



**Ciencia Latina**  
Internacional

---

Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar, Ciudad de México, México.  
ISSN 2707-2207 / ISSN 2707-2215 (en línea), enero-febrero 2024,  
Volumen 8, Número 1.

[https://doi.org/10.37811/cl\\_rcm.v8i1](https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v8i1)

## **UNA CONTRIBUCIÓN PARA EL MODELADO DE VISCOSIDAD DE PETRÓLEO PESADO EN CONDICIONES DE OPERACIÓN DE POZO**

**A CONTRIBUTION FOR HEAVY OIL VISCOSITY  
MODELING UNDER WELL PRODUCTION CONDITIONS**

**David Reyes González**

Tecnológico Nacional de México, México

**David Arroyo Acosta**

Tecnológico Nacional de México, México

**Guadalupe Rodríguez Martínez**

Tecnológico Nacional de México, México

**Yodaira Borroto Pentón**

Tecnológico Nacional de México, México

DOI: [https://doi.org/10.37811/cl\\_rcm.v8i1.9747](https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v8i1.9747)

## Una Contribución para el Modelado de Viscosidad de Petróleo Pesado en Condiciones de Operación de Pozo

**David Reyes González<sup>1</sup>**

[dreyesg@itsm.edu.mx](mailto:dreyesg@itsm.edu.mx)

<https://orcid.org/0000-0002-3847-0554>

Tecnológico Nacional de México  
Instituto Tecnológico Superior de Misantla  
México

**Guadalupe Rodríguez Martínez**

[grodriguez@itsm.edu.mx](mailto:grodriguez@itsm.edu.mx)

<https://orcid.org/0009-0007-1984-5555>

Tecnológico Nacional de México  
Instituto Tecnológico Superior de Misantla  
México

**David Arroyo Acosta**

[darroyoa@itsm.edu.mx](mailto:darroyoa@itsm.edu.mx)

<https://orcid.org/0000-0001-6308-6452>

Tecnológico Nacional de México  
Instituto Tecnológico Superior de Misantla  
México

**Yodaira Borroto Pentón**

[yborrotop@itsm.edu.mx](mailto:yborrotop@itsm.edu.mx)

<https://orcid.org/0000-0001-9616-2503>

Tecnológico Nacional de México  
Instituto Tecnológico Superior de Misantla  
México

### RESUMEN

Este trabajo propone una nueva contribución de modelado entre la viscosidad del petróleo pesado y las condiciones de producción, en condiciones de aceite saturado y bajosaturado. El rango de aplicación está para aceites entre 10 y 21 °API. La dependencia de la viscosidad se establece con °API, relación de solubilidad, presión y temperatura para la región de aceite bajosaturado y la viscosidad del aceite muerto, presión y temperatura para la región de aceite saturado. Se utiliza una base de datos de 230 puntos experimentales de viscosidad y condiciones de producción de petróleo pesado. La base de datos se divide en dos grupos: bajosaturado y saturado, luego cada región se linealiza por la suposición de comportamiento logarítmico de los datos. El modelo matemático propuesto se obtiene en un procedimiento de dos etapas. Primero, se obtiene una correspondencia entre viscosidad y presión mediante un método de mínimo cuadrado modificado (MLSM), por sus siglas en inglés. La segunda etapa considera establecer una correlación entre el coeficiente independiente de MLSM y las condiciones de producción mediante el uso de una Regresión Lineal Múltiple. La correlación propuesta muestra buena concordancia con los datos experimentales. El error porcentual absoluto medio de hasta el 7% se informa para la región saturada, y para la región del bajosaturado, los valores de viscosidad calculados tienen una diferencia de hasta 1 cP a viscosidades más bajas y un Error Porcentual Absoluto Medio de hasta 5% a viscosidades más altas.

**Palabras clave:** aceite pesado, viscosidad, condiciones de producción

---

<sup>1</sup> Autor principal.

