



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Difusión líquido-líquido. Determinación
experimental por medio de la técnica de
tomografía computarizada.**

TESINA

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Jonahatan Uriel Muñoz Reyes

DIRECTOR DE TESINA

Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Agradecimientos

A mis padres Liborio Muñoz Merino y Celia Reyes Aparicio, por todo lo que me han enseñado y por el gran apoyo que me han brindado a lo largo de la carrera y en especial de mi vida.

A mis hermanos por su apoyo incondicional y por su gran amistad.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por brindarme el conocimiento y las herramientas para desempeñarme en mi vida profesional.

Al Instituto Mexicano del Petróleo por haberme brindado la oportunidad de realizar mi servicio social y brindarme las facilidades y herramientas necesarias para realizar este trabajo de tesina. En especial agradecimiento a mi asesor interno Mto. Iván Galván Yescas por su apoyo, sus consejos y orientación ya que su ayuda fue de gran importancia durante el desarrollo de este trabajo.

A mi director de tesis Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera por su tiempo invertido y por el apoyo brindado durante la elaboración de este trabajo.

A cada uno de mis amigos por los grandes momentos que compartimos juntos y por su apoyo.

Índice

1. Introducción.....	1
2. Problemática.....	3
3. Revisión de literatura	5
3.1. Clasificación del aceite crudo	5
3.2. Fundamentos para el estudio de la difusión de especies	7
3.2.1. Transferencia de masa.....	7
3.2.2. Leyes de Fick	9
3.3. Modelo matemático.....	13
3.4. Valores de difusión molecular reportados en la literatura.....	17
3.5. Coeficiente de difusión efectivo.....	18
3.6. Recuperación de hidrocarburos.....	20
3.7. Inyección de diluyentes.....	22
3.7.1. Tipos de inyección de diluyentes.....	22
3.8. Tomografía computarizada de rayos X.....	24
4. Descripción de actividades.....	27
4.1. Descripción del experimento.....	27
4.2. Metodología.....	30
4.3. Análisis de datos.....	36
4.4. Curva de calibración (ajuste).....	38
4.5. Determinación de la densidad de los blancos por medio de las tomografías computarizadas de rayos X.....	39
4.6. Experimentos para determinar la densidad espacio-tiempo de la mezcla.....	41
4.6.1. Gráficos CT vs Posición.....	42
5. Solución a la problemática.....	45

6. Resultados.....	55
7. Conclusiones.....	62
8. Recomendaciones.....	64
9. Anexo A.....	65
10. Referencias.....	67

1. Introducción

La recuperación de hidrocarburos que se puede obtener de un yacimiento depende de diversos factores, como son: las propiedades de la roca, de los fluidos, del proceso de extracción, entre otros. Debido a que la producción de hidrocarburos en yacimientos convencionales ha declinado considerablemente, en muchos lugares del mundo, como Estados Unidos, Canadá y Venezuela, la industria del petróleo ha puesto su atención en la extracción de petróleo pesado y extrapesado.

Los aceites pesados y extrapesados conforman gran parte de las reservas mundiales con aproximadamente un 40% de los recursos de petróleo totales¹, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles (1.4 y 2.1 trillones de m^3). Por su naturaleza, este tipo de crudos presentan desafíos para su extracción y transporte, los cuales se están tratando a través de métodos de recuperación mejorada que buscan resolver el problema del flujo de fluidos en el interior del yacimiento, o bien, alterar el comportamiento de los fluidos y modificar su interacción con la roca que los almacena.

Uno de los métodos utilizados para la recuperación y transporte de aceites pesados y extrapesados se basa en la dilución de crudos con fluidos miscibles para mejorar sus propiedades de flujo, ya sea en superficie o a condiciones de yacimiento. Además de las posibles interacciones con los elementos nativos del medio (roca, fluidos o sólidos en general), estos procesos se encuentran gobernados por las leyes de difusión, por lo que el estudio de la eficiencia de estos (en el yacimiento o transporte en superficie) requiere de conocer el coeficiente de difusión molecular entre el aceite a tratar y los diluyentes a utilizar.

La difusión es el proceso de transferencia de masa mediante el cual uno o más componentes de una sustancia en un medio tienden a transportarse de una zona de alta concentración a una de menor concentración. La difusión molecular en mezclas de diluyente con bitumen/aceite pesado es lenta debido a la viscosidad

de estas últimas, con coeficientes de difusión reportados en la literatura en el orden² de $10^{-10} - 10^{-12} \text{ m}^2/\text{s}$.

El objetivo fue determinar el coeficiente de difusión molecular mutuo en diferentes mezclas de crudo-diluyente, determinar su comportamiento en el espacio-tiempo implementando una metodología de análisis de datos obtenidos de experimentos realizados en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), los cuales consistieron en realizar tomografías computarizadas de rayos X a muestras de crudo (aceite ligero, aceite pesado y aceite extrapesado) mezcladas con n-decano y comparar los resultados obtenidos con otros reportados en la literatura.

2. Problemática

La recuperación de aceite pesado y extrapesado es más complicada que en un sistema convencional debido a la viscosidad y densidad relativa elevada que presentan estos crudos, los métodos de recuperación primaria y secundaria no son eficientes, por lo que se requiere aplicar algún método de recuperación mejorada. Estos se pueden clasificar en dos grandes grupos: métodos térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión in-situ) y métodos no térmicos (inyección de químicos como surfactantes, polímeros, álcalis, así como de fluidos miscibles).

Para aplicar métodos térmicos se necesitan grandes cantidades de calor y energía. Estos métodos pueden ser ineficientes en algunos yacimientos, principalmente en aquellos con alta saturación de agua, baja porosidad y presencia de acuíferos, reduciendo gran valor económico de la producción.³ Por ello, los métodos no térmicos pueden ser una buena solución para este tipo de yacimientos, siendo uno de los métodos que ha ganado terreno, la inyección de diluyentes.

La dilución de aceite crudo consiste en la adición de hidrocarburos líquidos ligeros (condensados de gas natural o crudos ligeros) a aceites crudos de menor densidad API y mayor viscosidad, esto con el propósito de reducir su densidad relativa, su viscosidad y aumentar su valor económico. Este procedimiento puede ser una opción efectiva para facilitar la movilidad de aceites pesados a través de un medio poroso, principalmente cuando se tienen suficiente volumen disponible de diluyente.⁴ La inyección de un diluyente en el yacimiento implica un proceso de transferencia de masa, el cual, se rige por un coeficiente de difusión.

Las mezclas de diluyente con bitumen/aceite pesado plantean varios desafíos para mediciones confiables de difusión. Estas mezclas son viscosas y opacas a la luz visible en altas fracciones de bitumen, lo que hace que la detección de la composición de mezcla sea más complicada.

Al inyectar un diluyente no se conoce con certeza el tiempo que se debe mantener cerrado el pozo para que el fluido inyectado (diluyente) se mezcle de manera eficiente con el fluido original del yacimiento. El coeficiente de difusión es un parámetro difícil de obtener y es de gran importancia para determinar el tiempo de mezclado de los fluidos y de esta manera optimizar el tiempo de cierre del pozo para obtener mayor producción.

Hipótesis

Para aumentar la recuperación de crudo pesado y extrapesado es necesario implementar métodos de recuperación mejorada, un método con gran potencial es la inyección de diluyentes.

La inyección de diluyentes requiere conocer el tiempo de mezclado de los componentes por lo cual es de gran importancia determinar el coeficiente de difusión del diluyente en el crudo.

Una herramienta que tiene un gran potencial y que permite medir las propiedades de los fluidos del yacimiento de manera no intrusiva es la tomografía computarizada de rayos X. Esta herramienta permite obtener perfiles de densidad, de composición e identificar las densidades tanto de sustancias puras como de mezclas.

La técnica de tomografía computarizada de rayos X permitirá determinar la difusión en mezclas de diluyente-aceite crudo, ya sea en un medio únicamente con fluidos o en un medio poroso. El determinar el coeficiente de difusión del diluyente en el aceite ayudará a determinar el tiempo de mezclado de los componentes.

3. Revisión de literatura

3.1 Clasificación del aceite crudo

El aceite crudo se puede clasificar de diversas maneras dependiendo del criterio que se utilice, por ejemplo, de acuerdo con la viscosidad, la densidad o ambas. La industria de petróleo clasifica al crudo de acuerdo con su densidad (grados API). Los crudos pesados se definen como aquellos que presentan una densidad en °API entre 10 y 22.3, mientras que los extrapesados tienen una densidad en °API menor de 10.⁵ En la **tabla 3.1** se muestra la clasificación del petróleo crudo según su densidad y grados API.

Tabla 3.1. Clasificación del petróleo crudo según su densidad y grados API (Schlumberger, 2013).

Aceite Crudo	Densidad (g/cm^3)	Densidad (°API)
Extrapesado	>1	<10.0
Pesado	1.0 0.92	10.0 – 22.3
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Ligero	0.87 – 0.83	31.1-39
Superligero	<0.83	>39

La viscosidad es un parámetro de gran importancia que también se debe considerar para clasificar un hidrocarburo. Esta propiedad del fluido afectará la recuperación y transporte del crudo, ya que, entre más viscoso sea el fluido más difícil será producirlo. En la **tabla 3.2** se muestra una manera de clasificar los aceites pesados y bitumen de acuerdo a su densidad API y su viscosidad en centiPoise.

Tabla 3.2. Definición UNITAR de aceite pesado y bitumen

Aceite Crudo Tipo	Viscosidad (cP)	Densidad (kg/ m ³)	°API
Ligero	<100	<934	>20
Pesado	100-100,000	934-1000	10-20
Bitumen	>100,000	>1000	<10

Gran parte del petróleo en el mundo corresponde a hidrocarburos pesados y extrapesados, los cuales son difíciles de extraer (40% de las reservas aproximadamente).¹ En la **Figura 3.1** se representa el total de reserva de petróleo en el mundo.

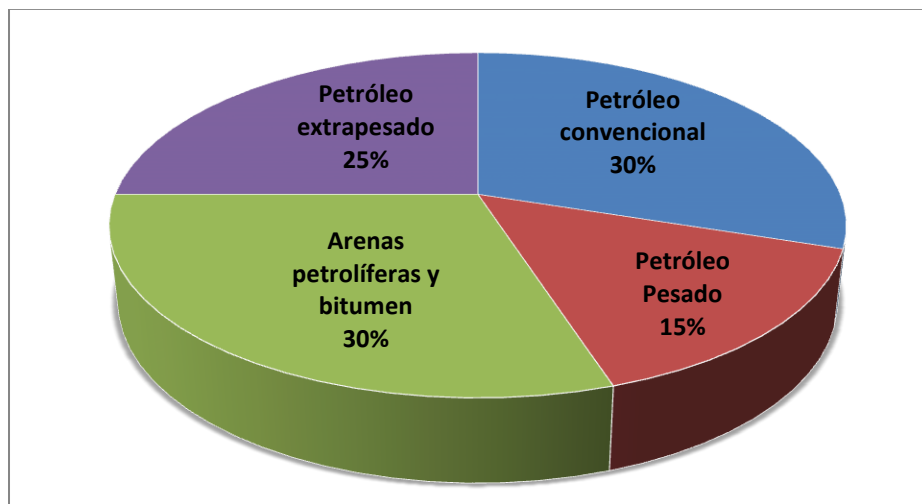


Figura 3.1. Total de reservas de petróleo del mundo.¹

Debido a las grandes reservas de petróleo pesado y extrapesado en el mundo, éstas desempeñarán un papel muy importante en el futuro de la industria petrolera.

3.2 Fundamentos para el estudio de la difusión de especies

3.2.1 Transferencia de masa

La transferencia de masa es la tendencia de uno o más componentes de una mezcla a transportarse de una zona de alta concentración a otra zona con menor concentración.

Una mezcla consiste de dos o más especies (componentes) químicas y la proporción de alguna especie i puede ser cuantificada en términos de concentración molar (C). La concentración se puede definir como la cantidad de un producto por unidad de volumen.

Cuando existe una diferencia de concentración de alguna sustancia en un medio, la naturaleza tiende a igualar las concentraciones al forzar un flujo desde la región de alta concentración hacia la de baja concentración, al llevarse a cabo este flujo ocurre un proceso de difusión. La razón del flujo de un producto o sustancia (\dot{Q}) es proporcional al producto del gradiente de concentración (dC/dx) por el área transversal al flujo (A):⁶

$$\dot{Q} \propto A \frac{\partial C}{\partial x}, \quad (3.1)$$

o bien:

$$\dot{Q} = -k_{dif} A \frac{dC}{dx}. \quad (3.2)$$

La constante de proporcionalidad k_{dif} es el coeficiente de difusión del medio, el cual es una medida de la rapidez con la que se difunde un producto en ese medio. El signo negativo se debe a que la difusión ocurre de la zona de mayor concentración a la de menor concentración. De manera general, la razón de difusión es más alta a temperaturas más elevadas.

Otro factor que influye en el proceso de difusión es el espaciado molecular. En general, entre mayor sea éste, más alta es la razón de difusión. Por lo tanto, lo normal es que la razón de difusión sea mucho más alta en los gases que en los líquidos y para estos últimos más alta que en los sólidos.

La difusión de masa se genera principalmente por un gradiente de concentración, sin embargo, también puede resultar de un gradiente de temperatura, un gradiente de presión o una fuerza externa. En este trabajo se asume que estos efectos adicionales no están presentes o no afectan y sólo se toma en cuenta el gradiente de concentración.

La masa se transfiere sólo por conducción (difusión molecular) y por convección.

❖ Transferencia de masa por conducción (Difusión molecular)⁶

La difusión molecular constituye la transferencia de masa que surge como resultado del movimiento desordenado de las moléculas en un fluido inmóvil. Es un fenómeno irreversible, que tiende a igualar las concentraciones de un medio no uniforme, a través del transporte de las moléculas. Se define a través de la primera ley de Fick, la cual plantea que la razón de difusión de masa (\dot{m}_{dif}) de una especie química A en un medio en reposo, en la dirección x, es proporcional al gradiente de concentración (dC/dx) en esa dirección.

❖ Transferencia de masa por convección (Difusión por convección)

La difusión de masa por convección es el mecanismo de transferencia de masa entre una superficie y un fluido en movimiento en el que intervienen tanto la difusión como el movimiento de la masa de fluido.

La transferencia dentro de la fase puede originarse mediante difusión molecular, o bien, por medio de la convección y conducción simultánea. En un

medio inmóvil la sustancia se desplaza solo por difusión molecular. Cuando el medio está en movimiento, el transporte de masa se producirá tanto por difusión molecular, como por el propio medio en la dirección de su movimiento, o por partículas individuales del mismo que se mueven en diversas direcciones.

3.2.2 Leyes de Fick

En 1855 fue propuesta la ley de difusión de Fick la cual afirma que la razón de difusión de una especie química (\dot{m}_{dif}) en el espacio de una mezcla gaseosa (o de una solución líquida o sólida) es proporcional al gradiente de concentración de esa especie presente.⁶

La primera ley de Fick de la difusión se expresa mediante la ecuación 3.3:

$$\dot{m}_{dif} = -D_{AB}A \frac{dC_A}{dx}, \quad (3.3)$$

donde D_{AB} es el coeficiente de difusión (o difusividad de la masa) de la especie en la mezcla y C_A es la concentración de esa especie de la mezcla.

La ecuación anterior está basada en las siguientes consideraciones:

- No hay reacción química entre las sustancias y el medio.
- El sistema está contenido en una celda estática con un volumen fijo.
- La temperatura y la presión son constantes.
- La difusión es en una dimensión en la dirección x.

❖ Coeficiente de difusión

Si se despeja D_{AB} de la ecuación 3.3 se tiene el coeficiente de difusión de la siguiente manera:

$$D_{AB} = \frac{\dot{m}_{dif}}{A} \frac{dx}{dC_A}. \quad (3.4)$$

El coeficiente de difusión (D_{AB}) representa la cantidad de masa que se difunde por unidad de tiempo a través de la unidad de superficie normal al sentido de la difusión, cuando el gradiente de concentración es igual a la unidad.

Los valores del coeficiente de difusión (D) dependen de:

- Las propiedades de la sustancia que se difunde.
- Las propiedades del medio a través del cual se difunde.
- La temperatura y la presión (condiciones hidrodinámicas del sistema).

La concentración de masa puede expresarse en forma adimensional en términos de la fracción de masa, w , como:

$$\text{Fracción de masa de la especie } i: w = \frac{m_i}{m} = \frac{m_i/V}{m/V} = \frac{\rho_i}{\rho}. \quad (3.5)$$

La fracción de masa de una especie varía entre cero y uno, la conservación de la masa requiere que la suma de las fracciones de masa de los constituyentes de una mezcla sea igual a la unidad.

❖ Ley de Fick de la difusión en un medio en reposo de dos componentes

La razón de difusión de la masa de una especie química en un medio en reposo y en una dirección específica es proporcional al gradiente local de concentración en esa dirección.

