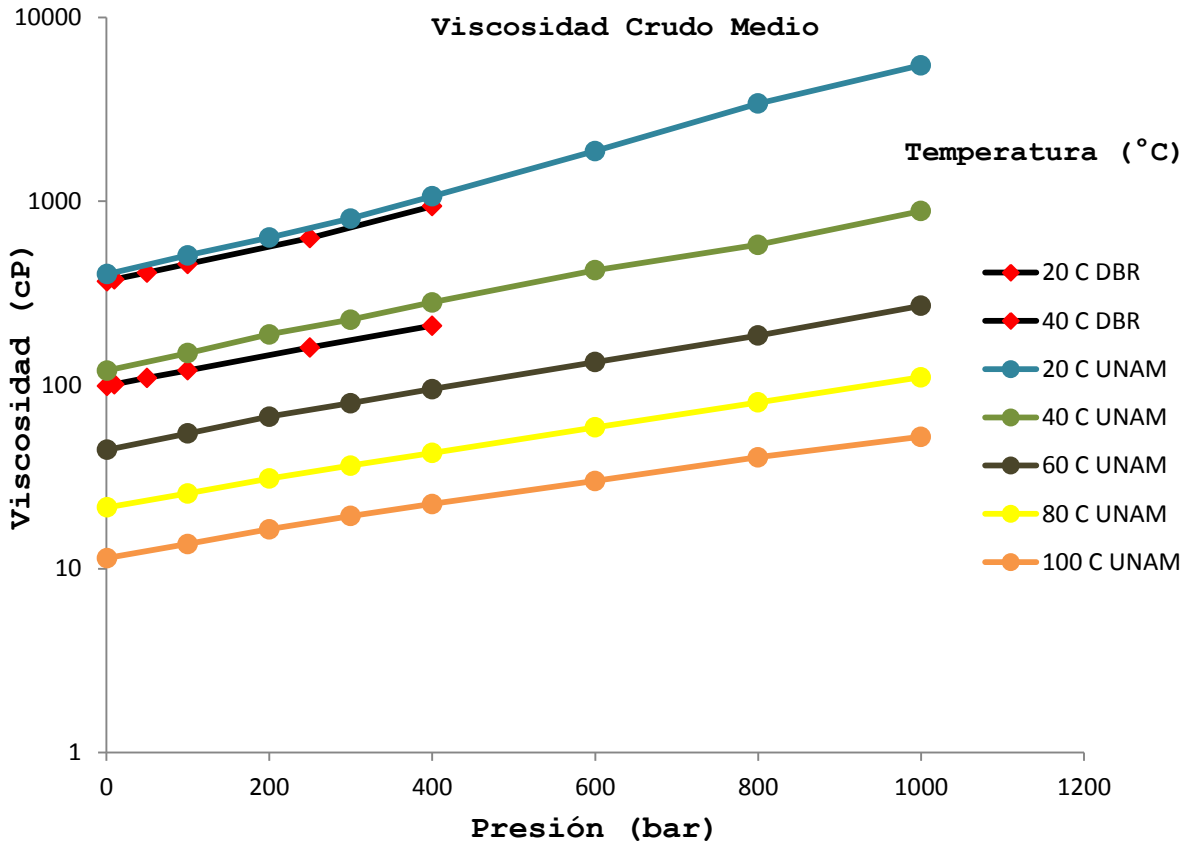


Figura 4.13. Viscosidad comparada crudo medio Semi-Log

De la figura 4.13 podemos observar de nueva cuenta la similitud en cuanto a los valores de viscosidad de DBR y de la UNAM. Con esto se puede observar que los datos de ambos laboratorios tienen mucha similitud y se comprueba nuestra técnica con este tipo de crudo.

4.4.3 Comparación Crudo ligero

En el Anexo 2 (A.2.3) de esta tesis podemos comparar el porcentaje de error en cuanto a las mediciones hechas por DBR a las que se realizaron en la UNAM. Este crudo representó mucha dificultad para ambos laboratorios debido a su gran contenido de ceras. Otro aspecto de dificultad fue su viscosidad tan baja como se parecía en la figura 4.14, lo que

volvió a establecer que nuestro límite de viscosidad del sistema es de 0.3 cP. Al hacer el análisis de error el porcentaje que se obtuvo fue de 27.47 % considerando a los datos obtenidos de viscosidad por DBR como los de referencia.