Correspondencia: [dreyesg@itsm.edu.mx](mailto:dreyesg@itsm.edu.mx)

# A Contribution for Heavy Oil Viscosity Modeling Under Well Production Conditions

## ABSTRACT

This work proposes a new modeling contribution between heavy oil viscosity and production conditions, in undersaturated and saturated regions. Application range is between 10 and 21 °API. Viscosity dependence is established with °API,  $R_s$ , Pressure and Temperature for undersaturated region and Dead oil viscosity, Pressure and Temperature for saturated region. A database of 230 experimental points of heavy oil viscosity and production conditions is used. The database is splitted into two regions: undersaturated and saturated, then each region is linearized by logarithmic assumption. The proposed mathematical model is obtained in two-stage procedure. First, a correspondence between viscosity and pressure is obtained by a Modified Least-Square Method (MLSM). Second stage considers to establish a correlation between independent coefficient of MLSM and production conditions by using of a Multiple Linear Regression. The proposed correlation shows good agreement with experimental data. Mean Absolute Percentage Error up to 7% is reported for saturated region, and for undersaturated region, calculated viscosity values have a difference up to 1 cP at lower viscosities and a MAPE up to 5% at higher viscosities.

**Keywords:** heavy oil, viscosity, production conditions

*Artículo recibido 27 diciembre 2023  
Aceptado para publicación: 30 enero 2024*

## INTRODUCCIÓN

Todas las actividades en la industria petrolera implican tener una comprensión integral del comportamiento de las propiedades de los crudos, con el fin de simular, operar y optimizar los sistemas de producción de petróleo en los pozos. Recientemente, en México y otras regiones del mundo, la producción de petróleo pesado ha aumentado, lo que resulta en un mayor interés en modelos adecuados de propiedades petroleras. Actualmente, existe un gran número de modelos matemáticos y metodologías para predecir el comportamiento de las propiedades del aceite (Standing, 1974; Lasater, 1958; Vázquez y Beggs, 1980; Glaso, 1980; Petrosky y Farshad, 1993; Sutton y Farshad, 1984), por ejemplo, factor de volumen de aceite, factor de desviación de gas, factor de volumen de gas. Sin embargo, la densidad y la viscosidad del aceite deben estar bien asentadas, especialmente en el caso de aceites medianos y pesados. La estimación de las propiedades del petróleo pesado es complicada, porque la mayoría de los modelos se han desarrollado utilizando aceites ligeros y medianos, entonces las simulaciones de producción, transporte y almacenamiento no son confiables. Además, se requieren modelos y procedimientos adecuados para estimar las propiedades volumétricas, incluida la viscosidad, para controlar los sistemas de producción de acuerdo con las variaciones de presión y temperatura en los procesos.

Para obtener las propiedades volumétricas del petróleo crudo, hay tres situaciones específicas a considerar: 1) la presión está por encima de la condición de saturación, 2) la condición de saturación se alcanza y 3) la presión está por debajo de la condición de saturación. Además, algunas propiedades, como la viscosidad, requieren que la condición de aceite muerto se establezca (Moller y cols, 2018).

Los investigadores han publicado una amplia variedad de modelos, que se clasifican en tres opciones principales, de acuerdo con los requisitos de datos de entrada. Una opción requiere gravedad API, gravedad de gas, relación gas-aceite, presión y temperatura, y las propiedades se obtienen mediante el uso de correlaciones empíricas, aplicadas al modelado de viscosidad de aceite muerto (Glaso, 1980; Naseri y cols, 2005; Beal, 1946; Beggs y Robinson, 1975; Labedi, 1992; Kartoatmodjo y Schmidt, 1994; Elsharkawy y Alikhan, 1999; Al-Maamari y cols, 2006; Benninson, 1998), viscosidad saturada de aceite vivo (Beggs y Robinson, 1975; Labedi, 1992; Kartoatmodjo y Schmidt, 1994; Elsharkawy y Alikhan, 1999; Al-Maamari y cols, 2006; Benninson, 1998; Chew y Conally, 1959) y viscosidad subsaturada

