

Evaluación de correlaciones de viscosidad con datos de aceites pesados de 10 a 16 °API de yacimientos en el Golfo de México

Yearim Antonio Arzápalo

T. Iván Guerrero Sarabia

M. Graciela Reyes Ruíz

GIIMAF-Facultad de Ingeniería-UNAM

Artículo recibido en diciembre de 2018 y aceptado en abril de 2019

Resumen

En este trabajo se presenta una evaluación de diversas correlaciones empíricas para calcular la viscosidad de aceites pesados. Para tal efecto, se utilizó información de siete estudios PVT correspondientes a muestras de fluidos de cinco campos petroleros ubicados en el Golfo de México; los aceites analizados presentan una densidad en el rango de 10 a 16 °API. En total, se recabaron 179 puntos experimentales de viscosidad bajo diferentes condiciones de presión y temperatura. Con base en un índice de comportamiento relativo que involucra el cálculo de seis parámetros estadísticos, se evaluaron once correlaciones para la viscosidad del aceite muerto, diez para la viscosidad del aceite saturado, y nueve para la viscosidad del aceite bajosaturado.

Palabras clave: Aceite pesado, correlaciones de viscosidad, correlaciones PVT.

Evaluation of viscosity correlations with data of 10 to 16 °API heavy oils from reservoirs in the Gulf of Mexico

Abstract

In this work, we present an evaluation of several correlations for predicting the viscosity of heavy oils. It was based on data from seven PVT studies of five oil fields in the Gulf of Mexico. The density of the samples varied from 10 to 16 °API. A total of 179 points of viscosity under different pressure and temperature conditions were collected. A relative performance factor, involving six statistical parameters, was used as evaluation criteria. The numbers of viscosity correlations considered in the study were: 11 for dead oil, 10 for saturated oil, and 9 for undersaturated oil.

Keyword: Heavy oil, viscosity correlations, PVT correlations.

Introducción

Hasta hace algunos lustros, las vastas reservas de aceite pesado en México se habían dejado de lado como recursos energéticos debido a la complejidad técnica y los altos costos asociados con su extracción del subsuelo, transporte y refinación. Sin embargo, esto cambió con el agotamiento

de los grandes campos de aceite convencional. Como se muestra en la **Figura 1**, se estima que el 30% de las reservas probadas de petróleo en el país son de los tipos ligero y superligero (Pemex, 2018). Considerando que más de dos tercios de las reservas corresponden a aceite pesado (4,078 MMbbls), existe un creciente interés de la industria en estos recursos.

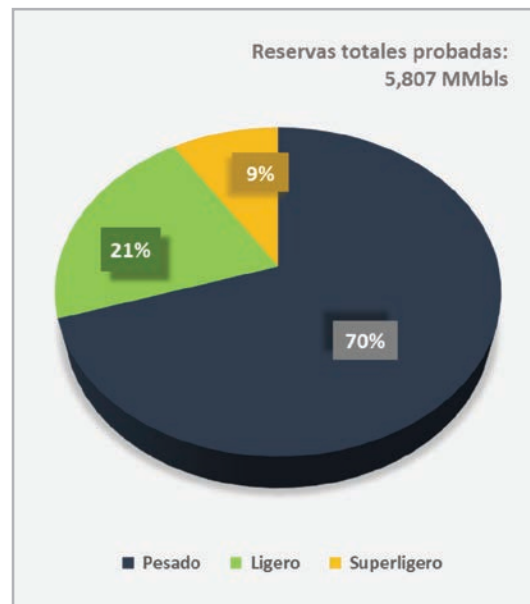


Figura 1. Reservas probadas de petróleo en México al 1 de enero de 2018 (Pemex, 2018).

Ahora bien, estudiar el comportamiento termodinámico de los aceites pesados es fundamental para seleccionar la mejor estrategia de explotación. En particular, la viscosidad es una de sus propiedades más complejas de determinar, ya que puede variar en órdenes de magnitud (por ejemplo, de 1 a 10^6 cp) en función de la presión, la temperatura y la composición. Por lo tanto, y como se describe más adelante, para calcularla se han propuesto numerosas correlaciones empíricas, así como algunos modelos teóricos que dependen de la composición del aceite.

Con respecto al enfoque composicional, en la práctica comúnmente se utilizan los modelos de Lohrenz, Bray y Clark (1964), y de Pedersen et al. (1984). Sin embargo, es importante destacar que ambos se desarrollaron originalmente para aceite ligeros, por lo que su aplicación al caso de los aceites pesados puede ser cuestionable y resultar en errores sustanciales, particularmente en condiciones de saturación a bajas presiones (Antonio, 2016; Dimayuga, 2017).

En cuanto a las correlaciones empíricas, éstas generalmente dependen sólo de la densidad relativa del aceite, la presión, la temperatura, y la relación de solubilidad. Es claro que su aplicación está limitada por los rangos de las variables indicados por los autores, por lo cual deben evaluarse con respecto a datos experimentales antes de utilizarlas en cálculos de ingeniería.

Considerando exclusivamente el enfoque empírico, este trabajo tiene como objetivo identificar las correlaciones que mejor reproducen el comportamiento de la viscosidad del aceite (muerto, saturado y bajosaturado), con base en datos experimentales de siete muestras de aceites pesados producidos en campos del Golfo de México, de 10 a 16 °API.

Datos experimentales

Se recolectaron siete estudios PVT correspondientes a aceites pesados de cinco campos petroleros en el Golfo de México. En la **Tabla 1** se indican las propiedades termodinámicas relevantes de cada muestra de fluido, identificados como M1 a M7. Como puede observarse, la densidad de los aceites varía de 10.9 a 15.4 °API, y la viscosidad a las condiciones del punto de burbuja, entre 10.6 y 79 cp.

La consistencia de la información de los estudios PVT se verificó mediante la metodología descrita en León et al. (2005); en todos los casos, se determinó que los datos fueron consistentes. Por otra parte, es importante mencionar que los datos volumétricos de la prueba de liberación diferencial se ajustaron a las condiciones de las pruebas del separador (McCain, 1991), con la finalidad de utilizarlos en los cálculos de la viscosidad con las correlaciones empíricas seleccionadas.

