

# Formación y evaluación del proceso de extracción de crudo pesado de matrices pétreas sintéticas

Nohra Violeta Gallardo Rivas\*, Joel Redondo Saenz, Ulises Páramo García, María Yolanda Chávez Cinco

Centro de Investigación en Petroquímica Secundaria. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero. Prol. Bahía de Aldaír; Av. de las Bahías, Parque de la Pequeña y Mediana Industria, Altamira, Tamaulipas, México.

## Resumen

Diversos estudios muestran que la calidad y disponibilidad del petróleo crudo cada vez será menor, y que la mayoría de los campos petroleros del mundo se sitúan en su etapa madura, esto es petróleo pesado el cual en su mayoría se encuentra alojado entre las rocas del subsuelo, lo que dificulta el proceso de extracción.

En este trabajo se presentan los resultados obtenidos de la formación de matrices sintéticas, base piedra basáltica a las cuales se les sometió a un proceso de impregnación con crudo pesado. Se evaluaron diferentes parámetros en este proceso y la desimpregnación, aplicando diversas temperaturas y una concentración del compuesto iónico extractante (CIE a 500 ppm), se encontraron las mejores condiciones a partir de la evaluación de la cantidad de masa y volumen de crudo absorbido por la matriz porosa. Se presentara además la caracterización morfológica de las matrices en estado natural e impregnado.

## Abstract

Studies show that the quality and availability of crude oil will increasingly diminish, and that most of the oil fields in the world are at their mature stage, this is heavy oil which is mostly located between subsurface rocks, which difficult the extraction process. In this paper the results of the formation of synthetic matrices, basalt stone base are presented which were subjected to soaking process heavy crude. Different parameters in this process were evaluated desimpregnación and applying different temperatures and concentration of the extractant ionic compound (500 ppm CIE), the best conditions were found from the evaluation of the amount of mass and volume of oil absorbed by the porous matrix. Morphological characterization of the matrices in natural and impregnated state was also present.

**Palabras clave:** Crudo pesado, Líquidos iónicos, Extracción, Matriz basáltica.

## 1. INTRODUCCIÓN

El petróleo y/o crudo, actualmente sigue ocupando el primer lugar como materia prima dentro de la industria de la transformación para obtener la energía que mueve el mundo que hoy conocemos, además de proveer una amplia gama de productos presentes en la vida diaria del ser humano. Dentro de las reservas conocidas en el mundo pocos son los privilegiados con crudos de alta calidad, el mayor porcentaje lo ocupan los hidrocarburos pesados y de alta viscosidad, que yacen en pozos profundos que comúnmente se encuentran íntimamente relacionados con cuerpos de agua, aunque ampliamente distribuido en formaciones geológicas de edades diversas y distribución global, el petróleo tiende inexorablemente a volverse un bien cada vez más escaso que además es difícil y caro de extraer y refinar [1, 2].

En México la problemática no es distinta. Según datos publicados [3, 4], "Cantarell", el principal campo petrolero del país, (>4 mil millones de barriles), que está dentro los más productivos a nivel mundial, ubicándose en la 3° posición (2004), a finales del año 2006 comienza a declinar su producción de 2 millones 33 mil barriles diarios. Los cálculos indican que la producción final en el 2006 fue de 1 millón 905 mil barriles, en 2007 de 1 millón 683 mil barriles y en 2008 de sólo 1 millón 230 mil barriles diarios de crudo.

El poco aprovechamiento de los yacimientos debido, ya sea a la viscosidad del crudo, o a que este atrapado en grandes sistemas rocosos, ha forzado la creación de nuevas tecnologías y estrategias que buscan mejorar el rendimiento del reservorio. Es por ello, que dentro de la recuperación mejorada del petróleo se enmarcan los mecanismos de recuperación químicos y que además involucren la comprensión de los controles geológicos involucrados en el sistema petrolero [3, 5-7].