La ley de Fick puede expresarse en forma matemática de muchas maneras. Una de las maneras es expresar el gradiente de concentración en términos de la fracción de masa y la formulación más apropiada de la ley de Fick para la difusión de una especie A en una mezcla binaria en reposo de las especies A y B, en una dirección x específica, se expresa por:

$$\text{Base másica: } j_{dif,A} = \frac{\dot{m}_{dif,A}}{A} = -\rho D_{AB} \frac{d\left(\frac{\rho_A}{\rho}\right)}{dx} = -\rho D_{AB} \frac{dw_A}{dx} \left[\frac{kg}{s} \cdot m^2 \right]. \quad (3.6)$$

En este caso, $j_{dif,A}$ es el flujo de masa (por difusión) de la especie A (transferencia de masa por difusión, por unidad de tiempo y por unidad de área normal a la dirección de la transferencia de masa, en $kg/s \cdot m^2$).

Lo anterior se limita a considerar únicamente la difusión unidimensional de masa. Para los casos bidimensional y tridimensional, la ley de Fick puede expresarse de manera conveniente en forma vectorial utilizando el operador nabla (∇), al reemplazar las derivadas que aparecen en las relaciones antes dadas por los gradientes correspondientes, ejemplo:

$$j_A = -\rho D_{AB} \nabla w_A. \quad (3.7)$$

❖ Segunda Ley de Fick

Realizando un balance de masa de la primera ley de Fick y considerando que la difusión depende de la concentración, se obtiene la segunda ley de Fick la cual se muestra a continuación:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = -\frac{\partial}{\partial x} \left(-D_{AB} \frac{\partial C}{\partial x} \right). \quad (3.8)$$

Si dos fluidos están en contacto con una interfaz inicialmente bien definida, al transcurrir el tiempo, el fluido desplazante se difundirá lentamente en el otro, lo cual hará que la interfaz desaparezca gradualmente y que en su lugar quede una

zona de mezclado por difusión cuya magnitud se irá incrementando. La composición variará cerca de la zona de contacto y en los extremos quedarán las composiciones de los fluidos puros. Esta difusión se incrementará a causa del movimiento aleatorio de las moléculas. La fuerza motriz para la transferencia de masa es la diferencia de concentración.

Si no hay cambio en el volumen de mezclado de los dos fluidos, el transporte neto de uno de los constituyentes a través de cualquier plano arbitrario puede representarse con la ley de Fick de difusión molecular:

$$D_m = \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} = \frac{\partial C}{\partial t}, \quad (3.9)$$

o en notación vectorial utilizando el operador nabla (∇):

$$D_m = \nabla^2 C = \frac{\partial C}{\partial t}, \quad (3.10)$$

donde C es la concentración del soluto, t es el tiempo y D_m es la difusión molecular.⁷

3.3 Modelo matemático

De acuerdo con el trabajo de Butler⁸ el coeficiente de difusión molecular es una función de la concentración de la mezcla y puede ser calculado a través de perfiles de concentración. Dado lo anterior se puede utilizar la segunda ley de Fick, en la cual, se toma en cuenta la variación de la concentración en función del tiempo.

$$\frac{\partial C_A}{\partial t} = -\frac{\partial}{\partial x} \left(-D_{AB} \frac{\partial C}{\partial x} \right). \quad (3.11)$$

La inter-difusión de dos componentes en medios porosos ha sido estudiada en la literatura considerando variación en la porosidad y cambios de volumen en la mezcla.

El modelo en el cual la concentración de los dos componentes (C_A y C_B) cambia de un punto a otro con el tiempo está dada por la siguiente expresión⁹:

$$\phi \frac{\partial C_A}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(-D_A \phi \frac{\partial C_A}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial x} (-v \phi C_A), \quad (3.12)$$

donde:

D_A : Coeficiente de difusión para el componente A

ϕ : Porosidad efectiva que varía con la posición pero no con el tiempo

v : Velocidad del flujo de masa en la dirección x.

La ecuación 3.12 es aplicable en ausencia de variación en la temperatura, en procesos de difusión forzada, en la presencia de variaciones en la porosidad y en

cambios de volumen de la mezcla. Las consideraciones realizadas en el modelo son las siguientes:

- No ocurren reacciones entre los fluidos en contacto y el medio.
- Los fluidos están contenidos en una celda estática.
- Existe variación de la porosidad en la dirección x .
- La ley de Fick aplica en este caso.
- Hay cambios de volumen en la mezcla.
- La presión y temperatura se mantienen constantes.
- La difusión es unidimensional en la dirección x .

Existe una relación entre C_A y C_B a temperatura y presión constante⁹ la cual es:

$$V_B C_B + V_A C_A = 1, \quad (3.13)$$

donde V_A y V_B son los volúmenes específicos parciales de los componentes A y B, respectivamente. Ambos pueden variar con presión y la temperatura, por lo cual se asume:

$$(\partial C_B / \partial C_A) = -\frac{V_A}{V_B}, \quad (3.14)$$

Sustituyendo la ecuación 3.14 en la ecuación 3.12 se tiene:

$$\frac{\partial(v\phi)}{\partial x} = V_A \frac{\partial}{\partial x} \left(D_A \phi \frac{\partial C_A}{\partial x} \right) - V_B \frac{\partial}{\partial x} \left(D_B \phi \frac{V_A}{V_B} \frac{\partial C_A}{\partial x} \right). \quad (3.15)$$

Integrando por partes de $-\infty$ hasta x , la ecuación 3.15 se transforma de la siguiente manera:

$$v\phi = V_A (D_A - D_B) \frac{\partial C_A}{\partial x} \phi + \int_{-\infty}^x \phi \frac{C_B}{C_A} \left(D_A + D_B \frac{V_A C_A}{V_B C_B} \right) \left(\frac{\partial V_B}{\partial C_A} \right) \left(\frac{\partial C_A}{\partial x} \right)^2 dx, \quad (3.16)$$

donde v y $\frac{\partial C_A}{\partial x}$ han sido asumidas como 0 cuando $x = -\infty$.

Sustituyendo la ecuación 3.16 en la ecuación 3.12 se tiene:

$$\phi \frac{\partial C_A}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \phi \frac{\partial C_A}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial x} \left\{ C_A \int_{-\infty}^x \frac{D \phi}{V_B C_A} \left(\frac{\partial V_B}{\partial C_A} \right) \left(\frac{\partial C_A}{\partial x} \right)^2 dx \right\}, \quad (3.17)$$

donde D_{AB} es el coeficiente de difusión mutuo y relaciona D_A y D_B :

$$D_{Ab} = D_A V_B C_B + D_B V_A C_A. \quad (3.18)$$

La ecuación 3.17 es considerada para modelos de difusión heterogéneos y describe la difusión del diluyente en el aceite crudo.

Para resolver la ecuación 3.17 es necesario establecer condiciones iniciales y de frontera.²

Una determinada concentración C_A inicial a un tiempo $t=0$ es constante en las regiones $x < 0$ y $x > 0$, es decir:

$$C_A = 0, \quad x < 0, \quad t = 0.$$

$$C_A = C_{\infty}, \quad x > 0, \quad t = 0.$$

Las condiciones de frontera a un tiempo mayor a 0 consideran que el sistema es infinito y que la concentración en el infinito siempre es constante, es decir:

$$C_A = 0, \quad x = -\infty, \quad t > 0.$$

$$C_A = C_{\infty}, \quad x = \infty, \quad t > 0.$$

Estas condiciones establecen que el gradiente de concentración con respecto a x en $C_A = C_{\infty}$ con respecto al tiempo tiende a cero, a medida que el perfil de concentración disminuye hasta llegar a la condición de frontera (es decir, cuando el sistema se considera infinito).

Para un medio que contiene únicamente fluidos la porosidad es uno y D representa la difusividad molecular D_o . Para medios homogéneos la ecuación 3.17 se puede modificar de la siguiente manera:

$$\frac{\partial C_A}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D_o \frac{\partial C_A}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial x} \left\{ C_A \int_{-\infty}^x \frac{D_o}{V_B C_A} \left(\frac{\partial V_B}{\partial C_A} \right) \left(\frac{\partial C_A}{\partial x} \right)^2 dx \right\}. \quad (3.19)$$

Aplicando la sustitución de Boltzmann–Matano⁹ la ecuación 3.19 puede ser resuelta para D_o de la siguiente manera:

$$D_o = -\frac{1}{2t} \frac{dx}{dC_A} \left\{ \int_0^{C_A} x dC_A + V_B C_A \int_0^{C_A} \frac{\int_0^{C_A} x dC_A}{C_A V_B^2} \left(\frac{\partial V_B}{\partial C_A} \right) dC_A \right\}. \quad (3.20)$$

El primer término de la ecuación 3.20 dentro de los corchetes corresponde a los perfiles de concentración cuando no hay cambios de volumen, el segundo término corresponde a una corrección cuando existe cambio de volumen.

3.4 Valores de difusión molecular reportados en la literatura²

El valor de coeficientes de difusión molecular mutuo de diversas mezclas reportado en la literatura se muestra en la **tabla 3.3**.

Tabla 3.3. Coeficientes de difusión molecular para mezclas de Diluyente/Bitumen/Aceite Pesado.

Diluyente (especie que se difunde)	Soluto	T (°C)	$D_o \left(\frac{m^2}{s}\right)$
n-Pentano	Aceite Pesado	25	6.52×10^{-10}
n-Hexano	Aceite Pesado	25	5.30×10^{-10}
n-Octano	Aceite Pesado	25	1.87×10^{-10}
n-Octano	Bitumen	25	6.64×10^{-12}
n-Decano	Bitumen	25	6.5×10^{-13}

En la tabla 3.3 se puede observar que entre más pesado sea el diluyente y/o el aceite crudo, el coeficiente de difusión molecular será menor, por lo tanto la difusión será más lenta.

3.5 Coeficiente de difusión efectivo (D_e)

En una roca porosa la difusión molecular se lleva a cabo a lo largo de trayectorias tortuosas, debido a esto la distancia real recorrida por un soluto difuso es más larga que la longitud del medio poroso. Para estimar la difusividad efectiva en medios porosos usualmente son usadas 2 ecuaciones empíricas.⁴

La primera expresión está dada para medios porosos no consolidados (Correlación de Collings 1976).

$$D_e = \frac{D_o}{\sqrt{2}}. \quad (3.21)$$

El segundo método es más sofisticado e implica una analogía entre la conductividad eléctrica y la difusión en medios porosos (Correlación de Perkins y Johnston 1963):

$$D_e = \frac{D_o}{F}, \quad (3.22)$$

donde F = Factor de formación de resistividad eléctrica.

La ecuación 3.22 puede ser utilizada para rocas consolidadas, así como, para rocas no consolidadas. La relación de Archie se expresa de la siguiente manera:

$$F = \frac{1}{\phi^m}, \quad (3.23)$$

donde m es un exponente de la cementación, cuyo valor varía con el tamaño y la distribución del grano, así como con la complejidad de los caminos entre los poros (tortuosidad). A mayor valor de tortuosidad el valor de m es mayor.

Archie estableció que el valor de m se encuentra entre 1.8 y 2.0 para las areniscas consolidadas, y tiene un valor cercano a 1.3 para las areniscas pobremente consolidadas.¹⁰

En un medio poroso que está saturado con un fluido sin movimiento, la difusión molecular tiene lugar a lo largo de un camino tortuoso. La distancia real recorrida por un soluto difusor es más larga que la longitud del medio poroso, a este fenómeno se le conoce como tortuosidad. Por lo tanto, el coeficiente de difusión efectivo en medios porosos es mucho más pequeño que el coeficiente de difusión en medios líquidos.

Dado que el factor de tortuosidad (τ) se define en términos de la longitud del camino real de la difusión de las partículas, a veces se expresa en términos de la difusividad de las partículas. Si D_e y D_o son respectivamente, la difusividad efectiva y la difusividad molecular para un volumen dado en un medio poroso, entonces se tiene lo siguiente:

$$D_e = \frac{\phi \cdot D_o}{\tau}. \quad (3.24)$$

Por consiguiente, la tortuosidad (τ) se relaciona con la relación entre el coeficiente de difusión de un fluido cuando no está confinado por un medio poroso y su coeficiente de difusión efectivo cuando está confinado en un medio poroso.¹¹

En un medio poroso el coeficiente de difusión efectivo D_e es menor que el coeficiente de difusión molecular D_o medido en ausencia de un medio poroso.

Para medios líquidos puros homogéneos la porosidad es 1 y D_o representa la difusividad molecular. Para medios porosos la porosidad es <1 y D_e representa la difusividad efectiva.⁴

3.6 Recuperación de hidrocarburos

Normalmente, la recuperación de hidrocarburos se divide en tres categorías, nombradas por la cronología con respecto a la energía del yacimiento. Estas son: recuperación primaria, secundaria y terciaria (mejorada).

Recuperación primaria: Es la recuperación de hidrocarburos asociada a la energía natural del yacimiento (energía almacenada naturalmente) descrita por la expansión de los fluidos, la composición del medio poroso y empuje de agua.

Recuperación secundaria: Recuperación adicional obtenida mediante la inyección de agua o gas inmiscible. Generalmente, se aplica después de la recuperación primaria.

Cuando la presión en el yacimiento disminuye a tal punto que no existe un empuje suficiente para mover a los fluidos hacia los pozos productores, entonces otros fluidos como agua o gas pueden ser inyectados para mantener la presión en el yacimiento.

Recuperación terciaria o mejorada (EOR): La recuperación terciaria o mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar sustancias que normalmente no están presentes en el yacimiento, o bien, sustancias que comúnmente están asociadas al yacimiento pero que son inyectadas a condiciones específicas con el fin de alterar el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento, y/o, modificar las interacciones de los fluidos con la roca que los almacena (energía térmica, química y fluidos miscibles).

El objetivo de la recuperación secundaria y mejorada es recuperar el aceite remanente dejado en el yacimiento después de la recuperación primaria. En la **figura 3.1** se muestra la clasificación de los métodos de recuperación mejorada.

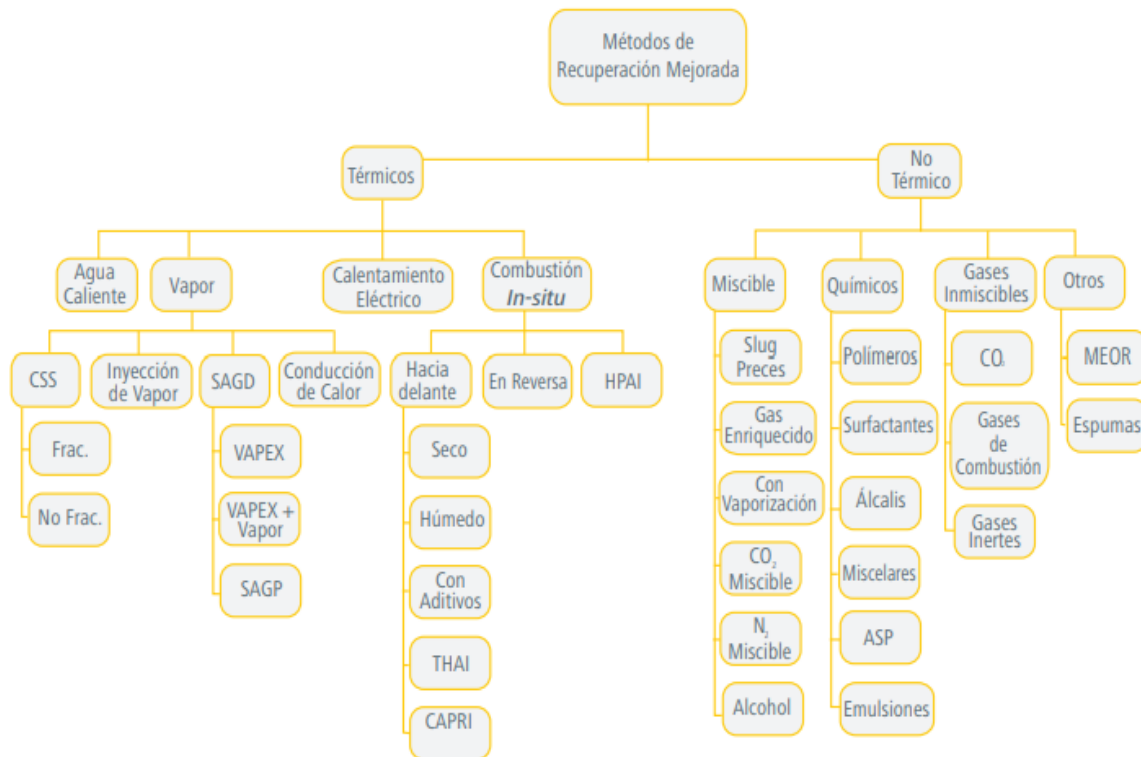


Figura 3.2. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada (Thomas S., IFP).

3.7 Inyección de diluyentes

Este método consiste en inyectar un agente químico o hidrocarburo ligero en un yacimiento de crudo pesado o extrapesado con el propósito de mezclar ambos fluidos, para reducir la viscosidad del crudo y su densidad, así como, mejorar la movilidad de los fluidos en el yacimiento y en superficie, aumentar su valor económico y reducir las pérdidas de presión por fricción al momento que la mezcla fluya por la tubería. Se puede clasificar la dilución del crudo según el tipo de diluyente utilizado en:

- Dilución con crudo Mejorado: en este caso se utiliza un crudo mejorado o sintético para diluir el crudo producido.
- Dilución con Nafta: el diluyente utilizado es una Nafta
- Dilución con Petróleo: se utiliza un hidrocarburo o petróleo ligero para la dilución.

