

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE VILLAHERMOSA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE
CRUDOS PESADOS**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

EDEL ANTONIO BUSTOS

DIRECTORA DE TESIS

M. C. NORA ALICIA PURATA PÉREZ

VILLAHERMOSA, TABASCO.

NOVIEMBRE 2017





AGRADECIMIENTOS.

A todas aquellas personas que con dedicado esfuerzo contribuyeron a la realización del presente trabajo y con ello aportar al avance científico y tecnológico en nuestro país.

| | |
|--|-------------|
| ÍNDICE DE TABLAS..... | iv |
| ÍNDICE DE FIGURAS. | v |
| RESUMEN..... | vi |
| ABSTRACT..... | viii |
| INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| ANTECEDENTES. | 3 |
| JUSTIFICACIÓN..... | 5 |
| PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 7 |
| OBJETIVO GENERAL..... | 8 |
| OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... | 8 |
| CAPÍTULO 1. FUNDAMENTO TEÓRICO. | 9 |
| 1.1. Clasificación del petróleo..... | 9 |
| 1.2. Tipos de petróleo en México..... | 10 |
| 1.3. Concepto de viscosidad y densidad. | 10 |
| 1.4. Fluidos no Newtonianos..... | 13 |
| 1.5. Revisión de métodos y correlaciones existentes para estimar viscosidades de crudo..... | 16 |
| 1.5.1. Medición de viscosidad en laboratorio. | 16 |
| 1.5.2. Correlaciones publicadas para el cálculo de viscosidad. | 17 |
| 1.5.3. Desviación en métodos ASTM y correlaciones publicadas en | |

| | |
|--|-----------|
| la determinación de viscosidades de crudo pesado..... | 30 |
| CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA. | 32 |
| 2.1. Recopilación de Análisis Assay de crudo pesado..... | 32 |
| 2.2. Selección de Análisis Assay de crudo pesado. | 34 |
| 2.3. Determinación de correlación y parámetros para estimar la viscosidad en función de la temperatura. | 34 |
| 2.4. Validación el modelo matemático mediante datos de viscosidades experimentales de crudo pesado.. | 36 |
| 2.5. Comparación el modelo matemático con otras correlaciones reportadas en la literatura. | 37 |
| CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN. | 38 |
| 3.1. Análisis Assay de crudos seleccionados. | 38 |
| 3.2. Parámetros y constantes propias del modelo matemático..... | 39 |
| 3.3. Validación del Modelo matemático propuesto. | 45 |
| 3.4. Modelo matemático comparado con otras correlaciones..... | 47 |
| CONCLUSIONES..... | 50 |
| REFERENCIAS..... | 52 |
| Bibliografía..... | 52 |
| Ligas de internet..... | 55 |
| ANEXOS. | 56 |
| ANEXO 1: ANÁLISIS ASSAY DE CRUDO PESADO. | 56 |
| ANEXO 2: BASE DE DATOS DE CRUDOS MUERTOS PESADOS | |

SELECCIONADOS. 78

**ANEXO 3: GRÁFICAS DE MODELOS EXPONENCIALES DE CRUDOS
SELECCIONADOS. 81**

NOMENCLATURA..... 86

ÍNDICE DE TABLAS.

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Clasificación del crudo de acuerdo a su gravedad API. | 9 |
| Tabla 2. Clasificación de crudo comercializado..... | 10 |
| Tabla 3. Correlaciones para determinar la viscosidad en crudos muertos. | 19 |
| Tabla 4. Propiedades de crudo pesado determinadas en un Análisis Assay. | 33 |
| Tabla 5. Viscosidades de crudo Región Norte en función de la temperatura. | 38 |
| Tabla 6. Viscosidades de crudo Región Marina en función de la temperatura..... | 40 |
| Tabla 7. Parámetros “a”, “b” y R^2 obtenidos de datos de viscosidad en función de la temperatura. | 43 |
| Tabla 8. Valores experimentales y calculados de viscosidad y su %AAD..... | 46 |

ÍNDICE DE FIGURAS.

| | |
|--|----|
| Figura 1. Muestra de crudo pesado..... | 10 |
| Figura 2. Modelos de fluidos no Newtonianos..... | 13 |
| Figura 3. Modelo típico de un fluido de Bingham. | 14 |
| Figura 4. Modelo típico de un fluido de Ley de Potencia..... | 15 |
| Figura 5. Modelo de un fluido de Ley de Potencia modificado. | 16 |
| Figura 6. Viscosidad en función de la temperatura de crudo pesado..... | 30 |
| Figura 7. Diagrama de bloques de la metodología..... | 32 |
| Figura 8. Comportamiento de viscosidad en función de temperatura y API..... | 34 |
| Figura 9. Viscosidades de crudo Región Norte en función de la temperatura..... | 39 |
| Figura 10. Viscosidades de crudo Región Marina en función de la temperatura..... | 41 |
| Figura 11. Modelo exponencial para reproducir las viscosidades de crudo de 10.74 °API..... | 41 |
| Figura 12. Modelo exponencial para reproducir las viscosidades de crudo de 22.37 °API..... | 42 |
| Figura 13. Parámetro a en función de la gravedad API..... | 44 |
| Figura 14. Parámetro b en función de la gravedad API..... | 44 |
| Figura 15. %AAD en función de la gravedad API..... | 47 |
| Figura 16. %AAD en función de la gravedad API, a 25 °C..... | 48 |
| Figura 17. %AAD en función de la gravedad API, a 60 °C..... | 48 |

RESUMEN.

La estimación de la viscosidad de crudos pesados es un tema abierto a la investigación debido al complejo comportamiento reológico que presentan. En este sentido, cabe mencionar que la mayoría de las correlaciones empíricas existentes para estimarla han sido desarrolladas para crudos convencionales.

El objetivo del presente trabajo, consistió en obtener y proponer un modelo matemático para estimar la viscosidad en crudos muertos pesados mexicanos que oscilan con gravedad de 10 a 22.3 °API y rango de temperatura de 15.5 a 80 °C. Asimismo, se realizó la comparación con correlaciones empíricas propuestas a partir de datos experimentales de viscosidad obtenidos por el **IMP** a través de los años.

El trabajo incluyó la recopilación de diversas correlaciones propuestas a nivel mundial para estimar la viscosidad de crudos muertos pesados.

Para el desarrollo del modelo, se realizó la recopilación de Análisis Assay de crudos pesados y se estructuró una base de datos con 214 análisis de crudos con gravedad que oscilan en el rango de 10 a 22.3 °API. De estos, 130 correspondieron a crudos de la Región Marina, 62 a crudos de la Región Sur y 22 a crudos de la Región Norte. Posteriormente, se seleccionó los que mejor comportamiento y menos inconsistencias presentaron para ser considerados en la obtención de la correlación.

Por otro lado, se muestran los resultados de la validación del modelo matemático utilizando datos experimentales de viscosidad, así como los resultados de la comparación indicando la desviación al utilizar correlaciones existentes contra el modelo propuesto. Para tal efecto, se definieron 26 muestras de crudos pesados de diversos campos de México.

El modelo matemático propuesto fue del tipo exponencial para fluidos no newtonianos el cual estima el comportamiento de la viscosidad en función de la gravedad API y temperatura. La desviación absoluta media fue del 17.19 %. Los resultados mostraron que la mayoría de las correlaciones alcanzaron un ajuste mejor cuando el API se incrementa y las correlaciones más adecuadas para predecir la viscosidad de crudos

muertos pesados son la de **Sanchez-Minero, Hossain** y el modelo propuesto en este trabajo.

Por último, se concluye el rango de aplicabilidad del modelo propuesto, indicando que el modelo es válido para crudos pesados mexicanos que oscilan en un rango de temperatura de 15.6 a 80 °C y con gravedad de 10 a 22.3 °API.

ABSTRACT.

The estimation of the viscosity of heavy crude oil is an open topic due to the complex rheological behavior. In this sense, it should be mentioned that most of the existing empirical correlations to estimate it have been developed for conventional oils.

The objective of this work was to obtain and propose a mathematical model to estimate the viscosity in heavy Mexican dead crudes that oscillate with gravity from 10 to 22.3 °API and temperature range from 15.5 to 80 °C. Likewise, the comparison was made with empirical correlations proposed from experimental viscosity data obtained by the IMP over the years.

The work included the compilation of various correlations proposed worldwide to estimate the viscosity of heavy dead crudes.

For the development of the model, the Assay analysis of heavy crudes was carried out and a database was structured with 214 analyzes of gravity crudes ranging from 10 to 22.3 °API. Of these, 130 corresponded to crude oil from the Marine Region, 62 to crude oil from the Southern Region and 22 to crude oil from the North Region. Subsequently, the ones with the best behavior and the least inconsistencies were selected to be considered in obtaining the correlation.

On the other hand, the results of the validation of the mathematical model using experimental data of viscosity are shown, as well as the results of the comparison indicating the deviation when using existing correlations against the proposed model. For this purpose, 26 samples of heavy oils from various fields of Mexico.

The mathematical model proposed was of the exponential type for non-Newtonian fluids which estimates the behavior of viscosity as a function of API gravity and temperature. The average absolute deviation was 17.19%. The results showed that most of the correlations reached a better adjustment when the API is increased and the most adequate correlations to predict the viscosity of heavy dead crudes are the **Sanchez-Minero, Hossain** and the model proposed in this work.

Finally, the range of applicability of the proposed model is concluded, indicating that the model is valid for heavy Mexican crudes that oscillate in a temperature range of 15.6 to 80 °C and with gravity of 10 to 22.3 °API.

INTRODUCCIÓN.

Los grandes campos de petróleo han sido base de aportación en el mundo. Sin embargo, muchos de ellos han entrado en una etapa de declinación, misma que ha llevado a buscar alternativas para prolongar su vida útil o para satisfacer la demanda de petróleo, como ha sido la explotación de los crudos no convencionales (Romo, 2015).

Con la incorporación de la producción de nuevos campos de crudo pesado y extra-pesado, **PEMEX** revisa y replantea sus estrategias de producción, distribución y acondicionamiento de crudo a corto, mediano y largo plazo, lo cual involucra contar con información oportuna y fehaciente sobre las propiedades físico-químicas del crudo muerto (crudo libre de gas, al cual se ha extraído todo el gas disuelto a través de los procesos de separación y que es llevado a condiciones atmosféricas), especialmente la viscosidad y densidad; propiedades de vital importancia en los procesos de recuperación, transporte y procesamiento.

El descubrimiento de campos de crudos extra-pesados frente a las costas de Campeche es un inesperado desafío, es lo que la geología ahora puede ofrecernos; si **PEMEX** lograra desarrollar ese proyecto podría incrementar la oferta en la década 2020-2030, sin que lo anterior implique la posibilidad de recuperar la producción de 3 millones de barriles diarios (Barbosa, 2012).

Los crudos pesados constituyen un suministro muy grande de energía. Sin embargo, manejarlos y procesarlos representa grandes desafíos técnicos, debido a que se caracterizan especialmente por su gran viscosidad que hace imposible que se puedan manejar y procesar en su forma natural (Muñoz, 2010).

Se han propuesto varias correlaciones para predecir la viscosidad en crudos. Existen dos tipos reportadas en la literatura: aquellas que utilizan condiciones o propiedades como la temperatura, presión y gravedad específica, y las que utilizan la composición del crudo, punto de ebullición normal y temperatura de punto de escurrimiento. Adicionalmente, se puede estimar por métodos basados en la ecuación de los estados correspondientes (Sánchez-Minero, Sánchez-Reyna, Ancheyta y Marroquín, 2014).

En este trabajo, se propone un nuevo modelo matemático para estimar la viscosidad de crudos muertos pesados con gravedad que oscilan de 10 a 22.3 °API, que es validada comparándola con correlaciones existentes y usando datos de viscosidades experimentales de crudos mexicanos.

ANTECEDENTES.

Se presentan correlaciones para determinar propiedades del crudo a partir de datos de campo. Los mejores modelos fueron seleccionadas de acuerdo a un análisis de error estadístico de cientos de estudios que representan a diversas áreas de producción en el mundo. Las correlaciones disponibles en la literatura para determinar viscosidades del crudo muerto y en el punto de burbuja mostraron errores muy elevados. Por otro lado, la mayoría de los modelos para estimar la viscosidad por encima de la presión de burbuja son adecuados (Al-Marhoun, 2015).

La mayoría de las correlaciones publicadas para crudos convencionales tienen buen desempeño a temperaturas del yacimiento. Sin embargo, hacen falta métodos confiables para estimar la viscosidad debido a la escasez de datos sobre el petróleo a temperaturas elevadas. Se midió la gravedad API y la viscosidad de 50 muestras de crudo muerto pesado de diversos campos kuwaitíes entre 20 a 160 °C. Se desarrolló un modelo, que es comparado con los ya publicados y probado con datos de crudos muertos pesados de diversas partes del mundo (Alomair, Elsharkawy y Alkandari, 2014).

Proponen una correlación para la predicción de la viscosidad dinámica de crudos pesados en función de la temperatura absoluta y la gravedad API. Se valida realizando comparaciones con otras correlaciones existentes y usando valores de viscosidad diferentes a los utilizados en su obtención. La correlación desarrollada presenta una alta precisión para crudos con baja gravedad (< 21.1 °API) (Sánchez-Minero, Sánchez-Reyna, Ancheyta y Marroquin, 2014).

Presentan datos de viscosidades dinámicas de crudo muerto pesado mexicanos, que se midieron usando un viscosímetro electromagnético entre un rango de temperatura de 397.1 a 300.8 K, gravedad de 11.5 a 19.4 °API y presión constante de 0.1 megapascales. Se desarrolló una correlación para estimar viscosidades dinámicas basadas en la gravedad API, la temperatura y viscosidad. Asimismo se evaluaron varios modelos empíricos para estimar la viscosidad utilizando datos de crudos mexicanos. La mayoría de los modelos publicados para predecir la viscosidad de crudos pesados muertos no son confiables en un amplio rango de temperaturas. De un análisis estadístico, se

demostró que la correlación propuesta es de las mejores en comparación con las ya publicadas (Mendoza, Alvarez, Ramirez, Aquino y Orea, 2013).

Adaptación de correlación para estimar viscosidades de mezclas de crudos pesados colombianos con diluyentes que considera datos de densidad y viscosidad con 25 tipos de crudos y 11 diluyentes, mejor modelo de Parkash ajustado por una relación lineal a partir de regresión de variables (Orozco y Barrera, 2012).

JUSTIFICACIÓN.

Con la incorporación de crudos pesados y extra-pesados, es inevitable revisar el impacto que se tendrá en los sistemas de distribución y transporte, así como en los procesos de mezclado y acondicionamiento de crudo (deshidratación y desalado). Para ello, es necesario llevar a cabo diversos estudios de investigación y de laboratorio (Análisis Assay y reológicos) que permitan determinar las propiedades fisicoquímicas y cuyos resultados sean alimentados a los simuladores utilizados en el diseño de los sistemas de proceso y transporte. Actualmente la determinación de las propiedades que influyen en el diseño de ductos y selección de equipos de proceso como la viscosidad, se determinan en base a correlaciones desarrolladas para crudos convencionales que no son aplicables a los crudos pesados producidos por **PEMEX**.

La mayor parte de la extracción de crudo en México proviene de la Sonda de Campeche, ubicada en la costa noreste del país, en el Golfo de México. Los principales campos de producción del área son **Cantarell** y **KMZ**, tan solo en el 2016, contribuyeron con el 47.8 % de la producción total de crudo en el país. La productividad del campo **Cantarell** ha decaído en los últimos años, en 2016 contribuyó con el 8 % de la producción total contra el 62% en 2004, su máximo histórico. Por lo tanto, el campo **KMZ** ha sido la mayor fuente de nuevos recursos en los últimos años. El año pasado **KMZ** aportó el 39.8 % del total de crudo producido (**PEP**, 2016).

Sin embargo, los pronósticos de producción y calidad refieren que la mayor parte de la producción de **KMZ** contempla crudos muy pesados principalmente de 13 y 16° API (Muñoz, 2010).

El desarrollo y explotación de los campos de crudo extra-pesado de Campeche Oriente impone nuevos retos tecnológicos a **PEMEX** en aspectos de perforación, terminación y operación de pozos, así como en el procesamiento primario, manejo, transporte y comercialización de crudo. **PEMEX** requiere asociarse con centros de investigación para desarrollar tecnologías requeridas para vencer tales retos. Se reconoce que existe un gran potencial en la **UNAM** para apoyar a **PEMEX** en tales retos (Rodríguez, 2010).

Existen varios métodos estandarizados para la determinación experimental de la viscosidad de diferentes tipos de crudos y productos derivados del petróleo. Las grandes diferencias entre ellos son el tipo y la cantidad requerida de la muestra, la configuración experimental, el tiempo para el análisis, las condiciones de operación y rangos de viscosidad en que se puede utilizar el equipo. En la práctica, se ha observado que medir la viscosidad de crudos con baja gravedad API es complicado debido a su propia naturaleza y a la dificultad de su manejo. Esto hace que el análisis requiera más tiempo y una mayor cantidad de muestras para obtener resultados confiables.

Todos los autores reportaron una alta precisión para la estimación de la viscosidad con sus correlaciones, sin embargo, se desarrollaron y probaron con un conjunto particular de datos experimentales, y la extrapolación a otros datos puede cambiar la precisión de las estimaciones (Sánchez-Minero, Sánchez-Reyna, Ancheyta y Marroquín, 2014).

Es importante señalar que cada crudo tiene un comportamiento reológico específico debido a la gran cantidad y diversidad de componentes en la fracción pesada, por lo que no ha sido posible obtener modelos generales apropiados para predecir el comportamiento de la viscosidad en todas las situaciones que se puedan presentar.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La explotación de crudos pesados y extra-pesados representa retos de producción especiales debido a su alta viscosidad, lo cual es inevitable revisar el impacto que se tendrá en los sistemas de transporte y los requerimientos tecnológicos para el procesamiento y comercialización.

Actualmente la determinación de la viscosidad es de las propiedades físicas que influyen en el diseño de ductos y de equipos de proceso. Esta se determina con base a mediciones en laboratorio y correlaciones empíricas desarrolladas para crudos convencionales que no son aplicables a crudos pesados.

Cada crudo tiene un comportamiento reológico específico debido a la gran cantidad y diversidad de componentes que lo conforman y no ha sido posible obtener modelos generales y precisos para predecir el comportamiento de la viscosidad considerando todas las situaciones y problemáticas que se presentan.

Se plantea el problema para obtener con una buena predicción la viscosidad en crudos pesados mexicanos con un nuevo modelo matemático sustentado en parámetros y datos de viscosidades experimentales.

OBJETIVO GENERAL.

Desarrollar un modelo matemático para el cálculo de la viscosidad de crudos pesados.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Revisar métodos y correlaciones existentes en la literatura para estimar viscosidades de crudo muerto pesado.
- Determinar parámetros y constantes propias del modelo matemático propuesto.
- Validar el modelo matemático obtenido mediante datos de viscosidades experimentales de crudo muerto pesado.
- Comparar el modelo matemático con expresiones reportadas en la literatura.

CAPÍTULO 1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

1.1. Clasificación del petróleo.

Los crudos se pueden clasificar por sus propiedades físicas o por la estructura química de las moléculas que lo constituyen. Las estructuras químicas son más difíciles de medir que las propiedades físicas. La densidad de un crudo es una característica fundamental, ya que refleja su composición química de la cual dependen sus principales propiedades.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica al petróleo de acuerdo con su gravedad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo). Dicha gravedad muestra el valor de la densidad del crudo muerto a condiciones de presión y temperatura estándar dictada por la National Institute of Standards and Technology (NIST), con valor de 14.7 lb/pulg² y 60 °F (1 atm y 15.5 °C) respectivamente, la cual se evalúa mediante la siguiente ecuación (ASTM D 1298-99):

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{g S_{(60^{\circ}F/60^{\circ}F)}} - 131.5 \quad (1)$$

Donde $g S_{(60^{\circ}F/60^{\circ}F)}$ se refiere a la gravedad específica o densidad relativa, que relaciona a la densidad de la muestra a 60 °F con respecto a la densidad del agua, también a 60 °F.

Se denomina crudo pesado a aquellos cuya densidad se encuentra entre 0.92 a 1 gr/cm³ (10.0 a 22.3 °API) y su viscosidad es elevada, llegando a alcanzar hasta 100,000 centi-Stoke; por lo regular contienen altas concentraciones de asfáltenos, resinas y parafinas, ver Tabla 1.

Tabla 1. Clasificación del crudo de acuerdo a su gravedad API.

| Crudo | Densidad (g/cm ³) | Gravedad API |
|--------------|-------------------------------|--------------|
| Extra-pesado | > 1.0 | 10.0 |
| Pesado | 1.0 – 0.92 | 10.0 – 22.3 |
| Mediano | 0.92 – 0.87 | 22.3 – 31.1 |
| Ligero | 0.87 – 0.83 | 31.1 – 39.0 |
| Super-ligero | < 0.83 | > 39.0 |

En la figura 1, se indica el comportamiento de fluidez de un crudo pesado bajo la acción de la gravedad.

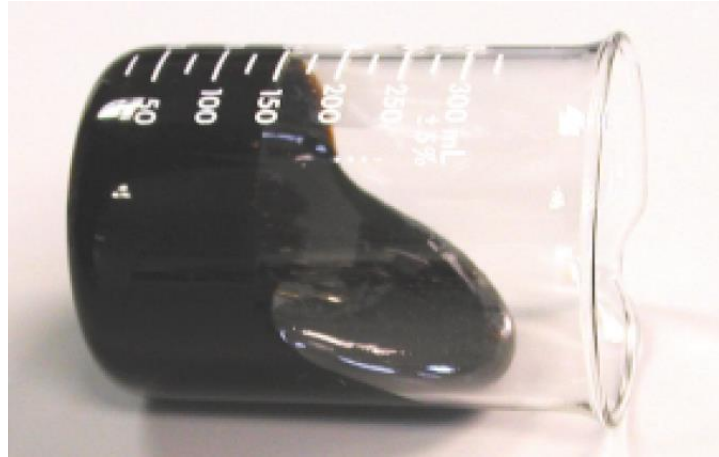


Figura 1. Muestra de crudo pesado.

1.2. Tipos de petróleo en México.

Para propósitos comerciales, los crudos mexicanos que se venden nacional e internacionalmente, son mezclas de corrientes de diversas densidades y se clasifican de acuerdo a la Tabla 2 (SENER, 2016).