(Vázquez y Beggs, 1980; Beal, 1946; Labedi, 1992; Kartoatmodjo y Schmidt, 1994; Elsharkawy y Alikhan, 1999; Al-Maamari y cols, 2006; Benninson, 1998; Chew y Conally, 1959). La segunda opción requiere información de composición de un petróleo crudo para estimar la viscosidad en un amplio rango de relación presión-temperatura, aumentando la capacidad de modelado utilizando información experimental (Macías-Salinas y cols, 2003; Macías-Salinas y cols, 2009; Ramos-Pallares y cols, 2016; Khemka y cols, 2021; Abutaqiya y cols, 2021). Últimamente, el uso de la inteligencia artificial ha proporcionado una buena concordancia entre la información experimental y el modelado (Alade y cols, 2019; Eleyedath y Swamy, 2018; Al-Gawfi y cols, 2019; Tatar y cols, 2016; Chen y Yang, 2021).

El uso de modelos clásicos para medir la viscosidad de los aceites pesados genera incertidumbre a la hora de tomar decisiones para establecer propuestas de diseño de pozos y programas de explotación. Es importante considerar que, a pesar de la gran variedad de alternativas para medir la viscosidad de estos fluidos, existen limitaciones en cada uno de los modelos disponibles. Las correlaciones matemáticas tienen condiciones de aplicación, ya sea para un tipo de fluido (pesado, mediano o ligero) o para la región de la que se toman los aceites para realizar los análisis correspondientes. Los modelos composicionales requieren el uso de información experimental para mejorar su capacidad de predicción. Por otro lado, los modelos basados en inteligencia artificial requieren una extensa base de datos para entrenar las redes neuronales propuestas. Además, es importante tener en cuenta que una amplia variedad de modelos disponibles desarrolla sus expresiones observando el comportamiento de la viscosidad en relación con la variación de temperatura, estableciendo valores de presión. Solo algunos modelos exhiben un comportamiento de viscosidad al variar significativamente la presión y la temperatura, de manera similar a como sucede en un sistema de producción de petróleo.

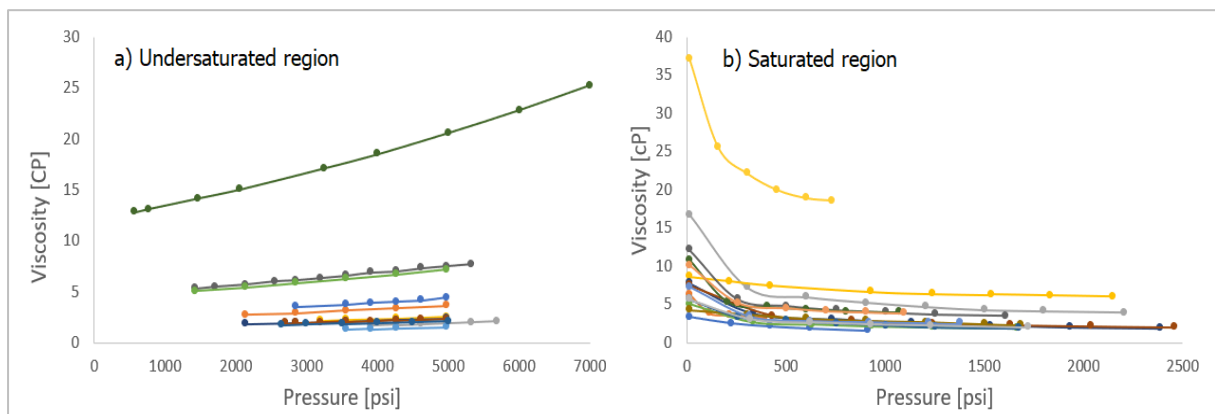
Este trabajo introduce un modelo de viscosidad asociado a las condiciones de producción, contribuyendo a la toma de decisiones durante las actividades de producción en pozos de petróleo pesado, en el rango de 10 a 21 °API. El propósito de este modelo es ofrecer una herramienta fácil y rápida para modelar la viscosidad del aceite pesado.