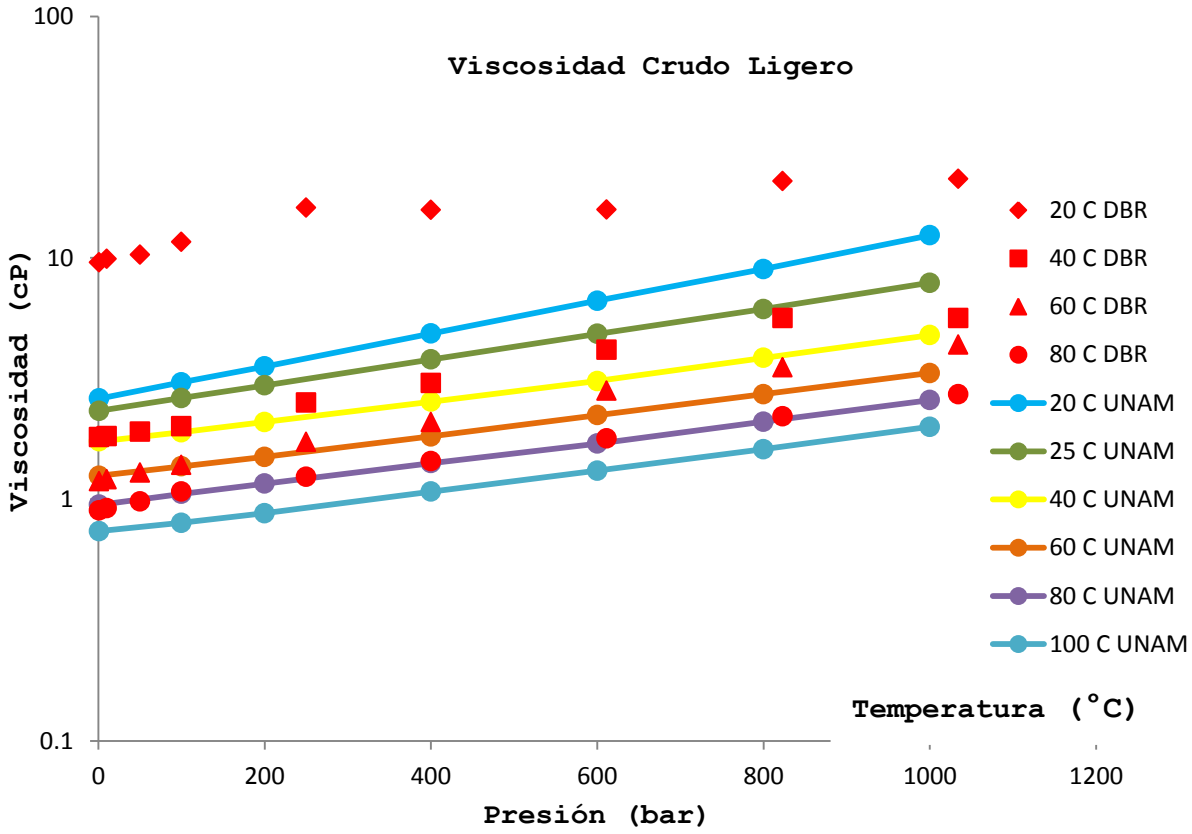


Figura 4.14. Viscosidad comparada crudo ligero Semi-Log

4.5 OBSERVACIONES SOBRE LA COMPARACIÓN DE CRUDOS

Abarcando un rango considerable de gravedades API para crudos desde 12.3 a 40.1 podemos decir que nuestros resultados son muy similares a los de un laboratorio ya establecido como es DBR. Como consecuencia es necesario recalcar que esta metodología es completamente novedosa y es muy útil debido a que las calibraciones hechas en este sistema están diseñadas para un fluido en específico, lo que nos da ventaja en

cualquiera de las mediciones en comparación con otro método y laboratorio.

4.6 Tiempos de medición

Inicialmente se midió el crudo pesado y nos dimos cuenta de la importancia de la elección de los pistones, el ángulo de inclinación del viscosímetro necesario y el número posible de mediciones por experimento, asegurando un FT representativo. Estas observaciones sirvieron para tener en cuenta que el tiempo de medición de cada fluido está en función de:

- El número de puntos (P y T) que se quieran alcanzar para cada fluido, entre más puntos más tiempo.
- El tiempo de estabilización del baño térmico.
- La estabilización de la presión, la cual es alrededor de 30 minutos para cada 100 bares que aumentamos en la celda. Es importante señalar que ese tiempo de incremento y estabilización de la presión es tan largo debido a que existen muchas partes en nuestro sistema de medición hechas de zafiro (son excesivamente caras estas piezas), lo cual nos obliga a subir la presión de manera lenta a razón de unas 60 psi/min máximo, ya que de hacerse más rápido se pueden quebrar los zafiros del sistema como se muestra en la figura 4.15.

Figura 4.15. Zafiro quebrado

- El tiempo de caída que le tome al pistón, dependiendo del material y geometría seleccionados, puede ser pocos segundos o incluso hasta más de 30 minutos.
- El número de repeticiones por experimento, en este caso se tomaban 5 muestras del mismo punto y se hacia el promedio aritmético para tener un tiempo representativo, siempre teniendo en cuenta que la repetición de cada uno de esos eventos fuese menor a 1%.
- La limpieza de la celda, el cilindro de transferencia y el llenado del cilindro con la muestra nueva. El mantenimiento del llenado de fluido hidráulico de la bomba.

Con estas consideraciones se estima que el tiempo de medición de un crudo pesado es de alrededor de 2 semanas, para un crudo medio es de semana y media y para un fluido ligero es de una semana.

Referencias del Capítulo 4

1.- J. H. Dymond y R. Malhotra.1988. *The Tait eqution:100 Years On*. International Journal of Thermophysics, Vol. 9, No. 6.

CONCLUSIONES

Con respecto a los tipos de crudos analizados, se pudo observar lo siguiente:

Crudos Pesados:

- El comportamiento de la viscosidad de los fluidos pesados con alta presión (arriba de 400 bares) y bajas temperaturas (menores a 50°C) es exponencial, presentando un incremento de la viscosidad respecto a la presión.
- Aumentando la temperatura de los crudos pesados a más de 80°C el aumento de la viscosidad es más lineal.
- Se deben usar al menos dos tipos de pistones para estos fluidos, ya que los tiempos de caída cambian de orden de magnitud dramáticamente. Un pistón para temperaturas bajas (20°C a 50°C) y otro para temperaturas altas (50°C a 100°C).

Crudos medios:

- Para temperaturas bajas (menores a 60°C) el comportamiento de la viscosidad es también exponencial, el efecto de la presión es muy significativo, por lo que también aumenta considerablemente su viscosidad.
- Para temperaturas altas (mayores a 50°C) el comportamiento es más lineal en cuanto al incremento de la viscosidad con la presión.
- Se necesitan dos pistones para este fluido, uno para temperaturas bajas (de 20°C a 50°C) y otro para altas temperaturas (mayores a 50°C). Ya que los órdenes de magnitud varían si se usará el mismo pistón de 20°C hasta 100°C.

Crudos ligeros:

- El comportamiento de la viscosidad con la presión es mucho más lineal para estas muestras, aun cuando se mide a bajas temperaturas (menores a 50°C).
- Es posible y altamente recomendable el uso de un sólo pistón para estos fluidos, el más grande en diámetro (8.5 mm) para todas las temperaturas y presiones, esto asegura que el tiempo de caída sea más largo (representativo) y no exista demasiada incertidumbre en nuestros resultados de viscosidad.

Como hemos podido observar a lo largo de esta tesis, la metodología empleada para la medición de viscosidad a altas presiones (hasta 15,000 psi) y alta temperatura (hasta 120°C) es totalmente nueva en México. Se pudo establecer un sistema que mide viscosidad y densidad al mismo tiempo en esos rangos de P y T.

Es de suma importancia recalcar que en el proceso de medición de viscosidad por parte de la UNAM en el Instituto de Investigaciones en Materiales se usaron muchos equipos que aseguraron los buenos resultados que se están presentando en este trabajo, además, lo más importante es el personal con el que se cuenta en el laboratorio, el cual es excelente

Todos los fluidos medidos en esta tesis han sido de gran importancia para el proyecto del cual se desprende este trabajo, y así mismo, para el equipo, ya que cada fluido y medición han sido una gran experiencia de la ingeniería.