En total se recolectaron 179 puntos experimentales de viscosidad: siete para el aceite muerto; 49 para el aceite saturado; y 123 en condiciones de bajosaturación. En las **Figuras 2 y 3** se muestran respectivamente las curvas

experimentales de la viscosidad y de la relación de solubilidad de los aceites analizados, en función de la presión y a la temperatura de yacimiento correspondiente.

Muestra	γ_o (°API)	P_b (psia)	R_{sb} (pie ³ /bl)	μ_{ob} (cp)	T_y (°F)
M ¹	10.9	722	114	38.7	235
M ²	11.1	783	122	28.7	253
M ³	11.4	902	132	79.0	219
M ⁴	12.9	1908	277	11.2	238
M ⁵	13.6	1849	272	10.6	241
M ⁶	14.0	2055	281	11.1	243
M ⁷	15.4	1295	247	11.7	243

Tabla 1. Propiedades termodinámicas características de los aceites pesados analizados.

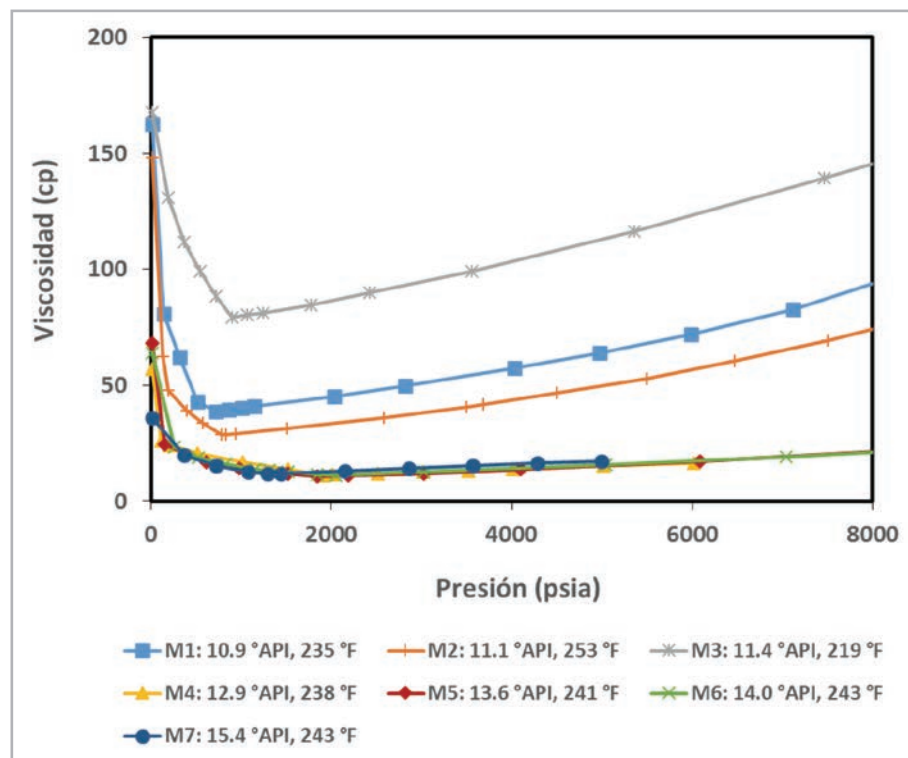


Figura 2. Curvas experimentales de viscosidad de los aceites pesados analizados.

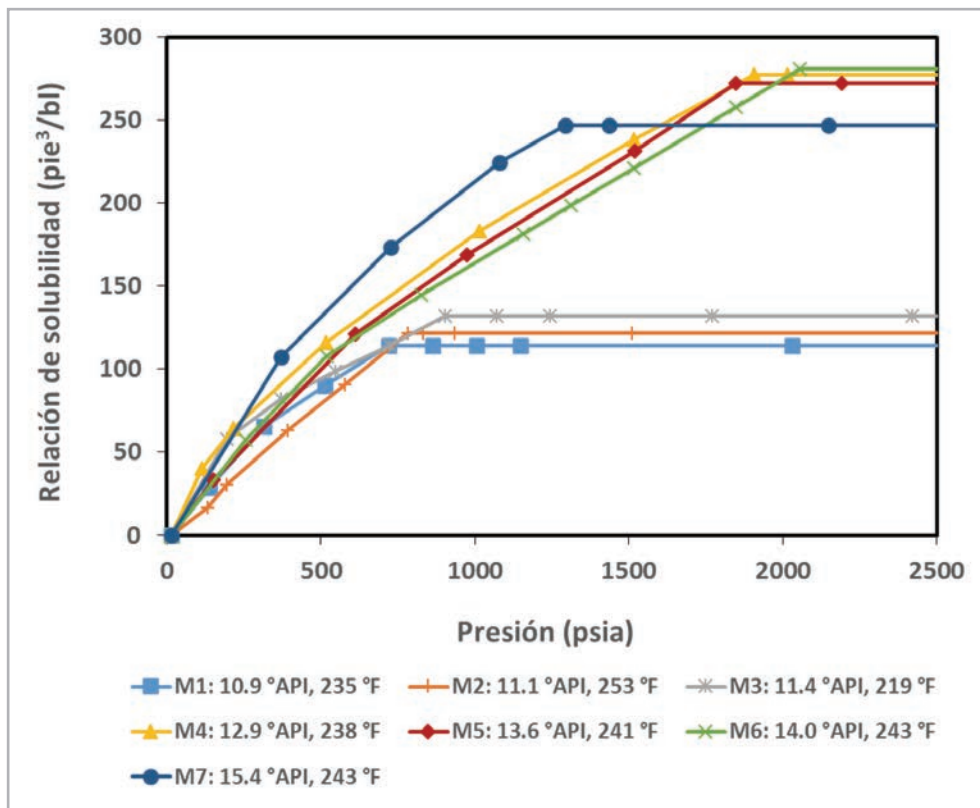


Figura 3. Curvas experimentales de relación de solubilidad de los aceites pesados analizados.

Correlaciones seleccionadas

Las correlaciones seleccionadas para calcular la viscosidad del aceite muerto, la viscosidad del aceite saturado y la viscosidad del aceite bajosaturado, se indican respectivamente en las **Tablas 2, 3 y 4**; en estas tablas también se presenta información relacionada con los rangos de aplicación para algunas variables importantes utilizadas por los autores en su desarrollo. Las ecuaciones correspondientes se presentan en el anexo A.