La inyección de diluyentes es un método que se ha llevado a cabo en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), Venezuela, debido a las altas viscosidades del crudo y a que se han obtenido buenos resultados en la región, a partir de la aplicación del mismo. La densidad API promedio en la FPO se encuentra entre los 8.5° y 10° API aunque en algunos campos al Norte de la región, fuera de lo que se considera como el límite Norte de la FPO, se han encontrado valores de hasta 18° API, mientras que al Sur se han encontrado valores de hasta 6° API. La inyección de diluyentes en la FPO ha permitido llevar un crudo de entre 7.5° y 8° API a un diluido de 15.5° a 16° API a nivel de campo.¹²

3.7.1 Tipos de inyección de diluyentes

La inyección del diluyente se puede realizar en distintos puntos del pozo y depende de las características que presente el fluido y el yacimiento. A continuación se mencionan algunas maneras de inyectar el diluyente.

❖ **Inyección de diluyente en la cabeza del pozo**

La inyección se lleva a cabo en la línea de producción del crudo, con el objetivo de reducir la viscosidad a lo largo de la tubería de producción para facilitar el transporte a través de las instalaciones de superficie. Generalmente se emplea simultáneamente una bomba como un sistema artificial de producción. Entre sus principales ventajas se tiene:

- Mejora las condiciones del transporte en superficie.
- Facilita la posterior deshidratación de la mezcla y la separación de gas.
- Incrementa la movilidad del crudo en la línea de producción, lo que disminuye la presión en el cabezal haciendo que la bomba tenga que vencer menos presión para llevar el fluido a superficie.

Una de las desventajas de esta forma de inyección de diluyente es que existen pérdidas de energía por la tubería de producción.

❖ **Inyección de diluyente a fondo a través del anular del pozo:**

El diluyente se agrega a presión o por gravedad al pozo a través del espacio anular del mismo. Las principales ventajas de la aplicación de esta forma de inyección de diluyente son:

- Se reducen las pérdidas de presión por fricción en la tubería.
- Optimiza el desempeño del mecanismo de levantamiento artificial implementado.

Entre sus principales desventajas se tiene:

- No garantiza que se genere la mezcla crudo-diluyente en las proporciones adecuadas.
- En caso de agregar el diluyente por gravedad al pozo no se puede controlar la tasa de inyección del mismo.

3.8 Tomografía Computarizada de rayos X

En julio de 1972, el Ingeniero eléctrico Sir Godfrey Newbold Hounsfield publicó un artículo en la Revista British Journal of Radiology, donde describía una técnica basada en rayos X, llamada tomografía computarizada (CT).¹³ Este método originalmente fue desarrollado para uso médico en la cual se utiliza barridos por rayos X para investigar las estructuras internas de un cuerpo.

La técnica tomográfica buscaba superar tres limitaciones que Hounsfield consideraba evidentes en la radiología convencional. Primero, la imposibilidad de mostrar en una imagen radiológica bidimensional toda la información contenida en una escena tridimensional, debido a la superposición de los objetos en la imagen que se obtenía; segundo, la capacidad limitada para distinguir tejidos blandos; y finalmente, la imposibilidad de cuantificar las densidades de materiales.¹³

La tecnología CT supera el problema de superposición que plantea la técnica de radiografía por rayos X convencional. En lugar de proyectar los rayos X a través de un cuerpo y sobre una placa de película, como sucede con los rayos X convencionales, el proceso CT adopta un enfoque diferente. El tomógrafo utiliza una carcasa rotativa en la que se instala un tubo de rayos X frente a un conjunto de detectores.¹⁴

El término “tomografía computarizada”, o CT, se refiere a un procedimiento computarizado de imágenes por rayos X en el que se proyecta un haz angosto de rayos X a un cuerpo y se gira rápidamente alrededor de éste, produciendo señales que son procesadas por la computadora de la máquina para generar imágenes transversales o cortes del cuerpo.

Las proyecciones radiográficas CT dependen de la atenuación diferencial de los rayos X causada por los contrastes de densidad presentes en el cuerpo de estudio. Esta atenuación representa una reducción de la energía conforme los

rayos X atraviesan las diferentes partes del cuerpo. Algunos tejidos o materiales dispersan o absorben mejor los rayos X que otros.

La atenuación es una función de la energía de los rayos X, de la densidad y del número atómico de los elementos a través de los cuales pasan los rayos X. La correlación es bastante directa: los rayos que poseen menos energía, las mayores densidades y los números atómicos más altos generalmente se traducen en mayor atenuación.

Cada vez que la fuente de rayos X completa toda una rotación, la computadora de CT utiliza técnicas matemáticas para construir un corte de imagen 2D del cuerpo. El proceso de escaneo por rayos X se repite para producir otro corte de imagen. Este proceso continúa hasta que se recolecta el número deseado de cortes.²

La tomografía de rayos X representa la atenuación en números CT, la cual es la escala internacional estandarizada llamada unidades Hounsfield en la cual se define un valor para el aire de $CT = -1000$ y para el agua $CT = 0$.

La imagen CT representa los coeficientes de atenuación lineal punto por punto en el segmento, que dependerá de la densidad física del material (diluyente, aceite y mezcla), el número atómico efectivo del material bajo estudio y la energía del haz de rayos X. Las sustancias con números atómicos bajos absorben menos radiación de rayos X. El escáner produce una matriz de números CT de cada imagen.⁴

La técnica de CT ha sido aplicada para analizar muestras de núcleos y para obtener perfiles de concentración con una buena resolución en experimentos de difusión.¹⁵

Los números CT pueden ser relacionados directamente en densidad, considerando los estándares de CT mencionados para el aire y el agua. La expresión teórica que se utiliza para convertir los valores CT en valores de densidad es la ecuación 3.25:

$$\rho = CT + 1000 \left(\frac{kg}{m^3} \right). \quad (3.25)$$

La ecuación 3.25 está basada en los números CT teóricos del aire y del agua. En la **figura 3.3** se muestra un tomógrafo y una sección de núcleo.

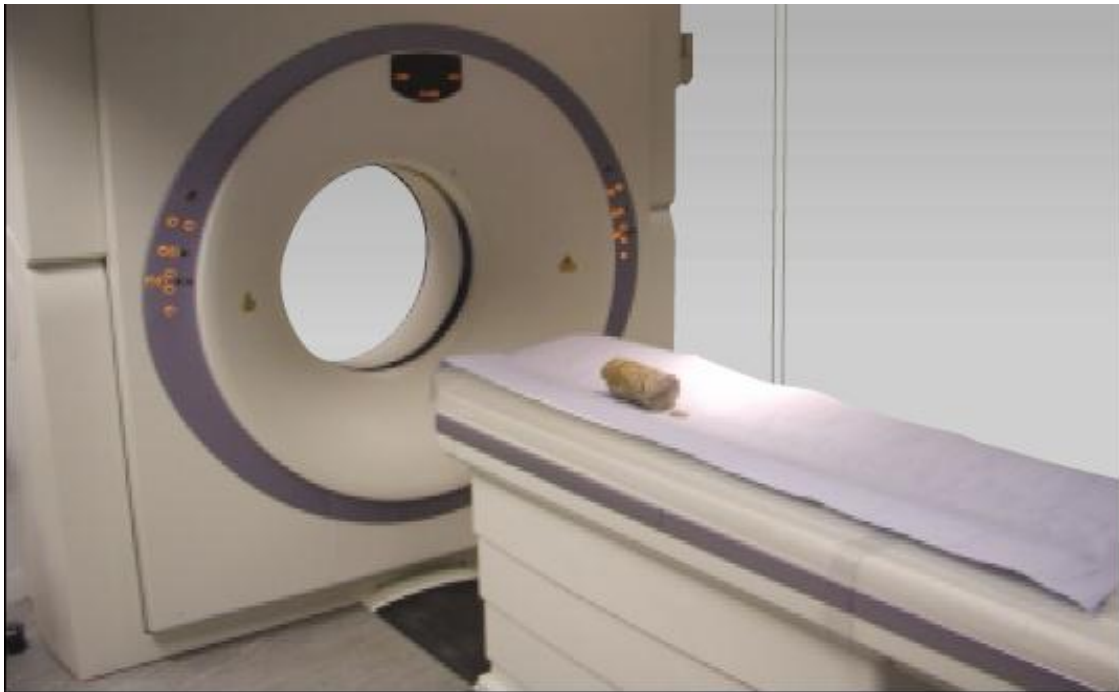


Figura 3.3. Tomografía realizada a una sección de núcleo.¹⁴

4. Descripción de las actividades

En el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) se llevaron a cabo una serie de experimentos, los cuales, consistieron en realizar tomografías computarizadas de rayos X a muestras de aceite ligero, aceite pesado y aceite extrapesado, así como también a mezclas de estos aceites con n-decano. Estas tomografías fueron realizadas a diversos tiempos.

Se participó activamente en el análisis de los datos recabados a través de los experimentos realizados y se determinó el coeficiente de difusión molecular, así como el comportamiento de las mezclas a través del espacio-tiempo por medio de la atenuación de los rayos X.

A continuación se realizará una descripción del experimento realizado en el IMP, se describirá la metodología de análisis realizada para obtener el área útil (región de interés) y con base en esta región se calculará el coeficiente de difusión molecular utilizando los datos recabados del experimento.

4.1 Descripción del experimento

Los experimentos fueron realizados en celdas de plástico con las mismas dimensiones. Ver **Figura 4.1**. El proceso de difusión se monitoreo utilizando un tomógrafo con las características que se muestran a continuación.

Características del tomógrafo utilizado

Las características del tomógrafo utilizado son las siguientes:

Matriz de pixeles de: 512 x 512.

Tamaño de imagen: 144 x 144 mm².

Profundidad del volumen de medición: 3 mm.

Tamaño de pixel: 0.28125 x 0.28125 mm².

Tamaño de cada voxel: 0.28125 x 0.28125 x 3.0 mm³.

Temperatura: 20 °C.

Presión atmosférica de la Ciudad de México (11.3 psi).

Características de la celda (recipiente) utilizada

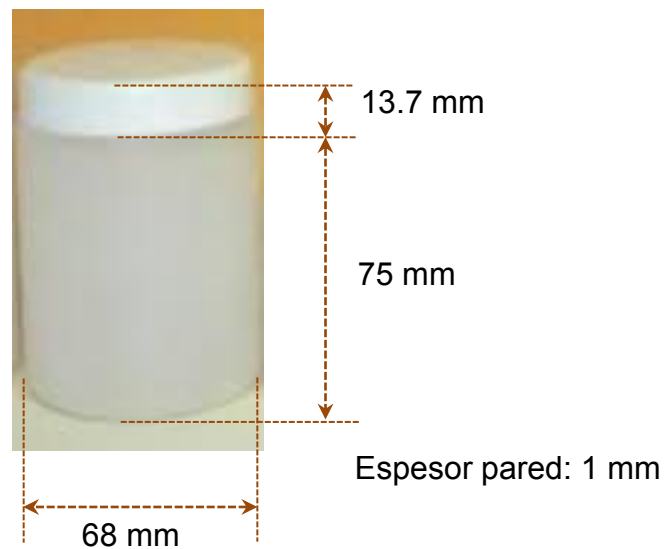


Figura 4.1. Celda utilizada en el experimento.

Experimento

Se colocó en diversas celdas (recipientes de plástico) una determinada cantidad de crudos sin mezclar (blancos). Para cada muestra se realizó su respectiva tomografía computarizada de rayos X.

Las sustancias a las que se les realizó su respectiva tomografía de rayos X fueron: n-decano, crudo ligero (30°API), crudo pesado (15.4°API) y crudo extrapesado (9.8°API).

Después se agregó una determinada cantidad de solvente (n-decano) a las celdas con aceite crudo formando una mezcla, estas celdas fueron colocadas en un tomógrafo y también se realizaron sus respectivas tomografías de rayos X cada determinado tiempo.

Adicionalmente se determinó la densidad de las sustancias anteriores en laboratorio para tener esos valores como referencia y poder compararlos con los valores obtenidos por medio de las tomografías.

A continuación se describe la metodología utilizada para el análisis de las tomografías de rayos X.

4.2 Metodología

A través de una tomografía computarizada de rayos X a una celda, se obtiene una matriz de 512x512 píxeles (datos). La matriz obtenida se analiza de forma vertical y horizontal.

La **Figura 4.2** es un esquema representativo de la tomografía realizada a un fluido desde una posición vertical. En este caso se utiliza como ejemplo n-decano, sin embargo la metodología se realiza de la misma manera para cualquier sustancia utilizada en el experimento, ya sea, un fluido puro o una mezcla.

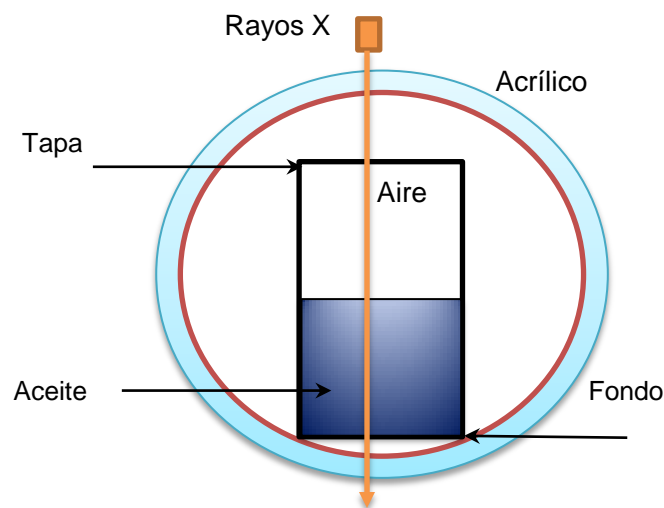
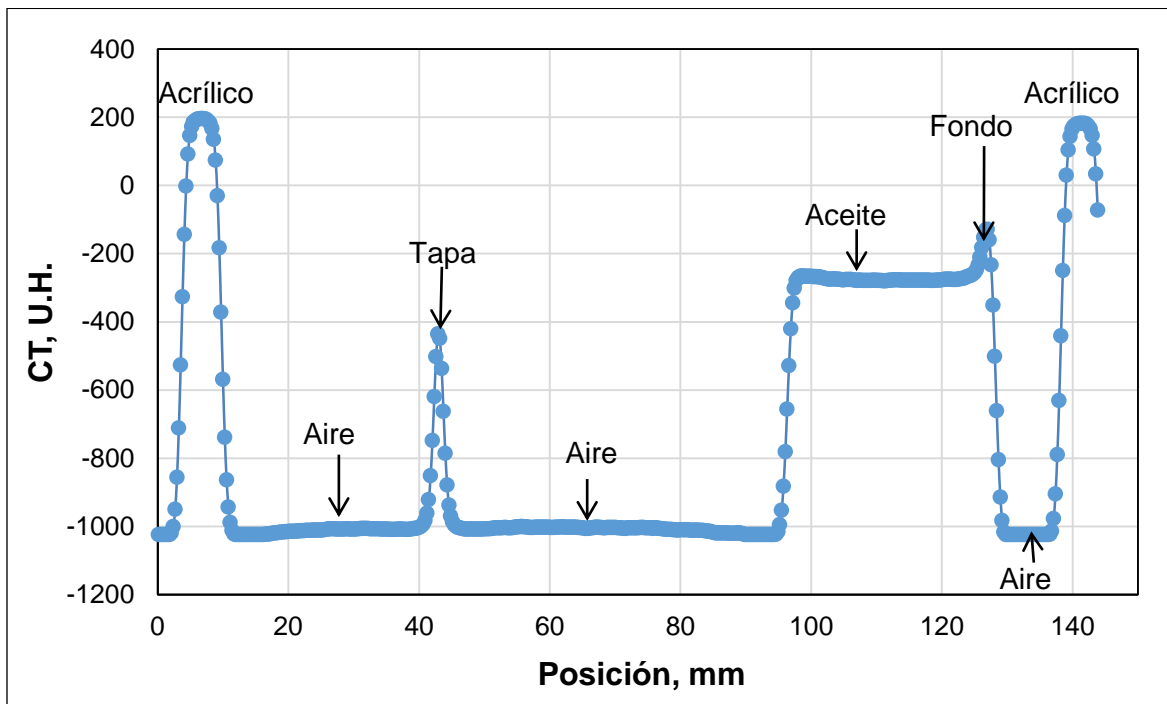


Figura 4.2. Tomografía computarizada de rayos X del fluido desde una posición vertical.

La **Gráfica 4.1** representa todos los valores de la matriz de datos de la celda que contiene la sustancia utilizada, en este caso se muestra para n-decano, medido desde una posición vertical y se muestra la atenuación de los rayos X, a través de este con respecto a la posición.

