



## Determinación de la gravedad API por los métodos directo e indirecto (picnometría)

J. M. Rueda-Beurregard, B. A. Alegría-Hernández, L. L. Vázquez-Vázquez,  
R. E. Vargas-González, S. López-Martínez, I. Fuentes-Domínguez,  
C.E. Lobato-García, C. M. Morales-Bautista\*

Laboratorio de Análisis de Suelos e Hidrocarburos, División Académica de Ciencias Básicas,  
Universidad Juárez Autónoma de Tabasco, Carretera Cunduacán-Jalpa KM. 1,  
Col. Esmeralda, CP. 86690, Cunduacán, Tabasco, México.

\*carlos.morales@ujat.mx

### Resumen

Los grados API ( $^{\circ}$ API) nos permiten clasificar el hidrocarburo que, en comparación con el agua precisa cuan pesado o liviano es el petróleo. En este proyecto se determinó por el método directo e indirecto los  $^{\circ}$ API en una muestra de diésel e hidrocarburo tomando como base el método ASTM D287-A Picnómetro que nos permitirá usarlo como una herramienta rápida en suelos contaminados o lodos donde la cantidad de hidrocarburos es muy pequeña. Para ello, veintidós muestras de hidrocarburo ( $\%W_{Hc}$ ) con diésel ( $\%W_{sol}$ ) fueron analizadas, de tal forma que se obtuvieron diferentes masas a temperatura constante. Se observó que existe una relación inversamente proporcional entre la densidad específica (DE) y los  $^{\circ}$ API que nos permitieron clasificar el hidrocarburo en fracción media y fracción pesada.

*Palabras claves:*  $^{\circ}$ API, diésel, densidad específica, fracción, hidrocarburo.

### Abstract

API degrees ( $^{\circ}$ API) allow us to classify the hydrocarbon that, in comparison with water, specifies how heavy or light oil is. In this project, the  $^{\circ}$ API was determined by the direct and indirect method in a diesel and hydrocarbon sample based on the ASTM D287-A Pycnometer method that will allow us to use it as a quick tool in contaminated soils or sludge where the number of hydrocarbons is very small. For this, twenty-two samples of hydrocarbon ( $\%W_{Hc}$ ) with diesel ( $\%W_{sol}$ ) were analyzed, in such a way that different masses were obtained at constant temperature. It was observed that there is an inversely proportional relationship between the specific density (DE) and the  $^{\circ}$ API that allowed us to classify the hydrocarbon in medium fraction and heavy fraction.

*Keywords:*  $^{\circ}$ API, diesel, specific gravity, fraction, hydrocarbon.

Recibido: 13 de febrero de 2023. Aceptado: 21 de abril de 2023. Publicado: 30 de agosto 2023.

### 1. Introducción

La gravedad API es una medida de densidad que se basa en comparar de la densidad del petróleo con la del agua a las mismas condiciones de presión y temperatura. Esta medida, indica la clasificación de los petróleos crudos y sus derivados, normalmente llamados hidrocarburos y van desde los superligeros o los extrapesados [1]. De manera general, los valores mayores de  $^{\circ}$ API indican menor densidad específica (DE) y viscosidad, lo cual favorece su transporte y tratamiento; en contraste, valores menores de  $^{\circ}$ API indican



hidrocarburos pesados que requieren pretratamientos y que son difíciles de transportar por ductos debido a su alta viscosidad. Esta problemática representa un gran reto para la ingeniería de procesos y costos elevados de producción de combustibles, así como para establecer tecnologías de tratamiento en sitios donde estos compuestos son vertidos [2].

La fórmula utilizada para obtener la gravedad API es [3]:

$$^{\circ}\text{API} = \left( \frac{141.5}{\text{GE a } 60^{\circ}\text{F}} \right) - 131.5, \quad (1)$$

donde GE es gravedad específica.

