

Modelo matemático para la predicción de la viscosidad de petróleo crudo mediano de campos productores del Estado Monagas en Venezuela

A mathematical model for prediction of the viscosity of medium crude oil from producing fields at Monagas State in Venezuela

Tomás Darío Marín Velásquez

^a Magister, Docente investigador, Universidad de Oriente Núcleo de Monagas, Maturín-Venezuela, tmarin@protonmail.com

Recibido: marzo 18, 2019. Aceptado: junio 06, 2020.

Resumen

La viscosidad es una propiedad de los fluidos dependiente de la composición. Su predicción es importante en la simulación de redes de manejo y transporte del petróleo crudo. En esta investigación se desarrolló un modelo matemático que permite predecir la viscosidad de petróleos medianos en función a la temperatura, la gravedad API y el porcentaje de asfaltenos. Se midió la viscosidad a 27 muestras a través de la norma ASTM D2196 a cinco temperaturas y se obtuvo el porcentaje de asfaltenos mediante la norma ASTM D6560. Se establecieron dos modelos matemáticos mediante procedimientos estadísticos de regresión múltiple lineal y regresión múltiple no lineal, escogiéndose el mejor modelo basado en el coeficiente de determinación R2 y el error relativo promedio, El modelo seleccionado fue el no lineal múltiple con un R2 de 0,992 y un error de 3.44%

Palabras Clave: Asfaltenos, coeficiente de determinación, gravedad API, temperatura, regresión.

Abstract

Viscosity is a composition-dependent property of fluids. Viscosity prediction is paramount in the simulation of crude oil handling and transportation networks. In this research, a mathematical model was developed to predict medium oils viscosity as a function of temperature, API gravity, and percentage of asphaltenes. The viscosity was measured for 27 samples through ASTM D2196 at five temperatures, and the asphaltene percentage was obtained through ASTM D6560. Two mathematical models were established through statistical procedures of linear-multiple regression and non-linear multiple regression, choosing the best model based on the determination coefficient R2 and the average relative error. The selected model was the non-linear multiple regression with an R2 of 0.992 and an error of 3.44%.

Keywords: Asphaltenes, coefficient of determination, API gravity, temperature, regression.

NOMENCLATURA

ANOVA = Análisis de Varianza
API = American Petroleum Institute
ASF = Asfaltenos
ASTM = American Society for Testing and Materials
ERP = Error Relativo Promedio
R = Coeficiente de correlación de Pearson
R2 = Coeficiente de determinación
T = Temperatura

1 INTRODUCCIÓN

La viscosidad expresa la facilidad que tiene un fluido para fluir cuando se le aplica una fuerza externa. El entendimiento de la naturaleza y las propiedades del petróleo crudo es importante en la comprensión de la viscosidad y sus aplicaciones en el petróleo crudo [1]. También la viscosidad es importante para el estudio de las pérdidas de energía durante el transporte del petróleo en tuberías, lo que hace que cualquier actividad de ingeniería requiere del conocimiento de esta propiedad para mejorar las condiciones de transporte y manejo. La viscosidad puede ser determinada en laboratorio mediante viscosímetros como el de Oswald [2] mediante el que se obtiene la viscosidad como una función de tiempo que tarda en fluir el líquido a través de un tubo capilar en

Citar como:

T. Marín. "Modelo matemático para la predicción de la viscosidad de petróleo crudo mediano de campos productores del Estado Monagas en Venezuela". Revista CINTEX, Vol. 25(1), pp. 13-20. 2020.

A mathematical model for prediction of the viscosity of medium crude oil from producing fields at Monagas State in Venezuela

forma de U; o mediante viscosímetros de tipo rotacional como el Brookfield [3] con el que se determina la viscosidad en función al torque que se genera sobre un objeto que gira dentro del líquido.

La viscosidad del petróleo es una función de muchas propiedades termodinámicas y físicas tales como presión, temperatura, relación gas-petróleo en solución, presión del punto de la burbuja, gravedad del gas y gravedad del petróleo [4]. Por lo general, la viscosidad del petróleo puede ser determinada, mediante mediciones de laboratorio con variación de la temperatura.