A manera de recordatorio, este trabajo sirve para constatar el gran esfuerzo que hace PEMEX, CONACyT Y SENER en la búsqueda de generar proyectos de investigación que puedan solucionar alguna inquietud para PEMEX dentro de la industria petrolera. Así mismo es de suma importancia notar que en

México las cosas pueden hacerse bien, incluso mejor que otros equipos ubicados en diferente país, en los cuales se confía más por el hecho de ser extranjeros, como se ha visto en la comparación de las mediciones realizadas por la UNAM y DBR, los resultados son muy similares e incluso me atrevo a decir que son mejores ya que nosotros trabajamos a mayores rangos de presión operativa.

Ojalá sigan más proyectos de este tipo en los cuales se involucre a más pasantes de ingeniería mexicanos que buscan una oportunidad de crecer profesionalmente en el desarrollo del servicio social y tesis de licenciatura. Es muy enriquecedor tener contacto con la industria en esta etapa y ver que lo que uno hace ayudará, de ser el caso, a mejorar los procesos de producción de una empresa tan importante en México como lo es PEMEX.

SÍMBOLOS, ABREVIATURAS Y NOMENCLATURAS

Símbolo	Descripción
A	Área
Aceite	Petróleo, Crudo
API	Instituto Americano del Petróleo
a	Aromáticos
B y C	Parámetros de ajuste de la ecuación de Tait
CO_2	Dióxido de carbono
Cn	Hidrocarburos con equivalente n
C_1	Metano
C_2	Etano
C_3	Propano
C_4	Butano
C_5	Pentano
C_{7+}	Fracción hidrocarburos pesados
C_D	Coeficiente de arrastre
du/dy	Gradiente de velocidad ortogonal a la dirección del esfuerzo de corte $\dot{\gamma}$
d	Representa la longitud del objeto medido a lo largo de su sección transversal
ΔL	Dilatación térmica
ΔT	Variación de temperatura
E	Empuje del fluido sobre el objeto
Fe	Hierro
°F	Grados Fahrenheit
FT	Tiempo de caída del pistón
F	Fuerza
F_r	Fuerza de rozamiento
GOR	Relación gas aceite (ft^3/bbl)
g	Aceleración de la gravedad
He	Helio

H_2S	Ácido sulfhídrico
h	Distancia entre dos placas
IIM	Instituto de Investigaciones en Materiales (UNAM)
K	Constante de dilatación térmica de un material
k	Constante de cuerpo solido
km	Kilómetros
L	Longitud original a 20°C
m	Masa
N	Nitrógeno
Ni	Níquel
η	Viscosidad dinámica (mPa*s, Pa*s, cP).
NIST	*Instituto Nacional de Estándares y Tecnología*
n	Naftenos
O_2	Oxigeno
P	Presión
p	Parafinas
pna	Distribución de contenido de parafinas naftenos y aromáticos
Po	Presión baja usualmente 0.1 MPa
PTB	Physikalisch Technische Bundesanstalt
Re	Número de Reynolds
r	Radio de la esfera
S	Azufre
SVM3000	Stabinger viscosímetro
T	Temperatura
TBP	Punto de ebullición verdadero
τ	Esfuerzo de corte
t	Tiempo
Threshold	Porcentaje de detección óptica
T_i	Torque impulsor

T_r	Torque de retardo
UNITAR	Instituto para el Entrenamiento y las Investigaciones de las Naciones Unidas
U	Velocidad constante
V	Volumen
v	Viscosidad cinemática
s	Velocidad relativa del cuerpo en el fluido
V_0	Volumen inicial del fluido
V	Volumen final del fluido a un (P, T)
W	Peso
Y	Dirección del eje
$\dot{\gamma}$	Esfuerzo de corte
Π	Corrección de densidad

ANEXO 1

A.1.1 Datos de viscosidad completos para el agua

T (°C)	Pistón (mm)	Ángulo	P(bar)	ρ (L) (g/cc))	ρ (S) (g/cc)	ρ(S)-ρ(L)	f	FT (s)	Viscosidad (cP)	Viscosidad NIST (cP)	Error (%)
10	8.5	65	1	0.9997	4.501201714	4.500202014	0.9997333	11.5996	1.304285659	1.3059	0.12361905
10	8.5	65	100	1.0044	4.501201714	4.500197314	0.9997343	11.5198	1.291872099	1.2957	0.29543111
10	8.5	65	200	1.009	4.501201714	4.500192714	0.9997354	11.4603	1.282616079	1.2866	0.30964717
10	8.5	65	400	1.018	4.501201714	4.500183714	0.9997374	11.3546	1.266172846	1.2721	0.46593456
10	8.5	65	600	1.0266	4.501201714	4.500175114	0.9997393	11.2819	1.254862628	1.2618	0.54979962
10	8.5	65	800	1.0348	4.501201714	4.500166914	0.9997411	11.2573	1.251034051	1.2555	0.35571077
10	8.5	65	1000	1.0428	4.501201714	4.500158914	0.9997429	11.2346	1.247501069	1.2527	0.41501801
15	8.5	65	1	0.9991	4.500600803	4.499601703	0.9998667	10.535	1.138544297	1.1375	-0.09180637
20	8.5	65	1	0.99821	4.5	4.49900179	1	9.6432	0.9997176	1.0016	0.1879393
20	8.5	65	100	1.0027	4.5	4.4989973	1.000001	9.6174	0.995704706	0.99769	0.19898904
20	8.5	65	200	1.0071	4.5	4.4989929	1.000002	9.6067	0.994039886	0.99441	0.03721948
20	8.5	65	400	1.0157	4.5	4.4989843	1.0000039	9.5677	0.987973509	0.98977	0.18150588
20	8.5	65	600	1.024	4.5	4.498976	1.0000057	9.5586	0.986556645	0.98751	0.09654134
20	8.5	65	800	1.032	4.5	4.498968	1.0000075	9.5492	0.985093201	0.98741	0.23463391
20	8.5	65	1000	1.0396	4.5	4.4989604	1.0000092	9.5669	0.987843862	0.98929	0.14617939
25	8.5	65	1	0.99705	4.499399303	4.498402253	1.0001333	8.918	0.886830805	0.89008	0.36504525
30	8.5	65	1	0.99565	4.498798714	4.497803064	1.0002665	8.3941	0.805267935	0.79735	-0.9930313
40	8.5	65	1	0.99222	4.497597855	4.496605635	1.0005329	7.399	0.650397915	0.65298	0.39543088
40	8.5	65	100	0.99652	4.497597855	4.496601335	1.0005338	7.4006	0.650645961	0.65387	0.49307038
40	8.5	65	200	1.0008	4.497597855	4.496597055	1.0005348	7.4046	0.651267009	0.655	0.5699223
40	8.5	65	400	1.009	4.497597855	4.496588855	1.0005366	7.4281	0.654918111	0.65793	0.45778252
40	8.5	65	600	1.0169	4.497597855	4.496580955	1.0005384	7.4531	0.658802369	0.66169	0.43640239
40	8.5	65	800	1.0246	4.497597855	4.496573255	1.0005401	7.5019	0.666385545	0.66621	-0.02634976
40	8.5	65	1000	1.0319	4.497597855	4.496565955	1.0005417	7.5381	0.672010515	0.67142	-0.08795019
60	8.5	65	1	0.9832	4.49519742	4.49421422	1.0010653	6.201	0.463961254	0.4664	0.5228872
FLUIDO "AGUA"										Error Promedio %	0.22558288