Dentro de los tratamientos químicos para el mejoramiento de las propiedades de transporte del crudo los líquidos iónicos representan una alternativa con enorme potencial [8-11]. Además, las propiedades de estos son fácilmente modulables mediante la adecuada selección del anión y catión constituyentes, lo que permitiría diseñar un producto para cada aplicación concreta.

En el presente trabajo se desarrolló una metodología para el análisis del proceso de extracción de crudo pesado de matrices porosas, base piedra basáltica, se empleó una serie de líquidos iónicos como extractantes del crudo atrapado en la matriz de prueba. Determinando variaciones de volumen de crudo impregnado y desimpregnado. La determinación y análisis de los cambios fisicoquímicos producidos al petróleo por la aplicación de líquidos iónicos y el estudio de los reservorios y rocas almacenadoras, permiten entender los procesos hidrodinámicos que afectan a los yacimientos y sus procesos extractivos.

## 2. DESARROLLO EXPERIMENTAL

*Materiales y reactivos.*

Crudo pesado.

Para este estudio se empleó un crudo pesado del Golfo de México, las especificaciones de dicho crudo se muestran en la Tabla 1 y el análisis de los componentes orgánicos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA en % peso) en la Tabla 2.

**Tabla 1.** Especificaciones del crudo.

Gravedad específica a 15°C	0.9696 g cm <sup>-3</sup>
API	14.4
Viscosidad dinámica a 20°C	≅ 1200 cP
Contenido de agua	< 1%

**Tabla 2.** Componentes SARA del crudo.

Componente	%w
Saturados	21.66
Aromáticos	30.57
Resinas	24.35
Asfaltenos	23.41

Matriz pétreo.

En este proyecto se emplearon rocas de basalto que son de color oscuro y rico en hierro y magnesio. Comparado con otras rocas ígneas este tiene un bajo contenido en sílice (Tabla 3).

**Tabla 3.** Composición química de la matriz sintética estudiada (% masa de óxidos) [12].  
Los datos son el promedio del análisis de >3000 muestras estudiadas.

SiO <sub>2</sub>	TiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	FeO	MnO	MgO	CaO	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>
49,97	1,87	15,99	3,85	7,24	0,20	6,84	9,62	2,96	1,12	0,35

Aunque puede existir en forma de vidrio, sin o con pocos cristales, a menudo contiene fenocristales de olivino, augita y plagioclasa. A menudo tienen una textura porfídica con los fenocristales y una matriz cristalina fina [13].

Líquidos iónicos.

Se emplearon como compuestos iónicos extractantes (CIE) una serie de 4 líquidos iónicos de bromuro, todos ellos sintetizados por el grupo de trabajo. En la Tabla 4 se presentan sus estructuras, nombres y claves

**Tabla 4.** Estructura química y nombre de los líquidos iónicos.

Estructura	Nombre	Clave
	Bromuro de 1-metil-3-dodecilimidazol	CIE1
	Bromuro de 1-metil-3-tetradecilimidazol	CIE2
	Bromuro de 1-metil-3-octadecilimidazol	CIE3

Metodologías.

Caracterización morfológica

Se obtuvieron las micrografías de las matrices sintéticas (piedra basáltica), con un microscopio óptico LEICA DMLP. Se utilizaron diferentes objetivos para encontrar una imagen de calidad (2.5x POL 85x). En este análisis se observaron detalles estructurales de las matrices. Para la determinación del tamaño de poro se utilizó el programa Micro-Measure, el cual lo determina de una forma sencilla y simple.

Volumen de espacio vacío.

Para la determinación del volumen de espacio vacío de la matriz porosa, se pesaron las matrices en estado natural, secas y libres de residuos. Posteriormente se someten a un proceso de congelación, inyectando agua (líquido de referencia, por su densidad) en su interior hasta la saturación de todos los poros de las rocas, se vuelven a pesar y por diferencia de pesos se calcula la masa que puede llegar a contener la matriz en sus espacios vacíos (poros), para finalmente obtener el volumen de los mismos.

Impregnación.