## **MATERIALES Y MÉTODOS**

La viscosidad es una propiedad que está relacionada con la calidad del aceite, su medición es más consistente y se puede obtener directamente de laboratorio o correlaciones, su valor proporciona una

idea rápida del petróleo que se trata (pesado, mediano o ligero), su comportamiento durante el transporte en el sistema yacimiento-pozo-tubería, y los problemas de aseguramiento de flujo que pueden estar asociados. En este trabajo, se colecta un conjunto de 230 datos de viscosidad de aceites pesados, obtenidos de informes de laboratorio de aceites pesados mexicanos (el nombre y la ubicación de los pozos es información confidencial), y fluidos reportados en artículos científicos (Abdul-Majeed y cols, 1990; Hemmati-Sarapardeh y cols, 2014), que describen el comportamiento de la viscosidad en las regiones del bajosaturado y saturado. El comportamiento de estas dos regiones unidas es no lineal; sin embargo, al separar los datos en dos regiones, se visualiza que el comportamiento en la región subsaturada es aproximadamente lineal, y en la región saturada ocurre un comportamiento similar, como se ve en la Figura 1. Por lo tanto, se generan dos bases de datos separadas, una para la región bajosaturada y otra para la región saturada.

**Figura 1.** Distribución del conjunto de datos experimentales de viscosidad de petróleo pesado en a) región bajosaturada y b) saturada.



### Modelado de viscosidad en región bajosaturada.

Para realizar el análisis del comportamiento de la viscosidad en la región subsaturada, se utilizan 127 datos de viscosidad a diferentes presiones, como la función de la relación de solubilidad, ( $R_s$ ) API y temperatura ( $T$ ). La Tabla 1 muestra los rangos de aplicación para las propiedades que describen la información de viscosidad experimental para aceites pesados en la región subsaturada.

**Tabla 1.** Rango de aplicación del modelo de viscosidad para cada parámetro en la región de petróleo subsaturado

Parámetro	Mínimo	Máximo	Un
Rs	49.98	600.85	$ft^3/bbl$
API	6.7	22	°API
T	100.04	244.4	°F
P	576	7967.5	Psi

La correlación de viscosidad se crea mediante un análisis de regresión en dos etapas. Primero, el conjunto de datos se divide en subconjuntos y el comportamiento no lineal suave de la información experimental se linealiza mediante suposición de comportamiento logarítmico, luego se crea una correlación entre viscosidad y presión mediante una aplicación del método del mínimo cuadrado modificado, donde la expresión general se estructura como ecuación lineal de la siguiente manera:

$$y^{(k)} = Bx + f^{(k)} \quad (1)$$

Dónde

$$B = \frac{\sum_{k=1}^W N_k [\langle x_i^{(k)} y_i^{(k)} \rangle - \langle x_i^{(k)} \rangle \langle y_i^{(k)} \rangle]}{\sum_{k=1}^W N_k var(x_i^{(k)})} \quad (2)$$

y

$$f^{(k)} = \langle y_i^{(k)} \rangle - B \langle x_i^{(k)} \rangle \quad (3)$$

En las ecuaciones 1 a 3,  $i$  representa el número de subconjuntos en los que se dividen los datos experimentales y  $k$  representa el tamaño de cada subconjunto. En segundo lugar, la correlación del conjunto obtenido de la ecuación 3 con la presión del punto de burbuja, la relación de solubilidad, el API y la temperatura se crea mediante la aplicación de regresión lineal múltiple. La correlación general en este paso se expresa de la siguiente manera

$$f^{(k)} = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n + U_i \quad \forall i = 1 \dots k \quad (4)$$

donde  $X_1, X_2, \dots, X_n$  representan las variables independientes, y son los coeficientes de regresión.  $\beta_0, \beta_1 \dots \beta_n$ .