A.1.2 Datos completos de viscosidad para el estándar de 1000 cP

T (°C)	Pistón (mm)	Ángulo	P(bar)	FT (s)	ρ (L) (g/cc)	ρ (S) (g/cc)	ρ(S)-ρ(L)	f	Viscosidad (cP)
20	7	90	1	30.667	0.840337673	7.961	7.120662327	1	861.139152
20	7	90	100	37.5996	0.845669264	7.961	7.115330736	0.9992513	1059.206298
20	7	90	200	46.49	0.850683504	7.961	7.110316496	0.9985471	1313.306584
20	7	90	400	69.9686	0.859769917	7.961	7.101230083	0.997271	1984.922323
20	7	90	600	103.326	0.868121772	7.961	7.092878228	0.9960981	2940.196001
20	7	90	800	148.217	0.875727301	7.961	7.085272699	0.99503	4227.150854
20	7	90	1000	216.442	0.88263018	7.961	7.07836982	0.9940606	6184.28925
23	7	90	1	24.6074	0.8385	7.93825902	7.099759022	1	688.7071744
25	7	90	1	21.9208	0.8373	7.92314647	7.085846468	1	612.2572848
30	7	90	1	16.1672	0.8343	7.88553254	7.051232541	1	448.5328432
40	7	90	1	10.1338	0.828197879	7.81101595	6.98281807	1	276.8464128
40	7	90	100	12.0152	0.834017726	7.81101595	6.976998222	0.9894721	333.8987673
40	7	90	200	14.5622	0.839429665	7.81101595	6.971586284	0.9887046	407.4634118
40	7	90	400	21.9988	0.849289905	7.81101595	6.961726044	0.9873063	622.3771451
40	7	90	600	32.1988	0.858100399	7.81101595	6.95291555	0.9860568	917.5212673
40	7	90	800	46.638	0.866102952	7.81101595	6.944912997	0.9849218	1335.750576
40	7	90	1000	68.0604	0.873407029	7.81101595	6.937608919	0.983886	1956.736613
50	7	90	1	6.6926	0.82212	7.73743529	6.915315295	1	178.9236256
60	7.7	45	1	34.1546	0.816093165	7.66477593	6.848682766	1	110.7837724
60	7.7	45	100	38.4016	0.822305971	7.66477593	6.842469959	0.9894661	131.2523918
60	7.7	45	200	44.1688	0.828105858	7.66477593	6.836670073	0.9886274	157.5796803
60	7.7	45	400	57.103	0.838686317	7.66477593	6.826089613	0.9870974	216.7100088
60	7.7	45	600	75.349	0.848063633	7.66477593	6.816712298	0.9857414	300.1917321
60	7.7	45	800	100.807	0.856543484	7.66477593	6.808232447	0.9845151	416.7751703
60	7.7	45	1000	133.298	0.864304385	7.66477593	6.800471545	0.9833928	565.7293703
70	7.7	45	1	26.3888	0.810135	7.59302348	6.782888482	1	75.8842672
80	7.7	45	1	21.6689	0.804314889	7.52216384	6.717848954	1	54.6730366
80	7.7	45	100	23.8906	0.811171693	7.52216384	6.710992149	0.9989793	64.72341859
80	7.7	45	200	26.4271	0.817481126	7.52216384	6.704682716	0.9980401	76.20574219
80	7.7	45	400	32.3725	0.828734711	7.52216384	6.693429131	0.9963649	103.1499719
80	7.7	45	600	39.9904	0.838678723	7.52216384	6.683485119	0.9948847	137.714308
80	7.7	45	800	50.1337	0.847610627	7.52216384	6.674553216	0.9935551	183.7782769
80	7.7	45	1000	64.05	0.855717631	7.52216384	6.666446211	0.9923483	247.0238442
90	7.7	45	1	17.9472	0.798299	7.45218317	6.65388417	1	37.9477168
100	7.7	45	1	16.269	0.792545557	7.38306788	6.59052232	1	30.405886
100	7.7	45	100	17.393	0.799898104	7.38306788	6.583169773	0.9988844	35.49674303
100	7.7	45	200	18.5835	0.806632224	7.38306788	6.576435653	0.9978626	40.89465777
100	7.7	45	400	21.7531	0.818619961	7.38306788	6.564447917	0.9960437	55.27009918
100	7.7	45	600	25.7935	0.829092178	7.38306788	6.553975699	0.9944547	73.61722078
100	7.7	45	800	30.5153	0.8385062	7.38306788	6.544561678	0.9930263	95.0919052
100	7.7	45	1000	36.1007	0.847041396	7.38306788	6.536026482	0.9917312	120.5261548
120	7.7	45	1	13.8682	0.78088008	7.24738034	6.466500256	1	19.6166908
120	7.7	45	100	14.5077	0.78868233	7.24738034	6.458698006	0.9987934	22.51777295
120	7.7	45	200	15.2103	0.795982543	7.24738034	6.451397793	0.9976645	25.70812934
120	7.7	45	400	16.9763	0.808663517	7.24738034	6.438716819	0.9957035	33.72941123
120	7.7	45	600	19.0328	0.819721135	7.24738034	6.427659201	0.9939935	43.08519456
120	7.7	45	800	21.9283	0.829566563	7.24738034	6.417813773	0.992471	56.26238144
120	7.7	45	1000	25.7408	0.838454124	7.24738034	6.408926212	0.9910966	73.62769436
FLUIDO "ESTÁNDAR DE REFERENCIA EN VISCOSIDAD 1000 cP"									