Por ejemplo, cuando la GE del hidrocarburo sea 1, los  $^{\circ}\text{API}$  del hidrocarburo serán igual a 10 (Ecuación 1). A pesar de que se trata de una cantidad sin peso ni dimensiones, a la medida se refiere en “grados” y se mide a través de un densímetro [3]. Un índice superior a 10 implica que el crudo es más liviano que el agua, por lo que flota sobre ella. Cabe señalar que esta clasificación es más práctica que teórica, ya que no toma en cuenta la composición real u otras características del crudo, como % de Azufre, las fracciones presentes y la viscosidad [3, 4]. Pero es una medida empleada para establecer los costos de inversión y ganancias en la extracción, tratamiento y exportación del petróleo crudo y otros hidrocarburos. En este contexto, el petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo con su medición de gravedad API [4]:

- Crudo liviano o ligero con grado API mayor a 31.1, contiene gran concentración de hidrocarburos de bajo peso molecular, lo cual lo hace fácil de transportar, con este tipo de petróleo se busca para obtener la mayor cantidad de combustible posible, en forma de diésel, queroseno y gasolina.
- Crudo mediano con grado API entre 22 y 29.9, contiene una concentración media de hidrocarburos de bajo peso molecular, lo cual lo hace fácil de transportar, con este tipo de petróleo se busca para obtener combustible y materias primas para polímeros y parafinas.
- Crudo pesado con grado API entre 10 y 21.9, contiene gran concentración de hidrocarburo de mediano peso molecular, lo cual lo hace complicado de transportar, con este tipo de petróleo se busca para obtener la mayor cantidad de parafinas, polímeros, aceites, combustibles, aceites.
- Crudos extrapesados de API iguales o menores a 10, contiene menos concentración de hidrocarburos con mayor peso molecular, lo cual lo hace más pesado y difícil de transportar, con este tipo de petróleo se usa para obtener aceites, parafinas, polímeros y betunes.

No obstante, los  $^{\circ}\text{API}$  varían con respecto a la temperatura, de tal modo que, a medida que esta unidad aumenta, la densidad disminuye y, en consecuencia, los  $^{\circ}\text{API}$  aumentan. Por estas razones, los  $^{\circ}\text{API}$  deben ser estandarizados a 60  $^{\circ}\text{F}$ . Las diversas clasificaciones de los hidrocarburos (petróleos crudos y sus derivados), se especifican en la **Tabla 1**.

Crudo	Escala API	Densidad
Ligero	30°-40°	0.87 – 0.83 g/cm <sup>3</sup>
Mediano	22°-29.9°	0.92 – 0.87 g/cm <sup>3</sup>
Pesado	10°-21.9°	1.00 – 0.92 g/cm <sup>3</sup>
Extrapesado	Menos de 10°	> 1.00 g/cm <sup>3</sup>

**Tabla 1.** Relación  $^{\circ}\text{API}$  con densidad específica de los petróleos crudos [4].



Derivado de la estandarización de los °API, se han establecido diversos factores. En este sentido, la **Tabla 2** indica los coeficientes de expansión de la GE en función de la temperatura tomando como referencia 60 °F. De manera general, en esta tabla se puede apreciar que la corrección es mayor en función de los °API [3].

Grupo No.	Rango del Grado API a 60 °F	Coefficiente de expansión promedio por °F a 60 °F	Intervalo de temperaturas a °F
0	0 – 14.9	0.00035	0 – 500
1	15 – 34.9	0.00040	0 – 500
2	35.0 – 50.9	0.00050	0 – 250
3	51.0 – 63.9	0.00060	0 – 200
4	64 – 78.9	0.00070	0 – 150
5	79.0 – 88.9	0.00080	0 – 150
6	89.0 – 93.9	0.00085	0 – 150
7	94.0 – 100.0	0.00090	0 – 150

**Tabla 2.** Coeficiente de relación de °API con respecto a la temperatura [3, 4].

Si bien los hidrocarburos son un factor determinante en la economía, también representan uno de los grandes contaminantes del medio ambiente. Cuando son vertidos en agua y suelo, agregan cambios que representan un riesgo para la salud de los seres vivos, así mismo se ha documentado que provocan baja producción de hortalizas [4, 5]. Se ha documentado que los efectos de los hidrocarburos sobre los suelos pueden estimarse en función de los °API. Algunos reportes mencionan que los hidrocarburos de fracción pesada (bajos °API) provocan repelencia al agua, en contraste los hidrocarburos de fracción media y ligera suelen presentar efectos de toxicidad [5, 6].