Tabla 2. Clasificación de crudo comercializado.

| Crudo | Clasificación | Gravedad API |
|--------------|----------------------|---------------------|
| Maya | Pesado | 21.4 - 22.3 |
| Istmo | Ligero | 33 - 34 |
| Olmeca | Super-ligero | 39.3 o mayor |

1.3. Concepto de viscosidad y densidad.

La viscosidad es una propiedad física y una medida de la resistencia interna al movimiento del fluido, el cual está siendo deformado por un esfuerzo cortante. Esta resistencia interna es debida a las fuerzas de cohesión que existe entre las moléculas. Cuando mayor sea la fuerza de cohesión mayor es la fricción de las moléculas y por consiguiente la viscosidad es mayor. La viscosidad no depende de la cantidad de la sustancia por lo que no es una propiedad aditiva o extensiva. Es función de la temperatura y presión, un incremento en la temperatura causa una disminución en la viscosidad, así también un decremento en la presión causa una disminución en su valor.

Existen tres tipos de viscosidad:

- 1) Viscosidad dinámica o absoluta (μ).- Definida por la ley de Newton de la viscosidad. Es la relación entre el esfuerzo cortante aplicado y el coeficiente de corte; es una medida de la resistencia al flujo de un líquido. En el sistema internacional (SI), la unidad de viscosidad dinámica es el pascal segundo (Pa-s) o también Newton segundo por metro cuadrado (N s/m^2), o sea kilogramo por metro segundo (kg/m^2).

El poise es la unidad correspondiente en el sistema CGS de unidades y tiene dimensiones de dina segundo por centímetro cuadrado o de gramos por centímetro segundo. El submúltiplo centipoise (cP) es la unidad más utilizada para expresar la viscosidad dinámica. La relación entre Pascal segundo y el centipoise es:

$$1 \text{ Pa-s} = 1 \text{ N s/m}^2 = 1 \text{ kg (m-s)} = 10^3 \text{ cP}$$

$$1 \text{ cP} = 10^{-3} \text{ Pa-s}$$

- 2) Viscosidad aparente (η).- Se define como el cociente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación, y es medida a una determinada velocidad de corte y a una temperatura fija en unidades de centipoises. Este término es el que se utiliza al hablar de viscosidad para fluidos no newtonianos.
- 3) Viscosidad cinemática (ν).- Relaciona la viscosidad dinámica con la densidad del fluido, es una medida de la resistencia al flujo de un líquido bajo la acción de la gravedad; es decir, es el tiempo que tarda en fluir una cantidad exacta de líquido a través de un capilar normal por efecto de la gravedad, bajo condiciones controladas. En el SI, la unidad de viscosidad cinemática es el metro cuadrado por segundo (m^2/s). La unidad CGS correspondiente es el stoke (St) con dimensiones de centímetro cuadrado por segundo y el centistoke (cSt) es el submúltiplo más utilizado.

$$1 \text{ m}^2/\text{s} = 10^6 \text{ cSt.}$$

$$1 \text{ cSt} = 0.01 \text{ stokes.}$$

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (2)$$

Donde: ν ; Viscosidad cinemática, St.
 μ ; Viscosidad dinámica, Pa-s.
 ρ ; Densidad, kg/m³

Otra propiedad importante establecida para definir productos del petróleo es la densidad API o gravedad específica.

- 1) Densidad (ρ).- La densidad de una sustancia es su masa por unidad de volumen. La unidad en el SI es el kilogramo por metro cubico (kg/m³).

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (3)$$

Donde: m ; Masa, kg.
 v ; Volumen, m³.

- 2) La gravedad específica (g_s , adimensional).- Para un líquido es la relación de su densidad a cierta temperatura, con respecto al agua a una temperatura normalizada (60 °F). Como la presión tiene un efecto insignificante sobre la densidad de los líquidos, la temperatura es la única variable que debe tomarse en cuenta.

$$g_s = \frac{\rho_l}{\rho_{agua @ 60^\circ F}} \quad (4)$$

Donde: g_s ; Gravedad específica, adimensional.
 ρ_l ; Densidad del líquido, gr/cm³.
 ρ_{agua} ; Densidad del agua, gr/cm³.

Se usa un hidrómetro para medir directamente la gravedad específica de un líquido. Para productos de petróleo se utiliza la escala API y se relacionan con la siguiente ecuación:

$$g_s (60^\circ F / 60^\circ F) = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (5)$$

1.4. Fluidos no Newtonianos.

Son aquellos en los que la viscosidad del líquido es función del esfuerzo cortante (τ), presión, temperatura y tiempo de exposición a éste esfuerzo. En un gráfico cuyas coordenadas (x, y) sean velocidad de corte o cizallamiento (γ) contra esfuerzo cortante se puede observar el comportamiento del fluido al ser expuesto a un movimiento rotacional, ver Figura 2.

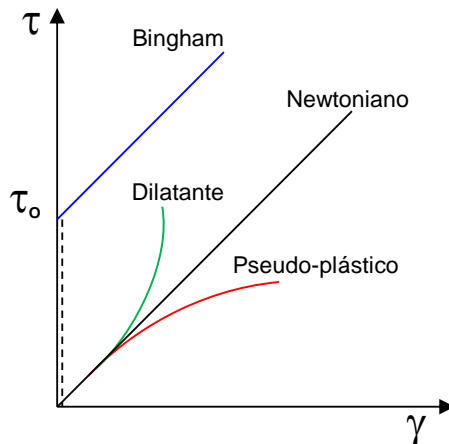


Figura 2. Modelos de fluidos no Newtonianos.

Existen básicamente dos tipos de fluidos no newtonianos: plásticos de **Bingham** y de ley de potencias (pseudo-plásticos).

Bingham.

Este modelo supone un comportamiento lineal de la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, pero la línea no cruza el origen por lo que presentan un punto de cedencia; es decir, un esfuerzo cortante inicial que hay que proporcionarle al fluido para que este comience a moverse.

El flujo es descrito por la ecuación de una recta:

$$\tau = \tau_0 + \mu_p(\gamma) \quad (6)$$

Donde:

τ .- Esfuerzo cortante medido, dina/cm².

τ_0 .- Punto de cedencia inicial, dina/cm².

μ_p - Viscosidad plástica, Poise.- viscosidad intrínseca del fluido, es el esfuerzo cortante inducido por la velocidad de corte, la cual se mantiene constante en todo el intervalo de velocidades de corte.

γ .- Velocidad de corte (s^{-1}).

Los valores de μ_p y τ_o pueden ser calculados usando las siguientes ecuaciones:

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (7)$$

$$\tau_o = (2\theta_{300}) - \theta_{600} \quad (8)$$

Los parámetros antes mencionados se pueden obtener haciendo una regresión lineal a los datos de velocidad de corte contra esfuerzo cortante, en la Figura 3 se muestra el reograma típico para un fluido plástico de **Bingham**:

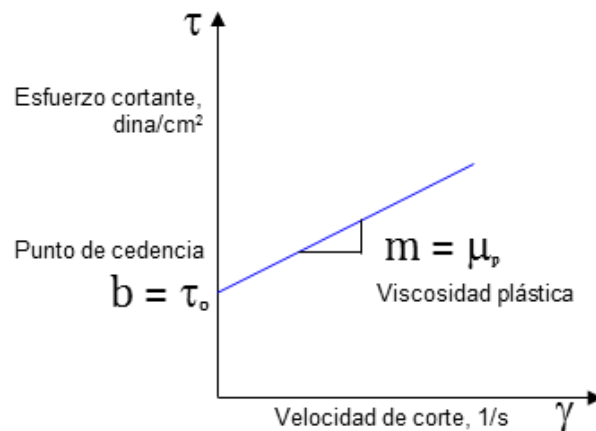


Figura 3. Modelo típico de un fluido de Bingham.

Ley de Potencias (Pseudo-plástico).

El modelo de ley de potencias describe una curva utilizando la misma función que el de fluido Newtoniano.

$$\tau = k (\gamma)^{n < 1} \quad (9)$$

Donde, K es el factor de consistencia y "n" es el índice de comportamiento de flujo.

Cuando el índice de flujo "n" toma un valor menor a 1, la relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo cortante deja de ser lineal, pasando a ser un fluido comúnmente denominado como no Newtoniano.

$n < 1$ adelgazamiento al corte (pseudo-plástico).

$n = 1$ Newtoniano

$n > 1$ espesante (dilatante).

El modelo no indica dependencia alguna con la temperatura, por lo que es necesario obtener alguna funcionalidad de los parámetros del modelo con esta variable.

A continuación la Figura 4 muestra el reograma típico para un fluido de ley de potencia (no-Newtoniano).

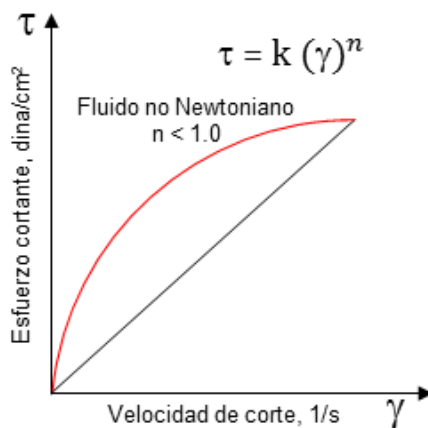


Figura 4. Modelo típico de un fluido de Ley de Potencia.

Ley de Potencias modificado.

Este modelo es comúnmente conocido como **Herschel-Bulkley** o modelo de potencia modificado, el cual describe el comportamiento reológico de los fluidos de una forma más precisa que los otros modelos mencionados.

La ecuación que describe la relación de las propiedades reológicas de un fluido **Herschel Bulkley** es:

$$\tau = \tau_o + k(\gamma)^n \quad (10)$$

La Figura 5 explica la relación entre n , k y τ_o en el modelo de Ley de Potencia modificado:

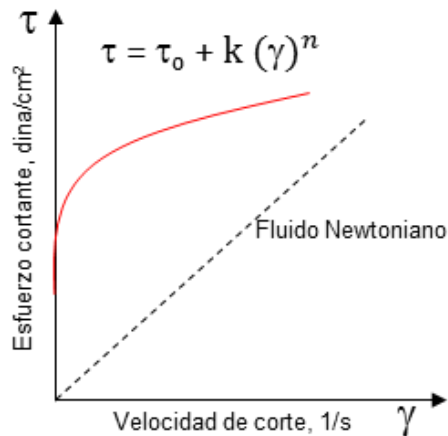


Figura 5. Modelo de un fluido de Ley de Potencia modificado.

1.5. Revisión de métodos y correlaciones existentes para estimar viscosidades de crudo.

1.5.1. Medición de viscosidad en laboratorio.

Varios métodos estandarizados están disponibles para la determinación experimental de la viscosidad de diferentes tipos de crudos y productos derivados del petróleo. Tradicionalmente la caracterización de las propiedades físicas y químicas de los crudos manejados por **PEMEX** se han realizado con base a la aplicación de los estándares o métodos de la American Society for Testing Materials (ASTM) y Universal Oils Products (UOP). Los más utilizados para determinar la viscosidad son:

- ASTM D88-07, Standard Test method for Saybolt viscosity.
- ASTM D341-03, Standard Test method for viscosity-temperature charts for liquid petroleum products.
- ASTM D341-09, Standard Practice for viscosity-temperature charts for liquid petroleum products.
- ASTM D445-09, Standard Test method for kinematic viscosity of transparent and opaque liquids (and calculation of dynamic viscosity).
- ASTM D446-07, Standard Specifications and operating instructions for glass capillary kinematic viscometers.

- ASTM D2161-05, Standard Practice for conversion of kinematic viscosity to Saybolt Universal Viscosity or to Saybolt Furol Viscosity.
- ASTM D2170, Standard Test method for kinematic viscosity of asphalts (Bitumens).
- ASTM D7152-05, Standard Practice for calculating viscosity of a blend of petroleum products.
- ASTM D7483, Standard Test method for determination of dynamic viscosity and derived kinematic viscosity of liquids by oscillating piston viscometer.
- ASTM E 102, Standard Test method for Saybolt Furol Viscosity of Bituminous materials at high temperatures.
- D1480 Test Method for density and relative density (specific gravity) of viscous materials by Bingham Pycnometer.
- D1217 Test Method for density and relative density (specific gravity) of liquids by Bingham Pycnometer.

Las grandes diferencias entre ellos son el tipo y la cantidad requerida de la muestra, la configuración experimental, el tiempo para el análisis, las condiciones de operación del equipo y de los rangos de viscosidad en que se puede utilizar el dispositivo.

1.5.2. Correlaciones publicadas para el cálculo de viscosidad.

Hay un gran número de correlaciones disponibles en la literatura para predecir la viscosidad de crudos pesados e inclusive sus mezclas con crudos ligeros basadas en modelos teóricos y empíricos. Los modelos teóricos están basados en modelos termodinámicos como en el principio de estados correspondientes o bien aplicados a la mecánica estadística como la teoría de la velocidad de reacción. Los empíricos normalmente correlacionan la gravedad API con la temperatura para predecir la viscosidad.

Se han desarrollado en diversas regiones del mundo diferentes tipos de modelos para predicción de propiedades físico-químicas no aditivas para crudos pesados; sin embargo, los parámetros de correlación de sus ecuaciones son obtenidos y validados con base a la caracterización físico-químicas de sus propios crudos, por lo que al

aplicarlas a crudos mexicanos presentan importantes desviaciones en los resultados obtenidos con respecto a los valores experimentales.

En la tabla 3 se indican las correlaciones que han sido desarrolladas a través de los años por varios autores para crudos pesados libre de gas y consideradas en este trabajo. La primera desarrollada por Beal en 1946 y la última en 2015 propuesta por Al-Marhoun.

Tabla 3. Correlaciones para determinar la viscosidad en crudos muertos.

| Autor | Gravedad API | Temperatura, °F |
|--|---------------|-----------------|
| Beal (1946) | 10.1 - 52.5 | 100 – 220 |
| Beggs y Robinson (1975) | 16 - 58 | 70 – 295 |
| Glaso (1980) | 18 - 48 | 50 – 300 |
| Standing (1981) | 10.1 - 52.5 | 100 -220 |
| Ng y Egbogah (1983) | 5 - 58 | 59 – 176 |
| Al-khafaji, Abdul-Majeed y Hassoon (1987) | 15 - 51 | 60 – 300 |
| Kartoatmodjo y Schmidt (1991) | 14.4 - 59 | 80 – 320 |
| Bergman (1992) | 0.45 – 135.9 | -40 – 500 |
| Miadonye (1993) | 14.8 - 36 | 50 – 122 |
| De Ghetto, Paone y Villa (1995) | 10 - 22.3 | 75 – 295 |
| Elsharkawy y Gharbi (1997) | 19.35 – 50.14 | 74 – 306 |
| Bennison (1998) | 10 - 22 | 50 – 250 |
| Elsharkawy y Alikhan (1999) | 19.9 - 48 | 100 – 300 |
| Dindoruk y Christman (2001) | 17.4 - 40 | 121 – 276 |
| Naseri, Nikasar y Mousavi Dehghani (2005) | 17 - 44 | 105 – 295 |
| Hossain, Sarica, Zhang, Rhyne y Greenhill (2005) | 10 – 22.3 | 124 – 200 |
| Sattarin, Modarresi, Bayat y Teymori (2007) | 17 - 45 | 50 – 104 |
| Mendoza, Alvarez, Ramírez, Aquino y Orea (2013) | 11.5 - 19.4 | 82 – 255 |
| Sánchez-Minero, Sánchez-Reyna, Ancheyta y Marroquín (2014) | 12.4 - 43 | 86 – 140 |
| Alomair, Elsharkawy y Alkandari (2014) | 10 - 20 | 68 – 320 |
| Al-Marhoun (2015) | 18 - 48 | 50 – 300 |

1. Cartas de Correlación de Beal.

En 1946, **Beal** publicó un artículo que contenía métodos gráficos para determinar la viscosidad del crudo muerto (libre de gas), saturado y bajo saturado a altas temperaturas y presiones. Mencionó que la temperatura y la densidad del crudo son las variables más críticas para correlacionar su viscosidad.

En el desarrollo de estos gráficos se utilizó un total de 655 datos de viscosidades medidos a 100 °F de crudos libre de gas obtenidos de diversas fuentes. Fueron tomados de 492 campos, de los cuales 358 correspondían a los Estados Unidos.

Ya que la temperatura de muchos yacimientos está por arriba de 100 °F, y el efecto que causa ésta sobre la viscosidad, se consideraron 98 muestras de crudo (libre de gas) a temperaturas mayores de 100 °F para la construcción de un gráfico.

Beal reportó un error promedio de 24.2 % en todas las muestras y rango de temperaturas utilizado (Beal, 1946).

2. Correlación de Beggs y Robinson.

En 1975, **Beggs y Robinson** usaron un total de 600 muestras diferentes de crudo, de donde tomaron 460 datos de viscosidades de crudo muerto y 2,533 de crudo saturado para correlacionar sus viscosidades en función de la densidad API y la temperatura, aplicaron el concepto de **Beal** para correlacionar la viscosidad del crudo muerto y de **Chew y Connally** para el saturado. Reportan un error promedio de -0.64% con una desviación estándar de 13.53% entre las viscosidades medidas y calculadas con la correlación (Beggs y Robinson, 1975).

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad (11)$$

$$x = y (T)^{-1.163} \quad (12)$$

$$y = 10^z \quad (13)$$

$$z = 3.0324 - 0.02023 \text{ } ^\circ\text{API} \quad (14)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.

T ; Temperatura, °F.

3. Correlación de Glaso.

En 1980, **Glaso** uso 26 muestras diferentes de crudos del Mar del Norte para correlacionar su viscosidad. Propuso que la viscosidad del crudo muerto está en términos de la temperatura y su densidad (Glaso, 1980).

$$\mu_{od} = 3.141 \times 10^{10} T^{-3.444} (\log API)^{[10.313 \log(T) - 36.447]} \quad (15)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.

T ; Temperatura, °F.

4. Correlación de Standing.

En 1981, **Standing** desarrolló correlaciones para predecir las viscosidades del crudo muerto, saturado y bajo saturado a partir del método gráfico de **Beal**. La correlación para estimar la viscosidad del crudo muerto propuesta es la siguiente (Standing, 1981):

$$\mu_{od} = \left[0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{\text{°API}^{4.53}} \right] \left[\frac{360}{T + 200} \right]^c \quad (16)$$

$$c = 10^{(0.43 + \frac{8.33}{\text{°API}})} \quad (17)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.

T ; Temperatura, °F.

5. Correlación de Ng y Egbogah.

En 1983, **Ng y Egbogah** presentaron dos correlaciones para predecir la viscosidad del crudo muerto. Para la primera, usaron una base de datos de aproximadamente 400 reportes PVT para modificar la correlación de **Beggs y Robinson**. Obtuvieron una correlación significativamente mejor con una desviación estándar y un error promedio de al menos 12% y 55% respectivamente.

$$\log \log(\mu_{od} + 1) = 1.8653 - 0.025086 \text{ °API} - 0.5644 \log(T) \quad (18)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.

T ; Temperatura, °F.

Para la segunda introdujeron a la temperatura de punto de escurrimiento como un nuevo parámetro; lo que resulta poco práctico, ya que es difícil de medir y no puede obtenerse de un PVT ordinario (Ng y Egbogah, 1983).

$$\begin{aligned} \log \log(\mu_{od} + 1) = & -1.7095 - 0.0087917T_p + 2.7523API \\ & + (-1.2943 + 0.0033214T_p + 0.958195API) \log(T - T_p) \end{aligned} \quad (19)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.

T ; Temperatura, °C.

T_p ; Temperatura de escurrimiento, °C.

6. Correlación de Al-Khafaji, Abdul-Majeed y Hassoon.

En 1987, **Al-Khafaji, Abdul-Majeed y Hassoon** desarrollaron correlaciones para predecir la viscosidad del crudo muerto, saturado y bajo saturado usando 300 muestras. Aplicaron el método gráfico de **Beal**, para la viscosidad del crudo muerto, y modificaron la correlación de **Chew y Connally** para un rango más amplio de relaciones gas disuelto en el crudo para el crudo saturado. También crearon una nueva correlación de crudo bajo saturado como función de la densidad, presión del yacimiento y presión de burbuja (Al-Khafaji, Abdul-Majeed y Hassoon, 1987).

$$\mu_{od} = \frac{10^{4.9563-0.00488 T}}{(API + \frac{T}{30} - 14.29)^{2.709}} \quad (20)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.

T ; Temperatura, °F.

7. Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt.

En 1991, **Kartoatmodjo y Schmidt** usaron varios reportes PVT de diferentes regiones productoras como; el Sur Este de Asia principalmente Indonesia, Norte América, Medio Este y Latinoamérica. Utilizaron un total de 661 muestras adaptando la correlación de Glaso para determinar la viscosidad del crudo muerto, reportaron un error promedio de 19.2 % (Kartoatmodjo y Schmidt, 1991).

$$\mu_{od} = 16 \times 10^8 T^{-2.8177} (\log API)^x \quad (21)$$

$$x = 5.7526 \log T - 26.9718 \quad (22)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.

T ; Temperatura, °F.

8. Correlación de Bergman.

En 1992, **Bergman** propuso dos correlaciones para estimar la viscosidad de los crudos muerto y saturado, estas ecuaciones fueron publicadas por **Whitson y Brule**. Se afirma

que la dependencia de la temperatura en la correlación de crudo muerto de **Beggs y Robinson** no es válida a temperaturas más bajas (70 °F) y **Bergman** sugiere la siguiente correlación, basada en los datos de viscosidad para compuestos puros y crudos de yacimientos (Whitson y Brule, 2000).

$$\ln \ln(\mu_{od} + 1) = 22.33 - 0.194API + 0.00033API^2 - (3.20 - 0.0185API) \ln(T + 310) \quad (23)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.
 T ; Temperatura, °F.

9. Correlación de Miadonye.

Presenta una correlación para estimar la viscosidad usando como único parámetro un dato de medición de la viscosidad a 30 °C. Las predicciones realizadas con los valores de ajuste y el valor de viscosidad se comparan con datos experimentales.

La correlación arrojó desviaciones absolutas promedio totales del 3.8% para el valor de ajuste de la curva y 4.9% para el valor medido a 30 °C. Se demostró que la correlación con un parámetro es capaz de predecir con éxito la viscosidad del crudo dentro del límite de medición experimental (Miadonye, 1993).

$$\ln \mu = 2.30259 \left[\frac{b}{\left(1 + \frac{T - 30}{303.15}\right)^s} - 3.002 \right] \quad (24)$$

$$b = \log \mu_{(30^\circ\text{C}, 0\text{MPa})} + 3.002 \quad (25)$$

$$s = 0.006694b + 3.5364 \quad (26)$$

Donde: μ ; Viscosidad, Pa-s.
 T ; Temperatura, °C.