En la literatura se pueden identificar una serie de modelos matemáticos para estimar la viscosidad del petróleo crudo basadas en sus propiedades [1], [4], [5], [6]. Estos modelos se dividen en tres categorías: viscosidad de petróleo muerto o libre de gas (μοd), viscosidad del petróleo saturado de gas (μοb) y viscosidad de petróleo subsaturado de gas (μο) [7]. En la mayoría de los modelos matemáticos existentes, se relaciona la viscosidad con la densidad (gravedad API) y la temperatura.

La viscosidad del petróleo, como la de todos los líquidos, es sensible a la temperatura y su aumento ocasiona que las interacciones moleculares se debiliten y por ende la viscosidad disminuya. El efecto de la temperatura en la viscosidad de un líquido se debe al intercambio molecular y las fuerzas de cohesión entre las moléculas de este. El resultado principal es que los líquidos muestran una disminución en la viscosidad mientras la temperatura se incrementa [8]. Debido a la complejidad de la viscosidad, por su dependencia con la composición química del petróleo, su predicción por modelos matemáticas también se hace compleja, lo que hace que los modelos matemáticos establecidos no sean aplicables de forma general y que se necesiten modelos específicos de predicción de esta propiedad en petróleos específicos.

La predicción de la viscosidad respecto a la gravedad API como parámetro relacionado con la composición, no es del todo aplicable, debido a que la densidad es una propiedad que no depende de la composición del líquido sino de la cantidad de masa que está contenida en un volumen, lo que también hace a los modelos poco aplicables de forma general. La viscosidad del petróleo crudo varía dependiendo de su origen, tipo y la naturaleza de los productos químicos en su composición, particularmente los componentes polares, para los cuales pueden ocurrir interacciones intermoleculares. Por esta razón, desarrollar un modelo integral de viscosidad para incluir diferentes regiones del mundo parece ser una tarea imposible [9].

En este trabajo se propone un modelo matemático para la predicción de la viscosidad de los petróleos crudos de tipo mediano producidas en los campos del Estado Monagas, Venezuela, tomando como variables predictoras la gravedad API, la temperatura y el porcentaje de asfaltenos como parámetro descriptor de los componentes polares.

2 MATERIALES Y MÉTODOS

Para la construcción del modelo matemático se utilizaron 27 muestras de petróleos crudos muertos medianos, de los campos Furrial, Carito y Mulata ubicadas en la zona norte del Estado Monagas, Venezuela. A cada una de las muestras se les midieron las propiedades necesarias para el modelo: gravedad API mediante el método del hidrómetro, siguiendo el procedimiento descrito en la norma ASTM D287 [10]; la viscosidad dinámica utilizando un viscosímetro rotacional Brookfield modelo DV-E, siguiendo el procedimiento de la norma ASTM D2196 [3]; el porcentaje de asfaltenos mediante precipitación con n-heptano, según el procedimiento de la norma ASTM D6560 [11]. Las propiedades se determinaron a cinco diferentes temperaturas (23, 26, 30, 35 y 40 °C). Este rango de temperatura se escogió, porque a nivel de transporte del petróleo en la tubería, se consiguen temperaturas similares en la zona de estudio.

Luego de determinadas los parámetros requeridos para el modelo matemático, se introdujeron en el paquete estadístico Statgraphics Centurion® XVI con el que se establecieron dos modelos matemáticos posibles por análisis de regresión para establecer la relación entre la variable dependiente (viscosidad) y las variables predictoras (temperatura, gravedad API y porcentaje de asfaltenos.

2.1 Análisis de correlación

Se procedió a realizar un análisis de correlación de Pearson para determinar si las variables se relacionaban estadísticamente de forma lineal. Se estableció a través del programa estadístico una matriz de correlación, en donde el coeficiente R indicó si existía relación lineal entre las variables en estudio, tanto la variable dependiente viscosidad con las variables independientes temperatura, gravedad API y porcentaje de asfaltenos; como entre las variables independientes entre ellas. Se establecieron como rangos de R, los siguientes: 0 – 0,19 muy débil; 0,20 – 0,39 débil; 0,40 - 0,59 moderada; 0,60 – 0,79 fuerte; 0,80 – 1,0 muy fuerte [12]. El análisis de correlaciones también permitió detectar si existía colinealidad o codependencia entre las variables.