A.1.3 Datos completos de viscosidad para el estándar de 10,000 cP

T (°C)	Pistón (mm)	Ángulo	P(bar)	FT (s)	ρ (L) (g/cc)	ρ (S) (g/cc)	ρ(S)-ρ(L)	f	Viscosidad (cP)
20	6	90	1	85.0058	0.878432607	8.89	8.011567393	1	7721.262635
20	6	90	100	109.921	0.883295521	8.89	8.006704479	0.999393013	9998.184159
20	6	90	200	150.923	0.888050838	8.89	8.001949162	0.998799457	13745.72224
20	6	90	400	290.274	0.896657018	8.89	7.993342982	0.997725238	26490.48702
20	6	90	600	545.669	0.904355973	8.89	7.985644027	0.996764258	49869.31358
20	6	90	800	1007.66	0.91132695	8.89	7.97867305	0.995894144	92194.46769
20	6	90	1000	1832.13	0.917845609	8.89	7.972154391	0.995080488	167786.304
23	6	90	1	66.5186	0.8766	8.89	8.0134	1	6036.265278
25	6	90	1	55.799	0.8754	8.89	8.0146	1	5059.238056
30	6	90	1	35.9954	0.8726	8.89	8.0174	1	3254.258738
40	6	90	1	16.0806	0.866923056	8.89	8.023076944	1	1439.144206
40	6	90	100	21.9194	0.872401187	8.89	8.017598813	1.000024798	1971.266911
40	6	90	200	29.2466	0.877441093	8.89	8.012558907	0.999396177	2640.740651
40	6	90	400	53.6936	0.886594282	8.89	8.003405718	0.998254511	4875.854228
40	6	90	600	100.242	0.894803637	8.89	7.995196363	0.997230569	9135.232015
40	6	90	800	183.933	0.902295557	8.89	7.987704443	0.996296111	16800.12738
40	6	90	1000	337.003	0.909143648	8.89	7.980856352	0.995441958	30829.85568
50	6	90	1	9.51	0.86126	8.89	8.02874	1	840.27344
60	6	90	1	6.1628	0.855596943	8.89	8.034403057	1	535.1962432
60	7.7	65	1	54.308	0.855596943	7.961	7.105403057	1	418.8967052
60	7.7	65	100	72.0804	0.861405073	7.961	7.099594927	0.999182576	560.5014963
60	7.7	65	200	96.1072	0.866853735	7.961	7.094146265	0.998415742	752.0532181
60	7.7	65	400	169.292	0.876647332	7.961	7.084352668	0.997037411	1336.043105
60	7.7	65	600	298.578	0.885377999	7.961	7.075622001	0.995808675	2368.794595
60	7.7	65	800	519.972	0.893314783	7.961	7.067685217	0.994691668	4139.123883
60	7.7	65	1000	896.276	0.900492266	7.961	7.060507734	0.993681523	7150.905191
70	7.7	65	1	33.6254	0.849906	7.961	7.111094	1	254.6375643
80	7.7	65	1	20.9401	0.844295948	7.961	7.116704052	1	153.8921802
80	7.7	65	100	27.3825	0.850534	7.961	7.110466	0.999123463	205.2369745
80	7.7	65	200	36.0178	0.856475762	7.961	7.104524238	0.99828856	274.1068834
80	7.7	65	400	61.2257	0.866985733	7.961	7.094014267	0.996811757	475.3519244
80	7.7	65	600	103.149	0.876265598	7.961	7.084734402	0.995507801	810.4244541
80	7.7	65	800	170.018	0.884550007	7.961	7.076449993	0.994343722	1345.467469
80	7.7	65	1000	284.585	0.892148962	7.961	7.068851038	0.993275959	2262.951379
90	7.7	65	1	13.757	0.83854	7.961	7.12246	1	96.8447183
100	7.7	65	1	9.2884	0.832963338	7.961	7.128036662	1	61.35554396
100	7.7	65	100	12.032	0.839778049	7.961	7.12121951	0.999043614	83.22453555
100	7.7	65	200	15.4515	0.846076678	7.961	7.114923322	0.998160315	110.5055633
100	7.7	65	400	25.8163	0.857297837	7.961	7.103702163	0.996586087	193.2783084
100	7.7	65	600	42.2366	0.867099567	7.961	7.093900433	0.995210991	324.5812761
100	7.7	65	800	68.2794	0.875865395	7.961	7.085134605	0.993981224	533.0645632
100	7.7	65	1000	111.678	0.883808998	7.961	7.077191002	0.992866807	880.8064707
120	7.7	65	1	4.7754	0.821483397	7.961	7.139516603	1	25.51374926
120	7.7	65	100	5.9574	0.828944569	7.961	7.132055431	0.998954947	34.93758668
120	7.7	65	200	7.5837	0.835718754	7.961	7.125281246	0.998006117	47.91251897
120	7.7	65	400	11.8521	0.847592266	7.961	7.11340734	0.996342993	82.01612655
120	7.7	65	600	18.3419	0.857904054	7.961	7.103095946	0.994898722	133.9408048
120	7.7	65	800	28.4416	0.867166941	7.961	7.093833059	0.993601311	214.8430569
120	7.7	65	1000	43.2556	0.875461476	7.961	7.085538524	0.992439533	333.64214
FLUIDO "ESTÁNDAR DE REFERENCIA EN VISCOSIDAD 10,000 cP"									