10. Correlación de De Ghetto, Paone y Villa.

En 1995, evaluaron utilizando 65 muestras de crudo pesado y extra-pesado la confiabilidad de las correlaciones empíricas más comunes para determinar propiedades de fluidos de yacimientos, introdujeron una estrategia para correlacionar ecuaciones de viscosidad basada en diferentes rangos de densidad API:

Correlaciones para crudo extra-pesado con $^{\circ}\text{API} < 10$.

Correlaciones para crudo pesado de $10 < ^{\circ}\text{API} < 22.3$.

Las formas funcionales de las correlaciones que dieron los mejores resultados para cada propiedad arrojaron errores en promedio de un 10%.

$$\log \log(\mu_{od} + 1) = 1.8513 - 0.025548 \text{ API} - 0.56238 \log(T) \quad (27)$$

La correlación de viscosidad modificada para crudo pesado es la siguiente (De Ghetto, Paone y Villa, 1995):

$$\log \log(\mu_{od} + 1) = 2.06492 - 0.0179 \text{ API} - 0.70226 \log(T) \quad (28)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.

T ; Temperatura, $^{\circ}\text{F}$.

11. Correlación de Elsharkawy y Gharbi.

Compararon la técnica clásica de regresión lineal con un concepto moderno de regresión, que es la técnica de regresión neural. Los autores usaron ambas regresiones para desarrollar sus correlaciones de viscosidad basadas en 56 sistemas de crudo de Kuwait. Mencionaron que la correlación creada por la regresión neural, provee mejor comportamiento que la creada con la otra técnica. Pero el proceso de regresión neural consiste en varios pasos complicados que no pueden ser hechos sin herramientas de software. De cualquier forma la regresión lineal clásica es el método preferido para las correlaciones de viscosidad.

La correlación para la estimación de la viscosidad del crudo muerto es la siguiente (Elsharkawy y Gharbi, 1997):

$$\mu_{od} = 10^{[10.7580 - 3.9145 \log(API) - 1.9364 \log(T)]} \quad (29)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.
 T ; Temperatura, °F.

12. Correlación de Bennison.

En 1998, **Bennison** introdujo una correlación para estimar la viscosidad de crudos muertos pesados del Mar del Norte (propuesta por **Egbogah - Jacks**, sin punto de escurrimiento). Sólo utilizó 16 puntos de información. La correlación de **Bennison** es la siguiente (Bennison, 1998):

$$\begin{aligned} \log \log(\mu_{od} + 1) = & -1.7095 + \left(\frac{389.45}{\text{°API} + 131.5} \right) \\ & + \left(-1.2943 + \frac{389.45}{\text{°API} + 131.5} \right) \log \left((T - 32) \frac{5}{95} \right) \end{aligned} \quad (30)$$

Viscosidad del crudo muerto.

$$\mu_{od} = 10^{(0.10231 API^2 - 3.9464 API + 46.5037) T^{(-0.4542 API^2 + 1.70405 API - 19.18)}} \quad (31)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.
 T ; Temperatura, °F.

13. Correlación de Elsharkawy y Alikhan.

En 1999, **Elsharkawy y Alikhan** publicaron correlaciones de viscosidad para crudo muerto, saturado y bajo saturado. Las correlaciones de **Beggs y Robinson** de crudo muerto y saturado, fueron modificadas con 254 muestras del Medio Este. Los autores desarrollaron la correlación para el crudo bajo saturado usando regresión lineal múltiple e introdujeron la viscosidad de crudo muerto, como parámetro de entrada. Para crudos del Medio Este, la exactitud de estas correlaciones es mejor que otras ya publicadas. La ecuación para crudo muerto es (Elsharkawy y Alikhan, 1999):

$$\log \log(\mu_{od} + 1) = 2.16924 - 0.02525 API - 0.68875 \log(T) \quad (32)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.
 T ; Temperatura, °R.

14. Correlación de Dindoruk y Christman.

En 2001, **Dindoruk y Christman** usaron más de 90 reportes PVT del Golfo México para correlacionar la viscosidad del crudo muerto, saturado y bajo saturado. Estas correlaciones fueron desarrolladas usando la herramienta de Microsoft Excel y su comportamiento fue comparado con las correlaciones de **Standing y Petrosky y Farshad**. Cabe destacar que además de utilizar la densidad del crudo en el tanque y la presión del yacimiento, también se requiere la presión en el punto de burbuja y la relación gas disuelto - crudo, para calcular la viscosidad. Los autores aseguran que sus correlaciones tienen un mejor comportamiento para un rango grande de datos y pueden ser usadas en otras regiones geográficas; pero contienen 24 coeficientes numéricos y requieren de varios parámetros de entrada. La correlación de **Dindoruk y Christman** para estimar la viscosidad del crudo muerto es la siguiente (Dindoruk y Christman, 2001).

$$\mu_{od} = \frac{9.36579 \times 10^9 T^{-4.194017808} \log(^{\circ}API)^{14.505357625} \log(T)^{-44.868655416}}{-3.1461171 \times 10^9 P_b^{4.740729 \times 10^{-4}} + 0.010433654 R_{sb}^{-0.00077688}} \quad (33)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.
 T ; Temperatura, °F.
 P_b Presión de punto de burbuja, psi
 R_{sb} Relación gas-crudo, sft³/sbbl

15. Correlación de Naseri, Nikasar y Mousavi Dehghani.

Basado en datos de 222 muestras de petróleo iraníes; desarrollaron correlaciones para la predicción de viscosidades de crudo muerto, saturado y sub-saturado. Para determinar la viscosidad esta correlación sólo necesita datos de campo que siempre están disponibles. Los resultados obtenidos por análisis de regresión múltiple muestran que la siguiente forma es la mejor para los datos de viscosidad considerados (Naseri, Nikasar y Mousavi Dehghani, 2005).

$$\mu_{od} = \text{antilog}_{10}(11.2699 - 4.2699 \log_{10}(API) - 2.052 \log_{10}(T)) \quad (34)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.
 T ; Temperatura, °F.

16. Correlación de Hossain, Sarica, Zhang, Rhyne y Greenhill.

Evalúan correlaciones para determinar la viscosidad de crudo muerto, saturado y bajo saturado contando con una base de datos de petróleo pesado de varias partes del mundo en un amplio rango de temperatura, presión y composiciones. Tres nuevas correlaciones empíricas fueron desarrolladas y que son aplicables para crudos pesados con gravedad entre 10 a 22.3 °API. Las correlaciones mostraron de 3 a 50%, 3 a 13% y 22 a 27% para crudo muerto, saturado y bajo saturado respectivamente de mejora con respecto a las mejores correlaciones existentes. Asimismo analizaron los porcentajes de Saturados, Aromáticos, Resina y Asfáltenos (SARA) de algunos crudos pesados para comprender el papel de los mismos sobre su viscosidad. Adaptaron la forma simple de **Bennison** (1998) y con base en el conjunto de datos y la correlación **De Ghetto** (Hossain, Sarica, Zhang, Rhyne y Greenhill, 2005).

$$\mu_{od} = 10^{[-0.71523(API)+22.13766]} T^{[0.269024(API)-8.268047]} \quad (35)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.
 T ; Temperatura, °F.

17. Correlación de Sattarin, Modarresi, Bayat y Teymori.

Basado en método de regresión no lineal y utilizando datos experimentales de crudos iraníes, desarrollaron dos correlaciones para la predicción de la viscosidad diferenciando entre crudos pesados y ligeros, puesto que su comportamiento reológico es diferente. Los modelos correlacionan la viscosidad, gravedad API y la temperatura en un rango muy amplio. Se obtiene una desviación media absoluta del 19.5% para crudo pesado (°API=17~28) y del 15.3% para ligeros (°API=28~45).

La ecuación derivada para crudo pesado es la siguiente (Sattarin, Modarresi, Bayat y Teymori, 2007):

$$\mu_{od} = a API^b \quad (36)$$

$$a = -5.9836 \times 10^7 T^2 + 3.511 \times 10^{10} T - 5.2145 \times 10^{12} \quad (37)$$

$$b = 0.00418 T^2 - 2.50406 T + 368.78706 \quad (38)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.
 T ; Temperatura, °K.

18. Correlación de Mendoza, Alvarez, Ramírez, Aquino y Orea.

A partir de mediciones de viscosidad dinámica de muestras representativas de crudo pesado de México, desarrollan una correlación para estimar viscosidades de crudos pesados con base en la gravedad API y la temperatura. La incertidumbre estimada sobre la viscosidad fue menos de 1.0% dentro del rango de temperatura consideradas (Mendoza, Alvarez, Ramírez, Aquino y Orea, 2013).

$$\mu_{od} = \frac{e^a}{API^3} - 1 \quad (39)$$

$$a = 39053.97727 T^{-1.3683} \quad (40)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.
 T ; Temperatura, °K.

19. Correlación de Sánchez-Minero, Sánchez-Reyna, Ancheyta y Marroquín.

Correlaciones para la predicción de la viscosidad dinámica de crudos en función de la temperatura absoluta y la gravedad API. Doce crudos con una amplia gama de gravedad API (12.4 - 43 °API) se utilizan para comparación de correlaciones. Por lo tanto, se propone una nueva correlación con una mejor predicción para crudos con baja gravedad API (< 21.1 °API) (Sánchez-Minero, Sánchez-Reyna, Ancheyta y Marroquín, 2014).

$$\mu_{od} = a e^{\left(\frac{b}{T^3}\right)} \quad (41)$$

$$a = 3.9 \times 10^{-5} API^3 - 4.0 \times 10^{-3} API^2 + 0.1226 API - 0.7626 \quad (42)$$

$$b = 9.1638 \times 10^9 API^{-1.3257} \quad (43)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.
 T ; Temperatura, °K.

20. Correlación de Alomair, Elsharkawi y Alkandari.

Midieron el API y la viscosidad de 50 muestras de crudo muerto de diversas áreas de los campos petrolíferos de Kuwait. Estas muestras tienen una gravedad que varía de 10 a 20 °API. Las viscosidades se determinaron a temperaturas entre 20 °C y 160 °C. Los resultados se utilizaron para desarrollar un modelo confiable y compararlo con los ya publicados. De la valoración general se ha demostrado que el modelo propuesto tiene el error absoluto promedio más bajo del 11.04% y los coeficientes de correlación más altos del 92% para la formación y del 96% para los datos de la prueba. El desempeño de la correlación propuesta también se ha probado utilizando datos de crudo pesado de la región, así como varias partes del mundo (Alomair, Elsharkawi y Alkandari, 2014).

$$\ln(\ln(\mu_{od})) = 0.07547 + \frac{5.76588}{\ln(^{\circ}API)} - 0.00101(1.8 T + 32) \ln(1.8 T + 32) \quad (44)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.

T ; Temperatura, °C.

21. Correlación de Al-Marhoun.

Presenta correlaciones para determinar propiedades de crudo de datos de campo normalmente disponibles o fácilmente obtenibles. Las mejores correlaciones disponibles se seleccionaron sobre la base de análisis de error estadístico con una base de datos de cientos de estudios de fluidos de reserva de crudo negro que representan a todas las áreas del mundo productoras.

La viscosidad del crudo muerto puede ser estimada con una exactitud del 35% con la siguiente expresión (Al-Marhoun, 2015).

$$\ln(\mu_{od}) = a_1 + a_2 \ln T + a_3 \ln(\ln(^{\circ}API)) + a_4 \ln(T) \ln(\ln(^{\circ}API)) \quad (45)$$

Donde:

$$a_1 = 54.56805426.$$

$$a_2 = -7.179530398.$$

$$a_3 = -36.447.$$

$$a_4 = 4.478878992.$$

μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cP.

T ; Temperatura, °F.

1.5.3. Desviación en métodos ASTM y correlaciones publicadas en la determinación de viscosidades de crudo pesado.

Como se mencionó, la caracterización de las propiedades de los crudos manejados por PEMEX se ha realizado bajo métodos ASTM y UOP. Las cuales actualmente, están enfocadas a hidrocarburos con gravedades entre 20 a 35 °API, y por lo tanto algunas de estas técnicas analíticas no muestran resultados congruentes cuando se aplican en la determinación de propiedades no aditivas como la viscosidad, presión de vapor Reid, temperatura de escurrimiento y temperatura de anilina de crudos pesados y extra-pesados principalmente a altas presiones y bajas temperaturas.

En la Figura 6 con apoyo de la herramienta de Microsoft Excel se grafican las curvas de viscosidad determinadas con el método ASTM D.445 para un crudo pesado del orden de 13 °API, donde se puede observar que a bajas temperaturas existe una gran diferencia entre los resultados determinados, pero a una temperatura superior a los 40 °C prácticamente estas curvas se sobreponen disminuyendo el porcentaje de desviación en los resultados.

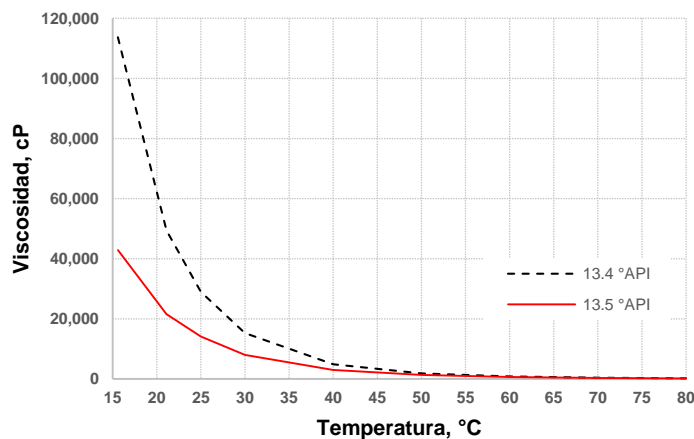


Figura 6. Viscosidad en función de la temperatura de crudo pesado.

Con base a lo anterior, se ha optado por el uso de equipos reológicos para la determinación de las viscosidades de crudos pesados y extra-pesados secos sin que se obtengan resultados convincentes a la fecha, ya que no se ha observado una buena reproducción en los resultados al utilizar diferentes configuraciones geométricas en los equipos de reología utilizados.

Así mismo, debido a que la caracterización de crudos pesados y extra-pesados es relativamente reciente y no se cuenta con datos experimentales suficientes para el desarrollo de correlaciones, las bases de datos de los simuladores comerciales de proceso y transporte de crudos en estado estacionario y dinámico incorporan correlaciones desarrolladas para crudos convencionales y cuyos resultados en la predicción de propiedades no aditivas no son congruentes para crudos pesados y extra-pesados.

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.

Para el desarrollo del presente trabajo se implementaron las siguientes actividades, las cuales se resumen en el diagrama de bloques de la Figura 7.

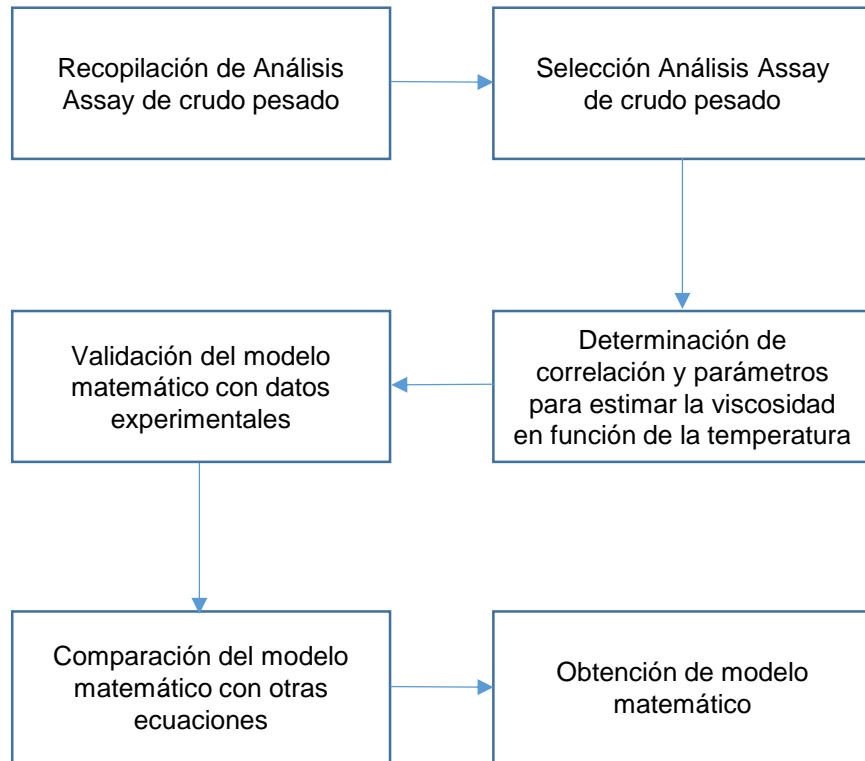


Figura 7. Diagrama de bloques de la metodología.

2.1. Recopilación de Análisis Assay de crudo pesado.

A través de los años el IMP ha elaborado diversos tipos de análisis de laboratorios de hidrocarburos producidos por **PEMEX**, dentro de ellos se encuentran los Análisis Assay de crudo muerto. En la Tabla 4, se indican las propiedades reportadas en el Análisis Assay; entre ellas, las propiedades de interés que se analizaron, correspondieron a la gravedad API y la viscosidad cinemática a diferentes temperaturas, obtenidas por los métodos ASTM-287 y 445, respectivamente (**IMP-F.32602**, 2004).

Se realizó una recopilación de Análisis Assay de crudos pesados y se estructuró una base de datos con 214 análisis de los mismos con una gravedad en el rango de 10 a 22.3 °API. De estos, 130 corresponden a crudos de la Región Marina, 62 a crudos de la

Región Sur y 22 a crudos de la Región Norte. De ellos, fueron seleccionados los más representativos de cada tipo para la obtención de la correlación.

Tabla 4. Propiedades de crudo pesado determinadas en un Análisis Assay.

| Propiedad | Método | Crudo pesado |
|--|---------------|---------------------|
| Gravedad específica @ 60/60 °F | ASTM D-1298 | 0.9214 |
| Gravedad °API | ASTM D-287 | 22.07 |
| Viscosidad cSt @: | ASTM D-445 | |
| 15.6 °C | | 271.95 |
| 21.1 °C | | 198.87 |
| 25.0 °C | | 171.80 |
| Carbón Ramsbottom, %peso | ASTM D-524 | 10.67 |
| Carbón Conradson, %peso | ASTM D-189 | 10.34 |
| Agua por Destilación, %vol. | ASTM D-4006 | 0.30 |
| Agua y Sedimento, %vol. | ASTM D-4007 | 0.08 |
| Sedimentos por Extracción, %peso | ASTM D-473 | 0.03 |
| Azufre Total, %peso | ASTM D-4294 | 3.423 |
| Factor de Caracterización, (K UOP) | UOP-375 | 11.73 |
| Presión de Vapor Reid, lb/plg ² | ASTM D-323 | 7.16 |
| Temperatura de Escurrimiento, °C | ASTM D-97 | -27 |
| Contenido de Sal, lb/1000 Bl | ASTM D-3230 | 9.44 |
| Ácido Sulfhídrico, ppm | UOP-163 | 76 |
| Mercaptanos, ppm | UOP-163 | 115 |
| No. de Neutralización, mg KOH/gr | ASTM D-664 | 0.67 |
| Nitrógeno Total, ppm | UOP-340 | 2960 |
| Nitrógeno Básico, ppm | UOP-313 | 1350 |
| Insolubles en nC7, %peso | ASTM D-2007 | 11.7 |
| Contenido de Cenizas, %peso | ASTM-D-482 | 0.3522 |
| Poder Calorífico Bruto | ASTM D-240 | 18286 |
| Poder Calorífico Neto | ASTM D-240 | 17349 |
| Metales, ppm: | ASTM D-5863 | |
| Níquel | | 47.54 |
| Vanadio | | 209.18 |
| Fierro | | 4.68 |
| Cobre | | 0.65 |

2.2. Selección de Análisis Assay de crudo pesado.

De la base de datos de Análisis Assay organizada y ordenada para el rango de crudos pesados de 10 a 22.3 °API, se eligieron los valores de la densidad API y de viscosidad cinemática en función de la temperatura de cada crudo muerto.

Normalmente en un Análisis Assay de crudo muerto, se reportan tres valores de viscosidad en función de la temperatura, a 15.5, 21.1 y 25 °C. Estos datos fueron graficados usando la herramienta de Microsoft Excel para observar aquellos que mostraran un comportamiento congruente, sin inconsistencias y descartando aquellos que presentaron un comportamiento anormal. Este comportamiento fue evaluado considerando que la viscosidad de un crudo disminuye conforme aumenta la temperatura, y aumenta para un crudo con menor densidad API, tal como se ilustra en la Figura 8.

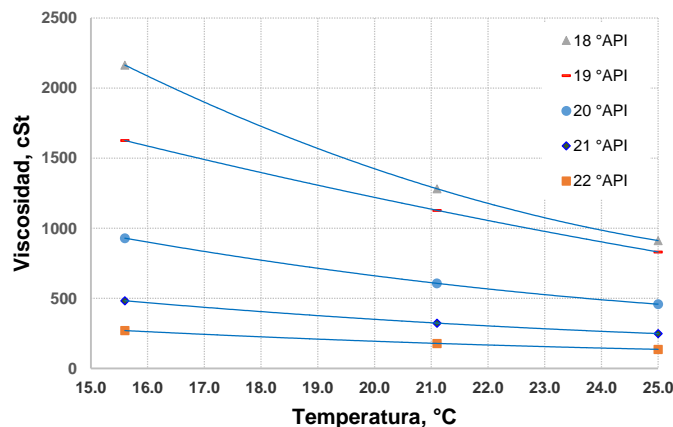


Figura 8. Comportamiento de viscosidad en función de temperatura y API.

2.3. Determinación de correlación y parámetros para estimar la viscosidad en función de la temperatura.

Con el fin de determinar el modelo matemático en un rango de temperatura más amplio, y apegado a las condiciones operativas del manejo de crudo en las instalaciones; se realizó la extrapolación de la curva de viscosidad en función de la temperatura entre el rango de 15.5 a 80 °C usando la herramienta de Microsoft Excel. De igual forma, estos datos son graficados para observar su comportamiento.

De los diversos comportamientos que se presentan al correlacionar dos o más variables, existen varios modelos para reproducir los valores como pueden ser logarítmicos, polinomios, potenciales y exponenciales, los cuales fueron evaluados y seleccionados en función de la variación y desviación de la representación gráfica entre los datos medidos y calculados.