Por estas razones, determinar los °API de los hidrocarburos presentes en suelos contaminados es un factor determinante para estimar los efectos y las medidas de remediación en los sitios afectados, por lo que se emplean métodos directos como el ASTM D287-92 [3]. No obstante, en algunos casos la baja cantidad de hidrocarburo presente en los suelos, es necesario emplear métodos indirectos, algunos han tenido éxito, pero requieren cantidades de 1 y 2 g de hidrocarburos, por lo que resulta poco práctico para emplearse en sitios con derrames añejos [5, 6, 7].

## 2. Justificación

La validación de los diversos métodos es necesaria para su aplicación, de este modo, en el presente trabajo se realizó la comparación de dos métodos de determinación de °API empleados un picnómetro (directo e indirecto) con el fin de validar el método indirecto para la determinación de °API por picnometría pueda emplearse en estudios de suelos contaminados por hidrocarburos.

## 3. Objetivos

Objetivo general:

- Validar un método para obtener los grados API de forma directa e indirecta.

Objetivos específicos:

- a) Determinar por método directo los grados API de una muestra de diésel.
- b) Determinar por método indirecto los grados API de una muestra de hidrocarburo.



#### 4. Metodología

Para la determinación de gravedad API utilizamos el método ASTM D 287-A o método del picnómetro [3]. En el presente trabajo se adaptó este método y se propuso un método indirecto se, el cual podría emplearse como herramienta para determinar este parámetro en suelos o recortes de perforación en donde la cantidad del hidrocarburo es muy pequeña [5].

##### a. Método directo (ASTMD287-A Picnómetro)

Se utilizaron matraces aforados de 10 mL (peso constante), estos se pesaron ( $m_1$ ); posteriormente, se agregó hidrocarburo en los matraces hasta el aforo y se pesó (previamente expuestos a temperatura), de tal forma, que se obtuvieron diferentes masas a diferentes temperaturas (T) (**Tabla 3**). Se calculó la densidad específica ( $DE = (m_2 - m_1) / 10$ ) y la densidad API ( $^{\circ}API = 141.5 / DE - 131.5$ ). Luego, se realizó una regresión lineal entre T y  $^{\circ}API$  para obtener los  $^{\circ}API$  reales (Figura 1).

De este modo, se obtuvo una ecuación que relaciona los  $^{\circ}API$  de algún hidrocarburo a la temperatura estandarizar ( $15.5^{\circ}C$  o  $60^{\circ}F$ ). Posteriormente, a los valores de T se les resto la temperatura estándar (T-15.5 en **Tabla 1**), así mismo se realizó el cociente de  $^{\circ}API_{observado} / ^{\circ}API_{reales}$  ( $^{\circ}API$  normalizados de la Tabla 1). Ambos resultados se contrastaron y se realizó una regresión lineal con el fin de encontrar una ecuación que especifique los  $^{\circ}API$  de una muestra sustituyendo los  $^{\circ}API$  y la temperatura a la cual se le realiza la medición (**Figura 2**).