Como puede observarse en las Tablas 2, 3 y 4, algunas de las correlaciones fueron desarrolladas para aceites con densidad API mayor de 16 grados; considerando que los fluidos analizados son de 10.9 a 15.4 °API, estas correlaciones se incluyeron en el estudio para evaluar su posible aplicación para aceites de estas características.

Correlación	Núm.	γ_o (°API)		μ_{od} (cp)		T (°F)	
	Datos	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx
Al-Khafaji et al. (1987)	350	15	51	---	---	60	300
Beal (1946)*	753	10	53	0.865	1550	98	250
Beggs y Robinson (1975)	460	16	58	---	---	70	295
Bennison (1998)	16	11	20	6.400	8396	39	300
Bergman (1992)**	---	---	---	---	---	---	---
De Ghetto et al. (1995)***	195	6	57	0.460	1387	81	342
Dindoruk y Christman (2004)	95	17	40	0.896	62.63	121	276
Egbogah y Ng (1990)	394	5	58	---	---	59	176
Elsharkawy y Alikhan (1999)	254	20	48	0.600	33.7	100	300
Glaso (1980)	29	20	48	0.616	39.1	50	300
Kartoatmodjo y Schmidt (1991)	661	14	59	0.506	682	80	320

*En Standing (1977).

**En Whitson y Brulé (2000).

***Datos globales utilizados por los autores para desarrollar correlaciones por tipo de aceite: ligero, intermedio, pesado y extrapesado.

Tabla 2. Correlaciones para la viscosidad del aceite muerto, (modificada de Sutton, 2006).

Correlación	Núm.	γ_o (°API)		μ_o (cp)		R_S (pie ³ /bl)		T (°F)	
	Datos	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx
Al-Khafaji et al. (1987)	72	15	51	---	---	0	2100	60	300
Beggs y Robinson (1975)	2073	16	58	---	---	20	2070	70	295
Bergman (1992) *	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Bergman y Sutton (2007)	12474	6	62	0.045	3285	3	6525	63	342
Chew y Connally (1959)**	2257	---	---	---	---	51	3544	72	292
De Ghetto et al. (1995)***	195	6	57	0.070	295.9	9	3299	81	342
Dindoruk y Christman (2004)	95	17	40	0.161	8.7	133	3050	121	276
Elsharkawy y Alikhan (1999)	254	20	48	0.050	20.89	10	3600	100	300
Kartoatmodjo y Schmidt (1991)	5321	14	59	0.096	586	0	2890	80	320
Khan et al. (1987)	1841	14	45	0.130	77.4	24	1901	75	240

*En Whitson y Brulé (2000).

**En Standing (1977).

***Datos globales utilizados por los autores para desarrollar correlaciones por tipo de aceite: ligero, intermedio, pesado y extrapesado.

Tabla 3. Correlaciones para la viscosidad del aceite saturado, (modificada de Sutton, 2006).

Correlación	Núm.	γ_o (°API)		μ_o (cp)		μ_{ob} (cp)		P_b (psia)	
	Datos	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx
Abdul-Majeed et al. (1990)	253	15	51	0.096	28.5	0.093	20.5	498	4864
Al-Khafaji et al. (1987)	210	15	51	0.093	7.139	---	---	---	---
Beal (1946)*	26	10	53	0.160	315	0.142	127	---	---
De Ghetto et al. (1995)**	195	6	57	0.130	354.6	---	---	---	---
Dindoruk y Christman (2004)	95	17	40	0.211	10.6	0.161	8.7	926	12230
Elsharkawy y Alikhan (1999)	254	20	48	0.200	5.7	---	---	---	---
Kartoatmodjo y Schmidt (1991)	3588	14	59	0.168	517	0.168	184.9	25	4775
Khan et al. (1987)	1503	14	45	0.130	71	0.130	77.4	107	4315
Vázquez y Beggs (1980)	3593	---	---	0.117	148	---	---	---	---

*En Standing (1977).

**Datos globales utilizados por los autores para desarrollar correlaciones por tipo de aceite: ligero, intermedio, pesado y extrapesado.

Tabla 4. Correlaciones para la viscosidad del aceite bajosaturado, (modificada de Sutton, 2006).

Criterios de evaluación

La evaluación de las correlaciones para predecir la viscosidad del aceite se realizó con base en el índice de comportamiento relativo, (I_{cr}). Este índice involucra el

cálculo de seis parámetros estadísticos y varía en un rango de cero a seis; la correlación con el valor más pequeño es aquella que mejor reproduce los datos medidos de viscosidad. El índice de comportamiento relativo se define como, (Brill y Mukherjee, 1999):

$$I_{cr} = \frac{|E_1| - |E_{1min}|}{|E_{1max}| - |E_{1min}|} + \frac{E_2 - E_{2min}}{E_{2max} - E_{2min}} + \frac{E_3 - E_{3min}}{E_{3max} - E_{3min}} + \frac{|E_4| - |E_{4min}|}{|E_{4max}| - |E_{4min}|} + \frac{E_5 - E_{5min}}{E_{5max} - E_{5min}} + \frac{|E_6| - |E_{6min}|}{|E_{6max}| - |E_{6min}|} \quad \dots(1)$$

En la ecuación 1, los parámetros estadísticos E_1 a E_3 corresponden respectivamente al valor promedio del error relativo, el promedio de su valor absoluto y su desviación

estándar. Por otra parte; los términos E_4 a E_6 , tienen la misma interpretación, pero con base en el error absoluto. La forma de calcularlos se describe en el anexo B.

Resultados

1. Viscosidad del aceite muerto

En la **Tabla 5** y la **Figura 4**, se presentan los *Icr* correspondientes a las correlaciones seleccionadas para calcular la viscosidad del aceite muerto. En ambos casos, las correlaciones están ordenadas de la mejor a la peor evaluadas. Adicionalmente, en la Tabla 5 se indica el valor de los parámetros estadísticos involucrados en el cálculo del *Icr*.