2.2 Modelos matemáticos

Se procedió a establecer dos modelos matemáticos para ser estudiados desde el punto de vista estadístico, tomando como parámetros el coeficiente de determinación R² y el Error Relativo Promedio (ERP)

Los dos modelos establecidos fueron:

2.2.1 Lineal múltiple

Según [13], esta regresión se refiere a y como una función lineal de dos o más variables independientes, y la ecuación es de la forma:

$$y = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 + \dots + a_n x_n + e \tag{1}$$

Este modelo matemático se utiliza cuando variable dependiente y es función de más de una variable independiente. En el caso de la investigación realizada, el modelo lineal múltiple se estableció de la siguiente forma:

$$\mu od = a_0 + a_1 T + a_2 API + a_2 \% ASF \tag{2}$$

Dónde: *T* es la temperatura en °C, la *API* es la gravedad API, *%ASF* el porcentaje de asfaltenos y *µod* es la viscosidad para el petróleo crudo muerto. Los coeficientes de este modelo fueron determinados a través del paquete estadístico mediante un análisis de mínimos cuadrados simples.

2.2.2 Modelo No lineal múltiple

Los modelos no lineales son considerados como aquellos en los de y es una función no lineal respecto a los variables independientes y que no puede ser transformado en un modelo lineal [13]. La forma general de los modelos no lineales múltiples es la siguiente:

Los modelos no lineales son considerados como aquellos en los de y es una función no lineal respecto a los variables independientes y que no puede ser transformado en un modelo lineal [13]. La forma general de los modelos no lineales múltiples es la siguiente:

$$y = f(x, a_0, a_1, a_2, ..., a_n) + e \tag{3}$$

En este caso y es una función de la variable independiente x y una función no lineal de los parámetros a_0 , a_1 , a_2 , ..., a_n .

La forma del modelo no lineal múltiple se estableció utilizando los modelos individuales que relacionan a cada variable predictora con la variable dependiente. Para esto se introdujeron los valores de las variables en el paquete estadístico y se obtuvieron las ecuaciones de regresión que mejor se ajustaron a la relación individual entre la viscosidad vs temperatura, la viscosidad vs API y viscosidad vs asfaltenos.

La selección de los tres modelos de regresión se realizó en función al coeficiente de correlación R y al coeficiente de determinación R². El modelo establecido fue de la forma:

$$\mu \text{od} = \left(a_0 + \frac{a_1}{T}\right) (a_2 + a_3 API^2) (a_4 \% ASF^{a_5}) \tag{4}$$

Dónde: T es la temperatura en °C, la API es la gravedad API, %ASF el porcentaje de asfaltenos y μ od es la viscosidad para el petróleo crudo muerto.

Cada modelo matemático se analizó mediante análisis ANOVA y se tomó en cuenta el ERP. En ambos modelos se utilizaron los valores por defecto del paquete estadístico: para el modelo 1, el método de mínimos cuadrados ordinarios con potencia 1 y en el caso del modelo 2 el método Marquardt con nivel de confianza de 95%, valor inicial de 1, factor de escala de 20, valor máximo de 1200 y número máximo de iteraciones de 1000.

3 METODOLOGIA DE DISEÑO

Para la construcción del modelo matemático, se realizó un análisis de correlación entre las variables incluidas en el mismo. En este análisis se utilizó el método de Pearson y los resultados se muestran en la Tabla 1.

La tabla 1 muestra las correlaciones momento producto de Pearson, entre cada par de variables. (Número superior) El rango de estos coeficientes de correlación va de -1 a +1, y miden la fuerza de la relación lineal entre las variables. El segundo número en cada bloque de la tabla es un valor-P que prueba la significancia estadística de las correlaciones estimadas. Valores-P abajo de 0,05 indican correlaciones significativamente diferentes de cero, con un nivel de confianza del 95,0%. De acuerdo con lo que establece [14], se obtuvo que, existe correlación lineal significativa fuerte entre la Viscosidad y API, así como una correlación positiva muy fuerte entre la Viscosidad y Asfaltenos y que la relación lineal con la temperatura es significativamente moderada. También se

observa que la viscosidad varía de manera inversa con las variables temperatura y API, ya que sus R son negativos, pero es directamente proporcional al porcentaje de Asfaltenos.