En la gráfica 4.1 se indican las fronteras del tomógrafo las cuales corresponden al acrílico, así como, de la celda las cuales corresponden a la tapa y al fondo del recipiente utilizado, también se indican las zonas en las cuales se tiene presente aire o aceite.



Gráfica 4.1. Atenuación de los rayos X a través de la muestra (n-decano) desde una posición vertical.

La **figura 4.3** representa la tomografía computarizada de rayos X realizada en el experimento desde una posición horizontal a una celda que contiene muestras de una sustancia.

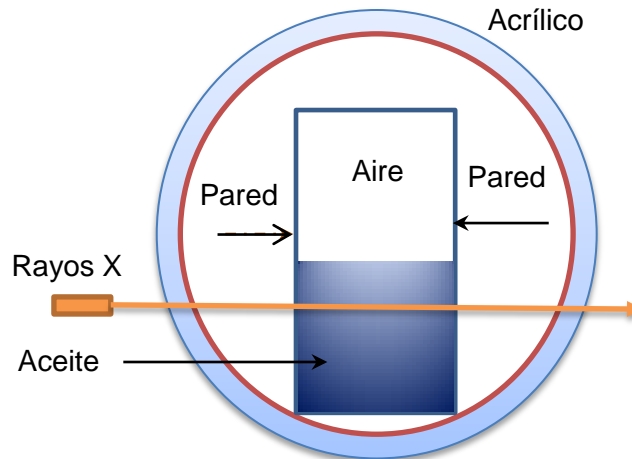
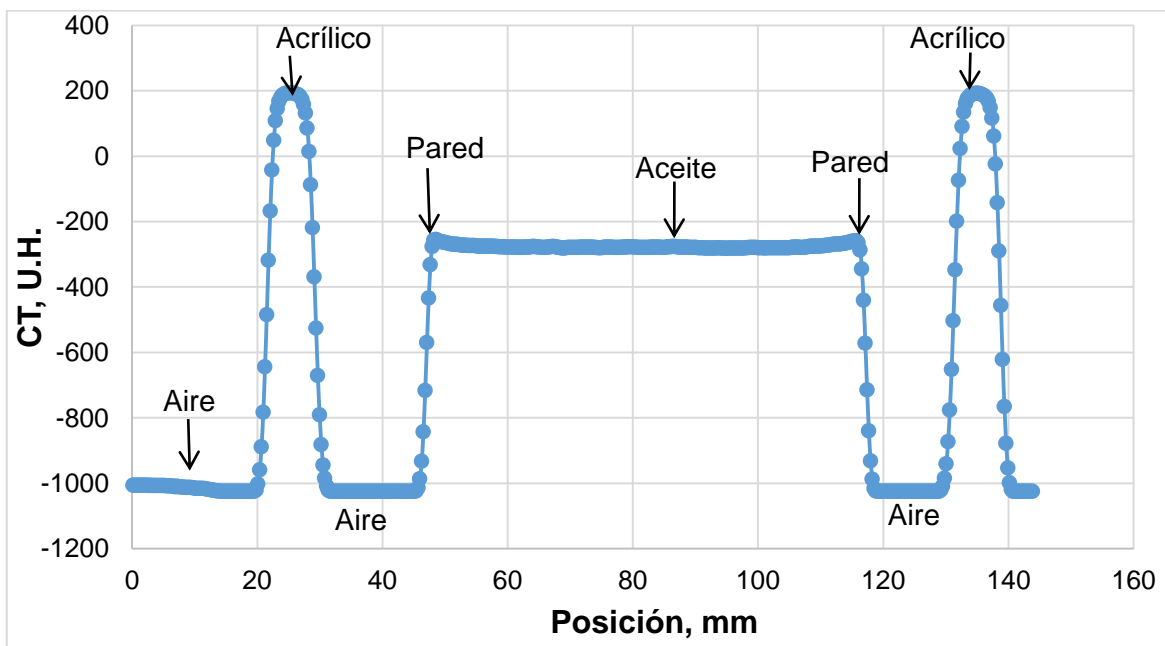


Figura 4.3. Tomografía de rayos X del fluido desde una posición horizontal.

La **gráfica 4.2** representa los valores de la tomografía realizada a la celda que contiene la muestra (n-decano puro) desde una posición horizontal en donde se muestra la atenuación de los rayos X a través de la sustancia. También se indican las zonas con aceite, aire y las fronteras del tomógrafo, así como, de la celda las cuales corresponden a las paredes del recipiente.

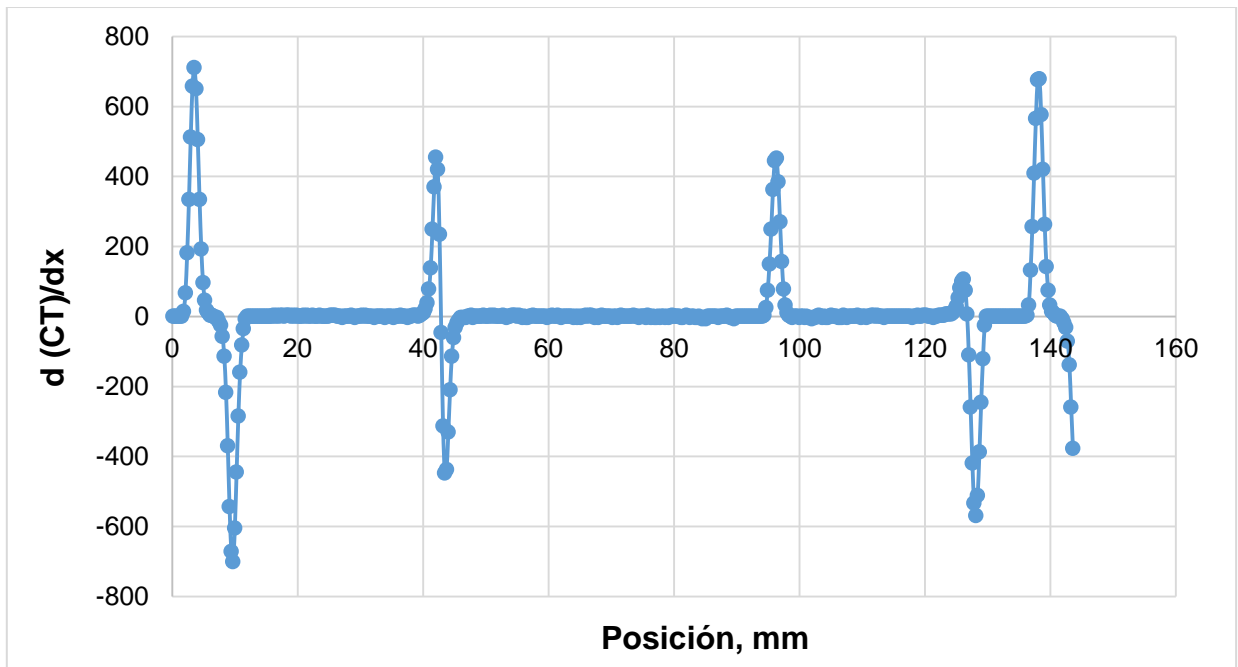


Gráfica 4.2. Atenuación de los rayos X a través de la muestra de n-decano desde una posición horizontal.

En las gráficas 4.1 y 4.2 se observa que hay zonas en las cuales hay abruptos cambios de densidad reflejados en los números CT, debido a esto, no se puede definir con claridad la interfase, lo cual genera incertidumbre sobre la localización del inicio y fin de esta interfaz y las fronteras de la celda.

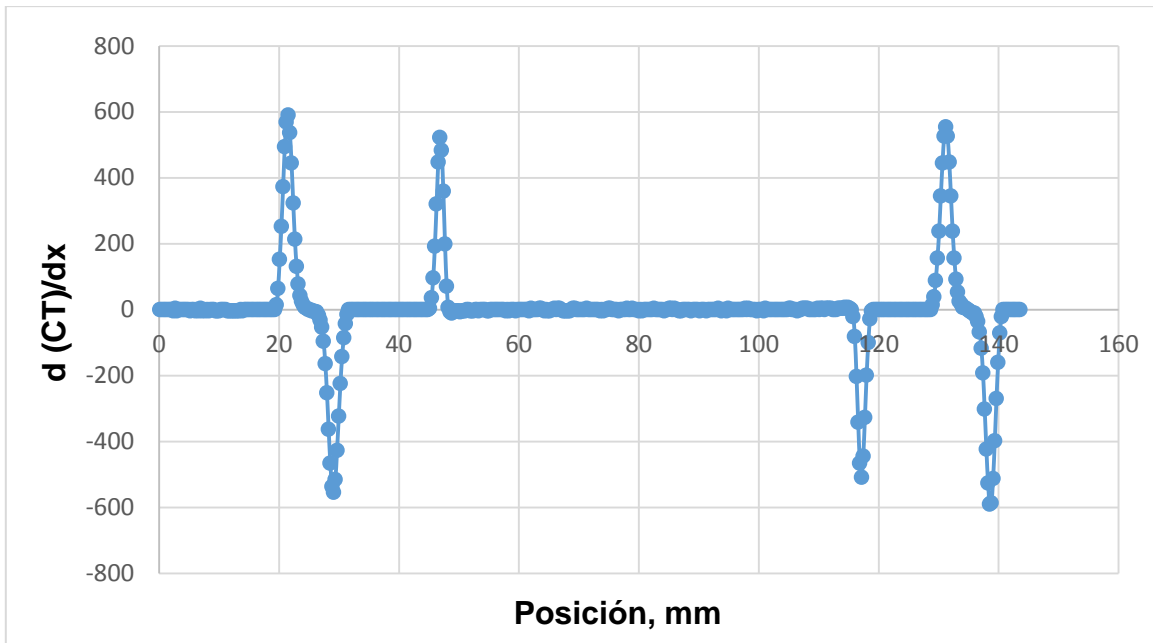
Para poder ubicar donde se encuentra el fluido objeto de estudio y determinar la interfase entre fluidos, las fronteras de la celda y observar mejor los cambios por variaciones de densidad, se obtiene la primera derivada de los números CT de la muestra con respecto a la posición.

A continuación en la **gráfica 4.3** se muestra el comportamiento de la derivada: $d(CT)/dx$ vs posición vertical.



Gráfica 4.3. $d(CT)/dx$ vs Posición vertical.

En la **gráfica 4.4** se muestra el comportamiento de la derivada $d(CT)/dx$ vs posición horizontal.



Gráfica 4.4. $d(CT)/dx$ vs posición horizontal.

Al realizar las derivadas anteriores se puede apreciar de mejor manera en las gráficas 4.3 y 4.4 la interfase y los cambios abruptos de densidad. Lo anterior permite identificar con mayor precisión las zonas con aire, aceite y las fronteras de la celda. Esto se debe a que los máximos y mínimos en la gráfica representan zonas en las cuales ocurre un cambio de sustancia o material.

En el experimento se presenta un efecto de difuminación de la señal debido al efecto de abruptos cambios de densidad, para eliminar este efecto se delimita el área de trabajo y análisis en áreas útiles las cuales representan de mejor manera el área de mezclado.

El área útil se delimita tomando en cuenta la interfaz entre fluidos si es que se trata de diferentes sustancias en contacto y las fronteras de la celda identificadas anteriormente mediante las derivadas y las gráficas realizadas.

A continuación en la **figura 4.4** se representa la división de áreas realizadas a la tomografía tomando en cuenta las fronteras de la celda.

El área 1 representa la tomografía completa, el área 2 representa la zona de la celda que contiene la muestra a analizar y el área 3 representa una sección delimitada del área 2, la cual, será la región de interés (área útil) ya que es la zona que contiene la muestra representativa de la sustancia a analizar.

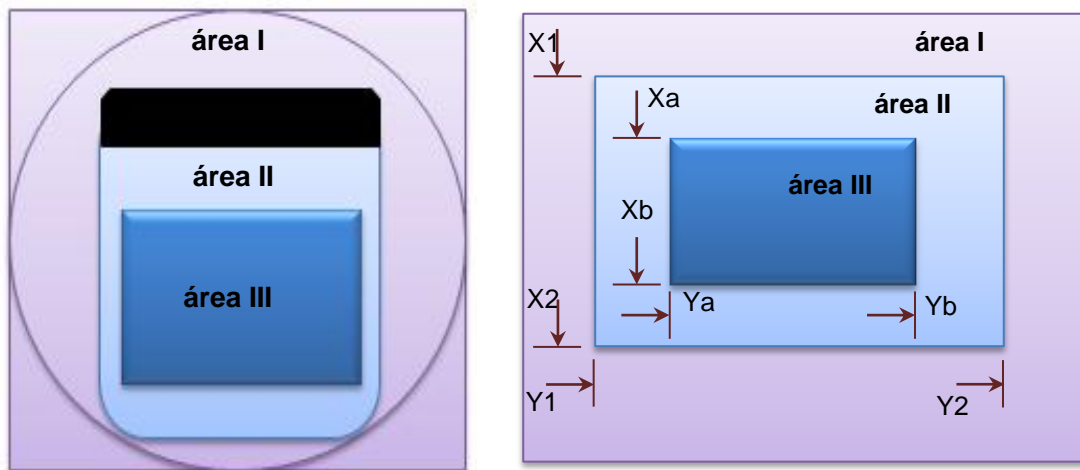


Figura 4.4 Representación de las zonas de análisis.

Una vez que se delimita la región de interés, se realiza su análisis por medio de los números CT. Los números CT de la región de interés son promediados en la dirección "Y" para obtener los perfiles CT y de esta manera tener un valor CT de la mezcla para cada valor "X" de la altura.

4.3 Análisis de datos

Se participó en el análisis de las matrices obtenidas por medio de las tomografías en donde se realizó un análisis siguiendo la metodología mencionada anteriormente para obtener la región de interés y los perfiles de números CT. Primero se realizaron las tomografías de rayos X de las sustancias sin mezclar (blancos), su análisis y se calculó la densidad de los blancos con la ecuación 3.27 mencionada anteriormente.

A continuación en la **tabla 4.1** se muestran los resultados obtenidos en el análisis de las tomografías, así como, las densidades de los blancos reportadas en laboratorio:

Tabla 4.1. Densidad de los blancos obtenida por medio de tomografía y por medio de laboratorio.

	n-Decano	Aceite ligero (30° API)	Aceite pesado (15.4° API)	Aceite extrapesado (9.8° API)
CT (U.H.)	-274.34	-138.96	-35.28	1.91
Densidad determinada por rayos X $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$ $\rho = CT + 1000$	725.66 ± 4.95	861.04 ± 5.22	964.72 ± 5.15	1001.91 ± 5.11
Densidad determinada por laboratorio $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$	729.9	872.8	961.2	1001.3
Diferencia de densidades Rayos X– Laboratorio (%)	0.58	1.34	0.366	0.059

Los resultados obtenidos muestran pequeñas diferencias entre los valores de densidad reportados en laboratorio y los obtenidos por medio de tomografías computarizadas.

Lo anterior se puede apreciar en la tabla 4.1 ya que la mayor diferencia entre densidades es de 1.34% para el aceite ligero y de 0.059% para el aceite extrapesado, por lo cual, se considera que la técnica de tomografía computarizada de rayos X es bastante aceptable y tiene una buena precisión para determinar la densidad de las muestras analizadas.

Una vez que se confirmó que la tomografía computarizada es una técnica aceptable y útil, se realizó un ajuste a la ecuación 3.25, elaborando una curva de calibración para ajustar las mediciones obtenidas del tomógrafo y los resultados obtenidos por medio de dicha ecuación.

4.4 Curva de calibración (ajuste)

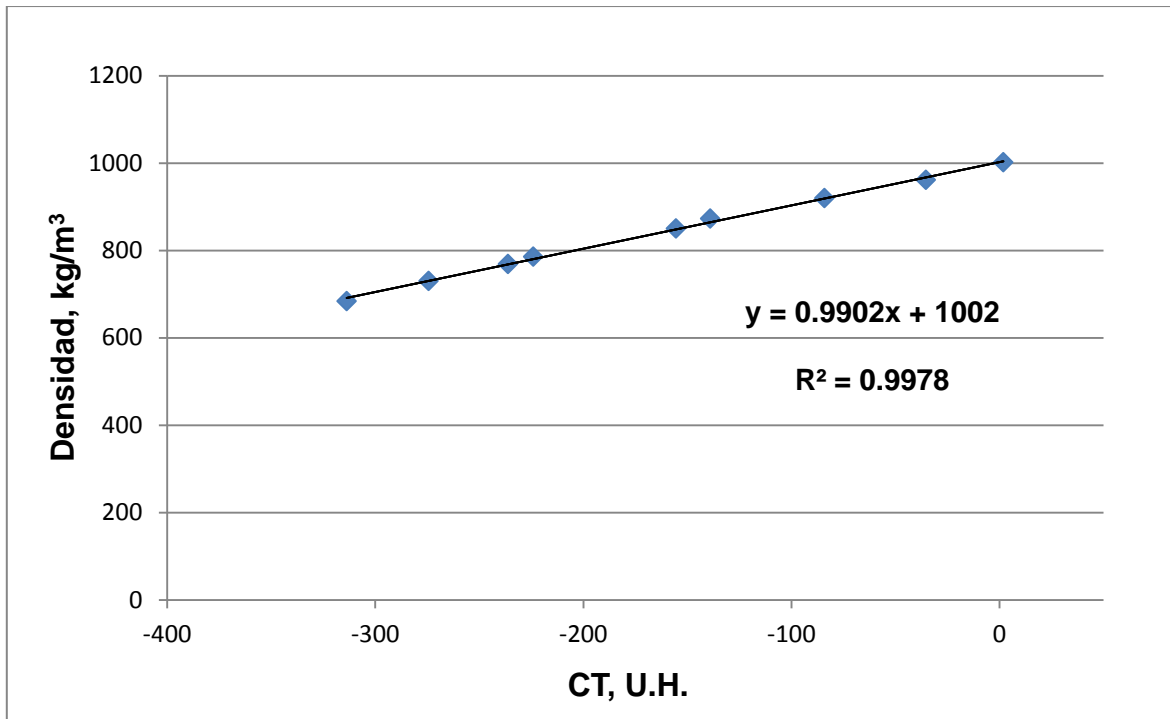
La ecuación 3.25 mencionada anteriormente para calcular la densidad por medio del número CT es una ecuación basada en los valores CT teóricos del agua y del aire, la cual, puede variar dependiendo del tomógrafo utilizado, por lo tanto, es necesario realizar un ajuste de calibración entre la ecuación y el tomógrafo.