A partir de los resultados mostrados en la Tabla 5 y la Figura 4, se observa que la correlación que mejor representa los datos experimentales es la de Glaso

(1980), con un *Icr* de 1.15; en segundo lugar, se encuentra la de Kartoatmodjo y Schmidt (1991), con un *Icr* de 1.18. Al comparar los parámetros estadísticos de ambas correlaciones, es interesante observar que el promedio del valor absoluto del error relativo (E_2) es menor en el caso de Kartoatmodjo y Schmidt (18.6% contra 25%); sin embargo, su desviación estándar (E_3) es mayor que la correspondiente a la correlación de Glaso (53% contra 34%), indicando un mayor grado de dispersión. Resultados similares se obtienen al considerar el error absoluto.

Finalmente, se observa que la correlación que resultó con la evaluación más desfavorable es la de Beggs y Robinson (1975), con un *Icr* de 5.0; en este caso, el error relativo es de casi 90%, con una desviación estándar de 10%.

Correlación	E_1	E_2	E_3	E_4	E_5	E_6	<i>Icr</i>
	(%)	(%)	(%)	(cp)	(cp)	(cp)	
Glaso (1980)	-24.1	25.0	34.3	-23.3	23.8	30.6	1.15
Kartoatmodjo y Schmidt (1991)	4.8	18.6	53.4	9.1	17.0	49.8	1.18
Al-Khafaji et al. (1987)	-46.6	46.6	47.6	-41.7	41.7	45.7	2.65
Dindoruk y Christman(2004)	-57.6	57.6	17.1	-58.7	58.7	88.2	3.07
Elsharkawy y Alikhan (1999)	-50.8	50.8	28.1	-55.8	55.8	100.9	3.18
Egbogah y Ng(1990)	-53.4	53.4	27.4	-58.5	58.5	105.1	3.35
Bergman (2000)	-65.9	65.9	18.5	-68.4	68.4	108.0	3.75
De Ghetto et al. (1994)	-65.0	65.0	27.8	-70.7	70.7	124.5	4.16
Bennison(1998)	-76.8	76.8	17.6	-80.5	80.5	129.7	4.53
Beal (1946)	-80.3	80.3	17.5	-84.0	84.0	135.0	4.76
Beggs y Robinson (1975)	-88.2	88.2	10.0	-90.5	90.5	138.4	5.00

Tabla 5. Resultados de la evaluación de las correlaciones para la viscosidad del aceite muerto.

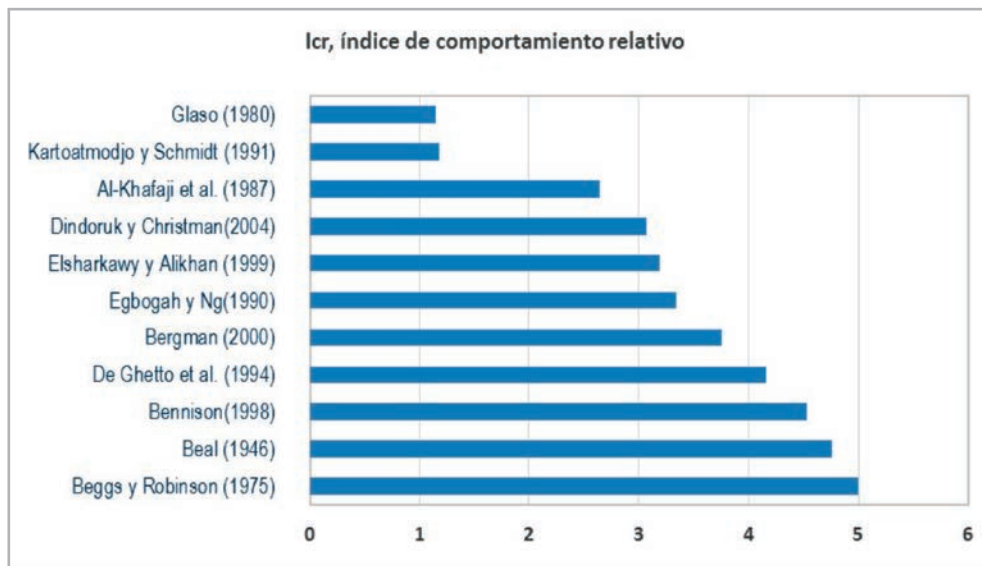


Figura 4. Índice de comportamiento relativo de las correlaciones para la viscosidad del aceite muerto.

2. Viscosidad del aceite saturado

Los resultados de la evaluación de las correlaciones para calcular la viscosidad del aceite saturado se presentan en la **Tabla 6** y la **Figura 5**. Con base en los resultados mostrados, la correlación mejor evaluada es la de Khan et al. (1987): *Icr* de 0.88, error relativo promedio del orden de 10% y desviación estándar de 82%. La correlación de Beggs y

Robinson (1975) se encuentra en segundo lugar, con un *Icr* de 1.32.

La correlación que obtuvo el factor de comportamiento más desfavorable fue la de Chew y Conally (1959), al presentar un *Icr* de 5.15. El promedio del valor absoluto del error relativo es 50%, y la desviación estándar es de 271%.

Correlación	E_1	E_2	E_3	E_4	E_5	E_6	<i>Icr</i>
	(%)	(%)	(%)	(cp)	(cp)	(cp)	
Khan et al. (1987)	-9.3	11.4	82.1	-8.2	8.8	76.9	0.88
Beggs y Robinson (1975)	3.7	26.7	183.6	-0.2	12.1	81.2	1.32
Bergman y Sutton (2007)	26.7	36.8	219.7	6.0	13.6	89.0	3.13
Elsharkawy y Alikhan (1999)	9.6	32.9	211.1	-4.5	16.3	119.6	3.24
Dindoruk y Christman (2004)	32.9	40.8	226.7	6.4	13.4	82.0	3.32
Kartoatmodjo y Schmidt (1991)	31.1	43.7	251.3	5.0	16.7	106.1	4.09
De Guetto (1994)	16.9	39.6	243.6	-5.4	18.4	136.7	4.33
Bergman (2000)	37.4	44.4	251.7	9.5	15.2	100.2	4.43
Al-Khafaji et al. (1987)	45.6	52.8	213.4	10.9	17.2	91.5	4.81
Chew y Conally (1959)	43.8	49.6	271.1	10.8	16.5	105.9	5.15

Tabla 6. Resultados de la evaluación de las correlaciones para la viscosidad del aceite saturado.