La impregnación de crudo en las matrices sintéticas se realizó a diferentes temperaturas, T<sub>amb</sub> (≅25°C), 50°C, 80°C y 100°C. Se pesan las matrices para posteriormente sumergirlas en crudo en un sistema de agitación y calentamiento. La impregnación se realizó durante un periodo de 24 horas, para posteriormente retirar y secar.

Desimpregnación.

Para la extracción del crudo de las matrices, estas se pusieron en contacto con disoluciones de líquidos iónicos (CIE a 500 ppm). Al igual que en proceso de impregnación, se utilizaron diferentes temperaturas para la extracción,  $T_{amb}$  ( $\approx 25^{\circ}C$ ),  $50^{\circ}C$ ,  $80^{\circ}C$  y  $100^{\circ}C$ , además de un sistema de agitación constante para promover la difusión. El proceso se realizó por un periodo de 24 horas.

**3. RESULTADOS**

Identificación de las características morfológicas de la matriz.

Las imágenes de la matriz porosa en estado natural e impregnado se muestran en la Figura 1 en las cuales se muestra su estado morfológico, de estructura macroporosa.

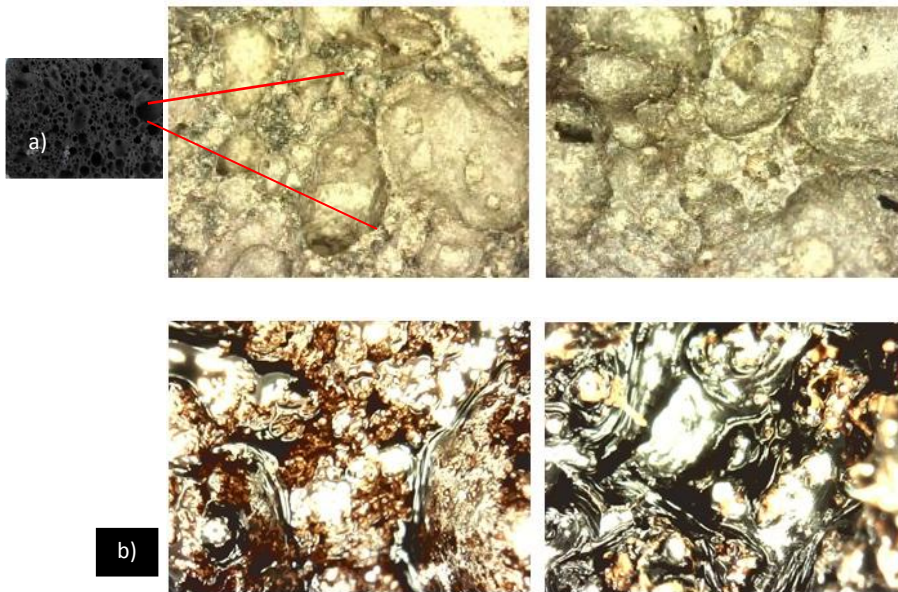


Figura 1. Matriz porosa; a) Matriz en estado natural, b) Matriz impregnada.

Por otro lado en la Figura 2, se presenta el tamaño de poro de dos muestras de las nueve empleadas en este estudio.