Para realizar el ajuste de calibración entre la ecuación y el tomógrafo utilizado se necesitan varios fluidos o blancos de distinta densidad. Los fluidos utilizados como blancos para la calibración fueron: aceite ligero, aceite pesado, aceite extrapesado, n-pentadecano, n-heptano, también se utilizaron mezclas de n-decano con aceite extrapesado con distintas proporciones, las cuales se indican en la **tabla 4.51**.

Se obtuvo una tomografía para cada fluido (blanco de calibración). También se determinó la densidad para cada uno de los blancos en laboratorio. La temperatura y presión de los fluidos durante las tomografías fueron las mismas que se tuvieron en las mediciones de la densidad en laboratorio.

Una vez obtenida la matriz de datos de la tomografía para cada se blanco, se realizó su respectivo análisis utilizando la metodología anteriormente mencionada y delimitando la región de interés como se muestra en la figura 4.23. Del área útil se obtuvo el valor promedio (valor representativo) de los números CT para cada uno de los blancos.

Una vez obtenidos los valores CT promedio para cada blanco utilizado, se procedió a la elaboración de la curva de calibración, Densidad vs CT. Para elaborar la curva de calibración se utilizaron valores de densidad de los blancos obtenidos en laboratorio y sus respectivos valores CT obtenidos de las tomografías. En la **gráfica 4.5** se muestra la curva de calibración (ajuste) obtenida.



Gráfica 4.5. Curva de calibración.

4.5 Determinación de la densidad de los blancos por medio de las tomografías computarizadas de rayos X

Una vez obtenida la curva de calibración, se obtuvo su ecuación y se modificó la ecuación 3.25 en función de la ecuación de la curva, quedando de la siguiente manera:

$$\rho = 0.9902 \cdot CT + 1002 \text{ (kg/m}^3\text{)}. \quad (4.1)$$

Se utilizó la ecuación 4.1 para determinar la densidad experimental corregida de los blancos en función de sus valores CT promedio.

En la **tabla 4.2** se muestra una comparación entre los valores de densidad de los blancos obtenidos en laboratorio y los valores obtenidos experimentalmente

por medio de tomografías utilizando la ecuación corregida 4.1. También se muestra la desviación entre los valores de densidad obtenidos.

Tabla 4.2. Densidad de los blancos obtenidos por medio de experimentos de laboratorio y por medio de tomografía de rayos X.

Aceite (blancos)	Laboratorio (±0.02)	Tomografía de rayos X		Desviación entre densidades
	Densidad ($\frac{kg}{m^3}$)	U.H.	Densidad ($\frac{kg}{m^3}$) ($\rho=0.9902*CT+1002$)	%Error (T-L)/L*100
n-Pentadecano	768.3	-236.16	768.15 ± 4.92	0.02
n-Heptano	683.6	-313.73	691.35 ± 6.85	1.12
n-Decano	729.9	-274.34	730.35 ± 4.95	0.06
Aceite ligero	872.8	-138.96	864.40 ± 5.22	0.97
Aceite pesado	961.2	-35.28	967.07 ± 5.15	0.61
Aceite extrapesado (25%) / n-Decano (75%)	785.7	-224.02	780.17 ± 6.49	0.71
Aceite extrapesado (50%) / n-Decano (50%)	849.9	-155.47	848.06 ± 5.61	0.22
Aceite extrapesado (75%) / n-Decano (25%)	919.9	-84.09	918.73 ± 7.07	0.13
Aceite extrapesado	1001.3	1.91	1003.89 ± 5.11	0.26

En la tabla 4.2 se puede observar que la densidad obtenida en laboratorio y la densidad obtenida experimentalmente por medio del tomógrafo y la ecuación corregida son muy parecidas, con desviaciones más pequeñas que con la ecuación teórica inicial, con lo cual se corrobora que la nueva ecuación y la

técnica permiten medir la densidad de sustancias puras, así como de sustancias mezcladas. Una vez obtenida la ecuación de densidad corregida se procedió a realizar el análisis de experimentos de diversas mezclas de crudo-diluyente.

4.6 Experimentos para determinar la densidad espacio-tiempo en mezclas

En los experimentos realizados se colocaron dos sustancias en contacto (aceite crudo-diluyente) dentro de diversas celdas, dejándose en reposo durante 13,022 minutos, equivalentes a aproximadamente 9.04 días y se realizaron sus respectivas tomografías de rayos X cada determinado tiempo.

Las mezclas utilizadas durante los experimentos para determinar la densidad espacio-tiempo fueron tres:

- Crudo ligero (30 °API) con n-decano, con una relación de 0.33:0.66, respectivamente.
- Aceite pesado (15.4 °API) con n-decano, con una relación de 0.33:0.66, respectivamente.
- Aceite extrapesado (9.8 °API) con n-decano, con una relación de 0.33:0.66, respectivamente.

Al ponerse los fluidos en contacto se inició el proceso de difusión. La **figura 4.5** representa el experimento de difusión líquido-líquido a un tiempo 0.

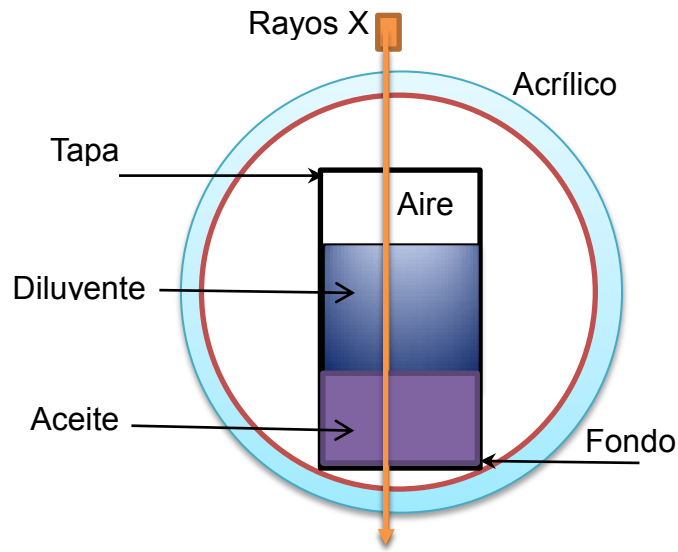


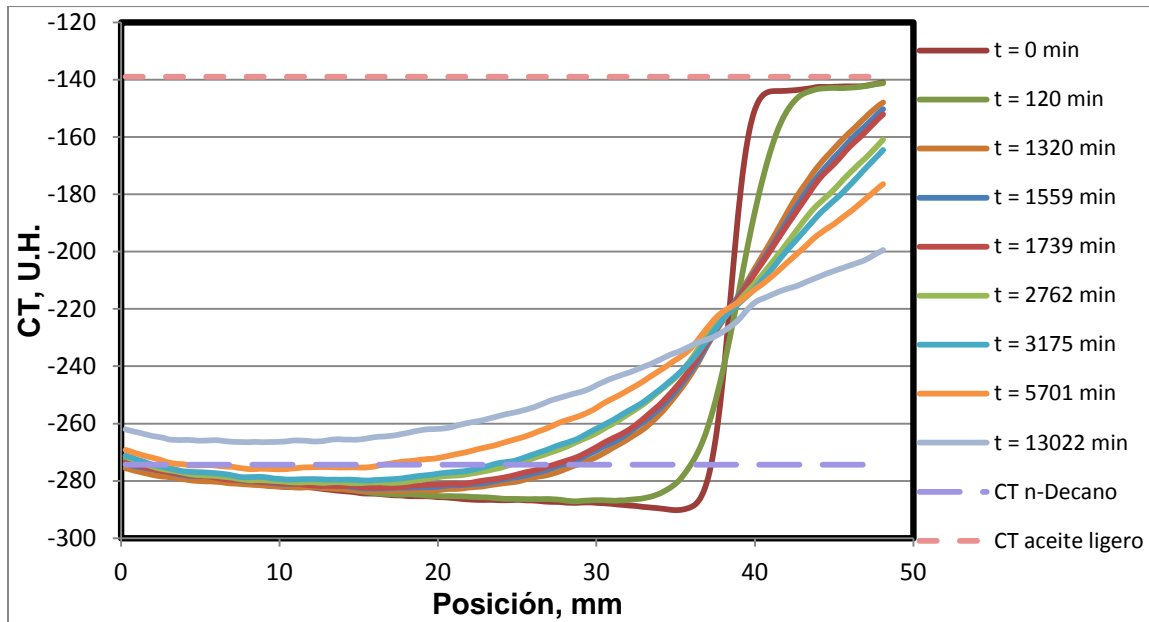
Figura 4.5. Representación del experimento de difusión líquido-líquido a un tiempo $t=0$.

En el experimento se realizó una tomografía de cada muestra a determinados tiempos y para cada tiempo se realizó el análisis de los datos obtenidos mediante la metodología mencionada anteriormente con el fin de determinar la región de interés y obtener los perfiles CT vs Posición.

A continuación se muestran los perfiles de los números CT vs Posición.

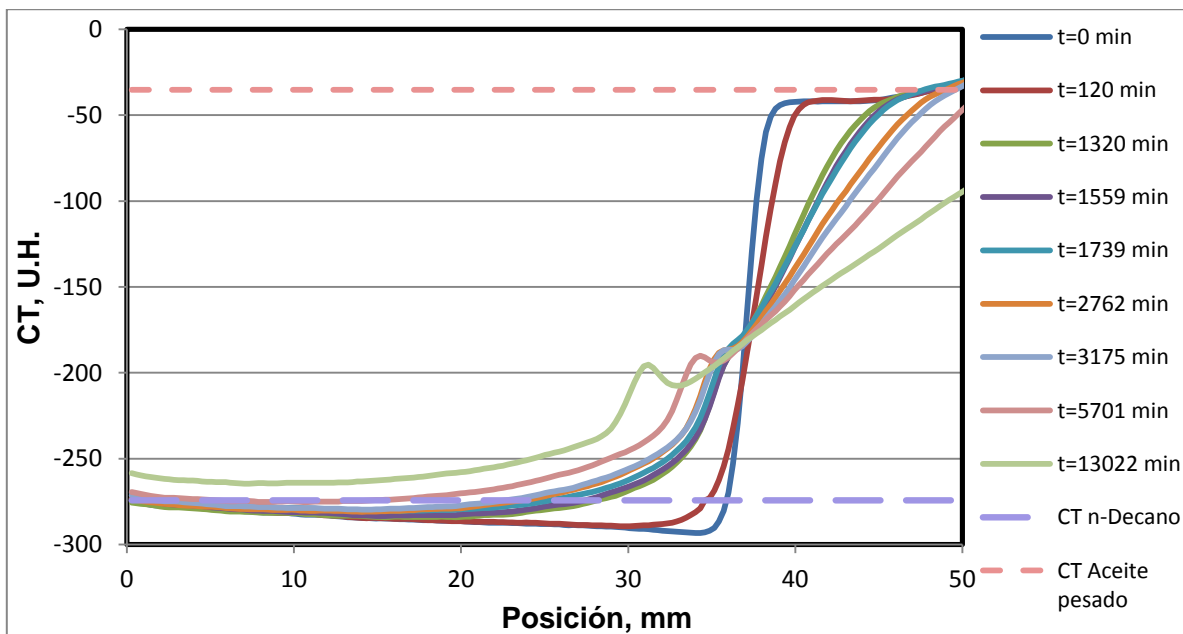
4.6.1 Gráficos CT vs Posición

En la **gráfica 4.6** se muestra el comportamiento espacio-tiempo de los números CT de la mezcla de aceite ligero con n-decano. También se muestra como referencia los valores CT para n-decano puro y aceite ligero puro, los cuales están representados con las líneas punteadas.



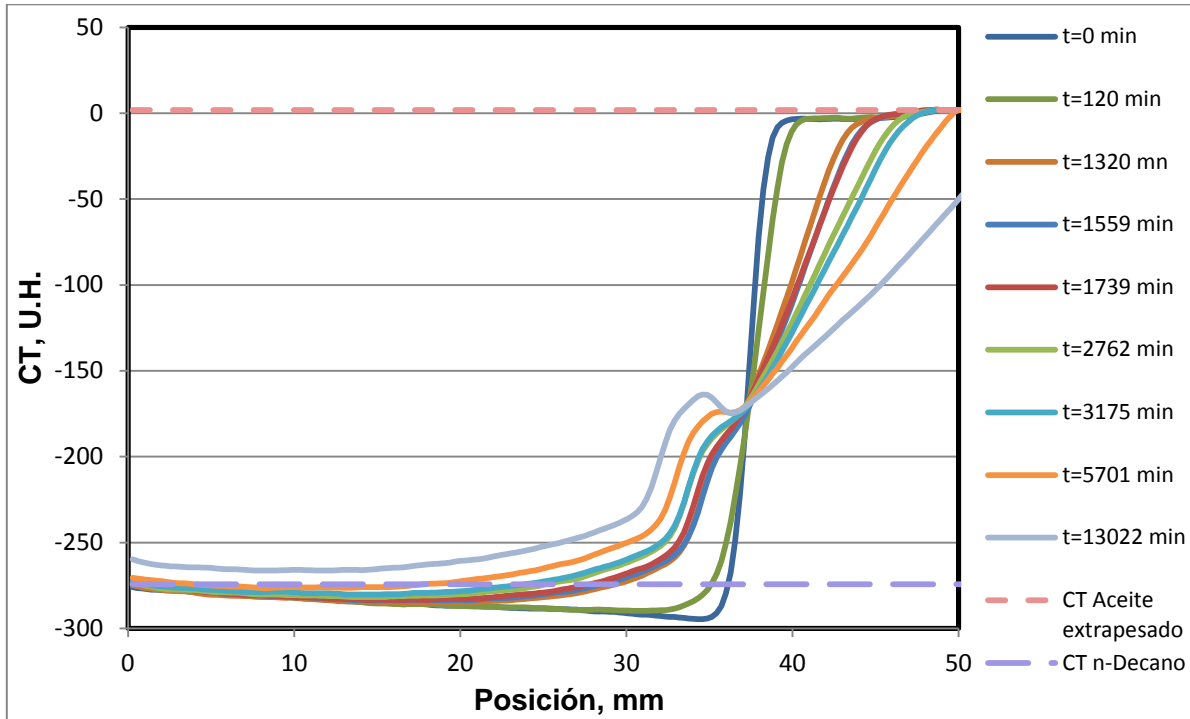
Gráfica 4.6. Números CT de la mezcla de aceite ligero con n-decano vs Posición.

En la **gráfica 4.7** se muestra el comportamiento espacio-tiempo de los números CT de la mezcla de aceite pesado con n-decano, en donde también se muestra como referencia el valor CT para el aceite pesado y para n-decano.



Gráfica 4.7. Números CT de la mezcla de aceite pesado con n-decano vs Posición.

En la **gráfica 4.8** se muestra el comportamiento espacio-tiempo de los números CT de la mezcla de aceite extrapesado con n-decano. También se muestra como referencia en líneas punteadas el valor CT para el aceite extrapesado y n-decano.



Gráfica 4.8. Números CT de la mezcla de aceite extrapesado con n-decano vs Posición.