Tabla 1Análisis de correlación para las variables del modelo matemático

-	Temperatura	Viscosidad	API	Asfaltenos
Temperatura	-	-0,445	0,000	0,000
		0,000	1,000	1,000
Viscosidad	-0,445		-	0,857
	0,000		0,774	0,000
			0,000	
API	0,000	-0,774		-0,942
	1,000	0,000		0,000
Asfaltenos	0,000	0,857	-	
	1,000	0,000	0,942	
			0,000	

La relación entre la viscosidad y la API es fuerte e inversa, debido a que, a mayor API, el petróleo crudo es más liviano, lo que hace que sea menos complejo en su composición y por ende menos viscoso, esto es consistente con lo reportado para un petróleo crudo liviano de Egipto [6]. De igual forma se observa que la viscosidad tiene una relación muy fuerte y directa con el porcentaje de asfaltenos, lo que se debe a que mientras mayor cantidad de compuestos pesados, se produce un aumento en la viscosidad, lo que coincide con lo expresado por [15]. La viscosidad, también tiene una relación inversa con la temperatura, que es moderada y significativa, lo que se debe a que, al aumentar la temperatura del petróleo, aumenta la movilidad debido a la disminución de las fuerzas intermoleculares, lo que hace que disminuya la resistencia al esfuerzo de corte aplicado, lo que es consistente con lo reportado por [16]. Como era de esperarse, la API y los asfaltenos no presentan relación con la temperatura, esto porque la API es una propiedad que se expresa a una temperatura constante [17] y el porcentaje de asfaltenos es parte de la composición y no se relaciona con la temperatura.

También se observa una relación lineal muy fuerte e inversa entre las variables API y Asfaltenos, lo que es consistente con el hecho de que la densidad del petróleo aumenta al poseer mayor cantidad de componentes pesados, y por ende disminuye su gravedad API. Lo anterior demuestra que existe colinealidad de estas dos variables predictoras. A pesar de ello, se decidió no eliminar ninguna de las variables para observar su comportamiento dentro del modelo.

3.1 Modelo Lineal múltiple

Según [13], esta regresión se refiere a y como una función lineal de dos o más variables independientes, y la ecuación es de la forma:

Observada la correlación lineal de la viscosidad con las variables predictoras, se procedió a realizar el modelo lineal múltiple y los resultados se muestran en la tabla 2.

 Tabla 2

 Resultados del modelo matemático por regresión lineal múltiple

Parámetro	Estimación	Valor-
		Р
Constante	-74,5907	0,0015
Temperatura	-1,13495	0,0000
API	2,38386	0,0006
Asfaltenos	22,0421	0,0000

En la tabla 2 se observan los coeficientes obtenidos para cada una de las variables en el modelo lineal múltiple descrito por la ecuación 1. Los Valores-P menores de 0,05 indican que cada uno de los coeficientes de la ecuación son estadísticamente significativos, por lo tanto, no es recomendable eliminar ninguna de las variables del modelo, aun cuando existe la colinealidad entre dos de ellas. La temperatura se muestra como la variable predictora con menos influencia en el modelo y la variable más influyente es el porcentaje de asfaltenos, esto significa que, para este tipo de petróleos crudos, la predicción de la viscosidad mediante un modelo lineal múltiple esta mayormente influenciado por el porcentaje de asfaltenos presente, lo que es consistente con la dependencia de esta propiedad

de la presencia de compuestos de tipo polar [9].

La influencia de los asfaltenos sobre la viscosidad de las muestras también concuerda con el comportamiento observado en petróleo crudo Machete, para el cual el comportamiento de la viscosidad se explica, fundamentalmente, por su contenido en asfaltenos, componentes que causan, por sí solos la alta viscosidad de dicho petróleo [18]. El coeficiente de determinación R² de este modelo es de 0,943, lo que indica que el mismo explica un 94,3% de la variabilidad de la viscosidad.

En la Fig. 1, se muestra el gráfico cruzado elaborado a partir de los valores de la viscosidad obtenidos experimentalmente y los valores estimados a partir de la ecuación lineal múltiple.

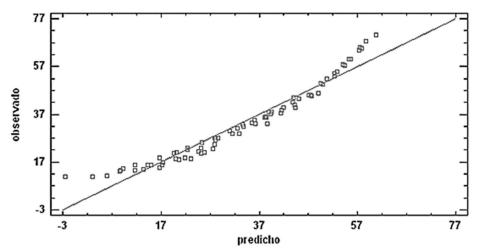


Fig. 1. Gráfico cruzado de la viscosidad predicha y la experimental para el modelo lineal múltiple.

Se observa en la Fig. 1 como los puntos centrales se ajustan de una manera significativa, mas no así los puntos extremos que se alejan de la tendencia. El alejamiento de los extremos lleva a que el ERP del modelo obtenido sea de 12,6%.