A.1.4 Datos completos de viscosidad para el estándar de 50,000 cP

T (°C)	Pistón (mm)	Ángulo	P(bar)	FT (s)	ρ (L) (g/cc)	ρ (S) (g/cc)	ρ(S)-ρ(L)	f	Viscosidad (cP)
20	6	90	1	652.996	0.891689397	8.89	7.998310603	1	43441.46467
20	6	90	100	917.3778	0.896324998	8.89	7.993675002	0.999420427	60749.26504
20	6	90	200	1284.857	0.900798141	8.89	7.989201859	0.998861166	84818.8151
20	6	90	400	2376.098	0.908946858	8.89	7.981053142	0.997842362	156352.5167
20	6	90	600	4370.178	0.916301784	8.89	7.973698216	0.996922802	287176.0969
20	6	90	800	8245.23	0.922988698	8.89	7.967011302	0.996086761	541576.6151
20	6	90	1000	15247	0.929267907	8.89	7.960732093	0.995301694	1001602.77
23	6	90	1	490.21	0.8901	8.89	7.9999	1	32806.32972
25	6	90	1	407.941	0.889	8.89	8.001	1	27431.53141
30	6	90	1	257.994	0.8863	8.89	8.0037	1	17635.19401
40	6	90	1	100.0712	0.880665367	8.89	8.009334633	1	7317.781638
40	6	90	100	134.1054	0.88571688	8.89	8.00428312	0.999369297	9547.325521
40	6	90	200	190.3104	0.890554919	8.89	7.999445081	0.998765247	13229.62437
40	6	90	400	364.6738	0.899272656	8.89	7.990727344	0.9976768	24662.09369
40	6	90	600	672.4926	0.907045038	8.89	7.982954962	0.996706384	44862.97796
40	6	90	800	1253.035	0.914258968	8.89	7.975741032	0.995805694	82991.32979
40	6	90	1000	2456.241	0.920811088	8.89	7.969188912	0.994987633	162063.4144
50	6	90	1	50.243	0.87536	8.89	8.01464	1	4062.405676
60	6	90	1	20.8064	0.869828111	8.89	8.020171889	1	2139.253725
60	6	90	100	29.5036	0.875284678	8.89	8.014715322	0.999319645	2709.302484
60	6	90	200	41.071	0.880426414	8.89	8.009573586	0.998678544	3467.763068
60	6	90	400	79.0304	0.889747581	8.89	8.000252419	0.997516329	5957.941661
60	6	90	600	143.7344	0.898025081	8.89	7.991974919	0.996484244	10206.26857
60	6	90	800	278.6034	0.905521341	8.89	7.984478659	0.995549568	19066.5015
60	6	90	1000	531.4306	0.912437516	8.89	7.977562484	0.994687221	35688.96154
60	7.7	90	1	141.165	0.869828111	7.961	7.091171889	1	1882.638885
70	7.7	90	1	78.664	0.864446	7.961	7.096554	1	1047.063016
80	7.7	90	1	44.2435	0.858931639	7.961	7.102068361	1	586.8953515
80	7.7	90	100	56.6279	0.864743108	7.961	7.096256892	0.999181722	753.0786231
80	7.7	90	200	75.442	0.870297617	7.961	7.090702383	0.998399624	1005.597432
80	7.7	90	400	129.7147	0.880229048	7.961	7.080770952	0.997001239	1734.761962
80	7.7	90	600	219.9447	0.889018944	7.961	7.071981056	0.995763586	2948.335064
80	7.7	90	800	384.6708	0.896944256	7.961	7.064055744	0.994647669	5165.716548
80	7.7	90	1000	671.8072	0.904227407	7.961	7.056772593	0.993622172	9034.414394
90	7.7	90	1	27.738	0.85354	7.961	7.10746	1	366.233322
100	7.7	90	1	17.8068	0.848179507	7.961	7.112820493	1	233.4631092
100	7.7	90	100	23.0244	0.854580254	7.961	7.106419746	0.999100111	303.4903111
100	7.7	90	200	29.8282	0.860460452	7.961	7.100539548	0.998273407	394.8589665
100	7.7	90	400	51.0386	0.870974983	7.961	7.090025017	0.996795157	679.9180744
100	7.7	90	600	85.7488	0.880304306	7.961	7.080695694	0.995483536	1146.959911
100	7.7	90	800	149.5746	0.888590589	7.961	7.072409411	0.994318557	2006.466452
100	7.7	90	1000	255.0336	0.89617663	7.961	7.06482337	0.993252027	3428.080796
120	7.7	90	1	7.2945	0.837094608	7.961	7.123905392	1	92.9241705
120	7.7	90	100	9.567	0.843979021	7.961	7.117020979	0.999033618	123.4244982
120	7.7	90	200	12.493	0.850237003	7.961	7.110762997	0.998155517	162.7231135
120	7.7	90	400	21.547	0.861457888	7.961	7.099542112	0.996580067	284.438604
120	7.7	90	600	36.608	0.871243429	7.961	7.089756571	0.995206447	487.1515389
120	7.7	90	800	62.301	0.879983668	7.961	7.081016332	0.993979558	833.3230421
120	7.7	90	1000	105.561	0.887927578	7.961	7.073072422	0.992864452	1416.758356
FLUIDO "ESTÁNDAR DE REFERENCIA EN VISCOSIDAD 50,000 cP"									

ANEXO 2

A.2.1 Datos completos de viscosidad para crudo pesado

T (°C)	Pistón (mm)	Ángulo	P(bar)	FT (s)	ρ(L)(g/cc)	ρ(S) (g/cc)	ρ(S)-ρ(L)	f	Viscosidad (cP) UNAM	Viscosidad (cP) DBR	Error (%)
20	6	65	1	1026.57	0.979955	8.89	7.910045	1	40047.26157	37834	5.8499275
30	6	65	1	314.6336	0.973569	8.88834133	7.91477233	0.12176573	12104.77352		
30	6	65	100	449.6826	0.97744	8.88834133	7.91090133	0.12170617	17396.96895		
30	6	65	200	619.958	0.981047	8.88834133	7.90729433	0.12165068	24062.0876		
30	6	65	300	845.4352	0.984397	8.88834133	7.90394433	0.12159914	32880.64434		
30	6	65	400	1163.963	0.987525	8.88834133	7.90081633	0.12155102	45330.89633		
40	6	65	1	112.2452	0.967095	8.88668308	7.91958808	0.12183982	4152.000754	3538	17.3544589
40	6	65	100	149.151	0.971457	8.88668308	7.91522608	0.12177271	5598.537437	4719	18.6382165
40	6	65	200	197.2382	0.975482	8.88668308	7.91120108	0.12171079	7481.565426		
40	6	65	300	266.0478	0.979187	8.88668308	7.90749608	0.12165379	10174.56918		
40	6	65	400	348.8498	0.982621	8.88668308	7.90406208	0.12160096	13411.75271	10855	23.5536869
40	6	65	600	611.388	0.988824	8.88668308	7.89785908	0.12150552	23666.01709		
40	6	65	800	1206.626	0.994317	8.88668308	7.89236608	0.12142102	46896.15639		
40	6	65	1000	2292.539	0.999252	8.88668308	7.88743108	0.12134509	89220.59032		
60	6	65	1	21.5898	0.95388	8.8833678	7.9294878	0.12199212	809.0210642	744.1	8.72477681
60	6	65	100	28.5914	0.959409	8.8833678	7.9239588	0.12190706	859.2910233	943.2	8.89620194
60	6	65	200	36.6544	0.964389	8.8833678	7.9189788	0.12183044	1175.573753		
60	6	65	300	46.4792	0.968884	8.8833678	7.9144838	0.12176129	1560.477681		
60	6	65	400	61.6812	0.972985	8.8833678	7.9103828	0.1216982	2155.859775	1892	13.9460769
60	6	65	600	106.496	0.980252	8.8833678	7.9031158	0.1215864	3908.431842		
60	6	65	800	171.6638	0.98656	8.8833678	7.8968078	0.12148935	6452.089258		
60	6	65	1000	259.1146	0.992142	8.8833678	7.8912258	0.12140347	9859.548086		
60	7.7	45	1	188.542	0.95388	7.95506087	7.00118087	0.10771047	1349.775632		
70	7.7	45	1	98.6832	0.947139	7.94204316	6.99490416	0.10761391	2154.576794		
80	7.7	45	1	57.0964	0.94031	7.93825902	6.99794902	0.10766075	265.1760622	216.7	22.3701256
80	7.7	45	100	71.242	0.947157	7.93825902	6.99110202	0.10755542	334.6506571	265.6	25.9979884
80	7.7	45	200	89.887	0.953159	7.93825902	6.98510002	0.10746308	426.2022402		
80	7.7	45	300	114.2152	0.958466	7.93825902	6.97979302	0.10738143	545.6245134		
80	7.7	45	400	136.947	0.963227	7.93825902	6.97503202	0.10730818	657.0815877	491.6	33.6618364
80	7.7	45	600	213.9348	0.97151	7.93825902	6.96674902	0.10718075	1034.59023		
80	7.7	45	800	314.0424	0.978565	7.93825902	6.95969402	0.10707222	1524.997882		
80	7.7	45	1000	500.138	0.984722	7.93825902	6.95353702	0.10697749	2436.459313		
100	7.7	45	1	23.8874	0.926383	7.93069795	7.00431495	0.10775869	88.10766176	85.1	3.53426763
100	7.7	45	100	29.7028	0.934358	7.93069795	6.99633995	0.107636	110.8436136	101.8	8.88370691
100	7.7	45	200	36.0424	0.941187	7.93069795	6.98951095	0.10753094	135.6058525		
100	7.7	45	300	43.1312	0.947122	7.93069795	6.98357595	0.10743963	163.2766559		
100	7.7	45	400	52.7796	0.952377	7.93069795	6.97832095	0.10735878	200.9441431	174.3	15.2863701
100	7.7	45	600	76.6026	0.961389	7.93069795	6.96930895	0.10722014	293.87282		
100	7.7	45	800	111.27	0.96896	7.93069795	6.96173795	0.10710366	429.0143689		
100	7.7	45	1000	154.8376	0.975502	7.93069795	6.95519595	0.10700301	598.6890393		
FLUIDO "CRUDO PESADO"										Error Promedio (%)	15.8998185