Finalmente, la expresión para la región de petróleo bajosaturado se describe de la siguiente manera

$$\mu = A^B \cdot P^{M^B} \quad (5)$$

Dónde

$$A^B = e^{[a_0 + a_1 \cdot R_s + a_2 \cdot API + a_3 \cdot T]} \quad (6)$$

con  $a_0 = 8.77025638$   $a_1 = 0.00031611$   $a_2 = -0.42583175$   $a_3 = -0.01312609$

y  $M^B = 0.35920459$

### Modelado de viscosidad en región de aceite saturado

En la región saturada, el conjunto de datos experimentales se divide en subconjuntos que se linealizan mediante la suposición logarítmica natural de cada subconjunto a partir de datos experimentales. Similar a la región bajosaturada, se propone una regresión en dos etapas para obtener un modelo de viscosidad en la región saturada. Primero, se crea una correlación entre viscosidad y presión mediante una aplicación del Método del Mínimo Cuadrado Modificado, de acuerdo con las ecuaciones 1 a 3. En segundo lugar, se aplica una correlación entre el nuevo conjunto  $f^{(k)}$  obtenido por la nueva aplicación de la ecuación 3 y la temperatura, el API y la viscosidad del aceite muerto utilizando el formato de la ecuación 4. La Tabla 2 muestra el rango de aplicación de los parámetros para el modelo obtenido en la región saturada.

**Tabla 2.** Rango de aplicación del modelo de viscosidad para cada parámetro en la región de petróleo subsaturado

Parámetro	Mínimo	Máximo	Une
Viscosidad del aceite muerto	6	50	Cp
API	10	21	API
T	132	255	°F
P	14.7	2461	Psi

La expresión matemática para la viscosidad del petróleo pesado saturado es

$$\mu = A^S \cdot P^{M^S} \quad (7)$$

Dónde

$$A^S = e^{[a_0 \cdot T + a_1 \cdot API + a_2 \cdot \mu_{od}]} \quad (8)$$

Con  $a_0 = 0.00774084$   $a_1 = 0.01864893$   $a_2 = 0.08174709$  y  $M^S = -0.23850167$



## RESULTADOS Y DISCUSIONES

La Tabla 3 muestra la información de las condiciones de operación para tres aceites pesados, para evaluación del comportamiento de viscosidad en la región bajosaturada.

**Tabla 3.** Información experimental de las condiciones de operación de aceites pesados en regiones subsaturadas.

Condición	Aceite B-2	Aceite B-3	Aceite B-5
Temperatura (°F)	190.4	177.8	143.6
Rs (ft3/bbl)	441.6192	526.83	146.5012
API	21	21	14.5

Usando la información de la Tabla 3 y una variación de presión en cada aceite, es posible estimar la viscosidad en la región bajo saturada, utilizando las ecuaciones 5 y 6. La Tabla 4 muestra el comportamiento de la viscosidad en la región subsaturada de los aceites B-2, B-3 y B-5.

**Tabla 4.** Comparación de la viscosidad experimental y calculada para aceites pesados en regiones subsaturadas.

Aceite B-2			Aceite B-3			Aceite B-5		
Presión (psia)	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad calculada (CP)	Presión (psia)	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad calculada (CP)	Presión (psia)	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad calculada (CP)
4978.17	2.502	1.63	4978.17	1.496	1.46	2000	30.14	32.35
4267.01	2.377	1.54	4267.01	1.405	1.38	3000	35.465	37.43
3555.83	2.256	1.44	3911.42	1.366	1.34	4000	40.79	41.5
3200.26	2.198	1.39	3555.83	1.322	1.29	5000	46.115	44.96
	<b>MAPE</b>	<b>35.75%</b>		<b>MAPE</b>	<b>2.12%</b>	6000	51.44	48
						7000	56.765	50.74
							<b>MAPE</b>	<b>5.74%</b>

La ecuación 9 muestra el error porcentual absoluto medio (MAPE) que se estima en cada aceite.