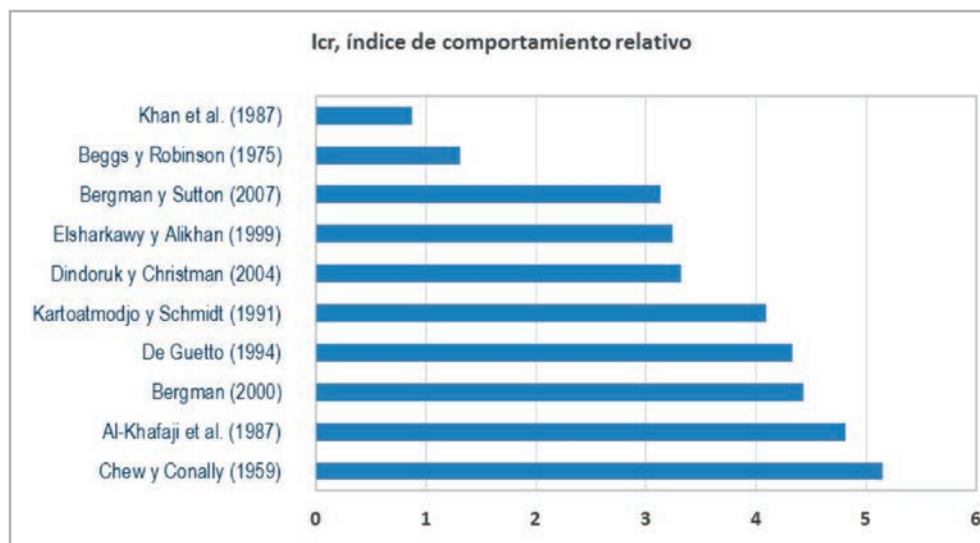


Figura 5. Índice del comportamiento relativo de las correlaciones para la viscosidad del aceite saturado.

3. Viscosidad del aceite bajosaturado

En la **Tabla 7** y la **Figura 6** se presentan los resultados de la evaluación de las correlaciones para calcular la viscosidad del aceite bajosaturado. Como puede observarse, la de De Ghetto et al. (1994), es la que mejor reproduce los datos experimentales, con un *Icr* prácticamente de cero; en este caso, el promedio del valor absoluto del error relativo es menor del 6%, y la desviación estándar es de 49%. La segunda correlación mejor evaluada es la de Khan et al., con un *Icr* de 0.08.

De acuerdo a la Tabla 6, las correlaciones con las evaluaciones más desfavorables son la de Al-Khafaji et al. (1987) y la de Dindoruk y Christman (2004), con *Icr* de 3.62 y 5.6, respectivamente; ambas correlaciones presentan errores relativos de más de 100% y desviaciones estándar mayores de 798%. Al respecto, es importante observar que su mal comportamiento estadístico afecta notablemente el cálculo del *Icr* de las demás correlaciones, de tal manera que éstas presentan valores menores de 0.62; esto no debe interpretarse como que todas dan buenos resultados, sino que presentan errores menores (mas no por eso, necesariamente pequeños) en comparación a los de Al-Khafaji et al., y de Dindoruk y Christman.

Correlación	E_1	E_1	E_1	E_1	E_1	E_1	<i>Icr</i>
	(%)	(%)	(%)	(cp)	(cp)	(cp)	
De Ghetto et al. (1994)	-0.5	5.8	49.1	-0.6	4.1	36.3	0.00
Khan et al. (1987)	-5.7	6.8	56.2	-3.7	5.1	50.3	0.08
Kartoatmodjo y Schmidt (1991)	4.7	11.3	102.3	6.8	10.1	111.6	0.22
Elsharkawy y Alikhan (1999)	-11.3	11.5	88.6	-8.6	8.7	87.3	0.25
Beal (1946)	4.3	12.8	115.8	7.5	11.6	128.2	0.26
Vázquez y Beggs (1980)	15.3	15.4	135.7	14.3	14.3	159.5	0.45
Abdul – Majeed et al. (1990)	-26.5	26.5	134.9	-17.2	17.2	135.0	0.62
Al-Khafaji et al. (1987)	156.8	156.8	797.8	68.0	68.0	416.2	3.62
Dindoruk y Christman (2004)	127.0	129.2	1467	149	150	1939	5.63

Tabla 7. Resultados de la evaluación de las correlaciones para la viscosidad del aceite bajosaturado.

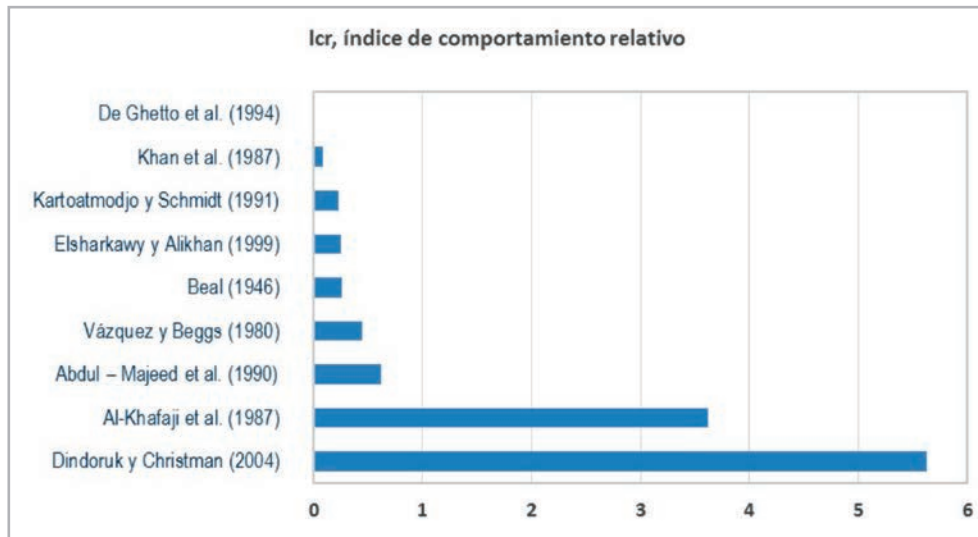


Figura 6. Índice de comportamiento relativo de las correlaciones de viscosidad para el aceite bajosaturado.