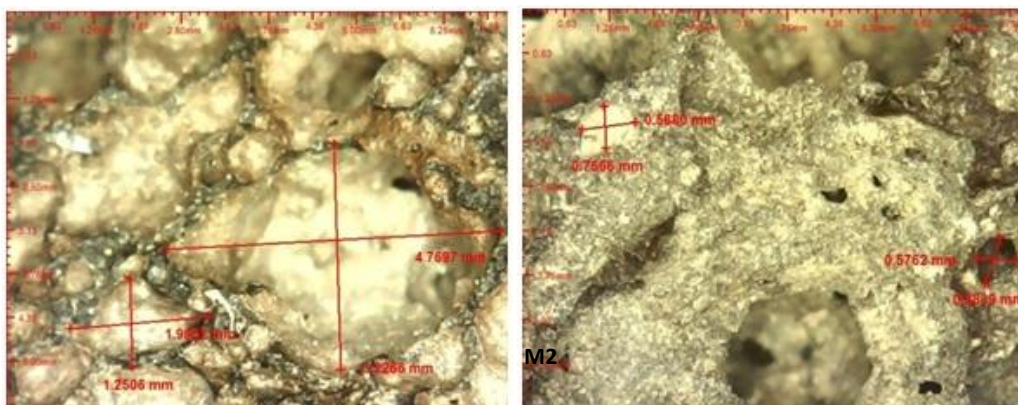


Figura 2. Determinación del tamaño de poro de dos muestras, M1 y M2.

Como se observa, las dimensiones de los poros de la matriz sintética, que oscilan desde 0.5 hasta 6.2 mm, difieren entre una muestra y otra, es decir, no son homogéneos los tamaños de poro además de presentar una distribución aleatoria de los mismos, encontrando poros más pequeños dentro de los observados a este nivel.

Determinación del volumen de espacio vacío.

En la Tabla 5, se resumen los parámetros gravimétricos determinados, masa de la matriz (Mm), masa de la matriz con agua (Mm+a), porcentaje de espacio vacío (%v), masa espacio vacío (Mv) y volumen de espacio vacío (Vv). El análisis de las 9 muestras estudiadas, revela que las características morfológicas generales de las muestras son similares en todos los casos, pero los porcentajes de espacio vacío difieren de forma importante, oscilando entre 37.5 y 65.6%. Sin embargo, el parámetro mas importante en este estudio es el volumen de espacio disponible en la matriz para evaluar el proceso de impregnación y extracción de crudo, estas rocas poseen grandes áreas de espacio disponible, que nos permiten encontrar las variables de estudio a nivel laboratorio del proceso extractivo y extrapolar estos resultados a los llamados núcleos obtenidos de yacimientos petroleros.

**Tabla 5.** Variables gravimétricas de la matriz de estudio.

Muestra	Mm (g)	Mm+a (g)	Mv (g)	%v	Vv (cm <sup>3</sup> )
M1	44.14	60.72 ±2.45	16.58	37.5	16.58
M2	43.36	69.19 ±3.03	25.83	59.5	25.83
M3	101.71	149.50 ±1.36	47.80	46.9	47.80
M4	101.73	161.11 ±3.74	59.37	58.3	59.37
M5	120.41	179.19 ±1.61	58.78	48.8	58.78
M6	104.11	150.73 ±0.34	46.62	44.7	46.62
M7	143.96	216.26 ±5.72	72.29	50.2	72.29
M8	145.72	234.87 ±2.55	89.15	61.2	89.15
M9	85.99	142.44 ±3.39	56.45	65.6	56.45

**Impregnación del crudo de las matrices.**

Para el estudio del proceso de impregnación y desimpregnación deben considerarse diversos aspectos, que en condiciones normales estarían presentes, como variaciones de temperatura, presión, aspectos morfológicos de la piedra, entre otras, este estudio se enfoca al efecto de la temperatura a presión atmosférica.

En la Tabla 6, se reportan los valores de masa (Mci), volumen (Vci) y porcentaje de efectividad (%E) del petróleo impregnado en la matriz de estudio. El proceso de impregnación, se llevo a cabo por difusión simple, sin ayuda de agentes externos ya sea químicos o mecánicos que "introdujeran" el petróleo a la matriz, en general se observa que en todos los casos ocurrió la impregnación del crudo y que el incremento de la temperatura favoreció el proceso, por otro lado cuando se compara el volumen vacío de cada piedra (Vv, Tabla 5) con el volumen de crudo impregnado (Vci, Tabla 6), este nunca alcanzó el 100% de espacio disponible (porcentaje de efectividad, %E), esto es debido a la densidad del crudo, mientras que el primer parámetro se obtiene por difusión de agua el segundo, al ser crudo pesado no fluye con la misma fuerza y velocidad aun en condiciones de alta temperatura (100°C), otro punto importante oscila en el hecho de que a 100°C no se

puede asegurar que el crudo tenga la misma composición química que uno a 25°C, dado que la parte volátil del mismo ya se evapora, este estudio no hace consideraciones a este respecto, sin embargo, la recomendación más importante en cuanto a la temperatura es trabajar como máximo a las condiciones de pozo (60-65°C).