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|value_{exp} - value_{calc}|}{|value_{exp}|} \times 100 \quad (9)$$

De acuerdo con los valores de viscosidad calculados en la región subsaturada, es posible observar que en el caso del aceite B-2, el MAPE es considerablemente grande, en comparación con los valores estimados para los aceites B-3 y B-5. Es interesante observar que en el caso del aceite B-2, la diferencia entre los valores de viscosidad estimados y los valores de viscosidad experimental es de solo 1 cP, aunque el MAPE es considerablemente alto, esto se debe a que en valores de baja viscosidad, pequeñas

diferencias entre los valores estimados y experimentales dan como resultado errores significativamente grandes. En el caso de los aceites B-3 y B-5, MAPE son 2.12% y 5.74%, respectivamente; Estos valores indican que existe una buena concordancia entre los valores experimentales y los valores calculados utilizando el modelo matemático propuesto para la región bajosaturada.

La Tabla 5 muestra la información de las condiciones de operación para tres aceites pesados, y se evalúa el comportamiento de viscosidad en la región saturada.

**Tabla 5.** Información experimental de las condiciones de operación de los aceites pesados en la región saturada

	Aceite S-1	Aceite S-2	Aceite S-3
Temperatura (°F)	208	205	132
Viscosidad del aceite muerto (cP)	6.33	16.71	37.18
API	21	17.3	18.5

Utilizando información de la Tabla 5 y una variación de presión en cada aceite, se obtiene estimación de viscosidad en la región saturada, se utilizan las ecuaciones 7 y 8. La Tabla 6 muestra el comportamiento de la viscosidad en la región saturada de los aceites S-1, S-2 y S-3.

**Tabla 6.** Comparación de la viscosidad experimental y calculada de aceites pesados en regiones saturadas.

Aceite S-1			Aceite S-2			Aceite S-3		
Presión (psia)	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad calculada (CP)	Presión (psia)	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad calculada (CP)	Presión (psia)	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad calculada (CP)
391	3.18	3.04	2205	3.88	4.22	729.8	18.16	17.03
319	3.33	3.19	1800	4.1	4.42	605	18.9	17.8
217	3.58	3.49	1204	4.68	4.87	455	19.96	19.06
115	3.82	4.07	605	5.93	5.74	305	22.18	20.96
14.7	6.33	6.65	305	7.2	6.76	158	22.58	24.52
	<b>MAPE</b>	<b>4.50%</b>	14.7	16.71	13.93	14.7	37.18	43.21
			<b>MAPE</b>	<b>7.80%</b>	<b>7.80%</b>	<b>MAPE</b>	<b>7.80%</b>	<b>7.80%</b>

Es posible observar, con los resultados de la Tabla 6, que existe buena concordancia entre los valores experimentales de viscosidad y los valores de viscosidad calculados, en la región de los saturados, utilizando las ecuaciones 7 y 8. Se observa que para el aceite S-1, el valor MAPE es del 4.5%, mientras que para los aceites S-2 y S.3, el valor MAPE es del 7.8%. Es posible observar que a 14.7 psi, se presenta

la mayor desviación entre el valor de viscosidad calculado y el valor experimental disponible, sin embargo, en general, el modelo representa adecuadamente el comportamiento de viscosidad de los aceites pesados a lo largo de la región saturada.

En general, el conjunto propuesto de ecuaciones de 5 a 8 estima adecuadamente el comportamiento de viscosidad de los aceites pesados en el rango de 10 a 21 ° API. Es posible observar que las variables requeridas para estimar los valores de viscosidad son condiciones de operación fácilmente obtenidas en informes técnicos, sin necesidad de recurrir a pruebas especiales para conocer sus valores. Además, es importante considerar que, aunque la temperatura es una variable del sistema y el conjunto de ecuaciones puede calcular la viscosidad a diferentes valores de temperatura, es importante destacar el comportamiento de la variación de presión en un sistema de producción como una condición más recurrente, y de mayor interés, mientras que la variación de temperatura es menor, por lo que este conjunto de ecuaciones se utiliza para representar el comportamiento de la viscosidad de una manera similar a como se realiza una prueba PVT de laboratorio.