Conclusiones

Se realizó una evaluación de diversas correlaciones para calcular la viscosidad de aceites pesados. Para tal efecto, se utilizaron datos experimentales de siete estudios PVT de fluidos de cinco campos petroleros en el Golfo de México que producen aceite pesado de 10 a 16 °API. Se evaluaron once correlaciones empíricas para la viscosidad del aceite muerto, diez para la viscosidad del aceite saturado, y nueve para la viscosidad del aceite bajosaturado. La evaluación se realizó en términos de un índice de comportamiento relativo que involucra seis parámetros estadísticos. Los resultados obtenidos fueron:

1. Viscosidad del aceite muerto: la correlación mejor evaluada fue la Glaso (1980); en segundo lugar, la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt (1991).
2. Viscosidad del aceite saturado: las mejores correlaciones fueron las de Khan et al. (1987), y la de Beggs y Robinson (1975).
3. Viscosidad del aceite bajosaturado: la correlación de De Ghetto et al. (1994) fue la mejor evaluada; en segundo lugar, se encuentra la correlación de Khan et al. (1987).

Nomenclatura

P	Presión (psia)
p_b	Presión de burbuja (psia)
R_s	Relación de solubilidad (pie^3/bl)
R_{sb}	Relación de solubilidad en el punto de burbuja (pie^3/bl)
T	Temperatura ($^{\circ}\text{F}$)
γ_{API}	Densidad API del aceite
μ_o	Viscosidad del aceite (cp)
μ_{ob}	Viscosidad del aceite a las condiciones del punto de burbuja (cp)

Agradecimientos

Los autores expresan su gratitud a la Universidad Nacional Autónoma de México por las facilidades otorgadas para la realización este trabajo. La investigación se realizó gracias al Programa UNAM-DGAPA-PAPIIT, con clave IA107817: "Estudio sobre la inestabilidad del flujo en pozos petroleros que producen aceite pesado y operan con bombeo neumático continuo". Asimismo, agradecen al Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo (GIIMAF) de la Facultad de Ingeniería.

Apéndice A

Correlaciones para la viscosidad del aceite muerto

- Al-Khafaji, Abdul – Majeed y Hassoon (1987):

$$\mu_{od} = \left(10^{(4.9563 - 0.00488 T)}\right) \cdot \left(\gamma_{API} + \frac{T}{30} - 14.29\right)^{-2.709}$$

- Beal (1946):

$$\mu_{od} = \left(0.32 + \frac{1.8 \cdot 10^7}{\gamma_{API}^{4.53}}\right) \left(\frac{360}{T + 200}\right)^A; \quad \log A = 0.43 + 8.33 \gamma_{API}^{-1}$$

- Beggs y Robinson (1975):

$$\mu_{od} = 10^A - 1; \quad A = \left(10^{(3.0324 - 0.02023 \gamma_{API})}\right) \cdot T^{-1.163}$$

- Bennison (1998):

$$\mu_{od} = \left(10^{-0.8021 \gamma_{API} + 23.8765}\right) \cdot T^{(0.31458 \gamma_{API} - 9.21592)}$$

- Bergman (en Whitson y Brulé, 2000):

$$\ln [\ln(\mu_{od} + 1)] = 22.33 - 0.194 \gamma_{API} + 0.00033 \gamma_{API}^2 - (3.2 - 0.0185 \gamma_{API}) \cdot \ln(T + 310)$$

- De Ghetto (1994); $10 < \gamma_{API} \leq 22.3$:

$$\log [\log(\mu_{od} + 1)] = 2.06492 - 0.0179 \gamma_{API} - 0.70226 \log T$$

- Dindoruk y Christman (2004):

$$\mu_{od} = \frac{9.36579 \cdot 10^9 T^{-4.194017808} (\log \gamma_{API})^{(14.505357625 \log T - 44.868655416)}}{-3.1461171 \cdot 10^{-9} p_b^{1.517652716} + 0.010433654 R_{sb}^{-0.00077688}}$$

- Egbogah y Ng (1990):

$$\log [\log(\mu_{od} + 1)] = 1.8653 - 0.025086 \gamma_{API} - 0.56441 \log T$$

- Elsharkawy y Alikhan (1999):

$$\log [\log(\mu_{od} + 1)] = 2.16924 - 0.02525 \gamma_{API} - 0.68875 \log T$$

- Glaso (1980):

$$\mu_{od} = 3.141 \cdot 10^{10} T^{-3.444} (\log \gamma_{API})^{10.313 \log T - 36.447}$$

- Kartoatmodjo y Schmidt (1991)

$$\mu_{od} = 1.6 \cdot 10^9 T^{-2.8177} (\log \gamma_{API})^{5.7526 \log T - 26.9718}$$

Correlaciones para la viscosidad del aceite saturado

- Al-Khafaji et al. (1987):

$$\begin{aligned} \mu_o &= A \mu_{od}^B; \quad \psi = \log R_s \\ A &= 0.247 + 0.2824 \psi + 0.5657 \psi^2 - 0.4065 \psi^3 + 0.0631 \psi^4 \\ B &= 0.894 + 0.0546 \psi + 0.07667 \psi^2 - 0.0736 \psi^3 + 0.01008 \psi^4 \end{aligned}$$

- Beggs y Robinson (1975):

$$\begin{aligned} \mu_o &= A \mu_{od}^B \\ A &= 10.715 (R_s + 100)^{-0.515}; \quad B = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338} \end{aligned}$$

- Bergman (en Whitson y Brulé, 2000):

$$\begin{aligned} \mu_o &= A \mu_{od}^B \\ \ln A &= 4.768 - 0.8359 \ln(R_s + 300); \quad B = 0.555 + 133.5 \cdot (R_s + 300)^{-1} \end{aligned}$$

- Bergman y Sutton (2007):

$$\begin{aligned}\mu_o &= A \mu_{od}^B \\ A &= (1 + (0.0029053 R_s)^{0.855344})^{-1} \\ B &= 0.382323 + 0.617677 \cdot (1 + (0.00176071 R_s)^{0.819326})^{-1}\end{aligned}$$

- Chew y Connally (1959):

$$\begin{aligned}\mu_o &= A \mu_{od}^B \\ \log A &= 2.2 \cdot 10^{-7} R_s^2 - 7.4 \cdot 10^{-4} R_s \\ B &= \left(\frac{0.68}{10^{8.62 \cdot 10^{-5} \cdot R_s}} \right) + \left(\frac{0.25}{10^{1.1 \cdot 10^{-3} \cdot R_s}} \right) + \left(\frac{0.062}{10^{3.74 \cdot 10^{-3} \cdot R_s}} \right)\end{aligned}$$