Tabla 6. Datos gravimétricos de la impregnación de crudo. Efecto de la temperatura.

Muestra	Mci (g)	Vci (cm <sup>3</sup> )	E (%)
<b>T<sub>amb</sub> (≅ 25°C)</b>			
M1	10.09	10.38	62.6
M2	17.58	18.09	70.0
M3	27.32	28.12	58.8
<b>50°C</b>			
M4	47.74	49.13	82.7
M5	45.02	46.33	78.8
<b>80°C</b>			
M6	38.28	39.39	84.5
M7	68.03	70.01	96.8
M8	83.95	86.39	96.9
<b>100°C</b>			
M9	54.08	55.65	98.6

#### Desimpregnación del crudo de las matrices.

De igual modo se evaluó la desimpregnación a T<sub>amb</sub> (≅25°C), 50°C, 80°C y 100°C, las rocas impregnadas se fraccionaron en 3 de la manera más homogénea posible, para la aplicación de igual número de compuestos iónicos extractantes (CIE).

En la Tabla 7, se presentan los resultados obtenidos de la masa de crudo extraída (Mce) en cada fracción de roca con cada compuesto iónico extractante, se observa de manera general que en términos másicos la temperatura favorece el proceso de extracción, esto se debe a que el crudo disminuye su viscosidad con el incremento del parámetro, favoreciendo la salida de este de los poros de la roca, la aplicación del CIE1 arroja los valores masa altos de masa extraída, sin embargo las diferencias con los otros compuestos es mínima. Bajo estas condiciones todos los compuestos iónicos estudiados representan una opción al proceso de extracción.

Por otro lado el volumen total de crudo extraído de las muestras estudiadas oscilo entre 0.19 y 13.21 g, lo que corresponde a un máximo 32.8% del total de crudo impregnado.

**Tabla 7.** Datos gravimétricos de la desimpregnación de crudo. Efecto de la temperatura.

Mce (g)				
Muestra	CIE1	CIE2	CIE3	Masa total (g)
$T_{amb} (\cong 25^{\circ}C)$				
M1	0.08	0.05	0.07	0.19
M2	0.19	0.16	0.17	0.52
M3	0.27	0.25	0.40	0.92
$50^{\circ}C$				
M4	1.73	1.58	1.04	4.35
M5	1.07	0.56	1.22	2.85
$80^{\circ}C$				
M6	5.62	3.23	3.72	12.57
M7	2.82	4.25	2.81	9.89
M8	4.55	3.66	2.53	10.73
$100^{\circ}C$				
M9	4.84	4.06	4.32	13.21

Es necesario considerar que el estudio se realizó por 24 horas, el factor tiempo no fue considerado, pero constituye un parámetro importante en términos de estabilidad de las emulsiones de petróleo. En este caso también se sobrecalentó la muestra a  $100^{\circ}C$  considerando que químicamente el crudo a esas condiciones no es el mismo que a temperatura ambiente, este parámetro puede afectar a las cantidades de crudo extraído (masa), ya que no considera la cuantificación de los volátiles, que inicialmente existen en él.