Como consecuencia se seleccionó la ecuación de **Arrhenius** para predecir la viscosidad en función de la temperatura, la cual es una correlación que incluye una función exponencial. La viscosidad disminuye con la temperatura, esto se debe a que conforme aumenta la temperatura, las fuerzas viscosas son superadas por la energía cinética, provocando que la viscosidad disminuya (Barnes, Hutton and Walters, 1989).

$$\mu = A e^{\left(\frac{B}{T}\right)} \quad (46)$$

Donde, μ es la viscosidad, T es la temperatura absoluta y “ A ” y “ B ” son constantes del líquido.

Con apoyo de la herramienta de Microsoft Excel, se determinó la expresión exponencial conforme a la aplicación de la ecuación 46, la cual reproduce el comportamiento de los datos experimentales de viscosidad de los crudos seleccionados.

Se determinó una línea de tendencia, la ecuación, los parámetros “ a ” y “ b ” y el coeficiente de determinación (R^2), el cual indicó la buena reproducción del modelo en función de la temperatura.

Dentro del análisis, los valores de viscosidad experimentales de los crudos seleccionados se evaluaron para obtener los parámetros “ a ” y “ b ” en función del modelo exponencial. No obstante, se requiere encontrar la dependencia resultante de estos parámetros “ a ” y “ b ” con la gravedad API.

De igual forma, se graficaron con la herramienta de Microsoft Excel, los valores de los parámetros “ a ” y “ b ” en función de la gravedad API. Se obtuvieron las representaciones gráficas del comportamiento de los datos, determinando la línea de tendencia, la ecuación y el coeficiente de determinación (R^2).

2.4. Validación el modelo matemático mediante datos de viscosidades experimentales de crudo pesado..

La bondad de ajuste de un modelo estadístico describe el ajuste de un conjunto de observaciones o datos. Las medidas de bondad en general resumen la discrepancia entre los valores observados y los esperados en el modelo de estudio.

La estimación de la viscosidad aplicando el modelo matemático propuesto, se analizó mediante la desviación absoluta media (%AAD), este parámetro estadístico mide el valor medio de la desviación relativa absoluta de los valores medidos a partir de datos experimentales y se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\%AAD = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|\mu_{cal} - \mu_{exp}|}{\mu_{exp}} \times 100 \quad (47)$$

Donde N es el número total de datos experimentales, μ_{exp} valor de viscosidad experimental y μ_{cal} el valor de viscosidad calculada.

2.5. Comparación el modelo matemático con otras correlaciones reportadas en la literatura.

Para realizar un análisis comparativo del rendimiento del modelo matemático propuesto con otras correlaciones ya descritas anteriormente, se utilizaron valores de viscosidad de crudos en el rango de gravedad de 10.74 a 22.2 °API. La precisión que presenta cada correlación se analizó mediante la desviación absoluta media (%AAD) con la ecuación 47.

Para valores similares de %AAD, el valor de desviación estándar (%SDA) más bajo definió la mejor correlación.

La desviación estándar del error relativo de la desviación absoluta media, es una medida del porcentaje de dispersión absoluta relativa o dispersión de la distribución de datos y se expresa normalmente como un porcentaje con la siguiente ecuación.

$$\%SDA = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N \left(\frac{|\mu_{cal} - \mu_{exp}|}{\mu_{exp}} \times 100 \right)^2}{N - 1}} \quad (48)$$

Un valor menor de desviación estándar significa un menor grado de dispersión. La precisión de la correlación se determina por el valor de la desviación estándar, donde un valor menor indica una mayor precisión.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

3.1. Análisis Assay de crudos seleccionados.

De la base de datos estructurada de 214 muestras de crudo muerto pesado (Análisis Assay), se seleccionaron con apoyo de la herramienta de Microsoft Excel los que mejor comportamiento y menos inconsistencias presentaran. Se definieron 26 muestras de crudos pesados de diversos campos de México para la obtención de la correlación, los cuales se indican en el Anexo 2.

Para el desarrollo del modelo matemático, se realizó la recopilación de datos experimentales de viscosidad cinemática y gravedad API en función de las temperaturas obtenidas en laboratorio y definidas en los Análisis Assay.

En la Tabla 5 se muestran los correspondientes a la Región Norte.

Tabla 5. Viscosidades de crudo Región Norte en función de la temperatura.

| | | | | | | |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Gravedad específica @ 60/60 °F | 0.9863 | 0.9815 | 0.9636 | 0.9594 | 0.9530 | 0.9420 |
| Gravedad API | 11.97 | 12.67 | 15.35 | 15.90 | 17.00 | 18.24 |
| Viscosidad (cSt) @: T °C | | | | | | |
| 15.6 | 40402 | 38027 | 7343 | 6067 | 4387 | 4120 |
| 21.1 | 21471 | 20258 | 3992 | 3300 | 2800 | 2500 |
| 25.0 | 15105 | 13349 | 2675 | 2200 | 1900 | 1700 |
| Gravedad específica @ 60/60 °F | 0.9356 | 0.9306 | 0.9244 | 0.9218 | 0.9172 | |
| Gravedad API | 19.74 | 20.55 | 21.57 | 22.04 | 22.77 | |
| Viscosidad (cSt) @: T °C | | | | | | |
| 15.6 | 1713 | 1088 | 900 | 683 | 294 | |
| 21.1 | 1005 | 732 | 545 | 429 | 199 | |
| 25.0 | 750 | 522 | 392 | 344 | 158 | |

Estos datos se graficaron usando la herramienta de Microsoft Excel para poder visualizar el comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura, tal como se observa en la Figura 9, la viscosidad del crudo disminuyó conforme aumentó la temperatura y aumentó para los crudos con menor densidad API.

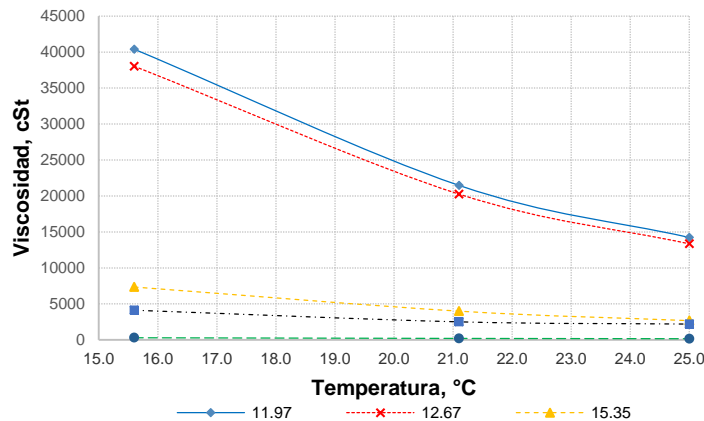


Figura 9. Viscosidades de crudo Región Norte en función de la temperatura.

3.2. Parámetros y constantes propias del modelo matemático.

De los crudos seleccionados, con la herramienta de Microsoft Excel se realizó la extrapolación de la curva de viscosidad en función de la temperatura para determinar el modelo matemático en el rango de temperatura de 15.5 a 80 °C. La Tabla 6 muestra los valores de viscosidad calculados para algunos crudos seleccionados de la Región Marina.

De igual forma, estos datos fueron graficados usando la herramienta de Microsoft Excel para observar su comportamiento. La Figura 10 presenta valores de viscosidad en función de la temperatura. Es importante destacar que se observa un incremento exponencial de la viscosidad cuando la temperatura del crudo es baja. Lo cual indicó que la correlación incluye una función exponencial para la mejor estimación de la viscosidad del crudo muerto.

MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS

Tabla 6. Viscosidades de crudo Región Marina en función de la temperatura.

| | | | | | | |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Gravedad específica @ 60/60 °F | 0.9984 | 0.9721 | 0.967 | 0.9570 | 0.9470 | 0.9321 |
| Gravedad API | 9.97 | 14.06 | 14.90 | 16.36 | 17.92 | 20.31 |
| Viscosidad (cSt) @: T °C | | | | | | |
| 15.6 | 145971 | 38095 | 13940 | 6753 | 2164 | 753 |
| 20.0 | 53324 | 21615 | 9423 | 4276 | 1405 | 497 |
| 21.1 | 42922 | 19918 | 8544 | 3750 | 1282 | 462 |
| 25.0 | 21585 | 12994 | 6621 | 3111 | 912 | 333 |
| 30.0 | 10309 | 7772 | 3870 | 2160 | 698 | 257 |
| 37.8 | 4040 | 3711 | 1933 | 1222 | 550 | 154 |
| 40.0 | 3213 | 3111 | 1410 | 1041 | 480 | 130 |
| 50.0 | 1439 | 1200 | 800 | 450 | 230 | 80 |
| 60.0 | 714 | 500 | 350 | 198 | 140 | 50 |
| 70.0 | 367 | 282 | 230 | 154 | 86 | 35 |
| 80.0 | 213 | 175 | 140 | 100 | 60 | 28 |
| Gravedad específica @ 60/60 °F | 0.9277 | 0.9266 | 0.9242 | 0.9230 | 0.9196 | |
| Gravedad API | 21.03 | 21.20 | 21.61 | 21.80 | 22.37 | |
| Viscosidad (cSt) @: T °C | | | | | | |
| 15.6 | 459 | 445 | 386 | 346 | 270 | |
| 20.0 | 334 | 312 | 271 | 250 | 195 | |
| 21.1 | 307 | 286 | 247 | 229 | 179 | |
| 25.0 | 228 | 219 | 192 | 174 | 138 | |
| 30.0 | 162 | 160 | 145 | 133 | 103 | |
| 37.8 | 104 | 103 | 99 | 91 | 65 | |
| 40.0 | 94 | 93 | 86 | 82 | 57 | |
| 50.0 | 56 | 55 | 46 | 39 | 31 | |
| 60.0 | 36 | 35 | 27 | 25 | 17 | |
| 70.0 | 22 | 22 | 19 | 13 | 9 | |
| 80.0 | 19 | 19 | 11 | 11 | 6 | |

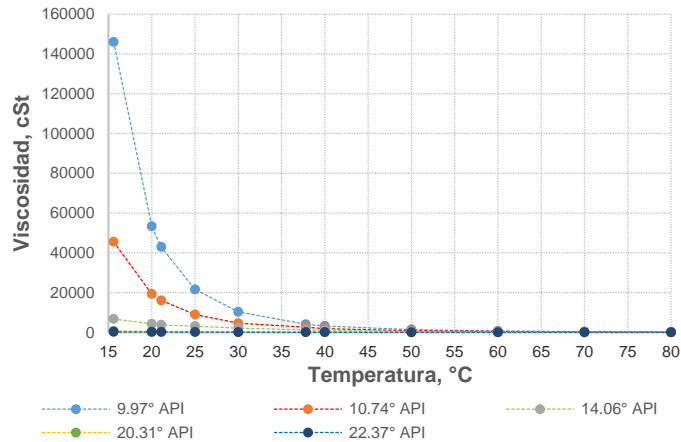


Figura 10. Viscosidades de crudo Región Marina en función de la temperatura.

Desde esta perspectiva, se determinó con la herramienta de Microsoft Excel la expresión exponencial que reproduce el comportamiento de los datos experimentales de viscosidad de los crudos seleccionados. La Figura 11 muestra la línea de tendencia así como la expresión y el coeficiente de determinación (R^2), esto indica la buena reproducción del modelo para un crudo con gravedad de 10.74 °API.

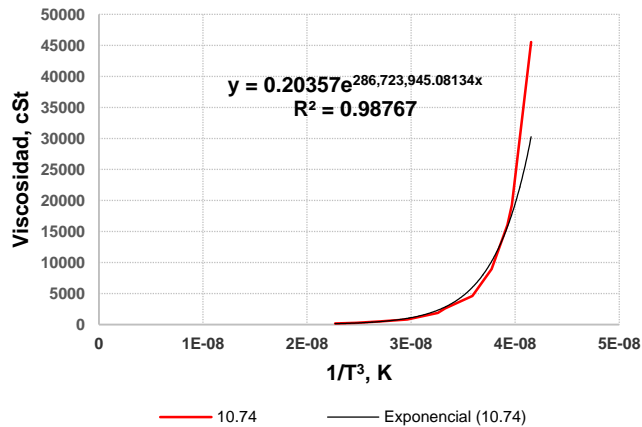


Figura 11. Modelo exponencial para reproducir las viscosidades de crudo de 10.74 °API.

De igual forma la Figura 12 muestra la línea de tendencia, así como la expresión y el coeficiente de determinación (R^2) para un crudo con gravedad de 22.37 °API.

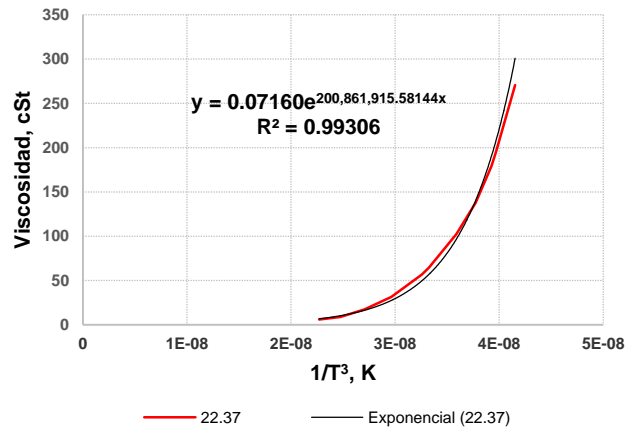


Figura 12. Modelo exponencial para reproducir las viscosidades de crudo de 22.37 °API.

En la Tabla 7 se indican los resultados obtenidos de los parámetros “a” y “b” del modelo exponencial y el coeficiente de determinación (R^2) para los crudos de la Región Marina. De este modo se observa un buen ajuste en los resultados obtenidos.

En primera instancia, los valores de viscosidad experimentales de los crudos seleccionados, se analizaron y evaluaron para estimar los parámetros “a” y “b” del modelo exponencial que representó cada crudo. El segundo aspecto que se evaluó fue determinar y encontrar la dependencia resultante de estos parámetros “a” y “b” con la gravedad API.

Aplicando la herramienta de Microsoft Excel, se obtuvieron diversos modelos que indicaron un buen comportamiento para ambos parámetros, encontrándose para el parámetro “a” el modelo tipo polinomial de tercer grado.

En la Figura 13, se graficaron los datos del parámetro “a” con respecto a la densidad API, en la cual se observa el ajuste del parámetro y el comportamiento en el rango de 10 a 22.3 °API, respectivamente.

Tabla 7. Parámetros “a”, “b” y R² obtenidos de datos de viscosidad en función de la temperatura.

| Gravedad API | a | b | R² |
|---------------------|----------|-----------|----------------------|
| 9.97 | 0.07900 | 335310105 | 0.98579 |
| 10.74 | 0.20357 | 286723945 | 0.98770 |
| 10.94 | 0.21278 | 281685225 | 0.99033 |
| 12.04 | 0.23400 | 283423645 | 0.99215 |
| 14.90 | 0.44829 | 250975083 | 0.99756 |
| 16.33 | 0.51637 | 230057248 | 0.99338 |
| 16.36 | 0.52786 | 228665313 | 0.99334 |
| 16.53 | 0.57661 | 222999948 | 0.99227 |
| 17.26 | 0.63424 | 210954436 | 0.99396 |
| 17.92 | 0.93734 | 185611325 | 0.99207 |
| 19.14 | 0.56978 | 188493350 | 0.99394 |
| 19.58 | 0.75557 | 171298579 | 0.99562 |
| 19.97 | 0.54152 | 178526396 | 0.99643 |
| 20.31 | 0.44608 | 176584896 | 0.99681 |
| 20.37 | 0.40406 | 173449076 | 0.99512 |
| 20.72 | 0.37149 | 172806898 | 0.99816 |
| 20.90 | 0.37438 | 171182235 | 0.99846 |
| 21.03 | 0.32946 | 173725270 | 0.99789 |
| 21.20 | 0.34902 | 171146103 | 0.99793 |
| 21.37 | 0.31104 | 172708377 | 0.99643 |
| 21.61 | 0.18899 | 184372613 | 0.99559 |
| 21.80 | 0.15667 | 186935414 | 0.99340 |
| 22.07 | 0.12501 | 190641517 | 0.99312 |
| 22.20 | 0.09879 | 195895181 | 0.99322 |
| 22.37 | 0.07160 | 200861916 | 0.99306 |
| 22.56 | 0.03520 | 213403156 | 0.99306 |

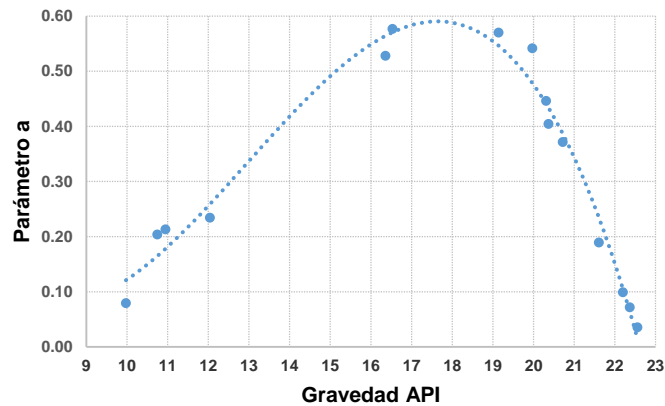


Figura 13. Parámetro a en función de la gravedad API.

La ecuación determinada es la siguiente:

$$a = 0.00011 (API)^3 - 0.01727 (API)^2 + 0.47475(API) - 3.07498 \quad (49)$$

Asimismo, para el parámetro “b” el mejor modelo fue de tipo polinomial de tercer grado.

La Figura 14 muestra este comportamiento.

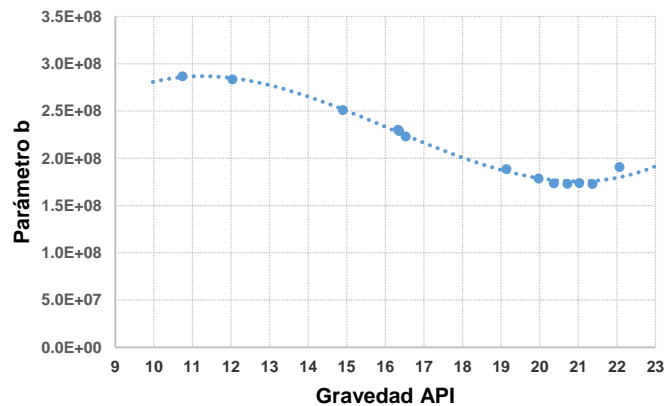


Figura 14. Parámetro b en función de la gravedad API.

Siendo la ecuación determinada la siguiente:

$$b = 239,883.07566(API)^3 - 11,601,720.48039(API)^2 + 169,920,879.5763(API) - 497,933,031.30293 \quad (50)$$

Integrando los parámetros “a” y “b”, se generó el modelo matemático para estimar la viscosidad de crudos muertos pesados en el rango de gravedad de 10 a 22.3 °API y temperatura de 15.5 a 80 °C, como se refiere en la ecuación siguiente:

$$\mu_{od} = [0.00011 (API)^3 - 0.01727 (API)^2 + 0.47475(API) - 3.07498] e^{\left(\frac{239,883.07566(API)^3 - 11,601,720.48039(API)^2 + 169,920,879.5763(API) - 497,933,031.30293}{T^3}\right)} \quad (51)$$

Donde: μ_{od} ; Viscosidad crudo muerto, cSt.

T ; Temperatura, °K.

El modelo matemático expresado en la ecuación 51, fue del tipo exponencial para fluidos no newtonianos, el cual integra la valoración de datos experimentales de crudos pesados mexicanos y se determinó para la estimación de la viscosidad en función de la gravedad API y temperatura.

3.3. Validación del Modelo matemático propuesto.

En la Tabla 8 se muestran los valores de viscosidades determinadas en laboratorio experimentalmente y los valores calculados con el modelo matemático propuesto para cinco crudos pesados. Asimismo, se determinó el porcentaje de desviación absoluta media con respecto a valores experimentales.

En resumen, el menor porcentaje de desviación absoluta media implicó una mejor correlación del modelo propuesto.

El porcentaje de desviación absoluta media y los parámetros de correlación determinados, se calcularon bajo un análisis cualitativo que incluyó la evaluación de los gráficos en función de la gravedad API. Asimismo, se utilizaron gráficos para determinar si el modelo predice la tendencia física del cambio de viscosidad como una función de la temperatura y la gravedad API.

Tabla 8. Valores experimentales y calculados de viscosidad y su %AAD.

| Gravedad API | 10.74 | | | 14.90 | | | 16.53 | | |
|-----------------------------|-------------|-------------|------|-------------|-------------|------|-------------|-------------|------|
| Viscosidad (cSt) @: T °C | μ_{exp} | μ_{cal} | %AAD | μ_{exp} | μ_{cal} | %AAD | μ_{exp} | μ_{cal} | %AAD |
| 15.6 | 45529 | 24209 | 46.8 | 13940 | 18356 | 31.7 | 5,000 | 6116 | 22.3 |
| 20.0 | 19306 | 14295 | 26.0 | 9423 | 11544 | 22.5 | 3,969 | 4046 | 1.9 |
| 21.1 | 16047 | 12592 | 21.5 | 8544 | 10325 | 20.8 | 3,600 | 3663 | 1.7 |
| 25.0 | 8934 | 8153 | 8.8 | 6621 | 7042 | 6.4 | 3,015 | 2605 | 13.6 |
| 30.0 | 4607 | 4822 | 4.7 | 3870 | 4436 | 14.6 | 1,796 | 1725 | 4.0 |
| 37.8 | 2583 | 2270 | 12.1 | 1933 | 2286 | 18.3 | 1,097 | 956 | 12.8 |
| 40.0 | 1860 | 1861 | 0.0 | 1410 | 1918 | 36.1 | 950 | 818 | 13.9 |
| 50.0 | 825 | 805 | 2.4 | 800 | 917 | 14.7 | 400 | 424 | 5.9 |
| 60.0 | 509 | 384 | 24.6 | 350 | 478 | 36.6 | 192 | 237 | 23.8 |
| 70.0 | 263 | 199 | 24.3 | 230 | 268 | 16.6 | 144 | 142 | 1.7 |
| 80.0 | 174 | 111 | 36.4 | 140 | 160 | 14.6 | 96 | 90 | 6.3 |

| Gravedad API | 21.03 | | | 22.20 | | |
|-----------------------------|-------------|-------------|------|-------------|-------------|------|
| Viscosidad (cSt) @: T °C | μ_{exp} | μ_{cal} | %AAD | μ_{exp} | μ_{cal} | %AAD |
| 15.6 | 459 | 433 | 5.6 | 301 | 289 | 3.9 |
| 20.0 | 334 | 313 | 6.2 | 225 | 207 | 7.9 |
| 21.1 | 307 | 290 | 5.7 | 207 | 191 | 7.5 |
| 25.0 | 228 | 222 | 2.6 | 165 | 145 | 12.0 |
| 30.0 | 162 | 161 | 1.0 | 121 | 104 | 13.9 |
| 37.8 | 104 | 101 | 3.1 | 75 | 65 | 13.4 |
| 40.0 | 94 | 90 | 5.1 | 65 | 57 | 12.5 |
| 50.0 | 56 | 54 | 4.6 | 35 | 34 | 4.3 |
| 60.0 | 36 | 34 | 5.8 | 19 | 21 | 11.3 |
| 70.0 | 22 | 23 | 3.2 | 10 | 14 | 36.5 |
| 80.0 | 19 | 16 | 16.8 | 9 | 10 | 6.3 |

La Figura 15 muestra los porcentajes de desviación absoluta media para cada crudo seleccionado con la nueva correlación desarrollada, donde se observa que la desviación en su mayoría es menor al 25% en el rango de gravedad API estudiado, presentando un porcentaje promedio de 17.19. El modelo propuesto no refleja una menor desviación conforme aumenta la gravedad API.