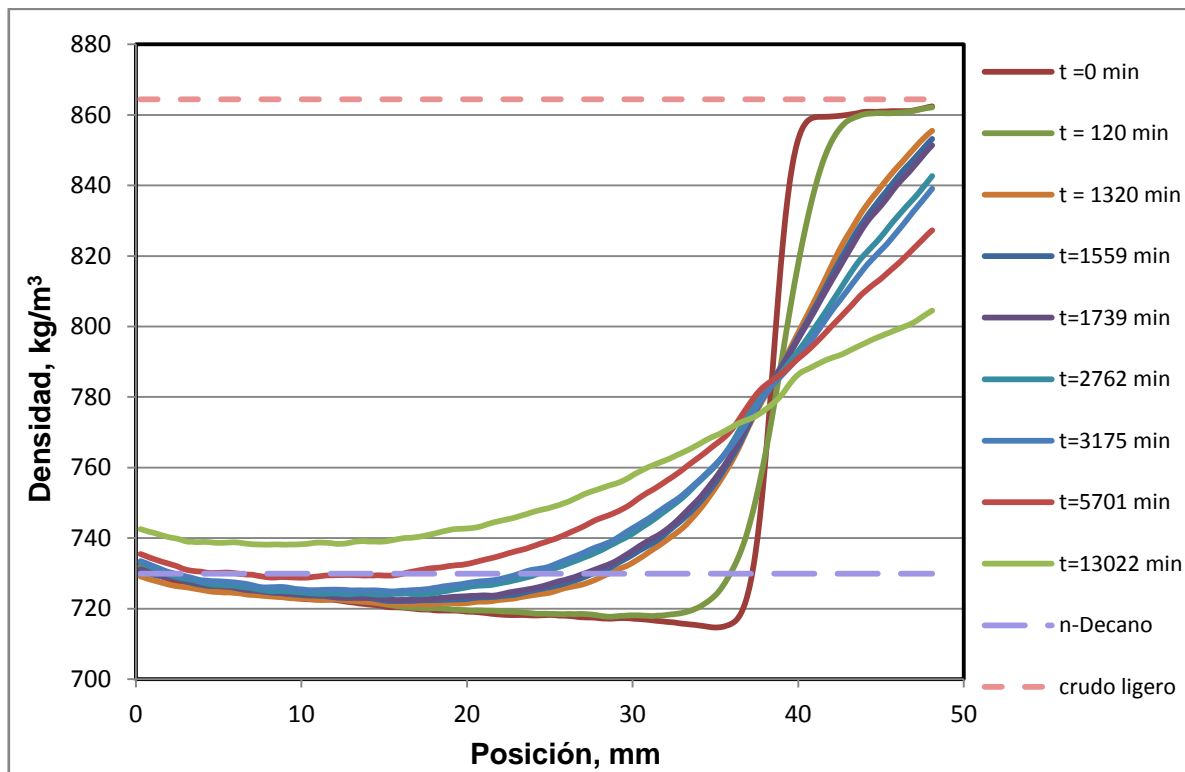
En las gráficas 4.7 y 4.8 se observa que entre mayor densidad tenga la mezcla mayor será el valor de los números CT y con el transcurso del tiempo las sustancias comienzan a mezclarse una con la otra, por lo cual, los valores CT del fluido pesado y extrapesado se reducen, generando una mezcla de mejor calidad.

5. Solución a la problemática

El cálculo del coeficiente de difusión es complicado. Para determinar la difusión molecular del diluyente en las muestras de crudo se utilizaron los perfiles CT de crudo con n-decano vs posición, obtenidos mediante los experimentos y el análisis de tomografías computarizadas de rayos X.

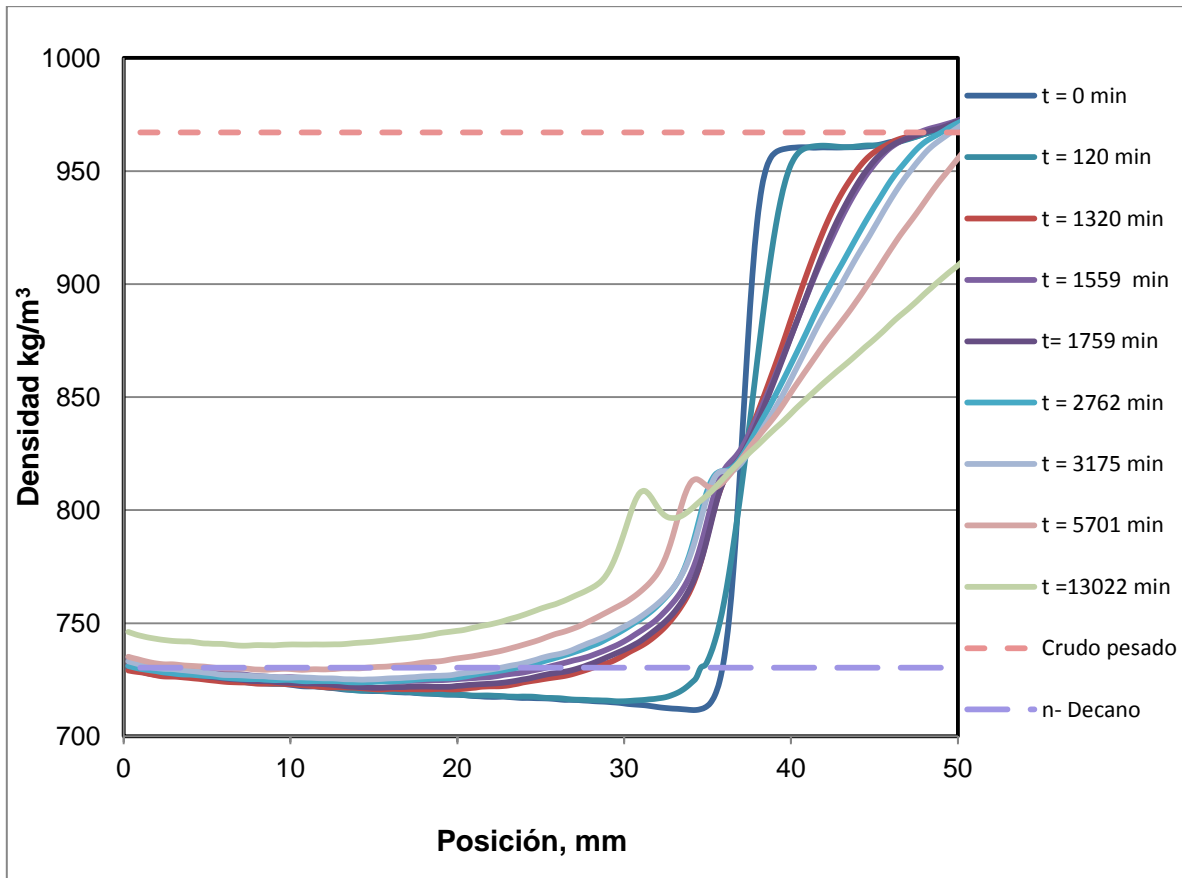
Se utilizó la ecuación 4.1 generada a partir de la curva de calibración para convertir los perfiles CT a perfiles de densidad en el espacio y en el tiempo.

El perfil de densidad espacio-tiempo obtenido para la mezcla de crudo ligero con n-decano se muestra en la **figura 5.1**. También se muestra como referencia la densidad para n-decano y para crudo ligero.



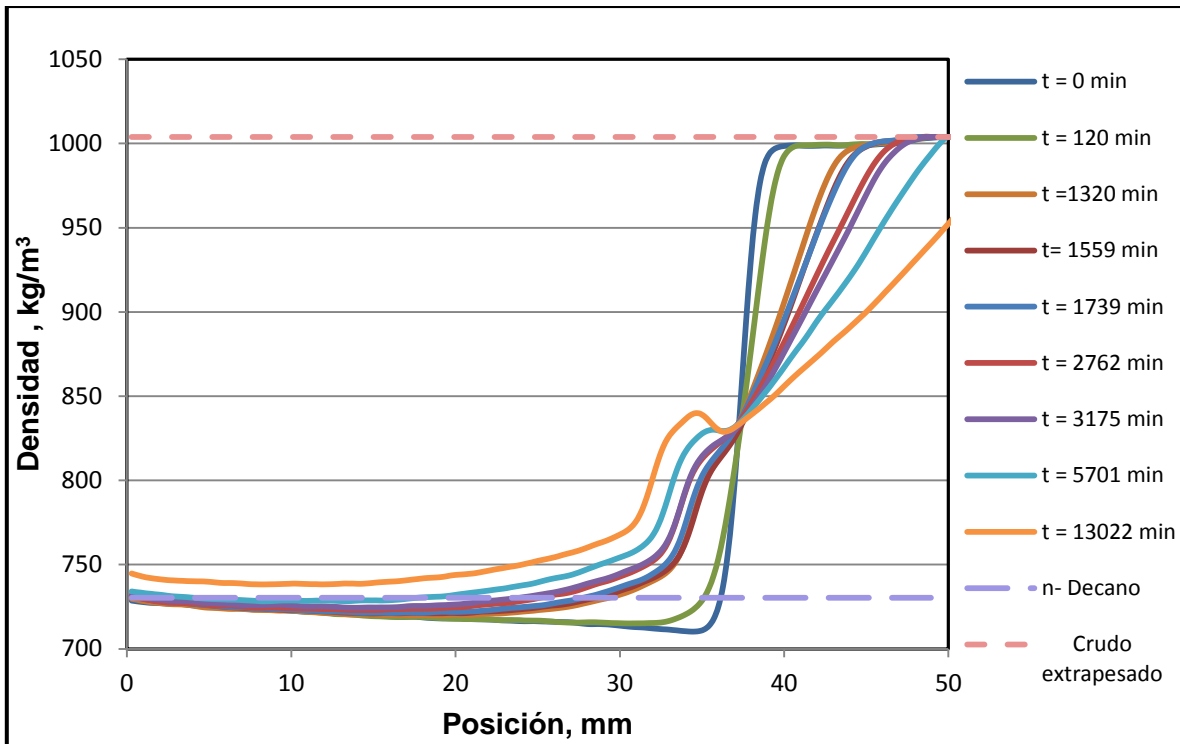
Gráfica 5.1. Densidad de la mezcla de aceite ligero con n-decano vs Posición.

En la figura 5.2 se muestra el perfil de densidad espacio-tiempo obtenido para la mezcla de crudo pesado con n-decano. También se muestra como referencia la densidad para n-decano y crudo pesado.



Gráfica 5.2. Densidad de la mezcla de aceite pesado con n-decano vs Posición.

En la **gráfica 5.3** se muestra el perfil de densidad espacio-tiempo obtenido para la mezcla de crudo extrapesado con n-decano. También se muestra como referencia la densidad para n-decano y crudo extrapesado sin mezclar.



Gráfica 5.3. Densidad de la mezcla de aceite extrapesado con n-decano vs Posición.

Al graficar la densidad en función del tiempo, se observó que al aumentar el tiempo, la interfase entre los dos fluidos empieza a desplazarse, creando una zona de mezclado, esto se debe a que los fluidos empiezan a difundirse uno en el otro.

Cuando ya no hay productos puros, los fluidos quedan mezclados en toda la celda y se pierde la interfaz.

A tiempos cortos, las curvas se cruzan en una zona de mezclado muy parecida, ya que, todavía se tiene la presencia de una interfaz definida, sin embargo, en las curvas a tiempos grades la interfaz se desplaza de mayor manera hasta que desaparece. Esto se observa de mejor manera en la las gráficas 5.1, 5.2 y 5.3 a un tiempo $t = 13,022$ minutos, en donde la curva no se comporta de la misma manera que a tiempos cortos, esto se debe a que los fluidos se han mezclado en toda la celda y ya no existe una interfaz definida.

En las gráficas 5.2 y 5.3 se observa como los fluidos empiezan a mezclarse conforme el tiempo transcurre, reduciendo así la densidad del crudo pesado y extrapesado de manera significativa.

Una vez obtenidos cada uno de los perfiles de densidad del crudo con n-decano, se procedió a obtener los perfiles de concentración.

La ecuación utilizada para obtener los perfiles de concentración es la ecuación 5.1 y toma en cuenta los perfiles de densidad obtenidos anteriormente.⁴

$$Conc_{dil} = \frac{\rho_{mez} - \rho_b}{\rho_{dil} - \rho_b}, \quad (5.1)$$

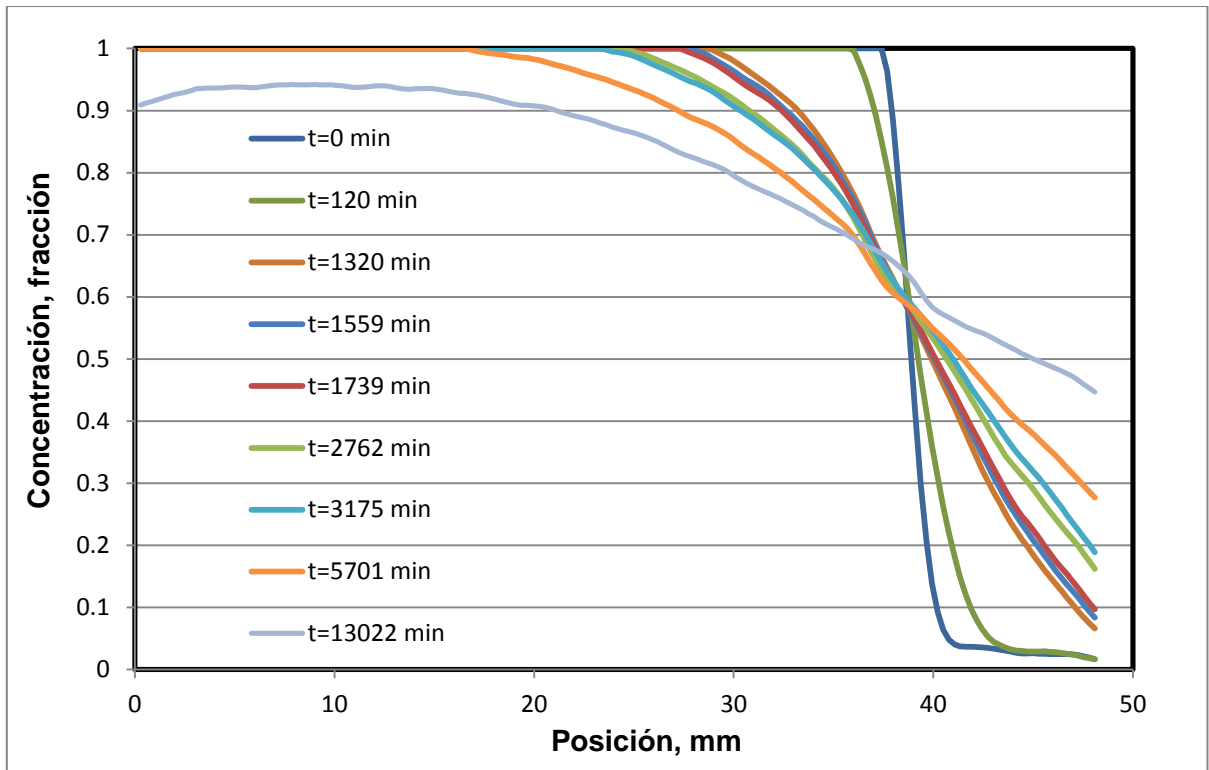
donde:

$Conc_{dil}$: Concentración del diluyente en la mezcla.

ρ_b : Densidad del crudo puro.

ρ_{dil} : Densidad del diluyente.

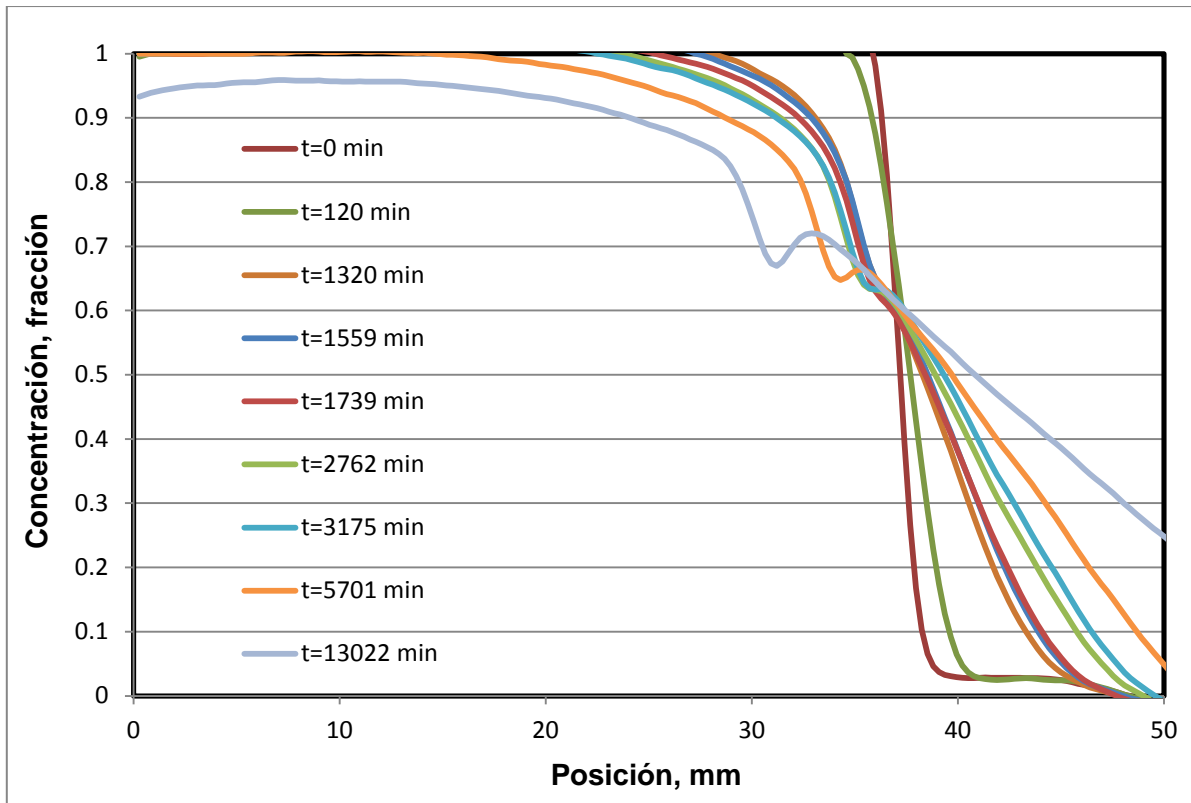
En la **gráfica 5.4** se muestra el perfil de concentración espacio-tiempo del diluyente (n-decano) en la mezcla de crudo ligero con n-decano.