#### 4. CONCLUSIONES

Con base a los resultados obtenidos se concluye que, el uso de rocas de tipo basalto en el estudio del proceso de extracción de crudos pesados de matrices pétreas es viable, ya que permitió el desarrollo y comprensión de la metodología y parámetros que son importantes en el proceso de impregnación y posterior desimpregnación. Fue posible cuantificar los volúmenes de espacio vacío, disponible para la impregnación de crudo en las 9 muestras estudiadas oscilando entre 16.6 y 89.1  $cm^3$ , con distribuciones de tamaño de poro variables en cada muestra. El proceso de impregnación alcanzó eficiencias superiores al 58%, para el crudo pesado, la temperatura mejora significativamente el proceso de impregnación, con un incremento porcentual hasta en un 40%. De igual modo la desimpregnación se ve incrementada por efecto de la temperatura, en cuanto a la aplicación de líquidos iónicos todos los compuestos empleados favorecen la extracción sin embargo el CIE1 (Bromuro de 1-metil-3-dodecilimidazol) presenta los mayores porcentajes de recuperación de crudo para distintas temperaturas y muestras 35.7% a  $T_{amb}$ , 38.6%  $50^{\circ}C$ , 38.5%  $80^{\circ}C$  y 36.6% a  $100^{\circ}C$ .

#### 5. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Instituto Tecnológico de Cd. Madero por el uso de sus instalaciones y el apoyo financiero al proyecto DGEST 5260.14-P.

## 6. REFERENCIAS

- [1] A. Vázquez. Optimizar el Consumo Energético en la Deshidratación y Desalado de Crudo. **2013**.
- [2] R. L. Hirsch. The Inevitable Peaking of World Oil Production. The Atlantic Council of the United States 16(3), pag. 10. **2005**.
- [3] H. Lamadrid de Aguinaco. Tesis. Petrología y diagénesis de las dolomías con alta porosidad de la sonda de Campeche. Posgrado en Ciencias de la Tierra. UNAM. **2009**.
- [4] Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Cantarell (Modificación Sustantiva). Secretaría de Energía, Comisión Nacional de Hidrocarburos. Julio **2013**.
- [5] J. Warren. Dolomite: occurrence, evolution and economically important associations. Earth Science Reviews 52(1-3), pag.1-81. **2000**.
- [6] J. M. Grajale Nishimura. Origen, diagénesis e importancia petrolera de la secuencia carbonatada del límite Cretácico-Terciario en el sureste de México PhD thesis Universidad Nacional Autónoma de México. **2001**.
- [7] R. Martínez Ibarra. Dolomitización y generación de porosidad vugular en la brecha K/T del Campo Cantarell, Zona Marina-Campeche PhD thesis Universidad Nacional Autónoma de México. **2009**
- [8] N. Gallardo Rivas, A. Moreno Guerrero, A. Mendoza Martínez, A. Reyes De la Torre, N. Díaz Zavala, J. Domínguez Esquivel. Efecto de la longitud de las cadenas hidrocarbonadas de moléculas iónicas en las propiedades reológicas de crudos pesados. Innovación y Desarrollo Tecnológico. Revista Digital. 6 (1), pag. 10-19. **2014**.
- [9] L. E. Martínez Valdez, A. I. Reyes de la Torre, N. V. Gallardo Rivas, N. P. Díaz Zavala, J. L. Rivera Armenta, J. M. Domínguez Esquivel. Development of ionic liquid for the improvement of rheological properties of heavy crude. Academia Mexicana Multidisciplinaria 2 (1), pag. 35-41. **2012**.
- [10] D. Subramaniana, K. Wua, A. Firoozabadi. Ionic liquids as viscosity modifiers for heavy and extra-heavy crude oils. Fuel 143 (1). pag. 519-526. **2015**.
- [11] S. Velusamy, S. Sakthivel, R. Gardas, J. Sangwai. Substantial enhancement of heavy Crude oil dissolution in low waxy crude oil in the presence of ionic liquid. Industrial & Engineering Chemistry Research. Article ASAP DOI:10.1021/acs.iecr.5b01337. Publication Date (Web): August 7, **2015**.
- [12] R. W. Le Maitre. The chemical variability of some common igneous rocks. Journal of Petrology, 17: 589-637. **1976**.
- [13] A. Encina Rojas, J. E. Ibarra, H. Moreno. Relación entre materiales geológicos y las propiedades físicas y químicas de los suelos. Investigación Agraria, 10 (1), pag. 59-64. **2008**.

\*Correo autor: nohvigari@itcm.edu.mx