La desviación que presentan diversas correlaciones planteadas por otros autores y listadas anteriormente, oscilan en un porcentaje de desviación absoluta de 0.6 a 55 %.

Por ejemplo; aquellas correlaciones que aplican en el rango de gravedad de crudo pesado de 10 a 22.3 °API presentan los siguientes errores de desviación; **De Ghetto** un 10%, las cartas de correlación de **Beal** o correlación de **Standing** una desviación de 24.2%, **Mendoza de la Cruz** un 33% y **Ng and Ebogah** hasta un 55%.

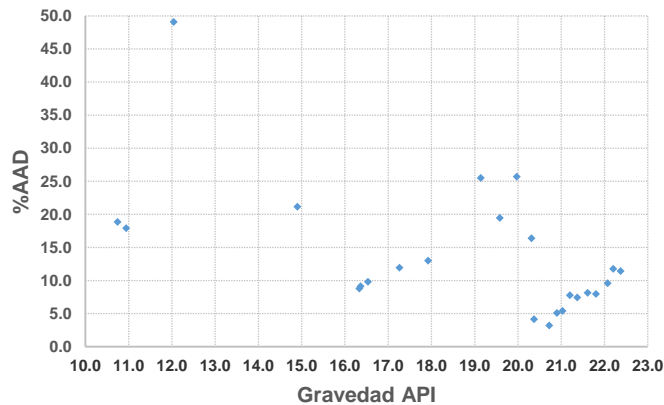


Figura 15. %AAD en función de la gravedad API.

A partir del análisis estadístico, se demostró que la correlación propuesta es una de las mejores en comparación con las publicadas en la literatura, por lo que podría ser utilizada para predecir valores de viscosidad en trabajos futuros.

3.4. Modelo matemático comparado con otras correlaciones.

Para realizar un análisis comparativo del rendimiento del modelo matemático propuesto con otras correlaciones ya descritas anteriormente, se usaron datos de viscosidad de trece crudos mexicanos en el rango de gravedad de 9.97 a 22.2 °API. La precisión que presenta cada correlación se analizó mediante la desviación absoluta media (%AAD) con la ecuación 47.

Con apoyo de la herramienta de Microsoft Excel, se presenta en la Figura 16 el valor de la %AAD para cada correlación como una función de la gravedad API del crudo pesado y manteniendo una temperatura de 25 °C.

Es importante destacar que los resultados mostraron que la mayoría de las correlaciones alcanzaron un ajuste mejor cuando el API se incrementa y las correlaciones más

adecuadas para predecir la viscosidad de crudos pesados son la de **Sanchez-Minero** y el modelo propuesto en este trabajo.

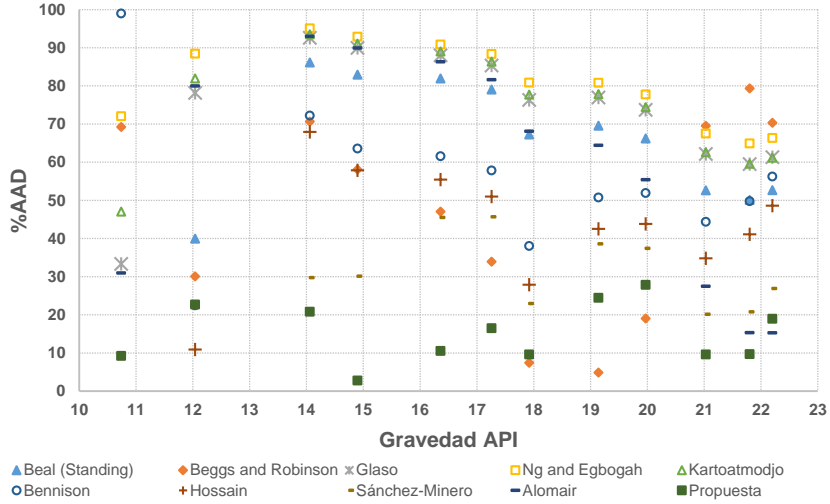


Figura 16. %AAD en función de la gravedad API, a 25 °C.

Los resultados de la segunda comparación se indican en la Figura 16, la cual presenta el valor de %AAD para cada correlación como una función de la gravedad API del crudo pesado manteniendo la temperatura a 60 °C. De igual forma los resultados mostraron que la mayoría de las correlaciones alcanzaron un ajuste mejor cuando el API se incrementa y las correlaciones más adecuadas para predecir la viscosidad de crudos pesados son la de **Sanchez-Minero, Hossain** y el modelo propuesto en este trabajo.

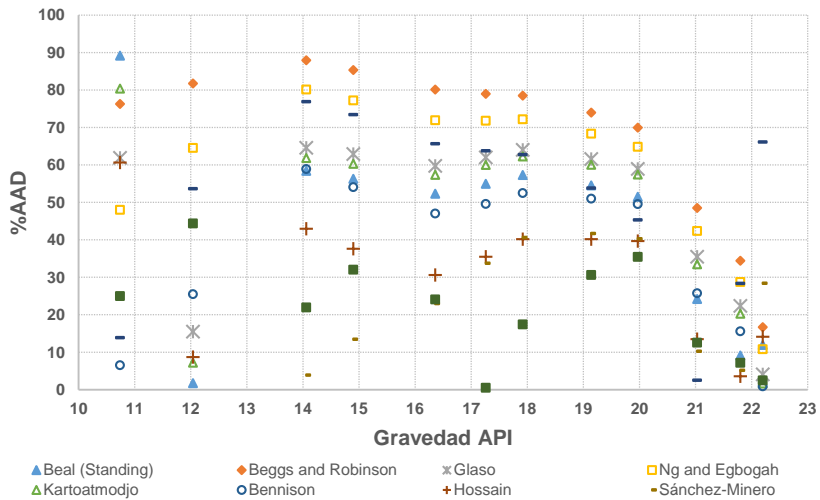


Figura 17. %AAD en función de la gravedad API, a 60 °C.

Finalmente, el análisis comparativo determina que la mayoría de las correlaciones fallan en la predicción de la viscosidad de crudos pesados ya que presentan alta desviación absoluta media %AAD. Solo un par de ellas tienen buena estimación en el cálculo de la viscosidad de crudos con gravedad inferior a 22.2 °API.

CONCLUSIONES.

- La estimación de la viscosidad de crudos muertos pesados es un tema abierto a la investigación debido al complejo comportamiento reológico que presentan. Cabe mencionar que la mayoría de las correlaciones empíricas propuestas para estimarla han sido desarrolladas para crudos convencionales.
- En general, cada autor reporta una buena estimación de la viscosidad con su correlación propuesta; sin embargo, estas se desarrollaron y probaron con datos experimentales particulares y la extrapolación a otros datos puede cambiar la precisión de los resultados.
- En estudios realizados a crudos muertos pesados bajo diferentes condiciones de presión y temperatura, se han encontrado desviaciones considerables en los resultados; principalmente en propiedades no aditivas como la viscosidad debido a las limitaciones de algunas de las técnicas analíticas, además del hecho que estos análisis se hayan realizado en periodos de tiempo distintos, ocasionando que las mediciones de los datos experimentales presenten inconsistencias.
- En particular, se organizó y estructuró la base de datos que consta de 214 Análisis Assay de crudos muertos recopilados y determinados en el **IMP** a lo largo de varios años. De esta base de datos, se seleccionaron 26 crudos muertos pesados dentro de un rango de gravedad de 10 a 22.3 °API tratando de tener crudos con características homogéneas y consistentes que facilitarían el análisis.
- El modelo obtenido fue del tipo exponencial para fluidos no newtonianos, el cual integra la valoración de datos experimentales de crudos pesados mexicanos y se determina y propone para la estimación de la viscosidad en función de la gravedad API y temperatura.

$$\mu = [0.00011 (API)^3 - 0.01727 (API)^2 + 0.47475(API) - 3.07498] e^{\left(\frac{239,883.07566(API)^3 - 11,601,720.48039(API)^2 + 169,920,879.5763(API) - 497,933,031.30293}{T^3}\right)}$$

- El porcentaje de desviación absoluta media obtenido con los parámetros de correlación determinados en su mayoría es menor al 25%, como consecuencia al considerar el promedio de las 26 muestras de crudo evaluadas se determinó un porcentaje de 17.19%.
- En relación al análisis comparativo con algunas correlaciones, este reveló que ninguna de ellas es capaz de estimar adecuadamente la viscosidad del crudo pesado en toda la gama de temperaturas analizadas. Por lo tanto, fue necesario proponer una correlación capaz de predecir el comportamiento de viscosidad del crudo pesado mexicano.
- Los resultados mostraron que la mayoría de las correlaciones alcanzaron un ajuste mejor cuando el API se incrementa y las correlaciones más adecuadas para predecir la viscosidad de crudos muertos pesados son la de **Sanchez-Minero, Hossain** y el modelo propuesto en este trabajo.
- Por otro lado, es importante hacer un muestreo representativo y apegado a normatividad de los crudos muertos pesados, para garantizar buenos resultados experimentales en los Análisis Assay.
- Los investigadores interesados en continuar el desarrollo del tema de viscosidad podrían concentrarse en factores como el manejo de crudo pesado emulsionado y el efecto de la presencia de ceras y asfáltenos para ver la influencia sobre la viscosidad. Siendo un abundante campo todavía por explorarse en lo que se refiere a manejo y procesamiento de crudos no convencionales.

REFERENCIAS.

Bibliografía.

Al-Marhoun, M., "Black Oil Property Correlations – State of the Art," Society of Petroleum Engineers Middle East Oil & Gas Show and Conference held in Manama, Bahrain, 8-11 March 2015.

Alomair, O., Elsharkawy, A. y Alkandari, H., "A viscosity prediction model for Kuwaiti heavy crude oils at elevated temperatures," Journal of petroleum Science and Engineering 120 (2014).

Al-Khafaji, A. H., Abdul-Majeed, G. H. and Hassoon S. F.: Viscosity correlation for dead, live and undersaturated crude oils. J. Pet Res (Dec., 1987) 1-16.

Barbosa, F. "Retos en la exploración y producción de petróleo crudo en el sexenio 2012-2018," Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Investigaciones Económicas, 2012.

Barrufet MA, Setiadarma A. Reliable heavy oil-solvent viscosity mixing rules for viscosities up to 450 K, oil-solvent viscosity ratios up to 4 _ 105, and any solvent proportion. Fluid Phase Equilib. 2003;213:65–79.

Barnes, H. A., Hutton, J. F. and Walters, K., An introduction to rheology. Elsevier Science Publishers B. V. / Physical Sciences & Engineering Division, Netherlands, 1989.

Beal C. Viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil field temperature and pressures. Trans AIME 1946;165:114–27.

Beggs HD, Robinson JR. Estimating the viscosity of crude oil systems. J Pet Technol 1975;9:1140–1.

Bennison, T.G.,1998. Prediction of heavy oil viscosity In: Presented at the IBC Heavy Oil Field Development Conference, 2–4 December. AEA Technology, London.

Chew J, Connally CA. Viscosity correlation for gas saturated crude oil. Trans AIME 1959;216:23–5.

de Ghetto, G., Paone, F., Villa, M., 1995. Pressure–volume–temperatura correlations for heavy and extra heavy oils In: Proceeding sof the Society of Petroleum Engineers 30316, International Heavy Oil Symposium.

Egbogah EO, Ng JT. An improved temperature–viscosity correlation for crude oil systems. J Pet Sci Eng 1990;4:197–200.

Elsharkawy AM, Alikhan AA. Models for predicting the viscosity of Middle East crude oils. Fuel 1999;78: 891–903.

Gharbi, R. B. and Elsharkawy A. M., Neural Network Model for Estimatrng the PVT properties of Middle East crude oils. Society of Petroleum Engineers 37695, March 1997, 15-18.

Glaso O. Generalized pressure–volume–temperature correlation for crude oil system. J Pet Technol 1980;2: 785–95.

Hossain MS, Sarica C, Zhang HQ. Assessment and development of heavy-oil viscosity correlations. In: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Kalgary, 1–3 November 2005. p. 1–9.

Kartoatmodjo F, Schmidt Z. Large data bank improves crude physical property correlation. Oil Gas J 1994; 4: 51–5.

Labedi R. Improved correlations for predicting the viscosity of light crudes. J Pet Sci Eng 1992; 8: 221–34.

Mendoza, J., Álvarez, S., Ramirez, E., Aquino, M. y Orea, P., "Measurements and correlation of Mexicam heavy dead crude oil viscosities," Journal of petroleum Science and Engineering 110 (2013).

Miadonye, A., 1992. One parameter correlation in the estimation of crude oil viscosity. In: SPE 26206, December. Department of Chemical Engineering, Lakehead University, Thunder Bay, Canada.

Muñoz, M. "Innovación tecnológica en sistemas de bombeo para fluidos de alta viscosidad," Tesis de maestría Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Agosto de 2010.

Naseri A, Nikazar M, Mousavi DSA. A correlation approach for prediction of crude oil viscosities. *J Pet Sci Eng* 2005; 47:163–74.

Orozco, L. y Barrera, R., "Adaptación de Modelos para Estimar la Viscosidad de Mezclas Multicomponentes de algunos Crudos Pesados Colombianos," *Revista Ingeniería y Región* No. 9 año 2012.

Petrosky GE, Farshad FF. Viscosity correlation for Gulf of Mexico crude oil. In: *SPE Production Operations Symposium*, Oklahoma, 2–4 April 1995. p. 249–58.

Rodriguez, F. "Retos tecnológicos en la explotación de los yacimientos naturalmente fracturados de la Sonda de Campeche," Seminario en el Instituto de Geofísica UNAM, 11 Junio 2010.

Romo, D. "El campo petrolero Cantarell y la economía mexicana," *Revista Problemas del desarrollo*, 183 (46), octubre-diciembre 2015.

Sánchez Minero, F., Sánchez Reyna, G., Ancheyta, J. y Marroquín, G. "Comparison of correlations based on API gravity for predicting viscosity of crude oils," *Revista ScienceDirect Fuel* 138 (2014).

Sattarin, M., Modarresi, H., Bayat, M., Teymori, M., 2007. New viscosity correlations for dead crude oils. *Pet. Coal* 49 (2), 33–39.

Secretaría de energía. *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2016-2030*. México 2016.

Standing, M. B.: *Volumetric and Phase Behavior of Oil Hydrocarbon Systems*, 9th Printing, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, TX (1981).

Whitson, C. y Brulé, M. 2000. *Phase Behavior*, Vol. 20. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.

Ligas de internet.

<http://www.pep.pemex.com/Reportes/Paginas/Reportes2017.aspx>

<https://www.gob.mx/sener>

<https://www.gob.mx/imp/investigacion/transformacion-de-hidrocarburos?idiom=es>

ANEXOS.

ANEXO 1: ANÁLISIS ASSAY DE CRUDO PESADO.

CONTENIDO

1. OBJETIVO.
2. ANTECEDENTES.
3. MUESTREO.
4. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS
5. CARACTERISTICAS DE CRUDO PESADO.
6. CONTENIDO DE GASES LIGEROS EN CRUDO PESADO.
7. CARACTERISTICAS DE FRACCIONES Y RESIDUOS.
8. ANEXOS.
 - 8.1. CURVA DE DESTILACION TBP.
 - 8.2. ANALISIS PIONA DE LAS FRACCIONES C₅ - 71 Y 71 – 177 °C.
 - 8.3. GRAFICA DE VISCOSIDAD DE FRACCIONES Y RESIDUOS.
 - 8.4. GRAFICAS DE CORRELACION, GRAVEDAD API Y AZUFRE vs %
VOLUMEN DESTILADOS.
 - 8.5. GRAFICA DE GRAVEDAD API Y AZUFRE EN RESIDUOS
 - 8.6. REFINACION DEL CRUDO PESADO.

1. OBJETIVO GENERAL

Realizar la evaluación Assay para su uso en transferencia de precios, del crudo pesado de **PEMEX**.

Objetivos Particulares.

- Efectuar la caracterización física y química del crudo pesado.
- Determinar el rendimiento de destilados atmosféricos y de vacío así como de residuales, factibles de recuperar mediante fraccionamiento del crudo por temperaturas de ebullición verdaderas (destilación TBP).
- Realizar la caracterización de los destilados y residuos productos de la destilación TBP del crudo.

2. ANTECEDENTES.

La Gerencia de Operaciones de la Subdirección de Distribución y Comercialización de Pemex Exploración y Producción, solicitó a la Gerencia de Proceso y Medio Ambiente de la Dirección Regional Sur del **IMP**, realizar la evaluación Assay bajo esquema internacional, de una corriente de crudo pesado, a fin de contar con los suficientes parámetros técnicos para optimizar su transporte, distribución y manejo así como para definición de su precio de comercialización.

En base a lo anterior se procedió a la evaluación del crudo pesado, de acuerdo a la técnica "ASSAY", con la localización de sus fracciones en la siguiente forma:

| Fracción | Localización |
|-------------------------|------------------------|
| Gas | Hasta n-C ₄ |
| Nafta Ligera | C ₅ – 71 °C |
| Nafta Media | 71 – 177 °C |
| Nafta Pesada | 177 – 204 °C |
| Destilado Ligero | 204 – 274 °C |
| Destilado Pesado | 274 – 316 °C |
| Gasóleo Primario | 316 – 343 °C |
| Gasóleo Ligero de Vacío | 343 – 454 °C |
| Gasóleo Pesado de Vacío | 454 – 538 °C |
| Residuo Atmosférico | 343 °C + |
| Residuo de Vacío | 538 °C + |

3. MUESTREO.

El muestreo de la corriente de crudo fue realizado por personal del **IMP** en bidones y en recipientes herméticos para alta presión. El método de muestreo utilizado fue el ASTM-D-4057.

La fecha y lugar de muestro del crudo se muestra en la siguiente tabla:

| Crudo | Fecha de muestreo | Lugar de muestreo | Punto de muestreo |
|--------|---------------------|-------------------|-------------------------------|
| Pesado | 23 / octubre / 2007 | Palomas | Llegada ducto de 36" diámetro |

4. COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

- 4.1. El crudo evaluado es de tipo pesado ($^{\circ}\text{API} = 22.09$) y de naturaleza intermedia parafínico ($K_{\text{UOP}} = 11.74$). Presenta alto contenido de contaminantes como azufre (3.279 %peso), de insolubles en n-C₇ (10.45 %peso) y metales (Vanadio 260.75 ppm y Níquel 50.82 ppm).
- 4.2. De acuerdo con las estimaciones realizadas, presenta un bajo contenido de gases ligeros de C₁ a n-C₄ (0.583 %vol.) y baja presión de vapor Reid (5.97 lb/pulg²), adecuados para su transporte y almacenamiento.
- 4.3. En la destilación TBP se obtuvo rendimiento típico de destilados hasta 538 °C (63.02 % vs 62.8 %vol. promedio de un crudo Maya), por lo que su procesamiento bajo un esquema de refinación de mediana severidad conduce a un margen bruto de refinación aproximado de 3.66 USD/BI (tomando como referencia el precio del crudo Maya a diciembre de 2006). Por las características de esta corriente, este esquema de refinación no es aplicable al crudo maya, únicamente se utilizó como medio informativo, ya que se requieren de altos costos de operación que afectan el margen neto de refinación.
- 4.4. Por su viscosidad, el residuo de agotamiento hasta 538 °C, puede ser utilizado como materia prima para la obtención de combustóleo y asfaltos de grado PG.
- 4.5. En la formulación de combustóleo pesado a partir de su residuo de vacío 538 °C+ y destilados intermedios, se espera que el producto obtenido presente un contenido alto de azufre.
- 4.6. El crudo pesado cumple con las especificaciones de compra venta establecidas para esta corriente excepto en el contenido de sal, como se puede observar en la siguiente tabla:

MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS

| Propiedad | Crudo Pesado | Especificaciones contractuales |
|--|--------------|--------------------------------|
| Gravedad °API | 22.09 | 21.0 min. |
| Agua y Sedimento, %vol. | 0.30 | 0.5 max. |
| Azufre Total, %peso | 3.279 | 3.60 max. |
| Presión de Vapor Reid, lb/plg ² | 5.97 | 6.5 max. |
| Contenido de Sal, lb/1000 BI | 55.31 | 50. 0 max. |
| No. de Neutralización (acidez), mg KOH/g | 0.21 | 0.28 max. |
| Asfaltenos en n-C7, %peso | 10.45 | 10.6 max. |
| Níquel, mg/kg (ppm) | 50.82 | 54.0 max. |
| Vanadio, mg/kg (ppm) | 260.75 | 270.0 max. |