A.2.2 Datos completos de viscosidad para crudo medio

T (°C)	Pistón (mm)	Ángulo	P(bar)	FT (s)	ρ(L)(g/cc)	ρ(S) (g/cc)	ρ(S)-ρ(L)	f	Viscosidad (cP) UNAM	Viscosidad (cP) DBR	Error (%)
20	7.7	45	1	79.099	0.932837	7.961	7.028163	1	401.8133715	367.1	9.4561077
20	7.7	45	100	100.1104	0.938114	7.961	7.022886	0.156064133	508.1379513	455.9	11.458204
20	7.7	45	200	124.9624	0.942687	7.961	7.018313	0.155962511	633.8410707		
20	7.7	45	300	158.7384	0.946695	7.961	7.014305	0.155873444	804.672292		
20	7.7	45	400	210.1476	0.950265	7.961	7.010735	0.155794111	1064.696954	939.2	13.362112
20	7.7	45	600	370.782	0.956422	7.961	7.004578	0.155657289	1876.806124		
20	7.7	45	800	672.8348	0.961619	7.961	6.999381	0.1555418	3403.106792		
20	7.7	45	1000	1087.1414	0.966123	7.961	6.994877	0.155441711	5495.008015		
30	7.7	45	1	42.9286	0.926103	7.95720381	7.03110081	0.156246685	218.2131713		
40	7.7	45	1	23.5376	0.919376	7.95341003	7.03403403	0.156311867	119.7447479	98.8	21.199138
40	7.7	45	100	29.3586	0.925723	7.95341003	7.02768703	0.156170823	149.1966454	120.1	24.227015
40	7.7	45	200	37.1656	0.931059	7.95341003	7.02235103	0.156052245	188.6984256		
40	7.7	45	300	44.6666	0.935633	7.95341003	7.01777703	0.155950601	226.6130519		
40	7.7	45	400	55.5986	0.939641	7.95341003	7.01376903	0.155861534	281.8880869	210.2	34.104704
40	7.7	45	600	83.2672	0.946433	7.95341003	7.00697703	0.155710601	421.7065232		
40	7.7	45	800	114.4642	0.952069	7.95341003	7.00134103	0.155585356	579.1966515		
40	7.7	45	1000	175.1908	0.956895	7.95341003	6.99651503	0.155478112	885.8087195		
50	7.7	45	1	11.7538	0.912654	7.94961867	7.03696467	0.156376993	59.87566436		
60	8.5	45	1	117.8244	0.905939	7.94582971	7.03989071	0.156442016	44.44502991		
60	8.5	45	100	143.4784	0.913687	7.94582971	7.03214271	0.156269838	54.48384534		
60	8.5	45	200	176.1228	0.919951	7.94582971	7.02587871	0.156130638	67.26039238		
60	8.5	45	300	207.8394	0.925183	7.94582971	7.02064671	0.156014371	79.66159869		
60	8.5	45	400	247.2144	0.929682	7.94582971	7.01614771	0.155914394	95.05846975		
60	8.5	45	600	345.2368	0.93716	7.94582971	7.00866971	0.155748216	133.3731104		
60	8.5	45	800	479.9398	0.943254	7.94582971	7.00257571	0.155612794	186.0026909		
60	8.5	45	1000	694.7284	0.948409	7.94582971	6.99742071	0.155498238	269.9084524		
70	8.5	45	1	81.47	0.89923	7.94204316	7.04281316	0.156506959	30.14641932		
80	8.5	45	1	59.6954	0.892528	7.93825902	7.04573102	0.1565718	21.58010062		
80	8.5	45	100	70.234	0.902121	7.93825902	7.03613802	0.156358623	25.69708804		
80	8.5	45	200	83.7536	0.909503	7.93825902	7.02875602	0.156194578	30.98377893		
80	8.5	45	300	97.611	0.915481	7.93825902	7.02277802	0.156061734	36.39921254		
80	8.5	45	400	113.6826	0.920517	7.93825902	7.01774202	0.155949823	42.67988441		
80	8.5	45	600	155.123	0.928718	7.93825902	7.00954102	0.155767578	58.87293354		
80	8.5	45	800	210.3854	0.935279	7.93825902	7.00298002	0.155621778	80.45813175		
80	8.5	45	1000	286.6454	0.940762	7.93825902	6.99749702	0.155499934	110.234548		
90	8.5	45	1	44.86	0.885832	7.93447728	7.04864528	0.156636562	15.74172303		
100	8.5	45	1	33.9084	0.879143	7.93069795	7.05155495	0.156701221	11.42991738		
100	8.5	45	100	39.589	0.89116	7.93069795	7.03953795	0.156434177	13.64652795		
100	8.5	45	200	46.613	0.899851	7.93069795	7.03084695	0.156241043	16.39116614		
100	8.5	45	300	54.2422	0.90665	7.93069795	7.02404795	0.156089954	19.37183556		
100	8.5	45	400	62.3232	0.91225	7.93069795	7.01844795	0.15596551	22.52783419		
100	8.5	45	600	81.535	0.921183	7.93069795	7.00951495	0.155766999	30.02936513		
100	8.5	45	800	108.1466	0.928202	7.93069795	7.00249595	0.155611021	40.4194597		
100	8.5	45	1000	138.3894	0.934001	7.93069795	6.99669695	0.155482154	52.21819473		
FLUIDO "Crudo Medio"										Error Promedio (%)	18.96788