##### b. Método indirecto

Se utilizaron matraces aforados a peso contante; posteriormente, se agregó una mezcla de hidrocarburo ( $\%W_{Hc}$ ) con el diésel ( $\%W_{sol}$ ), de tal forma que se obtuvieron diferentes masas a temperatura constante (T). Para establecer el método indirecto, se calculó  $^{\circ}API$  de la mezcla ( $^{\circ}API_{mix}$ ) conociendo el  $^{\circ}API$  del solvente ( $32.37^{\circ}API = ^{\circ}API_{sol}$ ). Para encontrar los  $^{\circ}API$  de cada  $\%W_{Hc}$  se aplicó la ecuación propuesta por Morales-Bautista et al., (2013) y, seguidamente, se realizó una regresión lineal de  $\%W_{Hc}$  contra  $^{\circ}API$  donde se extrapolo al  $\%100$  para encontrar  $^{\circ}API$  observados ( $^{\circ}API_{obs}$ ) a la temperatura constante (T), para encontrar  $^{\circ}API$  reales ( $^{\circ}API_{reales}$ ).

#### 5. Resultados experimentales

##### a. Método directo

Los resultados obtenidos de la medición de  $^{\circ}API$  se muestran en la tabla 3, en la cual se observó que existe una relación inversamente proporcional entre la densidad específica (DE) y los  $^{\circ}API$ , que coincide con la literatura [5]. Además, se encontró una relación entre T-15.5 y los  $^{\circ}API$  del hidrocarburo, la cual se muestra en la **Figura 1**, dando como resultado 22.48 considerado como mediano [6, 7, 8].

	$m_1$ (g)	$m_2$ (g)	Masa (g)	Volumen (mL)	Densidad (g/mL)	Temperatura ( $^{\circ}C$ )	$^{\circ}API$	T - 15.5	$^{\circ}API$ normalizados
1	14.77	23.91	9.14	10	0.91	22.7	23.31	7.20	1.03
2	15.14	24.26	9.12	10	0.91	23.9	23.58	8.40	1.04
3	15.76	24.90	9.13	10	0.91	25.0	23.38	9.50	1.03



4	15.12	24.23	9.10	10	0.91	26.0	23.96	10.50	1.06
5	15.56	24.52	8.95	10	0.89	32.8	26.45	17.30	1.17
6	13.25	22.24	8.98	10	0.89	34.5	25.93	19.00	1.15
7	13.25	22.15	8.89	10	0.88	38.1	27.64	22.60	1.22
8	15.46	24.33	8.87	10	0.88	42.8	27.99	27.30	1.24
9	15.55	24.40	8.84	10	0.88	42.9	28.44	27.40	1.26
10	13.52	22.26	8.73	10	0.87	53	30.45	37.50	1.35
11	15.57	24.37	8.80	10	0.88	53.2	29.29	37.70	1.30
12	13.24	21.96	8.72	10	0.87	56.4	30.71	40.90	1.36
13	16.78	25.51	8.72	10	0.87	61.8	30.62	46.30	1.36
14	13.27	21.96	8.69	10	0.86	63.5	31.21	48.00	1.38
15	13.26	21.96	8.70	10	0.87	64.7	31.14	49.20	1.38
16	14.75	23.40	8.64	10	0.86	65.4	32.14	49.90	1.42
17	14.77	23.41	8.64	10	0.86	67.1	32.21	51.60	1.43
18	13.27	21.86	8.59	10	0.85	69.8	33.20	54.30	1.47
19	13.25	21.83	8.58	10	0.85	76.0	33.34	60.50	1.48
20	15.58	24.13	8.55	10	0.85	76.7	33.86	61.20	1.50
21	15.47	24.02	8.54	10	0.85	78.5	34.03	63.00	1.51
22	13.27	21.79	8.52	10	0.85	81.8	34.56	66.30	1.53

Dónde: (m<sub>1</sub>) matraz vacío, (m<sub>2</sub>) peso de matraz con muestra, (masa) resta de m<sub>2</sub>-m<sub>1</sub>, (V) volumen de matraz, (T) temperatura.

Tabla 3. Valores obtenidos por método directo.