3.2 Modelo no Lineal múltiple

Para establecer el modelo no lineal se procedió a analizar de manera individual la relación entre la variable dependiente y cada una de las variables independiente y los resultados se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3Ecuaciones de regresión simple para cada una de las variables independientes

Variable	Ecuación	R	R^2
Temperatura	μod = A + B/T	0,997	0,994
API	μ od = A + B*API ²	-0,738	0,545
Asfaltenos	μod = A*ASF ^B	0,840	0,705

Se puede observar en la tabla 3 que existe correlación estadística fuerte (>0,7) entre la Viscosidad y API [14]; así como relación muy fuerte entre la Viscosidad Temperatura y Asfaltenos. La variable más influyente fue la Temperatura y la menos influyente la API, Los modelos matemáticos existentes para predecir la viscosidad del petróleo crudo muerto, utilizan como parámetros la Temperatura y la API, pero no toman en cuenta las características del petróleo [19]. Por lo anterior se puede decir que para una mejor predicción de la viscosidad se debe incluir en la ecuación otro parámetro que representa la composición del petróleo y se han propuesto modelos con la incorporación del factor de caracterización de Watson que han demostrado ser mejores modelos predictores, aunque no se reporta el error de la predicción [19]. Otro modelo propuesto para petróleos parafinosos incluyó la cantidad de parafina en las muestras, obteniéndose un ERP de 14,1% [20], siendo este un valor mayor al obtenido en la investigación, sin embargo, se debe tomar en cuenta que se trató de muestras de crudos diferentes por lo que la composición varía y además las metodologías no fueron las mismas.

Introducido el modelo matemático según se mostró en la ecuación 4 y determinados los coeficientes de este, se obtuvo la siguiente expresión:

A mathematical model for prediction of the viscosity of medium crude oil from producing fields at Monagas State in Venezuela

$$\mu \text{od} = \left(-0.00842677 + \frac{3.81914}{T}\right) (3.28751 + 0.148871 \text{API}^2) (0.0805263\% \text{ASF}^{2.66569})$$
 (5)

El modelo matemático establecido presentó un coeficiente de determinación R² de 0,992, lo que indica que explica la variabilidad de la viscosidad en un 99,2%, superando al modelo lineal múltiple. El ERP del modelo respecto a los datos experimentales fue de 3,44%, el cual supera a porcentajes de error establecidos en otros modelos como el determinado para crudos nigerianos [1] en cuya investigación se establece un error de 7,5% para crudos livianos y el modelo para el campo Omani, también para crudos livianos que fue de 19,2% [4]. Así mismo, para crudos parafinosos de China, el porcentaje de error fue de 7,43% [5], valor también superado por el modelo establecido. Se debe tener en cuenta que la viscosidad del petróleo es dependiente de la composición de este, por lo que los modelos propuestos son ajustados para un tipo específico de crudo, por lo que su aplicabilidad es restringida; sin embargo, se observó que el modelo desarrollado muestra un mejor ajuste que los mencionados. La inclusión del porcentaje de asfaltenos como parámetro de un modelo matemático para predicción de viscosidad de un petróleo liviano muerto de Egipto, arrojó como resultado un R² de 0,9892, lo que es coincidente con lo obtenido en el modelo propuesto [6], esto es indicativo de que el parámetro composicional incluido genera un modelo con gran potencial de predicción.

En la Fig. 2, se muestra gráficamente la representación de los valores de viscosidad experimental y predichos por la ecuación 5, mediante un gráfico cruzado.

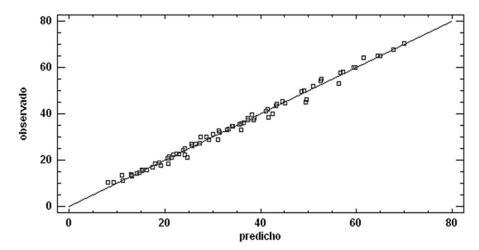


Fig. 2. Gráfico cruzado de la viscosidad predicha y la experimental para el modelo no lineal múltiple

En la Fig. 2 se observa que los valores predichos se ajustan de manera significativa a los valores observados, con un mejor ajuste del modelo para los valores más bajos de viscosidad, lo que hace a este modelo matemático el seleccionado para la predicción de la viscosidad de los petróleos crudos medianos de los campos del Estado Monagas, Venezuela. El rango de aplicación de la predicción depende de cada una de las variables predictoras, a saber; la temperatura en un rango entre 23 y 40 °C; la gravedad API entre 22 y 29,9; el porcentaje de asfaltenos entre 2 y 5%

Modo de referencia a las mismas. El encabezamiento de una partición primaria se precede de un numeral arábigo seguido de punto, espacio y el título en versalitas, en mayúscula sostenida, en negrilla y alineado a la izquierda sobre el texto que encabeza.