5. CARACTERISTICAS DEL CRUDO PESADO.

| PROPIEDAD | METODO | CRUDO MAYA |
|--|-----------------------|--------------|
| Gravedad Específica @ 60/60°F | ASTM D -1298 | 0.9213 |
| Gravedad °API | ASTM D - 1298 | 22.09 |
| Viscosidad cSt @: | ASTM D - 445 | --- |
| 15.5°C | --- | 281.56 |
| 21.1°C | --- | 198.80 |
| 25.0 °C | --- | 157.90 |
| Carbón Conradson, %peso | ASTM D - 189 | 11.68 |
| Carbón Ramsbottom, %peso | ASTM D - 524 | 10.25 |
| Agua por Destilación, % Vol. | ASTM D - 4006 | 0.70 |
| Agua y Sedimento, % Vol. | ASTM D - 4007 | 0.30 |
| Sedimentos por extracción, %peso | ASTM D - 473 | 0.16 |
| Azufre Total, % Peso | ASTM D - 4294 | 3.279 |
| Factor de Caracterización, (K _{UOP}) | UOP - 375 | 11.74 |
| Presión de Vapor Reid, lb/plg ² | ASTM D - 323 | 5.97 |
| Temperatura de Escurrimiento, °C | ASTM D - 97 | -36 |
| Contenido de Sal, lb/1000 Bl | ASTM D - 3230 | 55.31 |
| Acido Sulfhídrico, ppm | UOP-163 | 29 |
| Mercaptanos, ppm | UOP-163 | 212 |
| Número de neutralización (TAN), mg KOH/g | ASTM D - 664 | 0.21 |
| Nitrógeno Total, mg/Kg | ASTM D - 4629 | 3361 |
| Nitrógeno Básico, mg/Kg | UOP-313 | 751 |
| Insolubles en nC7/nC5, %peso | ASTM D - 3279, D-2007 | 10.45/13.17 |
| Contenido de Parafinas, %peso | UOP-46 | 4.05 |
| Poder calorífico, BTU/Lb | ASTM D - 240 | --- |
| Bruto | --- | 18511 |
| Neto | --- | 17536 |
| Cenizas, %peso: | ASTM D - 482 | 0.060 |
| Temperatura de Inflamación, °C | ASTM D - 93 | <0 |
| Metales, mg/Kg: | IMP -QA -006 | --- |
| Cobre/Fierro | --- | 0.80/9.83 |
| Níquel/Vanadio | --- | 50.82/260.75 |
| Peso molecular | CALCULO | 314.00 |

6. CONTENIDO DE GASES LIGEROS EN CRUDO PESADO.

| Fracción | Crudo pesado | |
|--------------------|--------------|-------|
| | %vol | %peso |
| Metano | 0.011 | 0.003 |
| Bióxido de Carbono | 0.004 | 0.003 |
| Etano | 0.012 | 0.005 |
| Propano | 0.072 | 0.039 |
| Isobutano | 0.071 | 0.044 |
| n-Butano | 0.413 | 0.263 |
| TOTAL | 0.583 | 0.357 |

MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS

7. CARACTERISTICAS DE FRACCIONES Y RESIDUOS.

| CRUDO MAYA | NAFTA LIGERA | NAFTA MEDIA | NAFTA PESADA | DESTILADOS INTERMEDIOS | |
|--|---------------------|--------------------|---------------------|-------------------------------|-----------------|
| Intervalo de Ebullición, °F | C5-160 | 160-350 | 350-400 | 400-525 | 525-600 |
| °C | C5-71 | 71-177 | 177-204 | 204-274 | 274-316 |
| Rendimiento, % Vol. | 3.597 | 12.390 | 3.740 | 9.930 | 5.950 |
| % Peso | 2.596 | 9.981 | 3.215 | 8.939 | 5.555 |
| Localización en el crudo, % Vol. | 0.583 - 4.180 | 4.180 - 16.570 | 16.570 - 20.310 | 20.310 - 30.240 | 30.240 - 36.190 |
| Temp. de Ebullición promedio, °C | 55.00 | 143.00 | 188.20 | 243.80 | 296.20 |
| PROPIEDADES | --- | --- | --- | --- | --- |
| Gravedad Específica 60/60°F | 0.6650 | 0.7421 | 0.7919 | 0.8294 | 0.8602 |
| Gravedad °API | 81.28 | 59.18 | 47.18 | 39.11 | 33.00 |
| Azufre Total, % Peso | 0.052 | 0.121 | 0.438 | 1.213 | 2.013 |
| RON BASE | 63.50 | 40.20 | --- | --- | --- |
| MON BASE | 62.10 | 41.00 | --- | --- | --- |
| DON BASE (R+M)/2 | 62.80 | 40.60 | --- | --- | --- |
| Presión de Vapor Reid, lb/plg ² | 11.02 | 2.77 | --- | --- | --- |
| Factor de Caracterización, (K _{UOP}) | --- | --- | --- | --- | 11.66 |
| Viscosidad cSt @: | --- | --- | --- | --- | --- |
| 37.8°C | --- | --- | 1.11 | 1.97 | 3.79 |
| 54.4°C | --- | --- | 0.91 | 1.53 | 2.73 |
| 98.9°C | --- | --- | 0.60 | 0.91 | 1.45 |
| Temperatura de Ecurrimiento, °C | --- | --- | -66 | -39 | -18 |
| Temperatura de Anilina, °C | --- | --- | 56.0 | 57.4 | 61.4 |
| Olefinas, %vol. | 0.07 | 2.03 | 0.80 | 1.20 | --- |
| Aromaticos, % Vol. | 1.84 | 12.36 | 17.00 | 22.80 | --- |
| Saturados, % Vol. | 98.09 | 83.63 | 82.20 | 76.00 | --- |
| Benceno, % Vol. | 1.84 | --- | --- | --- | --- |
| Indice diesel | --- | --- | 62.66 | 52.92 | 47.03 |
| Punto de Humo, mm | --- | --- | 18 | 17 | --- |
| Aromaticos, % Peso. | 2.45 | 14.44 | --- | 27.17 | 32.20 |
| Indice de Refracción, η_D^{20} | --- | --- | --- | 1.4615 | 1.4781 |
| Nitrógeno Básico, ppm | --- | --- | --- | 9 | 114 |
| Destilación ASTM D-86 o D-1160, °C | --- | --- | --- | --- | --- |
| TIE/5 % Vol. | 31.0 / 38.0 | 83.0 / 102.0 | 175.0 / 178.0 | 211.0 / 223.0 | 279.0 / 283.0 |
| 10/20 | 40.0 / 42.0 | 106.0 / 112.0 | 179.0 / 180.0 | 226.0 / 229.0 | 284.0 / 285.0 |
| 30/40 | 44.0 / 47.0 | 116.0 / 121.0 | 181.0 / 182.0 | 232.0 / 234.0 | 286.0 / 287.0 |
| 50/60 | 48.0 / 51.0 | 127.0 / 133.0 | 183.0 / 184.0 | 236.0 / 239.0 | 290.0 / 291.0 |
| 70/80 | 53.0 / 55.0 | 141.0 / 148.0 | 186.0 / 188.0 | 241.0 / 245.0 | 293.0 / 296.0 |
| 90/95 | 59.0 / 66.0 | 157.0 / 163.0 | 191.0 / 193.0 | 250.0 / 255.0 | 300.0 / 305.0 |
| TFE | 71.0 | 174.0 | 200.0 | 260.0 | 312.0 |
| %Vol Recuperado | 98.1 | 99.1 | 98.5 | 98.4 | 98.4 |

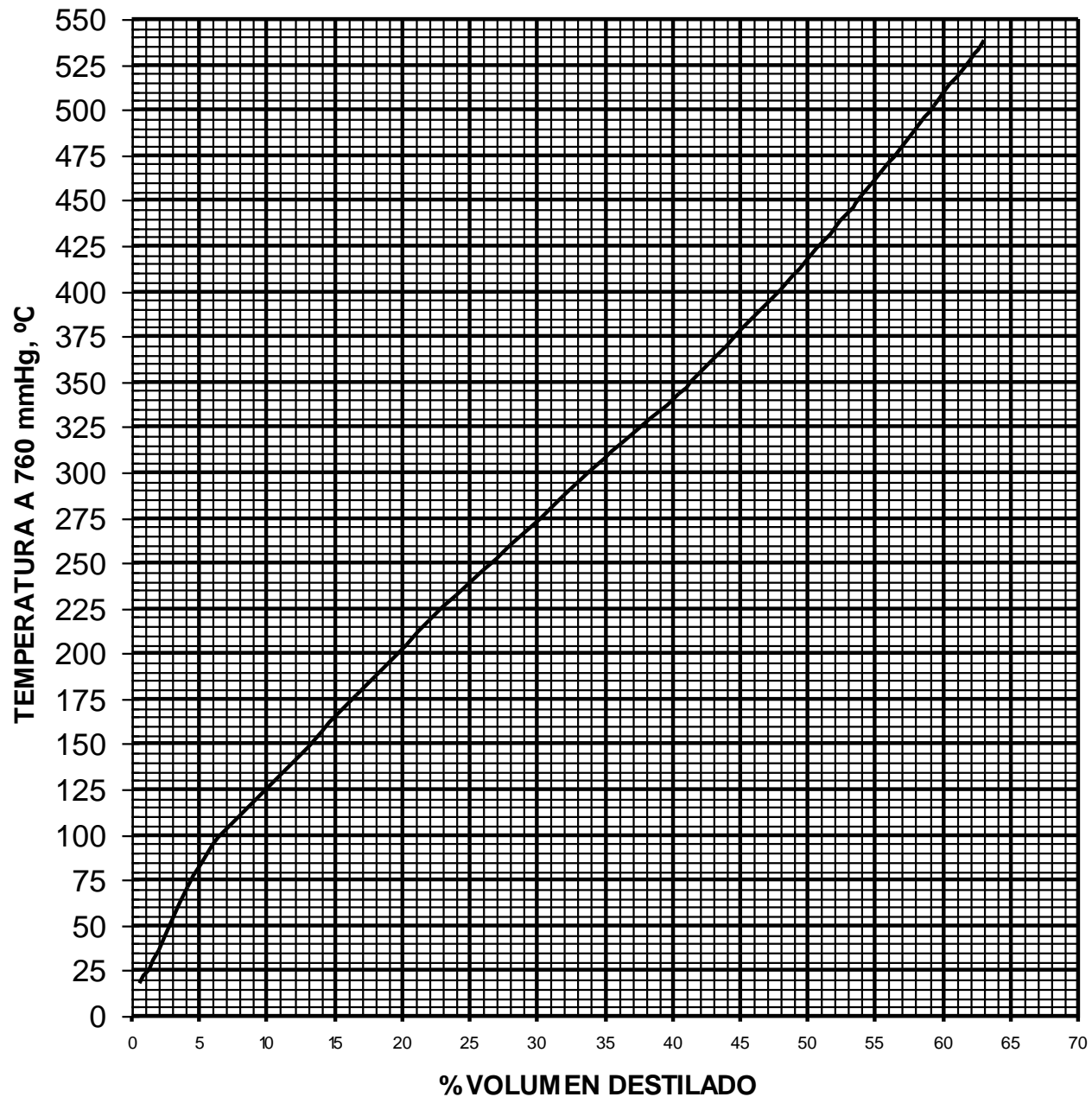
MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS

Continuación.....

| CRUDO MAYA (CONTINUACION) | GASOLEO PRIMARIO | GASOLEO LIG. VAC. | GASOLEO PES. VAC. | RESIDUO ATM. | RESIDUO VAC. |
|--|-------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------|---------------------|
| Intervalo de Ebullición, °F | 600-650 | 650-850 | 850-1000 | 649 °F+ | 1000 °F+ |
| °C | 316-343 | 343-454 | 454-538 | 343 °C+ | 538 °C+ |
| Rendimiento, % Vol. | 4.230 | 13.778 | 8.822 | 59.580 | 36.980 |
| % Peso | 4.028 | 13.647 | 9.123 | 65.329 | 42.559 |
| Localización en el crudo, % Vol. | 36.190 - 40.420 | 40.420 - 54.198 | 54.198 - 63.020 | 40.420 - 100.0 | 63.020 - 100.0 |
| Temp. de Ebullición promedio, °C | 328.60 | 420.40 | 517.20 | --- | --- |
| PROPIEDADES | --- | --- | --- | --- | --- |
| Gravedad Específica 60/60°F | 0.8772 | 0.9125 | 0.9528 | 1.0102 | 1.0603 |
| Gravedad °API | 29.81 | 23.57 | 17.01 | 8.57 | 1.95 |
| Azúfre Total, % Peso | 2.279 | 2.686 | 3.289 | 4.499 | 5.340 |
| Carbón Conradson, % Peso | --- | --- | --- | 17.87 | 28.75 |
| Factor de Caracterización, (K_{UOP}) | 11.65 | 11.61 | 11.61 | --- | --- |
| Viscosidad cSt @: | --- | --- | --- | --- | --- |
| 37.8°C | 6.21 | 26.02 | 550.84 | --- | --- |
| 54.4°C | 4.16 | 13.81 | 166.54 | --- | --- |
| 98.9°C | 1.93 | 4.48 | 20.72 | 407.12 | 262211.18 |
| 121.1°C | --- | --- | --- | 114.51 | 20487.27 |
| 135.0°C | --- | --- | --- | 60.98 | 5764.86 |
| Temperatura de Ecurrimiento, °C | -3 | +21 | +39 | --- | --- |
| Temperatura de Anilina, °C | 65.0 | 68.3 | 74.2 | --- | --- |
| Índice diesel | 44.41 | --- | --- | --- | --- |
| Insolubles en nC ₇ , % Peso | --- | --- | 0.30 | 15.98 | 24.43 |
| Aromaticos, % Peso. | 36.10 | 44.05 | 49.05 | --- | --- |
| Índice de Refracción, η_D^{20} | 1.4876 | 1.5116 | 1.5357 | --- | --- |
| Nitrógeno Básico, ppm | 196 | 506 | 797 | --- | --- |
| Hierro/Cobre, ppm | --- | --- | --- | 15.04/1.22 | 23.08/1.86 |
| Níquel/Vanadio, ppm | --- | --- | --- | 77.79/399.13 | 119.35/612.64 |
| Factor de aromaticidad: AFC (BECHTEL) | 0.2113 | 0.2862 | 0.3505 | --- | --- |
| BMCI | 39.58 | 45.60 | 56.10 | --- | --- |
| VGC | 0.8572 | 0.8735 | 0.8897 | --- | --- |
| Destilación ASTM D-86 o D-1160, °C | --- | --- | --- | --- | --- |
| TIE/5 % Vol. | 314.0 / 318.0 | 340.0 / 363.0 | 447.0 / 456.0 | 354.0 / 394.0 | 503.0 / 542.0 |
| 10/20 | 319.0 / 320.0 | 366.0 / 375.0 | 460.0 / 468.0 | 411.0 / 443.0 | 560.0 / |
| 30/40 | 322.0 / 324.0 | 380.0 / 386.0 | 477.0 / 485.0 | 495.0 / 549.0 | / |
| 50/60 | 325.0 / 326.0 | 395.0 / 404.0 | 495.0 / 501.0 | / | / |
| 70/80 | 327.0 / 329.0 | 415.0 / 426.0 | 511.0 / 522.0 | / | / |
| 90/95 | 331.0 / 334.0 | 441.0 / 450.0 | 536.0 / 550.0 | / | / |
| TFE | 338.00 | 471.0 | 567.0 | 549.0 | 560 |
| %Vol Recuperado | 98.6 | 99.1 | 98.9 | 40.0 | 10.0 |

8. ANEXOS.

8.1. CURVA DE DESTILACIÓN TBP DE CRUDO PESADO.



8.2. ANALISIS PIONA DE FRACCIONES.

8.2.1 CRUDO PESADO, FRACCION C5 – 71 °C.

| Componente | %peso | %vol |
|---------------------------|-------|-------|
| Propano | 0.10 | 0.14 |
| Isobutano | 0.46 | 0.55 |
| Butano normal | 4.88 | 5.56 |
| 2,2-Dimetilpropano | 0.02 | 0.02 |
| Isopentano | 7.91 | 8.41 |
| Pentano normal | 18.52 | 19.53 |
| 2,2-Dimetilbutano | 0.24 | 0.24 |
| Ciclopentano | 2.27 | 2.02 |
| 2,3-Dimetilbutano | 1.80 | 1.80 |
| 2-Metilpentano | 13.17 | 13.31 |
| 3-Metilpentano | 8.84 | 8.79 |
| Hexano normal | 22.62 | 22.66 |
| 2,2-Dimetilpentano | 0.03 | 0.03 |
| Metilciclopentano | 5.87 | 5.18 |
| 2,4-Dimetilpentano | 0.54 | 0.53 |
| 2,2,3-trimetilbutano | 0.02 | 0.02 |
| Benceno | 2.45 | 1.84 |
| Ciclohexano | 2.80 | 2.37 |
| 2-Metilhexano | 1.80 | 1.75 |
| 1,1-Dimetilciclopentano | 0.17 | 0.15 |
| 2,3-Dimetilpentano | 0.68 | 0.66 |
| C-1,3-Dimetilciclopentano | 0.46 | 0.41 |
| 3-Metilhexano | 2.21 | 2.12 |
| T-1,3-Dimetilciclopentano | 0.38 | 0.33 |
| 3-Etilciclopentano | 0.08 | 0.07 |
| T-1,2-Dimetilciclopentano | 0.64 | 0.56 |
| 3-Etilpentano | 0.08 | 0.08 |
| Olefina C7 | 0.07 | 0.07 |
| Heptano normal | 0.24 | 0.23 |
| Metilciclohexano | 0.61 | 0.52 |
| 2,2-Dimetilhexano | 0.02 | 0.02 |

Continuación.....

| Componente | %peso | %vol |
|---|--------|--------|
| 2,5-Dimetilhexano | 0.01 | 0.01 |
| 2,4-Dimetilhexano | 0.01 | 0.01 |
| <i>Resumen crudo pesado Fracción C5 – 71 °C</i> | | |
| Componente | %peso | %vol |
| P | 46.36 | 48.12 |
| I | 37.84 | 38.35 |
| O | 0.07 | 0.07 |
| N | 13.28 | 11.62 |
| A | 2.45 | 1.84 |
| Total | 100.00 | 100.00 |

8.2.2 CRUDO PESADO, FRACCION 71 – 177 °C.

| Componente | %peso | %vol |
|--------------------------------|-------|------|
| Propano | 0.04 | 0.05 |
| Isobutano | 0.06 | 0.08 |
| Butano normal | 0.28 | 0.35 |
| Isopentano | 0.22 | 0.26 |
| Pentano normal | 0.50 | 0.59 |
| 2,2-Dimetilbutano | 0.01 | 0.01 |
| Ciclopentano | 0.14 | 0.14 |
| 2,3-Dimetilbutano | 0.12 | 0.13 |
| 2-Metilpentano | 0.86 | 0.97 |
| 3-Metilpentano | 0.76 | 0.84 |
| Hexano normal | 2.98 | 3.32 |
| 2,2-Dimetilpentano | 0.02 | 0.02 |
| Metilciclopentano | 1.24 | 1.22 |
| 2,4-Dimetilpentano | 0.17 | 0.19 |
| 2,2,3-Trimetilbutano | 0.01 | 0.01 |
| Benceno | 0.68 | 0.57 |
| Ciclohexano | 1.30 | 1.23 |
| 2-Metilhexano | 1.80 | 1.95 |
| 2,3-Dimetilpentano | 0.68 | 0.73 |
| 1,1-Dimetilciclopentano | 0.15 | 0.15 |
| 3-Metilhexano | 2.89 | 3.09 |
| C-1,3-Dimetilciclopentano | 0.59 | 0.58 |
| T-1,3-Dimetilciclopentano | 0.56 | 0.53 |
| T-1,2-Dimetilciclopentano | 0.98 | 0.96 |
| 3-Etilpentano | 0.14 | 0.15 |
| Olefina C7 | 0.04 | 0.05 |
| Heptano normal | 9.06 | 9.75 |
| Metilciclohexano | 4.05 | 3.88 |
| 2,2-Dimetilhexano | 0.26 | 0.27 |
| Etilciclopentano | 0.88 | 0.85 |
| 2,5-Dimetilhexano | 0.33 | 0.35 |
| 2,4-Dimetilhexano | 0.50 | 0.53 |
| T-C-1,2,4-Trimetilciclopentano | 0.46 | 0.46 |

MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS

Continuación.....

| Componente | %peso | %vol |
|----------------------------------|-------|------|
| 3,3-Dimetilhexano | 0.07 | 0.07 |
| C-T-C-1,2,3-Trimetilciclopentano | 0.58 | 0.57 |
| 2,3,4-Trimetilpentano | 0.18 | 0.18 |
| Tolueno | 3.69 | 3.14 |
| 2,3-Dimetilhexano | 0.49 | 0.50 |
| 2-Metil-3-Etilpentano | 0.28 | 0.29 |
| 2-Metilheptano | 3.46 | 3.65 |
| 4-Metilheptano | 0.91 | 0.95 |
| C-1,3-Dimetilciclohexano | 0.78 | 0.75 |
| 3-Metilheptano | 1.32 | 1.38 |
| T-1,4-Dimetilciclohexano | 0.40 | 0.39 |
| T-1,2-Dimetilciclohexano | 0.63 | 0.60 |
| C-1-Etil-3-Metilciclopentano | 0.38 | 0.37 |
| T-1-Etil-2-Metilciclopentano | 0.28 | 0.27 |
| C-C-1,2,3-Trimetilciclopentano | 0.01 | 0.01 |
| Olefina C8 | 1.14 | 1.16 |
| Octano normal | 8.86 | 9.27 |
| Nafteno C8 | 0.04 | 0.04 |
| 2,4,4-Trimetilhexano | 0.06 | 0.06 |
| Isopropilciclopentano | 0.09 | 0.09 |
| 2,3,5-Trimetilhexano | 0.39 | 0.40 |
| C-1-Etil-2-Metilciclopentano | 1.80 | 1.73 |
| 2,2 Dimetilheptano | 0.02 | 0.02 |
| 2,2 Dimeti-3-etilpentano | 1.05 | 1.06 |
| C-1,2-Dimetilciclohexano | 1.07 | 0.99 |
| N-Propilciclopentano | 0.57 | 0.54 |
| 2,6-Dimetilheptano | 0.05 | 0.05 |
| 1,1,3--Trimetilciclohexano | 0.16 | 0.16 |
| 3,5-Dimetilheptano | 0.12 | 0.12 |
| 3,3-Dimetilheptano | 0.02 | 0.03 |
| Etilbenceno | 0.91 | 0.77 |
| 2,3,4-Trimetilhexano | 0.38 | 0.39 |
| Meta-Xileno | 1.94 | 1.66 |
| Para-Xileno | 0.67 | 0.57 |

MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS

Continuación.....