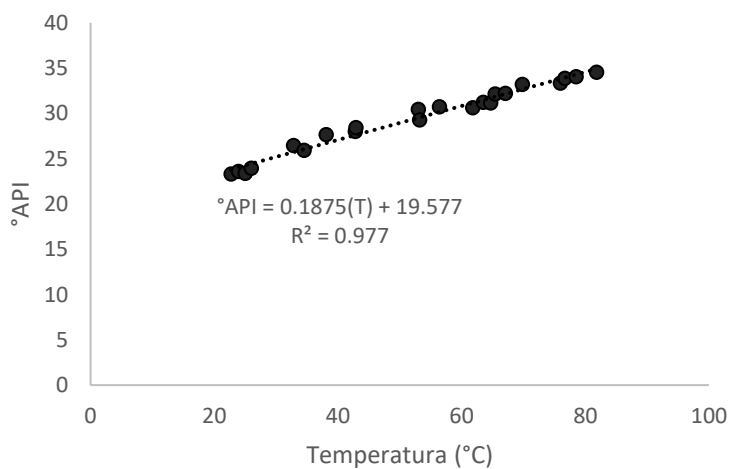


Figura 1. Determinación de °API por método directo

Conforme a lo anterior se encontró que para calcular °API se puede emplear la siguiente ecuación:

$$°API = 0.1875 (T) + 19.577, \tag{2}$$

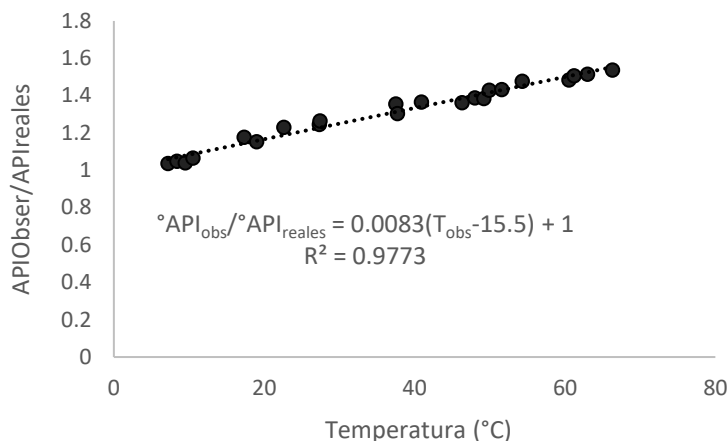


Figura 2. Determinación de °API de manera directa.

De la cual se obtiene:

$$°API_{reales} = °API_{obs} / (0.0083 (T_{obs} - 15.5) + 1), \tag{3}$$

donde °API<sub>obs</sub> son los °API determinados en el picnómetro, T es la temperatura observada y °API<sub>reales</sub> o estandarizados.

**b. Método indirecto**

PM	PMH	PMHD	°T	PH	PD	PMT	DM	°API de la Mezcla	% W solvente	% W <sub>HC</sub>	% Mezcla	Cf
22.42	22.53	43.28	29	0.11	20.75	20.86	0.83	38.08	96.59	0.5	100	1156.63
20.33	20.58	41.04	29	0.25	20.46	20.71	0.82	39.31	96.59	1.1	100	660.82
22.54	22.84	43.40	29	0.30	20.56	20.86	0.83	38.08	96.59	1.52	100	407.12
22.62	23.07	43.43	29	0.45	20.36	20.81	0.83	38.49	96.59	2.85	100	246.70
22.56	23.22	43.40	29	0.66	20.18	20.84	0.83	38.24	96.59	3.38	100	206.05

Donde: PM es peso del matraz, PMH es peso del matraz con hidrocarburo, PMHD es peso de matraz con hidrocarburo y diésel, T es temperatura observada, PH y PD son el peso del hidrocarburo y diesel en la muestra, respectivamente en la mezcla; PMT es peso de la mezcla, DM es densidad de la mezcla.

Tabla 4. Valores empleados de método indirecto

De la **Tabla 4**, Cf es obtenido de la ecuación  $Cf = ((100 * °API \text{ de la mezcla}) - (32.37 * \%W \text{ solvente})) / \%W_{HC}$ . Se realizó un contraste de los valores de W<sub>HC</sub> y Cf presentados en la **Tabla 4** y se obtuvo un gráfico de tendencia exponencial, de este modo, se obtuvo la ecuación 3 (**Figura 3**).