Gráfica 5.4. Concentración de n-decano en la mezcla con aceite ligero.

Se observa que los fluidos se mezclan de buena manera ya que la concentración del diluyente con respecto a la posición aumenta considerablemente con el transcurso de tiempo, lo cual indica que no existe gran resistencia a que los fluidos se mezclen. Esto se debe a que se trata de fluidos con baja densidad y baja viscosidad. Se puede apreciar que al tiempo $t = 13022$ minutos, los dos fluidos se han mezclado completamente ya que no existe la presencia de ningún fluido puro.

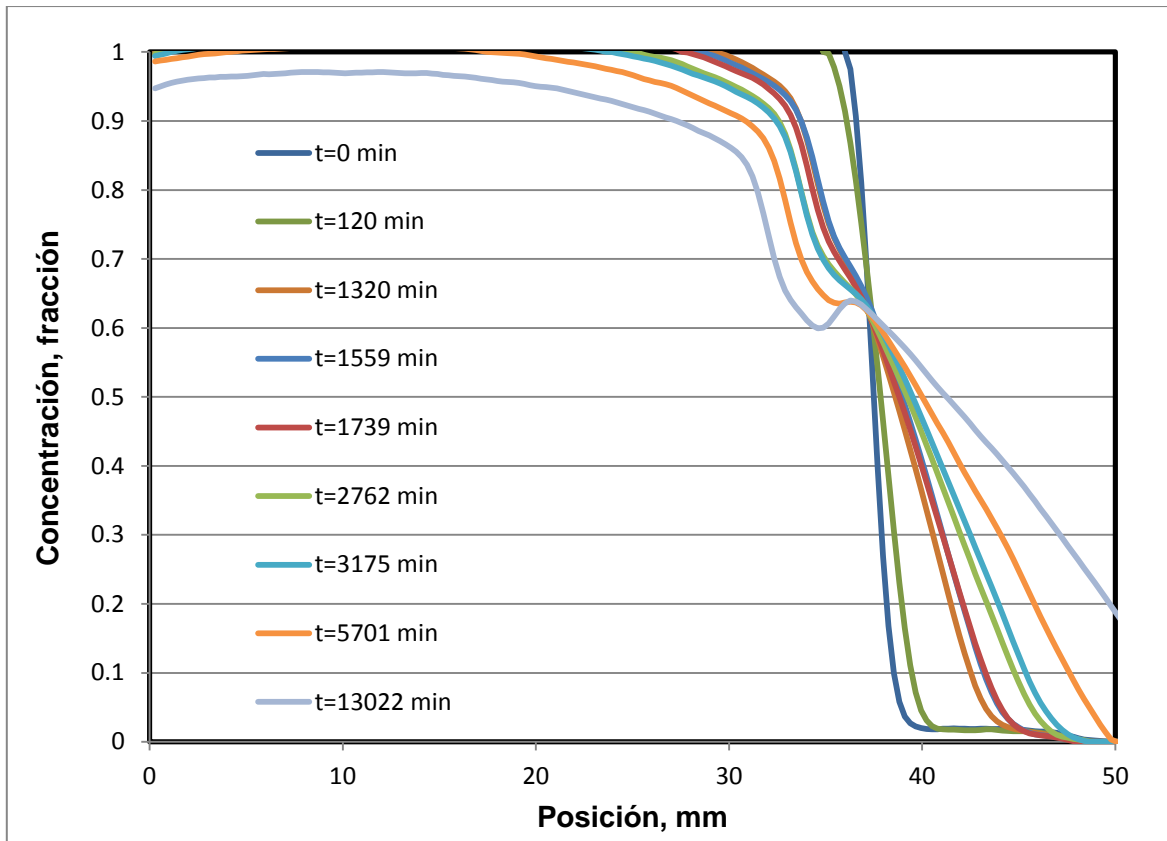
En la **gráfica 5.5** se muestra el perfil de concentración espacio-tiempo del diluyente (n-decano) en la mezcla de crudo pesado con n-decano.



Grafica 5.5. Concentración de n-decano en la mezcla con aceite pesado.

Se observa que la concentración de diluyente que se tiene en un mismo tiempo comparado con la mezcla de crudo ligero con n-decano es menor, esto se debe a que el crudo pesado es más denso, más viscoso, presenta mayor resistencia al flujo y por lo tanto a mezclarse. También puede observarse que la concentración no es lineal con la altura ya que esta no disminuye conforme aumenta la posición, esto puede observarse en la gráfica 5.5 a un tiempo $t = 5,701$ minutos y a $t = 13,022$ minutos.

En la **gráfica 5.6** se muestra el perfil de concentración espacio-tiempo del diluyente en la mezcla de crudo extrapesado con n-decano.



Grafica 5.6. Variación de la concentración de n-decano en la mezcla con aceite extrapesado.

En la gráfica 5.6 se observa que la concentración de diluyente en la mezcla aumenta de una manera más lenta que en las demás mezclas, esto se debe a que se trata de un aceite extrapesado con mayor densidad y presenta mayor resistencia a difundirse.

En las gráfica 5.4, 5.5 y 5.6 se muestran la evolución en el tiempo de los perfiles de concentración de n-decano en la mezcla con el aceite ligero, pesado y extrapesado respectivamente. El gradiente de concentración no es lineal con la altura para ninguna de las mezclas.

A medida que transcurre el tiempo, el diluyente se difunde en el crudo y su concentración en la mezcla aumenta, esta concentración depende de los fluidos

que se mezclan. En la gráfica 5.4 se puede observar que la concentración de n-decano en la mezcla con crudo ligero aumenta de manera más rápida, esto se debe a que el crudo ligero presenta una menor densidad y viscosidad que los otros crudos utilizados.

Una vez obtenidos los perfiles de concentración se procedió a determinar el coeficiente de difusión molecular para cada una de las muestras.

La ecuación 3.20 del modelo matemático fue utilizada para determinar el coeficiente de difusión molecular. Dadas las condiciones del experimento, se tomaron en cuenta algunas consideraciones extra en la ecuación, las cuales, fueron las siguientes:

- No hay cambio de volumen en la celda ya que se trata de mezcla de líquidos con un volumen definido.
- Medio homogéneo estacionario, el cual, es una mezcla binaria de componentes (especies) A y B.

Debido a las consideraciones anteriores la ecuación 3.20 se simplifica de la siguiente manera:

$$D = -\frac{1}{2t} \frac{dx}{dC_A} \left\{ \int_0^{C_A} x dC_A \right\} \quad (5.2)$$

Utilizando la ecuación 5.2 y los perfiles de concentración de n-decano en las mezclas mencionadas, se procedió a calcular el coeficiente de difusión molecular y determinar su comportamiento a través del espacio-tiempo.

El cálculo del coeficiente de difusión molecular fue realizado bajo la asunción de que la cantidad de aceite que se difunde en el diluyente es igual a la cantidad de diluyente difuso en el aceite pero en dirección contraria.

La **figura 5.1** representa el análisis realizado en los perfiles de concentración a partir de la interfase inicial, con base, en la aproximación de Boltzmann–Matano para obtener el coeficiente de difusión molecular mutuo dependiente de la concentración.¹⁰

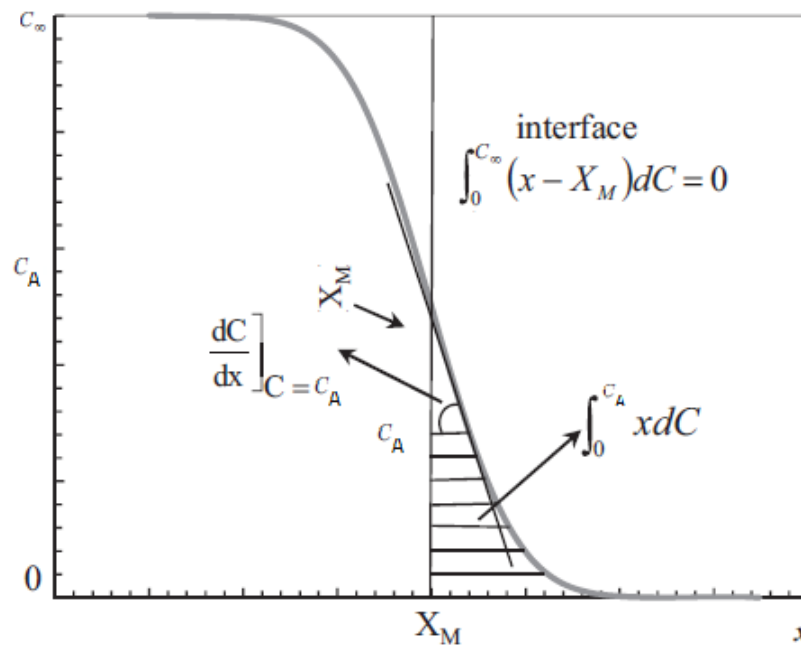


Figura 5.1. Aproximación de Boltzmann–Matano para obtener el coeficiente de difusión mutuo dependiente de la concentración.¹⁰

Donde X_M es la posición a la cual se encuentra la interfaz inicial a un tiempo cero, la cual en general no coincide con el plano físico $x=0$, ya que el perfil de concentración no es simétrico con la posición. En un sistema con volumen constante esta consideración es esencial y prueba que x es medido de la frontera inicial entre los dos componentes, es decir, desde la interfase hasta los límites de la celda.

En este trabajo solo se tomará en cuenta la difusión molecular sin embargo en el proceso de inyección de un diluyente, existe difusión por convección debido a la fuerza y velocidad con la que el fluido inyectado entra en contacto con el fluido original, sin embargo, la difusión generada por convección en el proceso de inyección se tomará como tolerancia para que el tiempo de mezclado y difusión entre los fluidos sea eficiente y el pozo permanezca cerrado lo suficiente para generar una mezcla de mayor calidad.

Cálculo del coeficiente de difusión efectivo (D_e)

En el caso de medios porosos la difusión molecular se lleva a cabo a lo largo de trayectorias tortuosas de rocas, las cuales dependen de la porosidad por lo que la difusión será igual a la difusión efectiva y será necesario determinar D_e . Para medios líquidos homogéneos, la difusión será igual a la difusión molecular D_o .

De acuerdo con la relación reportada por Perkins et al.¹⁶, la difusión en medios porosos (difusión efectiva) se puede calcular en función de la difusividad molecular obtenida mediante la ecuación 3.21, la cual, está dada para medios porosos no consolidados o también se puede utilizar la ecuación 3.22 que está dada, tanto, para rocas consolidadas como para no consolidadas.

La difusión molecular tiene lugar a lo largo de la trayectoria tortuosa en un medio poroso saturado con un fluido sin movimiento. Dado lo anterior la difusividad efectiva también se puede estimar en función de la tortuosidad utilizando la ecuación 3.24.

6. Resultados

Los resultados obtenidos al determinar el coeficiente de difusión molecular utilizando la ecuación 5.2 a partir de los perfiles de concentración, para cada experimento a los diversos tiempos se muestran a continuación. Los coeficientes de difusión fueron promediados a lo largo de la altura del sistema.

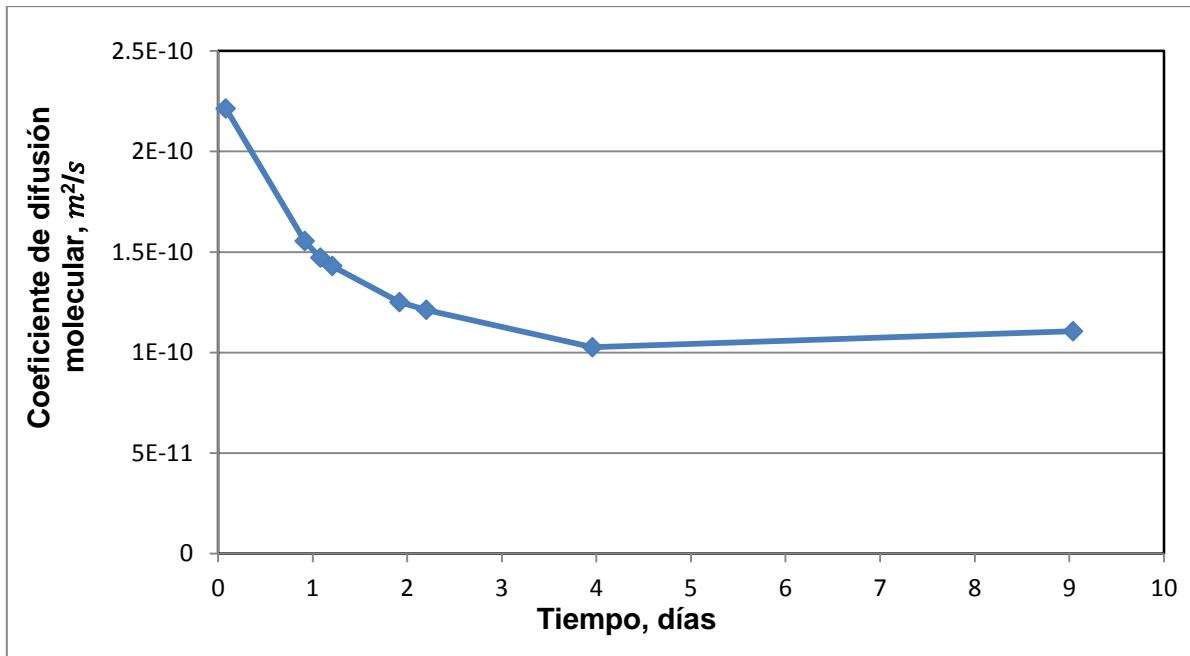
Para el aceite ligero

En la **tabla 6.1** se muestran los resultados obtenidos para el coeficiente de difusión molecular de n-decano en el aceite ligero a los diversos tiempos analizados.

Tabla 6.1. Coeficientes de difusión molecular de la mezcla de n-decano con aceite ligero.

T (min)	T (días)	$D_o \left(\frac{m^2}{s} \right)$
0	0	
120	0.08	2.21×10^{-10}
1320	0.92	1.55×10^{-10}
1559	1.08	1.47×10^{-10}
1739	1.21	1.43×10^{-10}
2762	1.92	1.25×10^{-10}
3175	2.20	1.21×10^{-10}
5701	3.96	1.03×10^{-10}
13022	9.04	1.11×10^{-10}

En la **gráfica 6.1** se representa la difusión de n-decano en el aceite ligero a través del espacio-tiempo.



Gráfica 6.1. Coeficientes de difusión molecular de n-decano-aceite ligero a través del espacio-tiempo.

En la gráfica 6.1 se puede observar que el coeficiente de difusión empieza a decrecer significativamente con el transcurso de los primeros dos días y se sigue una tendencia de declinación, para tiempos más largos el coeficiente de difusión se empieza a estabilizar y varía por muy poco llegando a ser casi constante. Esto se debe a que la mayor parte del fluido diluyente se ha difundido en el aceite ligero.

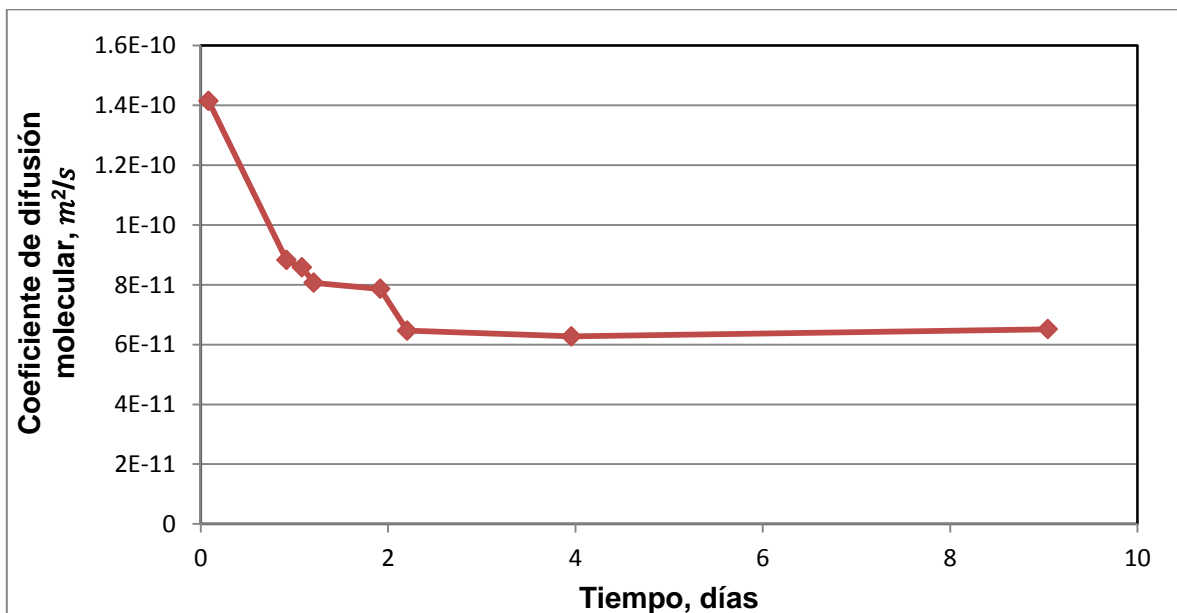
Para el aceite pesado

Los coeficientes de difusión molecular obtenidos para la mezcla de aceite pesado con n-decano a través del espacio-tiempo se muestran en la **tabla 6.2**.