| Componente | %peso | %vol |
|---------------------------------|-------|------|
| 3,4-Dimetilheptano D/L | 0.17 | 0.17 |
| Nafteno C9 | 0.05 | 0.05 |
| 2,3-Dimetil-3-Etilpentano | 0.20 | 0.20 |
| 4-Metiloctano | 1.01 | 1.04 |
| 2-Metiloctano | 1.19 | 1.23 |
| 3-Etilheptano | 0.26 | 0.27 |
| 3-Metiloctano | 1.79 | 1.83 |
| C-T-C,1,2,4-Trimetilciclohexano | 0.02 | 0.02 |
| Orto-Xileno | 1.46 | 1.22 |
| Nonano normal | 7.76 | 7.94 |
| 1-Metil-2-Propilciclopentano | 0.01 | 0.01 |
| C-1-Etil-3-Metilciclohexano | 0.86 | 0.80 |
| T-1-Etil-4-Metilciclohexano | 0.12 | 0.11 |
| Isobutilciclopentano | 0.24 | 0.22 |
| Olefina C9 | 0.73 | 0.74 |
| Nafteno C9 | 0.10 | 0.09 |
| Olefina C10 | 0.08 | 0.08 |
| T-1-Etil-3-Metilciclohexano | 0.03 | 0.03 |
| 1-Metil-1-Etilciclohexano | 0.05 | 0.05 |
| Isopropilbenceno | 0.16 | 0.14 |
| Isoparafinas C10 | 0.05 | 0.05 |
| Secbutilciclopentano | 0.17 | 0.16 |
| Isopropilciclohexano | 0.10 | 0.09 |
| Isoparafinas C10 | 0.45 | 0.45 |
| 3,5 Dimetiloctano D/L | 0.34 | 0.35 |
| N-Propilciclohexano | 0.37 | 0.34 |
| Nafteno C9 | 0.26 | 0.24 |
| N-Butilciclopentano | 1.36 | 1.26 |
| 2,6-Dimetiloctano | 0.03 | 0.03 |
| 3,3-Dimetiloctano | 1.02 | 1.04 |
| N-Propilbenceno | 0.26 | 0.23 |
| Meta-Etiltolueno | 0.86 | 0.72 |
| Para-Etiltolueno | 0.43 | 0.36 |
| 1,3,5-Trimetilbenceno | 0.40 | 0.34 |

MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS

Continuación.....

| Componente | %peso | %vol |
|----------------------------|-------|------|
| 5-Metilnonano | 0.18 | 0.18 |
| Orto-Etiltolueno | 0.35 | 0.29 |
| 3-Etiloctano | 0.80 | 0.81 |
| 3-Metilnonano | 0.67 | 0.68 |
| 1,2,4-Trimetilbenceno | 1.02 | 0.87 |
| Terbutilciclohexano | 0.11 | 0.11 |
| Isobutilciclohexano | 0.37 | 0.34 |
| Nafteno C10 | 0.11 | 0.10 |
| Isobutilbenceno | 0.03 | 0.03 |
| Decano normal | 3.44 | 3.47 |
| 1,2,3-Trimetilbenceno | 0.34 | 0.30 |
| Isoparafina C11 | 0.14 | 0.14 |
| 1-Metil-3-Isopropilbenceno | 0.02 | 0.02 |
| Isoparafina C11 | 0.03 | 0.03 |
| Secbutilciclohexano | 0.07 | 0.07 |
| 1-Metil-2-Isopropilbenceno | 0.01 | 0.01 |
| Isoparafina C11 | 0.51 | 0.51 |
| 1,3-Dietilbenceno | 0.14 | 0.13 |
| 1-Metil-3-Propilbenceno | 0.13 | 0.12 |
| N-Butilbenceno | 0.14 | 0.12 |
| 1,3-Dimetil-5-etilbenceno | 0.01 | 0.01 |
| 1,2-Dietilbenceno | 0.09 | 0.08 |
| 1-Metil-2-Propilbenceno | 0.08 | 0.07 |
| Isoparafina C11 | 0.09 | 0.09 |
| 4-Metildecano | 0.01 | 0.01 |
| 1,4-Dimetil-2-Etilbenceno | 0.10 | 0.09 |
| 1,3-Dimetil-4-Etilbenceno | 0.03 | 0.03 |
| 1-Metil-4-Terbutilbenceno | 0.02 | 0.02 |
| 1,3-Dimetil-2-Etilbenceno | 0.14 | 0.13 |
| Aromatico C11 | 0.18 | 0.18 |
| Isoparafina C12 | 0.12 | 0.12 |
| 1,2-Dimetil-2-Etilbenceno | 0.10 | 0.10 |
| Undecano normal | 0.35 | 0.35 |
| 1,2,4,5-Tetrametilbenceno | 0.01 | 0.01 |

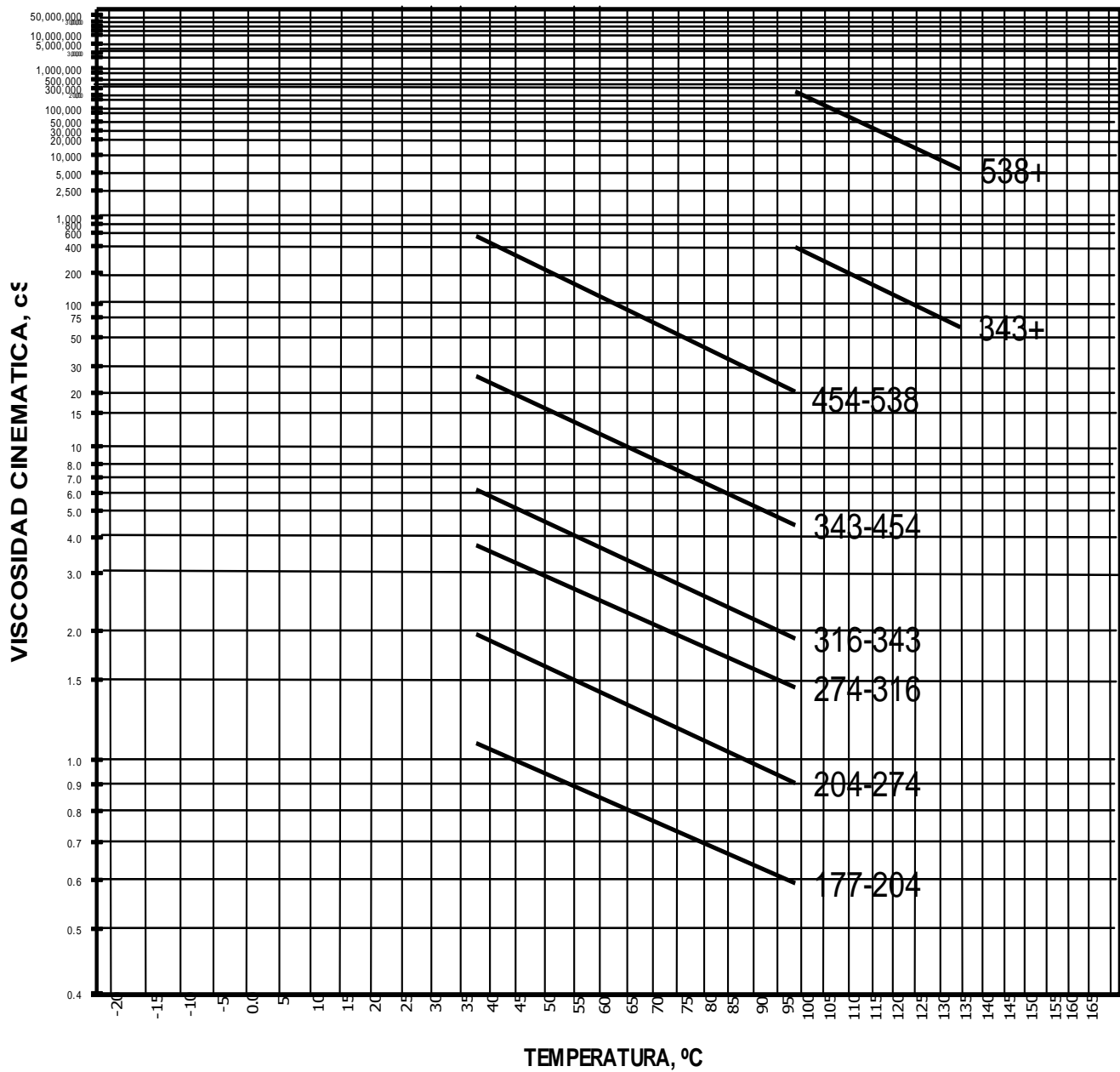
Continuación.....

| Componente | %peso | %vol |
|---------------------------|-------|------|
| 1,2,3,5-Tetrametilbenceno | 0.02 | 0.02 |
| Isoparafina C12 | 0.01 | 0.01 |
| Aromatico C11 | 0.01 | 0.01 |
| No identificados | 2.01 | 1.98 |

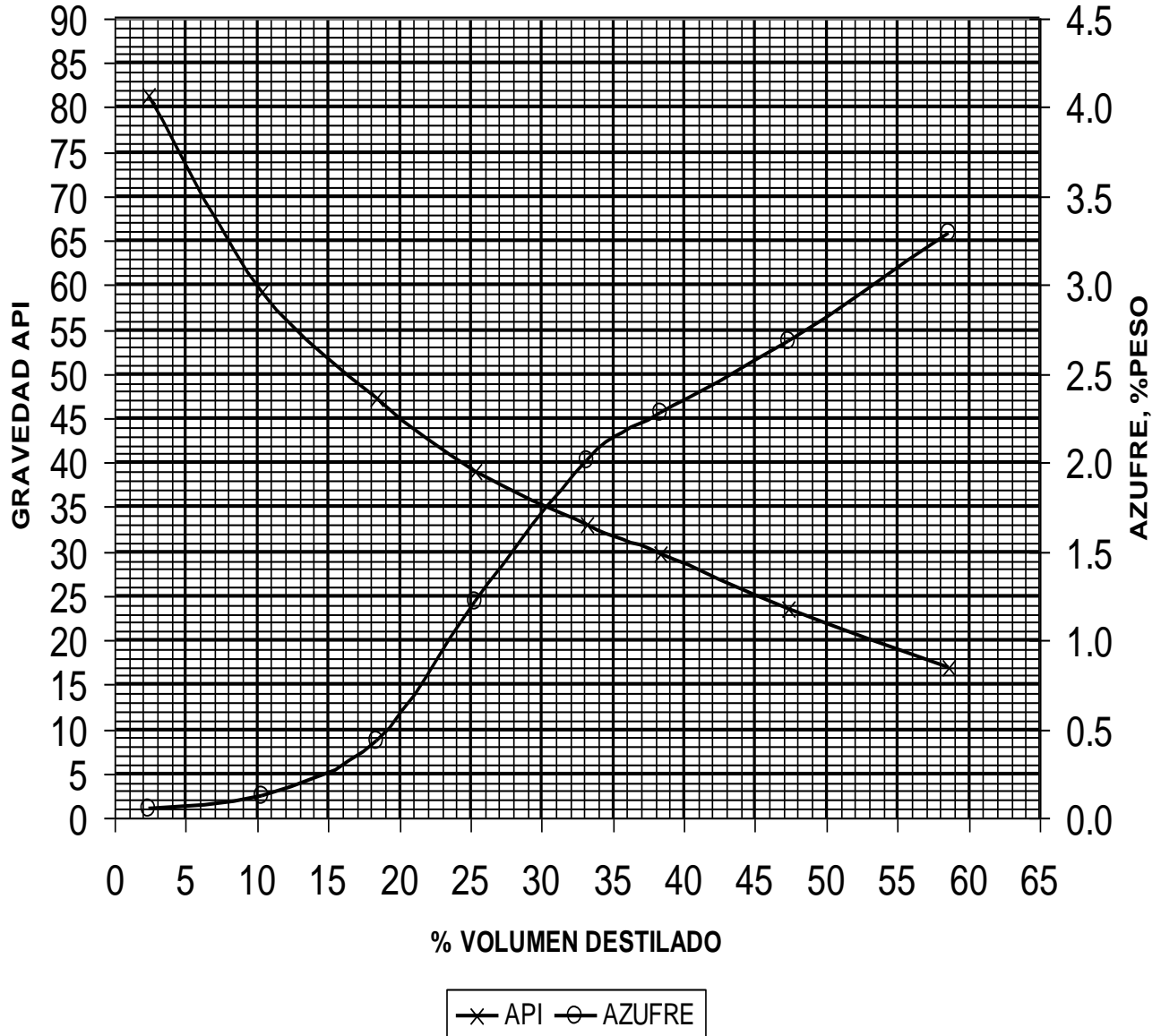
Resumen crudo pesado Fracción C5 – 71 °C

| Componente | %peso | %vol |
|------------------|--------|--------|
| P | 33.27 | 35.08 |
| I | 26.81 | 28.05 |
| O | 1.99 | 2.03 |
| N | 21.47 | 20.50 |
| A | 14.44 | 12.36 |
| No Identificados | 2.01 | 1.98 |
| Total | 100.00 | 100.00 |

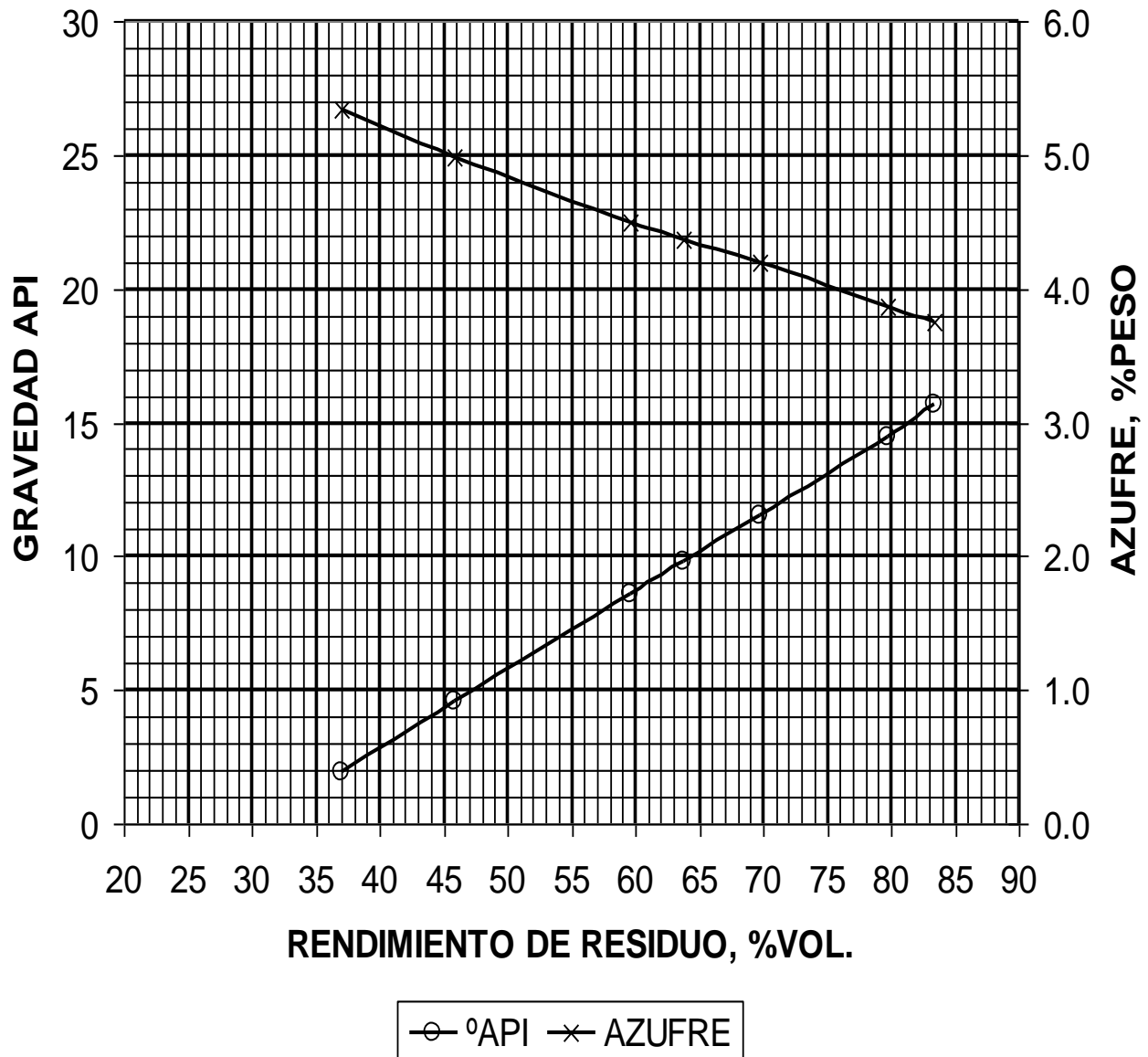
8.3. GRAFICA DE VISCOSIDAD DE FRACCIONES Y RESIDUOS, cSt.



8.4. GRAFICA DE CORRELACION, GRAVEDAD API Y AZUFRE vs % VOLUMEN DESTILADOS.

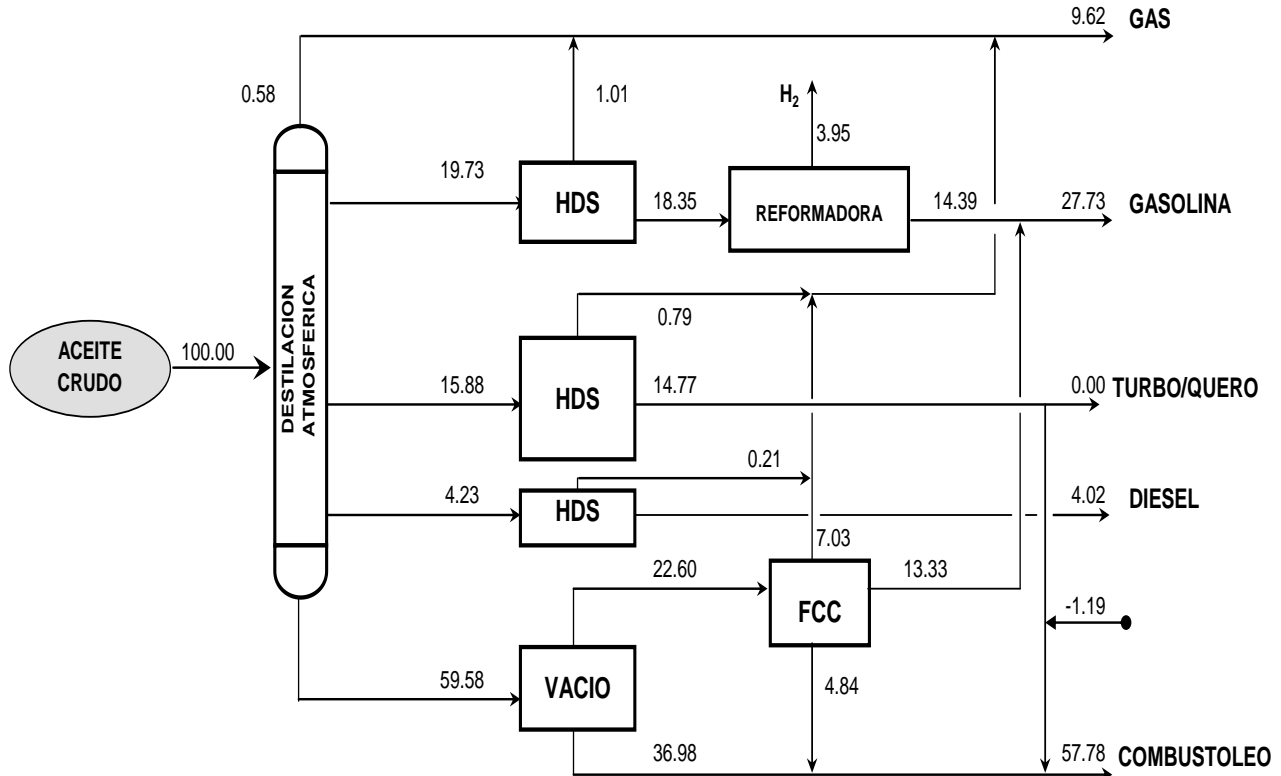


8.5. GRAFICA DE GRAVEDAD API Y AZUFRE EN RESIDUOS.



8.6. REFINACIÓN DEL CRUDO PESADO.

ESQUEMA: DESTILACION-HDS-REFORMACION-FCC-COMBUSTOLEO (BARRILES)



| PRODUCTO | PRECIO (USD/BL) | PRODUCCION (BLS) | INGRESOS (USD) | EGRESOS (USD) |
|-------------|-----------------|------------------|----------------|---------------|
| CRUDO | 54.06 | 100.00 | 0.00 | 5405.88 |
| GAS LP | 44.82 | 9.62 | 431.14 | 0.00 |
| GASOLINA | 95.94 | 27.73 | 2660.29 | 0.00 |
| TURBO/QUERO | 86.31 | -1.19 | 0.00 | 103.04 |
| DIESEL | 81.57 | 4.02 | 327.79 | 0.00 |
| A. CICLICO | 78.61 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| COMBUSTOLEO | 42.50 | 57.78 | 2455.41 | 0.00 |
| TOTAL | --- | --- | 5874.62 | 5508.92 |

MARGEN BRUTO DE REFINACION (MBR) = (INGRESOS – EGRESOS)/100

MBR = 3.66 USD/BL DE CRUDO

**ANEXO 2: BASE DE DATOS DE CRUDOS MUERTOS PESADOS
SELECCIONADOS.**

MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS

| | | | | | | | |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Gravedad específica @ 60/60 °F | 0.9984 | 0.9947 | 0.9933 | 0.9858 | 0.9670 | 0.9572 | 0.9570 |
| Gravedad API | 9.97 | 10.74 | 10.94 | 12.04 | 14.90 | 16.33 | 16.36 |
| Viscosidad (cSt) @: T °C | | | | | | | |
| 15.6 | 145971 | 45529 | 32830 | 33047 | 13940 | 6883 | 6753 |
| 20.0 | 53324 | 19306 | 16000 | 19400 | 9423 | 4502 | 4276 |
| 21.1 | 42922 | 16047 | 15496 | 18155 | 8544 | 3912 | 3750 |
| 25.0 | 21585 | 8934 | 8369 | 12286 | 6621 | 3182 | 3111 |
| 30.0 | 10309 | 4607 | 4316 | 5020 | 3870 | 2200 | 2160 |
| 37.8 | 4040 | 2583 | 2232 | 2323 | 1933 | 1248 | 1222 |
| 40.0 | 3213 | 1860 | 1678 | 1924 | 1410 | 1082 | 1041 |
| 50.0 | 1439 | 825 | 800 | 914 | 800 | 460 | 450 |
| 60.0 | 714 | 509 | 366 | 498 | 350 | 200 | 198 |
| 70.0 | 367 | 263 | 252 | 298 | 230 | 155 | 154 |
| 80.0 | 213 | 174 | 172 | 172 | 140 | 101 | 100 |
| Gravedad específica @ 60/60 °F | 0.9559 | 0.9512 | 0.9470 | 0.9393 | 0.9366 | 0.9342 | 0.9321 |
| Gravedad API | 16.53 | 17.26 | 17.92 | 19.14 | 19.58 | 19.97 | 20.31 |
| Viscosidad (cSt) @: T °C | | | | | | | |
| 15.6 | 5000 | 3994 | 2164 | 1626 | 979 | 929 | 753 |
| 20.0 | 3969 | 2498 | 1405 | 987 | 660 | 634 | 497 |
| 21.1 | 3600 | 2413 | 1282 | 900 | 630 | 608 | 462 |
| 25.0 | 3015 | 1839 | 912 | 638 | 459 | 439 | 333 |
| 30.0 | 1796 | 1190 | 698 | 430 | 326 | 308 | 257 |
| 37.8 | 1097 | 843 | 550 | 350 | 247 | 230 | 154 |
| 40.0 | 950 | 738 | 480 | 250 | 187 | 169 | 130 |
| 50.0 | 400 | 319 | 230 | 170 | 140 | 113 | 80 |
| 60.0 | 192 | 160 | 140 | 95 | 80 | 72 | 50 |
| 70.0 | 144 | 118 | 86 | 57 | 50 | 40 | 35 |
| 80.0 | 96 | 76 | 60 | 41 | 35 | 32 | 28 |