- De Ghetto (1994); $10 < \gamma_{API} \leq 22.3$:

$$\begin{aligned}\mu_o &= -0.6311 + 1.078 A - 0.003653 A^2 \\ A &= (0.2478 + 0.6114 \cdot 10^{-0.000845 R_s}) \mu_{od}^B \\ B &= 0.4731 + 0.5158 \cdot 10^{-0.00081 R_s}\end{aligned}$$

- Dindoruk y Christman (2004):

$$\begin{aligned}\mu_o &= A \mu_{od}^B \\ A &= e^{-4.740729 \cdot 10^{-4} R_s} - 1.023451 \cdot 10^{-2} R_s^{0.6600358} e^{-1.07508 \cdot 10^{-3} R_s} \\ B &= e^{2.191172 \cdot 10^{-5} R_s} - 1.660981 \cdot 10^{-2} R_s^{0.4233179} e^{2.273945 \cdot 10^{-4} R_s}\end{aligned}$$

- Elsharkawy y Alikhan (1999):

$$\begin{aligned}\mu_o &= A \mu_{od}^B \\ A &= 1241.932 (R_s + 641.026)^{-1.1241} \\ B &= 1768.841 (R_s + 1180.335)^{-1.06622}\end{aligned}$$

- Kartoatmodjo y Schmidt (1991):

$$\begin{aligned}\mu_o &= -0.06821 + 0.9824 A + 0.0004034 A^2 \\ A &= (0.2001 + 0.8428 \cdot 10^{-0.000845 R_s}) \mu_{od}^B \\ B &= 0.43 + 0.5165 \cdot 10^{-0.00081 R_s}\end{aligned}$$

- Khan et al. (1987):

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^{-0.14} e^{-2.5 \cdot 10^{-4} (p - p_b)}$$

Correlaciones para la viscosidad del aceite bajosaturado

- Abdul – Majeed, Kattan y Salman (1990):

$$\begin{aligned} \mu_o &= \mu_{ob} + 1000 \cdot (10^A) \\ A &= 1.9311 - 0.89941 \ln(R_{sb}) - 0.001194 \gamma_{API}^2 + 0.0092545 \gamma_{API} \ln(R_{sb}) \\ &\quad - 5.2106 + 1.11 \log(6.8945757 (p - p_b)) \end{aligned}$$

- Al-Khafaji et al. (1987):

$$\begin{aligned} \mu_o &= \mu_{ob} + 10^A \\ A &= -0.3806 - 0.1845 \gamma_{API} + 0.004034 \gamma_{API}^2 - 3.716 \cdot 10^{-5} \gamma_{API}^3 \\ &\quad + 1.11 \log(p - p_b) \end{aligned}$$

- Beal (1946):

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.001(p - p_b) [0.024 \mu_{ob}^{1.6} + 0.038 \mu_{ob}^{0.56}]$$

- De Ghetto (1994); $10 < \gamma_{API} \leq 22.3$:

$$\mu_o = 0.9886 \mu_{ob} + 0.002763 (p - p_b) [-0.01153 \mu_{ob}^{1.7933} + 0.0316 \mu_{ob}^{1.5939}]$$

- Dindoruk y Christman (2004):

$$\begin{aligned} \mu_o &= \mu_{ob} + 6.334 \cdot 10^{-5} (p - p_b) 10^A \\ A &= 0.776644115 + 0.987658646 \log(\mu_{ob}) - 0.190564677 \log(R_{sb}) \\ &\quad + 9.147711 \cdot 10^{-3} \mu_{ob} \log(R_{sb}) - 1.9111 \cdot 10^{-5} (p - p_b) \end{aligned}$$

- Elsharkawy y Alikhan (1999):

$$\mu_o = \mu_{ob} + 10^{-2.0771} (p - p_b) [\mu_{ob}^{1.19279} \mu_{ob}^{-0.40712} p_b^{-0.7941}]$$

- Kartoatmodjo y Schmidt (1991):

$$\mu_o = 1.00081 \mu_{ob} + 0.001127(p - p_b) \left[-0.006517 \mu_{ob}^{1.8148} + 0.038 \mu_{ob}^{1.59} \right]$$

- Khan et al. (1987):

$$\mu_o = \mu_{ob} e^{9.6 \cdot 10^{-5}(p - p_b)}$$

- Vázquez y Beggs (1980):

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^A$$

$$A = 2.6 p^{1.187} e^B$$

$$B = -(11.513 + 8.98 \cdot 10^{-5} p)$$

Apéndice B

Parámetros estadísticos

- Promedio del error relativo: $E_1 = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e_{ri} \right) * 100$
- Promedio del valor absoluto del error relativo: $E_2 = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |e_{ri}| \right) * 100$
- Desviación estándar del error relativo: $E_3 = \sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{(e_{ri} - E_1)^2}{n-1}}$
- Promedio del error absoluto: $E_4 = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e_i \right)$
- Promedio del valor absoluto del error absoluto: $E_5 = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |e_i| \right)$
- Desviación estándar del error absoluto: $E_6 = \sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{(e_i - E_4)^2}{n-1}}$
- Error relativo: $e_{ri} = \frac{\mu_i \text{ calculada} - \mu_i \text{ medida}}{\mu_i \text{ medida}}$
- Error absoluto: $e_i = \mu_i - \text{calculada} - \mu_i - \text{medida}$