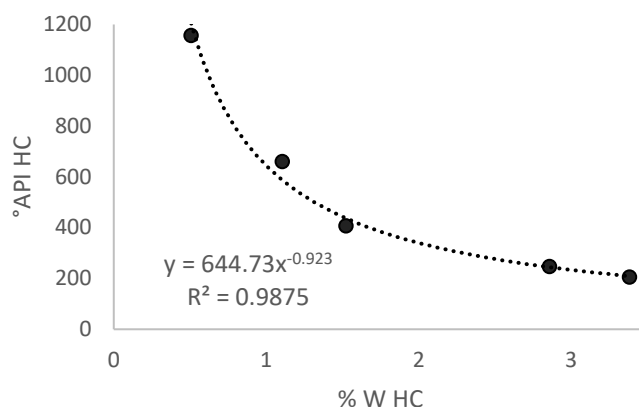


Figura 3. Relación cantidad de hidrocarburo y °API del método indirecto.

La fórmula obtenida por el método indirecto:

$$\text{°API del hidrocarburo} = 644.73 (\% \text{Peso del hidrocarburo})^{-0.923} \quad (4)$$

En la ecuación 3, se sustituye %Peso del hidrocarburo =100, y se obtienen los °API del hidrocarburo, en el caso de la muestra analizada fue de 9.19 considerado como pesado [6,7. 8].

## 6. Conclusiones

El método desarrollado proporciona una herramienta confiable para la caracterización del petróleo de manera directa e indirectamente, algo que no era posible con los métodos existentes debido a que no se cuenta en diversos casos con muestra suficiente para poder calcular los grados API. En comparación del método para la determinación del °API con el método convencional hidrómetro hubo correlación aceptable ( $R=0.9773$ ). Estos métodos son prácticamente equivalentes. Sin embargo, con el método de dilución-extrapolación es factible utilizar volúmenes muy pequeños de hidrocarburo (10 mL) facilitando su aplicación.

## 7. Referencias

- [1] Green, D. W., Perry, R. H., Perry's Chemical Engineers' Handbook, McGraw-Hill, 8va. Edición, New York, 2008.
- [2] Domènech, J. M., Brent Blend, WTI. ¿Ha llegado el momento de pensar en un nuevo petróleo de referencia a nivel global? Vol., 13, (2012), pág. 1-11.
- [3] Norma ASTM D287-92, Método de Prueba Estándar para la Determinación de la Gravedad API de Petróleo Crudo y sus Derivados (Método del Hidrómetro). Pennsylvania, 1992.
- [4] Zapata, F., Gravedad API: escala y clasificación del crudo. (2019) Recuperado de <https://www.lifeder.com/gravedad-api/>



- [5] Morales-Bautista, C. M., Adams, R. H., Guzmán-Osorio, F., & Marín-García, D. Dilution-extrapolation hydrometer method for easy determination of API gravity of heavily weathered hydrocarbons in petroleum contaminated soil. (2013) *Energy and Environment Research*, 3(1), 115
- [6] Domínguez-Rodríguez, V. I., Adams, R. H., Vargas-Almeida, M., Zavala-Cruz, J., & Romero-Frasca, E. (2020). Fertility deterioration in a remediated petroleum-contaminated soil. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 17(2), 382.
- [7] Hernández-Acosta, L., Domínguez-Rodríguez, V. I., Adams, R. H., & Jiménez-Zapata, K. C. (2022). Remediation and re-use of weathered hydrocarbon residue for the preparation of dense asphaltic mixtures. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 1-12.
- [8] Standard Guide For Petroleum Measurement Tables. Vol. 1, A.S.T.M D 1250 (Reapproved 1997), Standard Api Mpms Ch. 11.1