El modelo propuesto muestra resultados que coinciden con los reportados por [21], en un modelo matemático propuesto para petróleo pesado muerto de Egipto, con la inclusión del porcentaje de asfaltenos, al cual se le calculó un ERP de 3,29% y un R² de 0,9958. De igual manera, también se observaron coincidencias al comparar los resultados del modelo obtenido, con los calculados para un modelo matemático desarrollado para un petróleo iraní, donde al incluir la fracción pesada (C12), donde estaban incluidos los asfaltenos, su ERP fue de 3,38% [22]. Igualmente, otro modelo que tomó en cuenta datos de fracciones pesadas para predecir la viscosidad de un petróleo de oriente medio también arrojó un ERP similar al del modelo propuesto, de 3,88% [23].

4 TRABAJOS FUTUROS

Se plantea continuar investigando y desarrollando modelos matemáticos con otros parámetros composicionales para los petróleos del oriente del Estado Monagas, Venezuela, con los que se logre mejores predicciones de esta propiedad. Así mismo se deben desarrollar modelos bajo condiciones de yacimiento, que incluyan como variables la presión y la Relación Gas Petróleo (gas disuelto), con lo que se pueda predecir la viscosidad de petróleo vivo.

5. CONCLUSIONES

Se desarrolló un modelo matemático no lineal múltiple el cual relaciona la temperatura, gravedad API y porcentaje de asfaltenos para la predicción de la viscosidad de los crudos medianos de los Campos productores del Estado Monagas, con la que se logra predecir esta propiedad con un porcentaje de error relativo medio de 3,44% y un coeficiente de determinación que indica una predicción de la variabilidad en un 99,2%. El modelo planteado es aplicable solo a los petróleos crudos medianos de la zona en estudio, con los siguientes rangos de aplicabilidad, temperatura entre 23 y 40 °C; gravedades API entre 22 y 29,9 porcentajes de asfaltenos entre 2 y 5%. La incorporación del porcentaje de asfaltenos en el modelo contribuye a disminuir el porcentaje de error del modelo comparado con modelos que usan solo la gravedad API y la temperatura.