## **CONCLUSIONES**

Este trabajo presenta un modelo de viscosidad asociado a las condiciones de producción, contribuyendo a la toma de decisiones durante las actividades de producción en pozos de petróleo pesado, considerando como una característica específica que el modelo se desarrolla en función de condiciones y variables que puedan ser conocidas y sobre todo controlables durante el proceso de producción de hidrocarburo pesado desde el yacimiento hasta la superficie. El modelo matemático propuesto en las ecuaciones 5 a 8 requiere información fácilmente obtenida de informes técnicos y pruebas experimentales básicos. El propósito de este modelo es ofrecer una herramienta fácil y rápida para modelar la viscosidad del petróleo pesado en un rango de 10 a 21 ° API. El MAPE del modelo de viscosidad calculada en comparación con la información experimental es menor en la región saturada que en la región bajosaturada. Entonces, es posible mejorar en la estimación de la viscosidad de la región bajosaturada aumentando el conjunto de datos para ampliar la capacidad de cálculo de las ecuaciones 5 y 6. Los esfuerzos futuros se pueden mejorar para modelar aceites más pesados (por debajo de 10 ° API).

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdul-Majeed, G. H.; Kattan, R. R.; Salman, N. H. New correlation for estimating the viscosity of undersaturated crude oils, Technical note JCPT. 1990, 29, 3, 80-85.  
<https://doi.org/10.2118/90-03-10>
- Abutaqiya, M. I. L.; Zhang, J.; Vargas, F. M. Viscosity modeling of reservoir fluids using the Friction Theory with PC-SAFT crude oil characterization. Fuel. 2019, 235, 113–129.  
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.06.062>
- Al-Gawfi, A.; Zirrahi, M.; Hassanzadeh, H.; Abedi, A. Developmnet of generalized correlations for thermophysical properties og light hydrocarbon solvents (C1-C5)/bitumen systems using genetic programming, ACS Omega. 2019, 4, 4, 1955-6967.  
<https://doi.org/10.1021/acsomega.9b00150>
- Al-Maamari, R. S.; Houache, O.; Abdul-Wahab, S. A. New correlating parameter for the viscosity of heavy crude oils, Energy & Fuels. 2006, 20, 2586-2592. <https://doi.org/10.1021/ef0603030>
- Alade, O.; Al Shehri, D.; Mahmoud, M.; Sasaki, K. Viscosity–Temperature–Pressure Relationship of Extra-Heavy Oil (Bitumen): Empirical Modelling versus Artificial Neural Network (ANN). *Energies* 2019, 12, 2390. <https://doi.org/10.3390/en12122390>
- Beggs, H.D.; Robinson, J.R. Estimating the viscosity of crude oil systems, JPT. 1975, 9, 1140-1141.  
<https://doi.org/10.2118/5434-PA>
- Benninson Trevor, G. Prediction of heavy oil viscosity, AEA Technology PLC, Presented at IBC Heavy Oil Field Development Conference, London 1998.
- Chen, Z.; Yang, D. Predicting viscosities of heavy oils and solvent-heavy oil mixtures using artificial neural networks, J. Energy Resour. Technol. 2021, 143(11), 113001.  
<https://doi.org/10.1115/1.4049603>
- Chew, J.; Connally, C. A. Viscosity correlation for gas-saturated crude oil. Trans. AIME. 1959, 216, 23-25. <https://doi.org/10.2118/1092-G>
- Eleyedath, A.; Swamy, A. K. Prediction of density and viscosity of bitumen. Petroleum Science and Technology. 2018, 1–8. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1511594>