Referencias

1. Abdul-Majeed, G. H., Kattan, R. R. y Salman, N. H. 1990. New Correlation for Estimating the Viscosity of Undersaturated Crude Oils. *J Can Pet Technol* **29** (3): 80-85. PETSOC-90-03-10. <https://doi.org/10.2118/90-03-10>.
2. Al-Khafaji, A. H., Abdul-Majeed, G. H. y Hasoon, S. F. 1987. Viscosity Correlation for Dead, Live and Undersaturated Crude Oil. *Journal of Petroleum Research* **6** (2): 1-16.
3. Antonio Arzápalo, Y. 2016. *Evaluación de Métodos para Calcular la Viscosidad de Crudos Pesados/ Extrapesados y Modificación al Modelo de Lohrenz, Bray y Clark*. Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, Ciudad de México.
4. Beal, C. 1946. The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures. *Trans., AIME* **165** (1): 94 - 115. <https://doi.org/10.2118/946094-G>.
5. Beggs, H. D. y Robinson, J. R. 1975. Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems. *J Pet Technol* **27** (9): 1140-1141. SPE-5434-PA. <https://doi.org/10.2118/5434-PA>
6. Bennison, T. 1998. Prediction of Heavy Oil Viscosity. IBC Heavy Oil Field Development Conference, London, diciembre 2-4.
7. Bergman, D. F. y Sutton, R. P. 2007. An Update to Viscosity Correlations for Gas-Saturated Crude Oils. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, EUA, noviembre 11-14. SPE-110195-MS. <https://doi.org/10.2118/110195-MS>.
8. Brill, J. P. y Mukherjee, H. 1999. *Multiphase Flow in Wells*, Vol. 17. Richardson, Texas: Monograph Series, Society of Petroleum Technology.
9. Chew, J. y Connally, C. H., Jr. 1959. A Viscosity Correlation for Gas Saturated Crude Oils. *Trans., AIME* **216**: 23 - 25.
10. De Ghetto, G. P., Paone, F. y Villa, M. 1995. Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils. Artículo presentado en SPE International Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canadá, junio 19-21. SPE-30316-MS. <https://doi.org/10.2118/30316-MS>.
11. Dimayuga Luna, J. C. 2017. *Estudio de los Modelos para el Cálculo de las Viscosidades en Aceites Pesados y Extrapesados*. Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, Ciudad de México.
12. Dindoruk, B. y Christman, P. G. 2004. PVT Properties and Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Oils. *SPE Res Eval & Eng* **7** (6): 427-437. SPE-89030-PA. <https://doi.org/10.2118/89030-PA>
13. Egbogah, E. y Ng, J. T. 1990. An Improved Temperature-Viscosity Correlation for Crude Oil Systems. *J Petrol Sci Eng* **5** (3): 197-200. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(90\)90009-R](https://doi.org/10.1016/0920-4105(90)90009-R).
14. Elsharkawy, A. M. y Alikhan, A. A. 1999. Models for Predicting the Viscosity of Middle East Crude Oils. *Fuel* **78** (8): 891-903. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(99\)00019-8](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(99)00019-8)
15. Glaso, O. 1980. Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations. *J Pet Technol* **32** (5): 785-795. SPE-8016-PA <https://doi.org/10.2118/8016-PA>.
16. Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z. 1991. New Correlations for Crude Oil Physical Properties. Artículo SPE-23556-MS.
17. Khan, S. A., Al-Marhoun, M. A., Duffuaa, S. O. et al. 1987. Viscosity Correlations for Saudi Arabian Crude Oils. Artículo presentado en SPE Middle East Oil Show, Manama, Baréin, marzo 7-10. SPE-15720-MS. <https://doi.org/10.2118/15720-MS>.
18. León G., A., Samaniego, F., Bashbush, J. L. et al. 2017. Aplicación de las Técnicas de Balance Molar y Volumétricas para Validar los Análisis PVT de los Yacimientos de Aceite Negro. *Ingeniería Petrolera* **57** (2): 120 – 144.
19. Lohrenz, J., Bray, B. G. y Clark, C. R. 1964. Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from their Composition. *J Pet Technol* **16** (10): 1171-1176. SPE-915-PA. <https://doi.org/10.2118/915-PA>.
20. McCain, W. D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
21. Pedersen, K. S., Fredenslund, A., Christensen, P. L. et al. 1984. Viscosity of Crude Oils. *Chem Eng Sci* **39** (6): 1011-1016. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(84\)87009-8](https://doi.org/10.1016/0009-2509(84)87009-8)
22. Pemex. 2018. Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos. Pemex Exploración y Producción. http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/20180101_rh_e.pdf (descargado el 15 de mayo de 2019).
23. Standing, M. B. 1977. *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME.

24. Sutton, R. P. 2006. Oil System Correlations. En *Petroleum Engineering Handbook, Vol.1: General Engineering*, ed. J. R. Fanchi, Cap. 6, I-257-I-331. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
25. Vasquez, M. y Beggs, H. D. 1980. Correlations for Fluid Physical Property Prediction. *J Pet Technol* **32** (6): 968-970. SPE-6719-PA. <https://doi.org/10.2118/6719-PA>
26. Whitson, C. H. y Brulé, M. R. 2000. *Phase Behavior*, Vol. 20. Richardson, Texas: Monograph Series, Society of Petroleum Technology.

Semblanza de los autores

Yearim Antonio Arzápalo

Ingeniero en mecánica por la Universidad Autónoma de Yucatán (UADY). Realizó estudios de posgrado en la Facultad de Ingeniería, UNAM, obteniendo el grado de Maestría en Ingeniería Petrolera (Producción). En 2015 se desempeñó como profesor ordinario de asignatura en la Facultad de Ingeniería, UNAM. Desde 2016 trabaja en Engie, donde se desempeña como especialista de compresión, en una estación de compresión de gas natural.

T. Iván Guerrero Sarabia

Ingeniero Petrolero con estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera (Producción), y Doctorado en Ingeniería Mecánica (Termofluidos), por la Facultad de Ingeniería, UNAM. Tiene una trayectoria de más de 10 años como consultor-ingeniero en proyectos relacionados al flujo multifásico y la transferencia de calor en sistemas de producción de petróleo y gas. Desde 2013 se desempeña como profesor titular A de tiempo completo en la Facultad de Ingeniería. En 2016, conformó el Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo, GIIMAF. Autor y coautor de diversos artículos técnicos relacionados a la ingeniería de producción de pozos petroleros.

M. Graciela Reyes Ruíz

Ingeniera mecánica por el Instituto Politécnico Nacional, con estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera, (Producción), por la Universidad Nacional Autónoma de México. Ha trabajado para los Activos Integrales Poza Rica y ATG, realizando actividades de diseño y optimización de instalaciones para la recolección, manejo y transporte de hidrocarburos. Ha impartido diversas asignaturas del área de producción petrolera en la Facultad de Ingeniería, UNAM, donde también es miembro activo del Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo, GIIMAF. Actualmente, trabaja para la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.