REFERENCIAS

- [1] A.S. Abdulkareem & A.S. Kovo. "Simulation of the Viscosity of Different Nigerian Crude Oil". *Leonardo Journal of Sciences*, Vol. 8, pp. 7-12, 2006. https://www.researchgate.net/publication/26449153
- [2] ASTM D445. "Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)". USA: ASTM International, West Conshohocken, PA, 2017. https://doi.org/10.1520/d0445-17
- [3] ASTM D2196. "Standard Test Methods for Rheological Properties of Non-Newtonian Materials by Rotational Viscometer". USA: ASTM International, West Conshohocken, PA, 1999. https://es.scribd.com/doc/228629953/ASTM-D2196-99
- [4] N. Al-Rawahi, G. Vakili-Nezhaad, I. Ashour & A. Fatemi. "A New Correlation for Prediction of Viscosities of Omani Fahud-Field Crude Oils". *Intech. Chacter*, Vol. 12, pp. 293-300. 2012. http://dx.doi.org/10.5772/47813
- [5] H. Li y J. Zhang. A generalized model for predicting non-Newtonian viscosity of waxy crudes as a funtion of temperatura and precipitated wax. *Fuel*, Vol. 82, pp. 1387-1397, 2003. https://doi.org/10.1016/s0016-2361(03)00035-8
- [6] M. El Aily, E.M. Mansour, S.M. Desouky & M.E. Helm. "Modeling viscosity of moderate and light dead oils in the presence of complex aromatic structure". Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 173, pp. 426-433. 2019. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.024
- [7] T.G. Beninson. "Prediction of heavy oil viscosity". Presented at the IBC Heavy Oil Field Development Conference, London, 2-4 December 1998. http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.501.7321&rep=rep1&type=pdf
- [8] J.M. Mora. "Efecto de la temperatura en la variacion de la viscosidad de un aceite degradado por fritura en inmersion de papas". Tesis ingeniería de alimentos, Universidad de Pamplona. España. 2007. https://es.scribd.com/document/164933209/efecto-de-la-temperatura-pdf
- [9] M. Sattarin, H. Modarresi, M. Bayata & M. Teymori. "New viscosity correlations for dead crude oils". *Petroleum & Coal*, Vol. 49, no. 2, pp. 33-39, 2007. http://www.vurup.sk/pc
- [10] ASTM D287. "Standard Test Method for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products (Hydrometer Method)", USA: ASTM International, West Conshohocken, PA. 2012. https://doi.org/10.1520/d0287-12
- [11] ASTM D6560. "Standard Test Method for Determination of Asphaltenes (Heptane Insolubles) in Crude Petroleum and Petroleum Products", USA: ASTM International, West Conshohocken, PA. 2017. https://doi.org/10.1520/d6560-17
- [12] A. Beldjazia & D. Alatou." Precipitation variability on the massif Forest of Mahouna (North Eastern-Algeria) from 1986 to 2010". *International Journal of Management Sciences and Business Research*, Vol. 5, no. 3, pp. 2226- 8235. 2016. https://www.researchgate.net/publication/337951670
- [13] S.C. Chapra & R.P. Canale. "Métodos Numéricos para Ingenieros". México: McGraw-Hill, 2006.
- [14] W. Hopkins. "A New View of Statistics". 2014. [Online]. Available: https://complementarytraining.net/free-will-hopkins-a-new-view-of-statistics-pdf-printout/

- [15] O. Alade, D. Al Shehri, M. Mahmoud & K. Sasaki. "Viscosity-Temperature-Pressure Relationship of Extra-Heavy Oil (Bitumen): Empirical Modelling versus Artificial Neural Network (ANN)". Energies, Vol. 12, pp. 2390-2403. 2019. https://doi.org/10.3390/en12122390
- [16] L. Zhang, L. Zhang, Z. Xu, X. Guo, C. Xu & S. Zhao. "Viscosity Mixing Rule and Viscosity-Temperature Relationship Estimation for Oil Sand Bitumen Vacuum Residue and Fractions". *Energy & Fuels*, Vol. 33, no. 1, pp. 206-214. 2018. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03511
- [17] Oilfield Glossary. "Gravedad API". 2020. [Online]. Available: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/api_gravity.aspx
- [18] G. Márquez, F.J. Alejandre & M.R. Bencomo. "Influencia de asfaltenos y resinas en la viscosidad de petróleos bituminosos utilizables como pinturas asfálticas de imprimación". *Materiales de construcción*, Vol. 56, no. 281, pp. 41-49. 2006. http://materconstrucc.revistas.csic.es/index.php/materconstrucc/article/view/91/131
- [19] H.S. Naji. "The Dead Oil Viscosity Correlations A C-Sharp Simulation Approach". JKAU: Engineering Science, Vol. 22, no. 2, pp. 61-87. 2011. https://www.kau.edu.sa/Files/320/Researches/60713_31569.pdf
- [20] Y. Li y J. Zhang. "Prediction of Viscosity Variation for Waxy Crude Oils Beneficiated by Pour Point Depressants During Pipelining". *Petroleum Science and Technology*, Vol. 27, pp. 915-930, 2005. https://doi.org/10.1081/lft-200034468
- [21] E.M. Mansou, S.M. Desouky, M. El Aily & M.E. Helmi. "The effect of asphaltene content on predicting heavy dead oils viscosity: Experimental and modeling study". *Fuel*, Vol. 212, pp. 405–411. 2018. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.10.024
- [22] M. Talebkeikhaha, M.N. Amarb, A. Naseric, M. Humanda, A. Hemmati-Sarapardehd, B. Dabira & M.E.A. Ben Seghie. "Experimental measurement and compositional modeling of crude oil viscosity at reservoir conditions". *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, Vol. 109, pp. 35-50. 2020. https://doi.org/10.1016/j.jtice.2020.03.001
- [23] A. Kamel, O. Alomair & A. Elsharkawy. "Measurements and predictions of Middle Eastern heavy crude oil viscosity using compositional data". Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 173, pp. 990-1004. 2019. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.062