- Elsharkawy, A. M.; Alikhan, A. A. Models for predicting the viscosity of Middle East crude oils. *Fuel*. 1999, 78, 891-903. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(99\)00019-8](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(99)00019-8)
- Glaso, O. Generalized pressure-volume-temperature correlations. *SPE J. Pet. Technol.* 1980, 32, 785-95. <https://doi.org/10.2118/8016-PA>
- Hemmati-Sarapardeh, A.; Seyed-Mohammad-Javad, M.; Mahmoudi, B.; Ramazani, A.; Mohammadi, A. H. Experimental measurement and modeling of saturated reservoir oil viscosity. *Korean J. Chem. Eng.* 2014, DOI: <https://doi.org/10.1007/s11814-014-0033-3>
- Kartoatmodjo, F.; Schmidt, Z. Large data bank improves crude physical property correlation. *Oil Gas J.* 1994, 4, 51-55.
- Khemka, Y.; Abutaqiya, M. I. L.; Sisco, C. J.; Chapman, W. G.; Vargas, F. M. Accurate prediction of the viscosity of light crude oils using one-parameter friction theory: Effect of crude oil characterization methods and property correlations. *Fuel*. 2021, 283, 118926. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118926>
- Labedi, R. Improved correlations for predicting the viscosity of light crudes. *J. Pet. Sci. Eng.* 1992, 8, 221-234. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90035-Y](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90035-Y)
- Lasater, J. A., Bubblepoint pressure correlation, *Trans. AIME* 1958, 213, 379-81. <https://doi.org/10.2118/957-G>
- Macías-Salinas, R.; García-Sánchez, F.; Hernández-Garduza, O. Viscosity model for pure liquids based on Eyring theory and cubic EOS. *AIChE Journal* 2003, 49(3), 799–804. <https://doi.org/10.1002/aic.690490324>
- Macías-Salinas, R.; C. Durán-Valencia, C.; López-Ramírez, S.; Bouchot, C. Eyring-Theory-based model to estimate crude oil viscosity at reservoir conditions. *Energy & Fuels*. 2009, 23, 1, 464-470. <https://doi.org/10.1021/ef8003015>
- Moller, J. B.; Meisingset, K. K.; Arief, I.H. An improved correlation approach to predict viscosity of crude oil systems on the NCS, presented at the SPE Norway One Day Seminar, SPE 191296-MS. <https://doi.org/10.2118/191296-MS>
- Naseri, A.; Nikazar, M.; Mousavi Dehghani, S. A. A correlation approach for prediction of crude oil viscosities, *J. Pet. Sci. Eng.* 2005, 47, 163. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.03.008>

- Beal, C. Viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil field temperature and pressures. Trans. AIME, 1946, 165, 114-127. <https://doi.org/10.2118/946094-G>
- Petrosky Jr., G.E., F.F. Farshad, Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils, presented at the Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, 1993, SPE 26644. <https://doi.org/10.2118/51395-PA>
- Ramos-Pallares, F.; Taylor, S. D., Satyro, M. A., Marriott, R. A., & Yarranton, H. W. Prediction of Viscosity for Characterized Oils and Their Fractions Using the Expanded Fluid Model. Energy & Fuels 2016, 30(9), 7134–7157. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfue s.6b01419>
- Standing, M.B., A pressure volume temperature correlation for mixture of California oils and gases, Drill & Prod. Prac. 1974, 275-87.
- Sutton, R. P.; Farshad, F. F. Evaluation of empirically derived PVT properties for Gulf of Mexico crude oils, paper SPE 13172 presented at the 1984 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Sept. 16-19. <https://doi.org/10.2118/13172-PA>
- Tatar, A.; Barati-Harooni, A.; Moradi, S.; Nasery, S.; Najafi-Marghmaleki, A.; Lee, M.; kim Phung L.; Bahadori, A. Prediction of heavy oil viscosity using a radial basis function neural network. Petroleum Science and Technology. 2016, 34(21), 1742–1748. <https://doi.org/10.1080/10916466.2016.1221966>
- Vazquez, M.E.; Beggs, H.D. Correlation for fluid physical property prediction, SPE 6719. 1980, 968-70. <https://doi.org/10.2118/6719-PA>