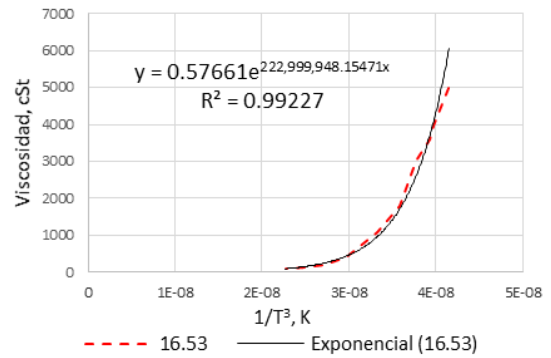
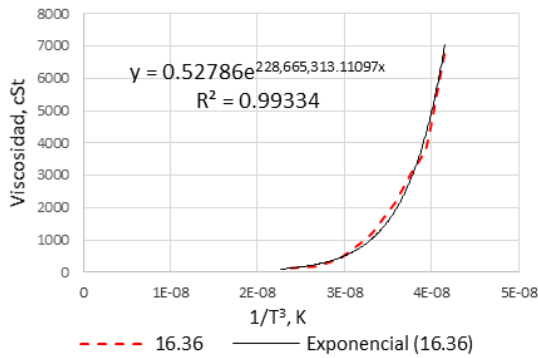
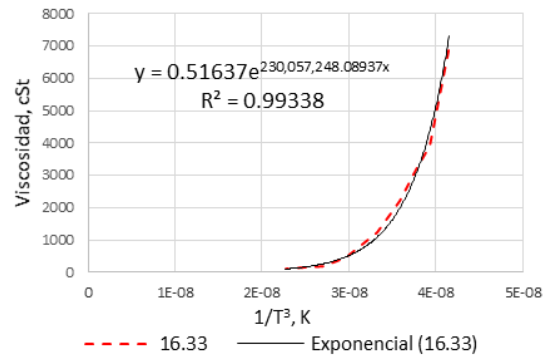
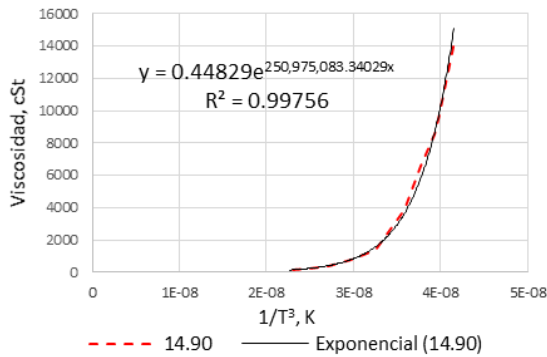
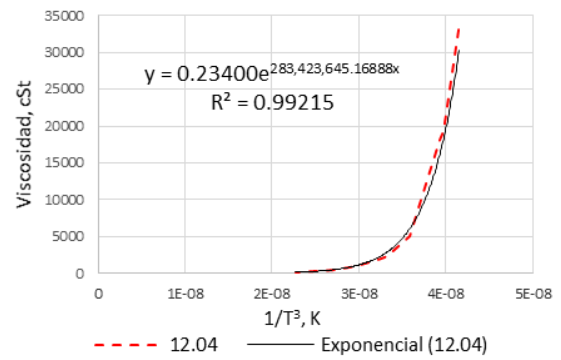
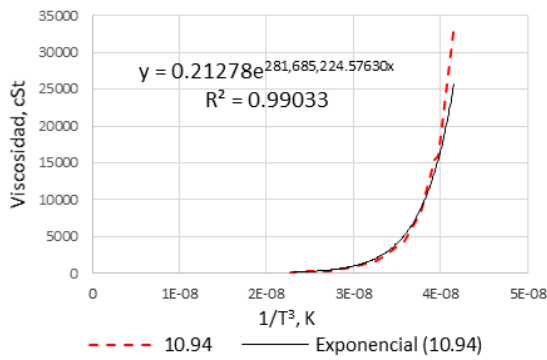
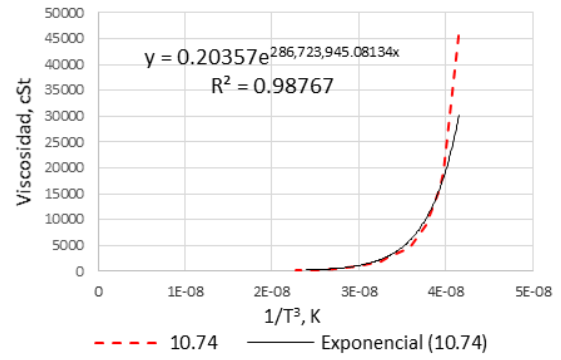
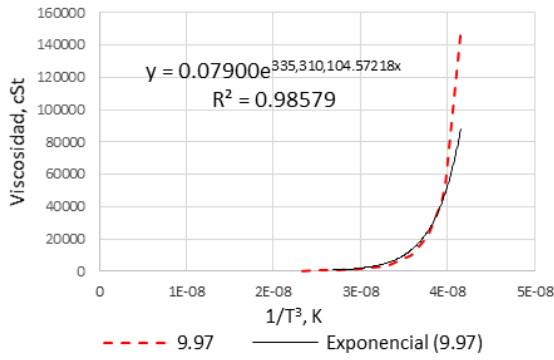
MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS

Continuación.....

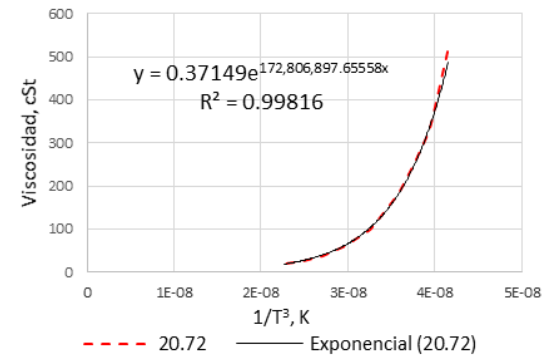
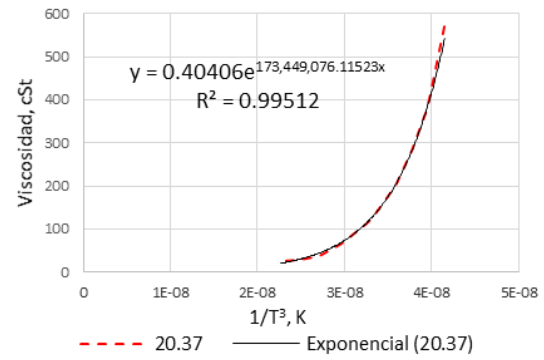
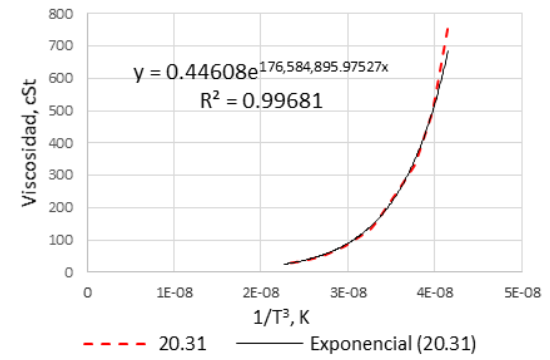
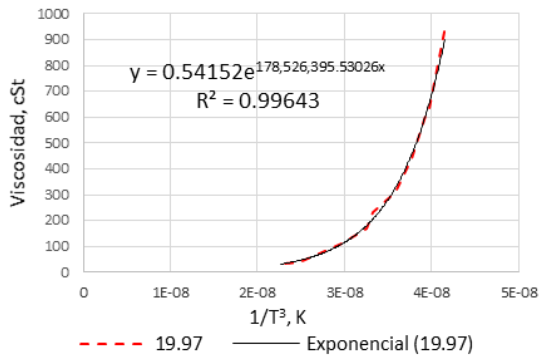
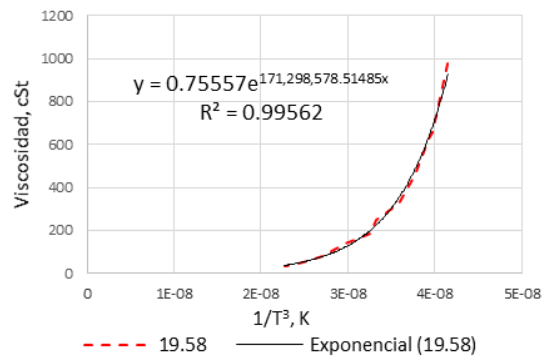
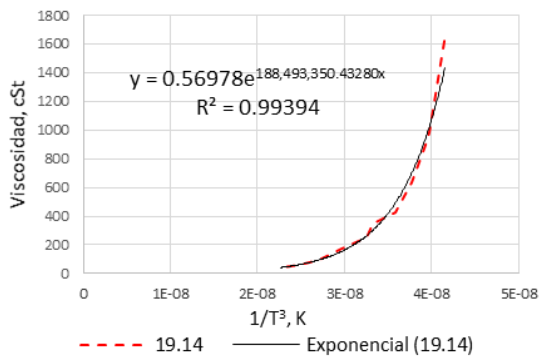
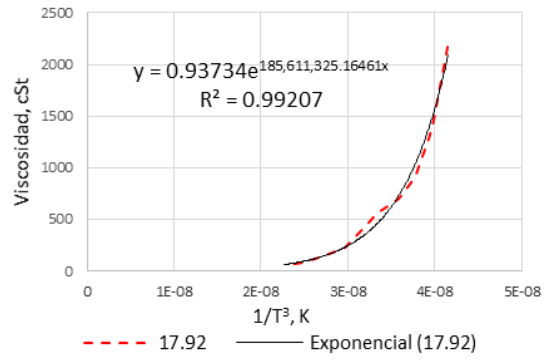
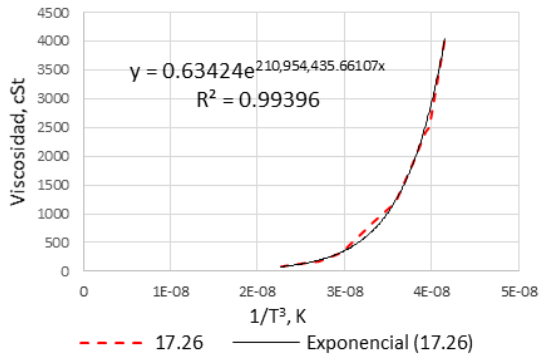
| | | | | | | | |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Gravedad específica @ 60/60 °F | 0.9317 | 0.9296 | 0.9285 | 0.9277 | 0.9266 | 0.9256 | 0.9242 |
| Gravedad API | 20.37 | 20.72 | 20.90 | 21.03 | 21.20 | 21.37 | 21.61 |
| Viscosidad (cSt) @: T °C | | | | | | | |
| 15.6 | 570 | 512 | 482 | 459 | 445 | 392 | 386 |
| 20.0 | 403 | 358 | 338 | 334 | 312 | 298 | 271 |
| 21.1 | 368 | 325 | 317 | 307 | 286 | 276 | 247 |
| 25.0 | 283 | 254 | 236 | 228 | 219 | 219 | 192 |
| 30.0 | 200 | 183 | 164 | 162 | 160 | 158 | 145 |
| 37.8 | 127 | 116 | 109 | 104 | 103 | 100 | 99 |
| 40.0 | 114 | 98 | 98 | 94 | 93 | 88 | 86 |
| 50.0 | 66 | 60 | 59 | 56 | 55 | 47 | 46 |
| 60.0 | 39 | 38 | 37 | 36 | 35 | 31 | 27 |
| 70.0 | 28 | 26 | 25 | 22 | 22 | 21 | 19 |
| 80.0 | 25 | 21 | 20 | 19 | 19 | 18 | 11 |
| Gravedad específica @ 60/60 °F | 0.923 | 0.921 | 0.9206 | 0.9196 | 0.9185 | | |
| Gravedad API | 21.80 | 22.07 | 22.20 | 22.37 | 22.56 | | |
| Viscosidad (cSt) @: T °C | | | | | | | |
| 15.6 | 346 | 310 | 301 | 270 | 254 | | |
| 20.0 | 250 | 227 | 225 | 195 | 178 | | |
| 21.1 | 229 | 210 | 207 | 179 | 171 | | |
| 25.0 | 174 | 172 | 165 | 138 | 132 | | |
| 30.0 | 133 | 130 | 121 | 103 | 64 | | |
| 37.8 | 91 | 81 | 75 | 65 | 36 | | |
| 40.0 | 82 | 68 | 65 | 57 | 31 | | |
| 50.0 | 39 | 37 | 35 | 31 | 18 | | |
| 60.0 | 25 | 21 | 19 | 17 | 11 | | |
| 70.0 | 13 | 11 | 10 | 9 | 8 | | |
| 80.0 | 11 | 10 | 9 | 6 | 5 | | |

ANEXO 3: GRÁFICAS DE MODELOS EXPONENCIALES DE CRUDOS SELECCIONADOS.

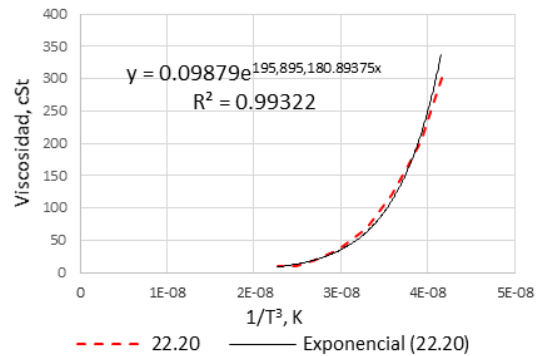
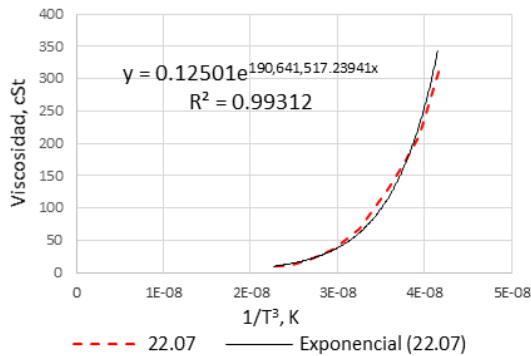
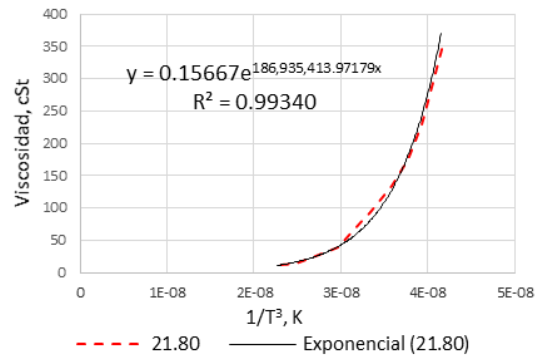
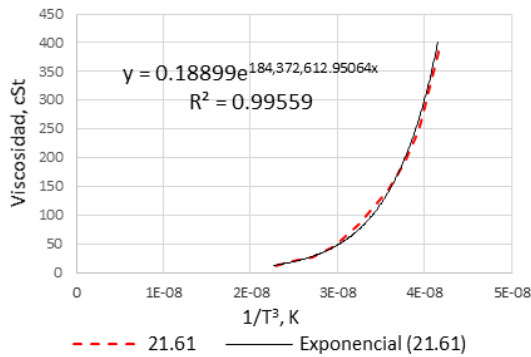
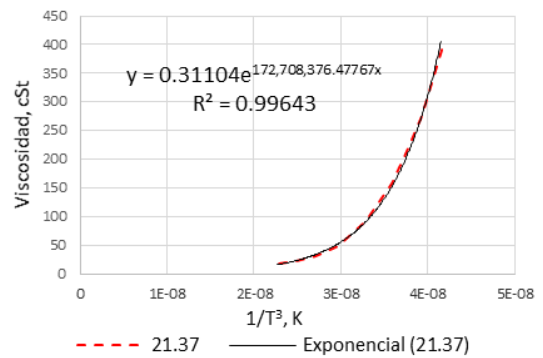
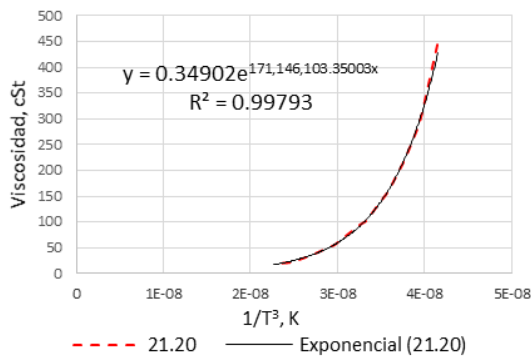
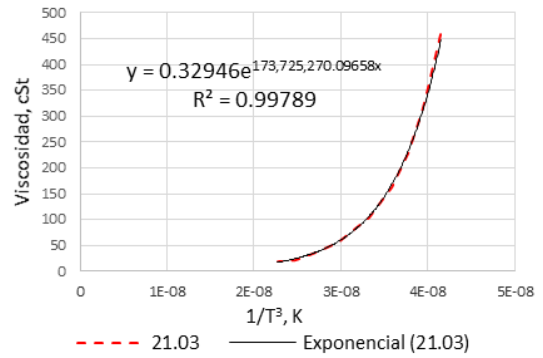
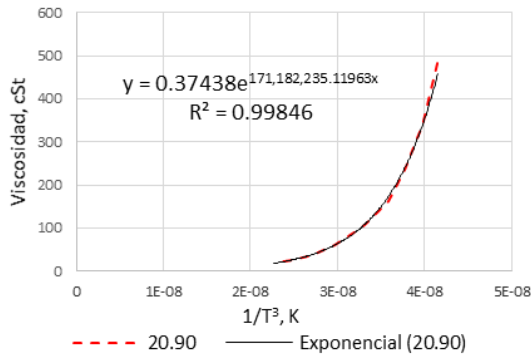
MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS



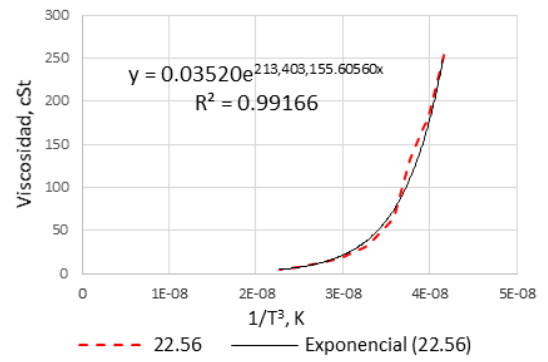
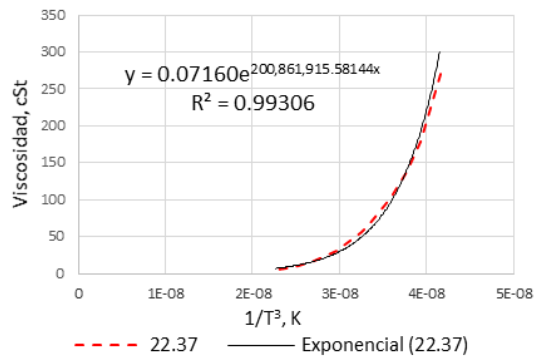
MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS



MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS



MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS



NOMENCLATURA.

| Símbolo | Descripción | Unidades |
|----------------|---|-------------------------|
| API | American Petroleum Institute. | |
| ASTM | American Society for Testing Materials. | |
| CGS | Sistema de unidades, centímetro-gramo-segundo. | |
| IMP | Instituto Mexicano del Petróleo. | |
| KMZ | Ku Maloob Zaap. | |
| NIST | National Institute of Standards and Technology. | |
| PEMEX | Petróleos Mexicanos. | |
| PEP | Pemex Exploración y Producción. | |
| PIONA | Análisis Parafinas, Iso-Parafinas, Olefinas, Naftenos y Aromáticos. | |
| PVT | Análisis Presión-Volumen-Temperatura. | |
| SARA | Análisis Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos. | |
| SENER | Secretaría de Energía. | |
| UNAM | Universidad Nacional Autónoma de México. | |
| UOP | Universal Oils Products. | |
| g. s. | Gravedad específica. | <i>adimensional.</i> |
| μ | Viscosidad dinámica o absoluta. | <i>Pa s</i> |
| η | Viscosidad aparente. | cP o mPa s |
| ν | Viscosidad cinemática. | <i>m²/s</i> |
| ρ | Densidad. | <i>kg/m³</i> |
| m | Masa. | kg |
| ρ_{agua} | Densidad del agua. | <i>kg/m³</i> |
| ρ_l | Densidad del líquido. | <i>kg/m³</i> |
| τ | Esfuerzo cortante medido. | dina/cm ² |
| τ_o | Punto de cedencia inicial. | dina/cm ² |
| μ_p | Viscosidad plástica. | Poise |
| γ | Velocidad de corte. | (s ⁻¹) |
| K | Factor de consistencia. | <i>adimensional.</i> |
| n | Índice de comportamiento de flujo. | <i>adimensional.</i> |
| μ_{od} | Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm y T. | <i>cp</i> |
| T | Temperatura. | °F |
| γ_{API} | Gravedad del petróleo. | °API |
| T _p | Temperatura de punto de escurrimiento. | °F |
| T _f | Temperatura. | °C, °F |

Continuación.....

| Símbolo | Descripción | Unidades |
|----------------|---------------------------------------|----------------------|
| P_b | Presión de punto de burbuja. | psig |
| R_{sb} | Relación gas disuelto – crudo. | m^3/m^3 |
| R^2 | Coeficiente de determinación. | <i>adimensional.</i> |
| %AAD | Desviación absoluta media. | % |
| %SDA | Desviación estándar. | % |
| N | Número total de datos experimentales. | <i>adimensional.</i> |
| μ_{exp} | Viscosidad experimental. | cP |
| μ_{cal} | Viscosidad calculada. | cP |
| TBP | True Boiling Point. | °F |
| K_{UOP} | Factor de caracterización de crudo. | <i>adimensional.</i> |