A.2.3 **Datos completos de viscosidad para crudo ligero**

T°C	Pistón (mm)	Ángulo	P(bar)	FT (s)	ρ(L)(kg/cc)	ρ(S) (g/cc)	ρ(S)-ρ(L)	f	Viscosidad (cP) UNAM	Viscosidad (cP) DBR	Error (%)
20	8.5	45	1	13.392	0.819408	7.961	7.141592	1	2.6168624	9.58	72.68410856
20	8.5	45	100	15.7112	0.825636	7.961	7.135364	0.83945459	3.05681464	11.64	73.73870584
20	8.5	45	200	18.3132	0.831309	7.961	7.129691	0.83878718	3.55041404		
20	8.5	45	400	25.2326	0.841232	7.961	7.119768	0.83761976	4.86302422	15.81	69.24083352
20	8.5	45	600	34.6514	0.849739	7.961	7.111261	0.83661894	6.64977058		
20	8.5	45	800	46.9938	0.857206	7.961	7.103794	0.83574047	8.99112386		
20	8.5	45	1000	64.9586	0.863871	7.961	7.097129	0.83495635	12.39904642		
25	8.5	45	1	11.878	0.812207	7.9599373	7.1477303	0.84090945	2.3296566		
25	8.5	45	100	13.466	0.818768	7.9599373	7.1411693	0.84013756	2.6309002		
25	8.5	45	200	15.246	0.824707	7.9599373	7.1352303	0.83943886	2.9685662		
25	8.5	45	400	19.611	0.835027	7.9599373	7.1249103	0.83822474	3.7966067		
25	8.5	45	600	25.154	0.843816	7.9599373	7.1161213	0.83719074	4.8481138		
25	8.5	45	800	31.989	0.851494	7.9599373	7.1084433	0.83628745	6.1447133		
25	8.5	45	1000	41.186	0.858325	7.9599373	7.1016123	0.8354838	7.8893842		
40	8.5	45	1	8.7654	0.804975	7.9567503	7.1517753	0.84138533	1.73919638	1.81	3.91180221
40	8.5	45	100	9.5996	0.811918	7.9567503	7.1448323	0.84056851	1.89744412	2.01	5.599795025
40	8.5	45	200	10.62172	0.81816	7.9567503	7.1385903	0.83983416	2.091340284		
40	8.5	45	400	12.9834	0.828925	7.9567503	7.1278253	0.83856769	2.53935098	3.03	16.19303696
40	8.5	45	600	15.8906	0.838028	7.9567503	7.1187223	0.83749675	3.09084682		
40	8.5	45	800	19.9318	0.845939	7.9567503	7.1108113	0.83656604	3.85746246		
40	8.5	45	1000	24.8362	0.85295	7.9567503	7.1038003	0.83574122	4.78782714		
60	8.5	45	1	6.2052	0.790418	7.9482601	7.1578421	0.84209907	1.25352644	1.19	5.338356303
60	8.5	45	100	6.825	0.798329	7.9525037	7.1541747	0.84166761	1.3711025	1.39	1.359532374
60	8.5	45	200	7.513	0.805321	7.9525037	7.1471827	0.84084502	1.5016161		
60	8.5	45	400	9.2104	0.817162	7.9525037	7.1353417	0.83945196	1.82361288	2.09	12.74579522
60	8.5	45	600	11.3728	0.827005	7.9525037	7.1254987	0.83829396	2.23382016		
60	8.5	45	800	13.989	0.83546	7.9525037	7.1170437	0.83729926	2.7301133		
60	8.5	45	1000	17.196	0.842889	7.9525037	7.1096147	0.83642526	3.3384812		
80	8.5	45	1	4.6132	0.775736	7.9482601	7.1725241	0.84382636	0.95152404		
80	8.5	45	100	5.1586	0.78503	7.9482601	7.1632301	0.84273295	1.05498642		
80	8.5	45	200	5.7258	0.79305	7.9482601	7.1552101	0.84178942	1.16258426		
80	8.5	45	400	7.0567	0.806314	7.9482601	7.1419461	0.84022895	1.41505599		
80	8.5	45	600	8.575	0.817103	7.9482601	7.1311571	0.83895966	1.7030775		
80	8.5	45	800	10.6646	0.82624	7.9482601	7.1220201	0.83788472	2.09947462		
80	8.5	45	1000	13.1841	0.834188	7.9482601	7.1140721	0.83694966	2.57742377		
100	8.5	45	1	3.49554	0.760932	7.9440195	7.1830875	0.84506912	0.739503938	0.9	17.83289578
100	8.5	45	100	3.8181	0.772358	7.9440195	7.1716615	0.84372488	0.80069357	1.08	25.86170648
100	8.5	45	200	4.225	0.781875	7.9440195	7.1621445	0.84260523	0.8778825		
100	8.5	45	400	5.279	0.797106	7.9440195	7.1469135	0.84081335	1.0778263	1.44	25.15095139
100	8.5	45	600	6.539	0.809152	7.9440195	7.1348675	0.83939618	1.3168483		
100	8.5	45	800	8.105	0.819174	7.9440195	7.1248455	0.83821712	1.6139185		
100	8.5	45	1000	10.136	0.827789	7.9440195	7.1162305	0.83720359	1.9991992		
FLUIDO "CRUDO LIGERO"										Error Promedio (%)	27.47145997