Tabla 6.2. Coeficientes de difusión molecular de n-decano–aceite pesado.

T (min)	T (días)	$D_o \left(\frac{m^2}{s} \right)$
0	0	
120	0.083	1.42×10^{-10}
1320	0.92	8.83×10^{-11}
1559	1.083	8.58×10^{-11}
1739	1.21	8.07×10^{-11}
2762	1.92	7.86×10^{-11}
3175	2.20	6.47×10^{-11}
5701	3.96	6.27×10^{-11}
13022	9.04	6.51×10^{-11}

En la **gráfica 6.2** se muestra el comportamiento del coeficiente de difusión molecular en la mezcla n-decano con aceite pesado a través del espacio-tiempo.



Gráfica 6.2. Coeficientes de difusión molecular de n-decano–aceite pesado a través del espacio-tiempo.

En la gráfica 6.2 se observa que el coeficiente de difusión se hace más pequeño con el transcurso del tiempo y después de aproximadamente dos días y medio el coeficiente se comienza a estabilizar.

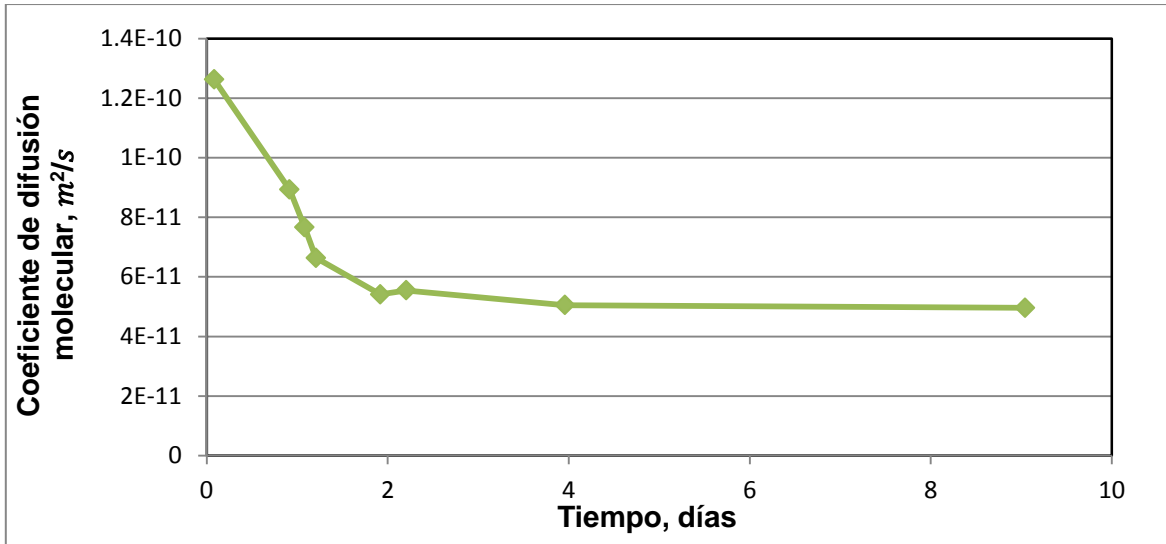
Aceite extrapesado

Los coeficientes de difusión molecular obtenidos para la mezcla de n-decano con aceite extrapesado a través del espacio-tiempo se muestran en **la tabla 6.3**.

Tabla 6.3. Coeficientes de difusión molecular de n-decano–aceite extrapesado.

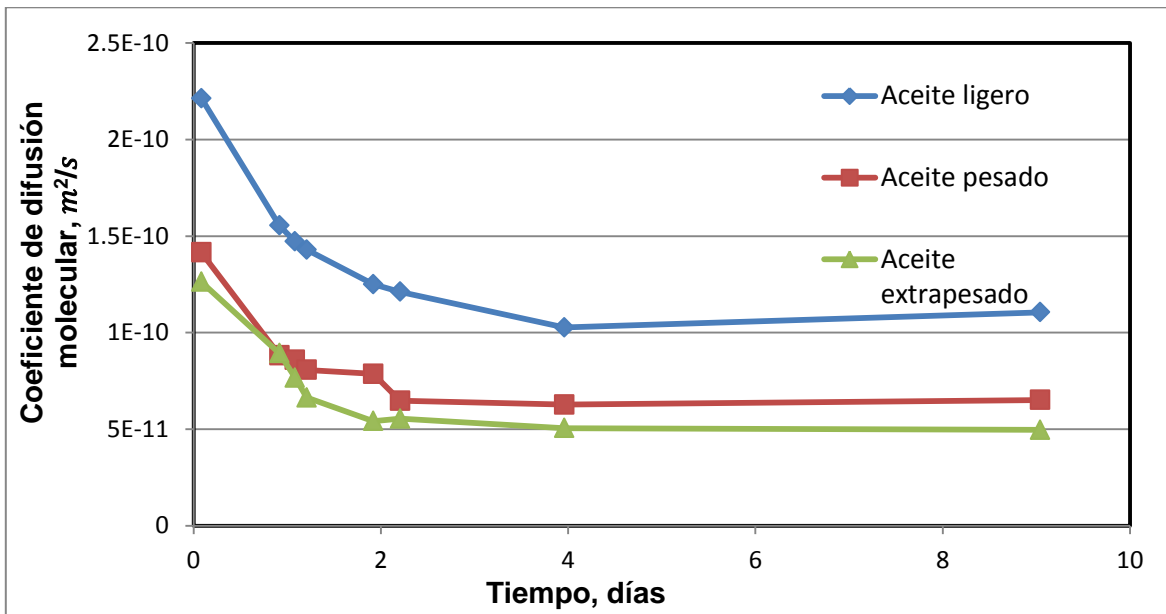
T (min)	T (días)	$D_o \left(\frac{m^2}{s}\right)$
0	0	
120	0.08	1.26×10^{-10}
1320	0.92	8.93×10^{-11}
1559	1.08	7.66×10^{-11}
1739	1.21	6.64×10^{-11}
2762	1.92	5.41×10^{-11}
3175	2.20	5.54×10^{-11}
5701	3.96	5.05×10^{-11}
13022	9.04	4.96×10^{-11}

En la **gráfica 6.3** se muestra el comportamiento de los coeficientes de difusión molecular de la mezcla n-decano con aceite extrapesado a través del espacio-tiempo.



Gráfica 6.3. Coeficientes de difusión molecular n-decano-aceite extrapesado a través del tiempo.

A continuación en la **gráfica 6.4** se muestra una gráfica en donde se comparan los perfiles de difusión en el espacio-tiempo de cada una de las muestras utilizadas.



Gráfica 6.4. Comparativo de los coeficientes de difusión molecular.

La grafica 6.4 muestra los coeficientes de difusión molecular que han sido promediados para los sistemas diluyente–crudo a través del espacio-tiempo. Se puede observar que el proceso de difusión entre la mezcla de n-decano con aceite ligero se realiza de manera más rápida ya que presenta menor resistencia debido a que tiene menor densidad, viscosidad y mejor movilidad. La difusión en el aceite pesado será menor debido a que presenta más resistencia a la difusión. La difusión de n-decano en la mezcla con aceite extrapesado tiene los coeficientes de difusión más pequeños debido a que es la que mayor resistencia presenta, ya que, tiene mayor densidad y viscosidad.

En la gráfica 6.4 también se muestra que a tiempos tempranos se tienen altos coeficientes de difusión los cuales declinan con el tiempo, ya que, después de aproximadamente 2 días los coeficientes de difusión para cada una de las mezclas dejan de decrecer de gran manera y se comienzan a estabilizar demostrando una tendencia ligeramente constante. Esto se debe a que la mayor cantidad de diluyente se difunde en los primeros tiempos y conforme este avanza, la cantidad de diluyente puro es cada vez menor y por lo tanto la difusión se hace más lenta.

En la **tabla 6.4** se muestra el coeficiente de difusión molecular promedio a lo largo del tiempo para cada una de las mezclas.

Tabla 6.4. Coeficientes de difusión molecular promedio de las mezclas de diluyente con crudo.

Mezcla	$D_o \left(\frac{m^2}{s} \right)$
Diluyente - aceite crudo	
n-Decano–Aceite ligero	1.41×10^{-10}
n-Decano–Aceite pesado	8.34×10^{-11}
n-Decano–Aceite extrapesado	7.10×10^{-11}

Los resultados obtenidos para los coeficientes de difusión molecular muestran la tendencia esperada ya que entre más pesado sea el crudo que se tenga como soluto más lenta será la difusión del diluyente y más pequeño será su coeficiente.

De igual manera en la tabla 6.4 se puede observar que el coeficiente de difusión molecular promedio de la mezcla de n-decano con aceite ligero es mayor que el coeficiente de la mezcla de aceite pesado con n-decano y este a su vez es mayor que el de la mezcla aceite extrapesado con n-decano.

En la gráfica 6.4 se puede observar que el comportamiento de la difusión se realiza de la manera esperada ya que entre más pesado sea el aceite, este tiende a presentar una mayor viscosidad por lo tanto su movilidad va a ser menor provocando un proceso de difusión más lento.

El experimento realizado para la difusión de n-decano–aceite ligero se llevó a cabo para tener como referencia la difusión entre estos fluidos, ya que, el aceite ligero presenta menor densidad y menor viscosidad que los otros dos crudos utilizados, este presenta menor resistencia de flujo y se mezcla con n-decano difundiéndose de manera más rápida.

7. Conclusiones

- La recuperación de aceite pesado y extrapesado presenta grandes desafíos debido a la alta viscosidad y baja movilidad de estos fluidos, estos desafíos se pueden superar con la implementación de métodos de recuperación mejorada. La dilución de hidrocarburos pesados o extrapesados con fluidos ligeros es un método de recuperación mejorada no térmico que tiene un gran potencial y se puede llevar a cabo con 3 tipos de diluyentes los cuales son: condensados, hidrocarburos ligeros y naftas.
- La técnica de tomografía computarizada de rayos X es una herramienta muy útil, la cual, permite determinar la densidad de hidrocarburos y por lo tanto identificar diferentes sustancias en contacto. También permite determinar la difusión en un sistema diluyente-crudo, ya que con esta, se pueden analizar las propiedades de la mezcla de manera no intrusiva, sin afectar el medio de difusión.
- Durante el análisis de los datos CT obtenidos de los experimentos de difusión es de gran importancia delimitar una región de interés (área útil) ya que durante el experimento se presenta un efecto de difuminación de señal debido a las paredes y fronteras de la celda utilizada el cual puede afectar a los resultados.
- Entre menor sea la densidad y viscosidad del diluyente utilizado, más rápida será su difusión en el aceite pesado. La difusión del diluyente es mayor en los tiempos tempranos ya que en estos tiempos, se mezcla la mayor parte de los componentes, debido a esto, el coeficiente de difusión molecular del diluyente es más grande en los primeros tiempos y va decreciendo.

- Al aplicar la técnica de dilución con n-decano, la densidad del crudo pesado y extrapesado disminuyen de manera significativa con el transcurso del tiempo, por lo cual, la dilución es un método de gran utilidad para mejorar las propiedades de estos crudos y facilitar su extracción así como su transporte.
- En un medio poroso la distancia real recorrida por un diluyente, el cual se difunde, es más larga que la longitud transversal del medio poroso, por lo tanto, el coeficiente de difusión efectivo es más pequeño que el coeficiente de difusión molecular ya que depende de la tortuosidad.
- Los resultados obtenidos por medio del análisis realizado muestran valores en un rango de difusión molecular de $10^{-10} - 10^{-11} m^2/s$, los cuales, son valores semejantes a coeficientes de difusión reportados en la literatura, por lo cual, la técnica y metodología utilizada son gran utilidad y con buena precisión para determinar la densidad de mezclas, así como, la difusión de fluidos.

8. Recomendaciones

- En este trabajo se utilizó n-decano como hidrocarburo ligero diluyente, sin embargo, sería conveniente realizar más experimentos con condensados y su análisis para determinar la manera en que estos se difunden, así como sus coeficientes de difusión.
- El análisis desarrollado en este trabajo está enfocado en el cálculo del coeficiente de difusión molecular de diversas mezclas por medio de experimentos realizados en un sistema de fluidos (medio no poroso), por lo cual, en futuros estudios se podrían realizar experimentos más detallados involucrando la presencia de un medio poroso en los experimentos.
- Se recomienda realizar experimentos variando la temperatura en celdas especiales diseñadas para ese fin.
- La dilución de hidrocarburos pesados y extrapesados con hidrocarburos ligeros es una técnica con un gran potencial, que, además de ayudar a mejorar la extracción de estos tipos de crudos también es una técnica que puede ser utilizada para mejorar el transporte de crudos pesados y extrapesados en la superficie a través de tuberías.

9. Anexo A

Medio Poroso

Sistema en el que se sobrepone una matriz sólida y un espacio poroso. Para los sistemas geológicos, la disposición de granos sólidos de roca genera arreglos complejos, por lo cual no son uniformes.¹⁷

Porosidad absoluta (ϕ_a)

La porosidad absoluta de una roca, es una medida de su capacidad de almacenamiento de fluidos. Cuantitativamente, es la relación del volumen poroso entre el volumen total de roca:

$$\phi_a = \frac{\text{volumen de poros}}{\text{volumen total de la roca}} = \frac{V_p}{V_b}, \quad (A1)$$

donde ϕ_a es la porosidad absoluta.

Porosidad efectiva (ϕ)

La porosidad efectiva es aquella que considera únicamente a los poros interconectados:

$$\phi = \frac{\text{volumen de poros conectados}}{\text{volumen total de la roca}}, \quad (A2)$$

donde ϕ es la porosidad efectiva.

Porosidad Primaria

Es aquella que depende en gran parte de las características de empaquetamiento de los granos o clastos y de la variación en la forma y tamaño de los granos, inherente al origen de la roca misma. Es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso al momento de la depositación.

Porosidad secundaria

Esta se debe a procesos geológicos posteriores al depósito de sedimentos, o incluso a procesos artificiales. Puede generarse por una fractura (natural o inducida), por procesos de disolución o dolomitización.

Tortuosidad (τ)

Generalmente se define como la relación de la longitud real o verdadera (L_t) de la trayectoria de difusión de la partícula de un fluido que se difunde en un medio poroso y la distancia de una línea recta (L) o trayecto de flujo entre la partida (o comienzo) y los puntos de finalización de la difusión de la partícula.¹⁴

$$\tau = \frac{L_t}{L} = \frac{\textit{Distancia real}}{\textit{Distancia en línea recta}}, \quad (A3)$$

Por definición la tortuosidad siempre es mayor (o al menos igual) que uno. La tortuosidad depende de la porosidad del medio poroso. También dependerá del tamaño molecular de las partículas difusoras.¹⁰

10. Referencias

1. Faergestad, I. (2016). Petróleo pesado. Oilfield Review. Schlumberger
2. Ghanavati, M., Hassanzadeh, H., & Abedi, J. (2014). Critical review of mutual diffusion coefficient measurements for liquid solvent+ bitumen/heavy oil mixtures. The Canadian Journal of Chemical Engineering.
3. Guerrero, A., Salama, D., & Kantzas, A. (2008). Diffusion Coefficient of n-alkanes in Heavy Oil. Universidad de Calgary y Laboratorio TIP, SPE 115346.
4. Luo, H., & Kantzas, A. (2008). Study of Diffusivity of Hydrocarbon Solvent in Heavy Oil Saturated Sands Using X-Ray Computer Assisted Tomography. University of Calgary, Canada Petroleum Society, Paper 2008-143.
5. Alboudwarej, H., Felix, J., & Taylor S. (2006). La importancia del petróleo pesado. Oilfield Review. Schlumberger.
6. Çengel, Y. (2007). Transferencia de calor y masa (3rd ed.). Distrito Federal: McGraw-Hill Interamericana.
7. Ramírez Sabag, J. (2013). Matemáticas aplicadas a la ingeniería petrolera (1st ed.). [Barcelona]: Reverté.
8. Oballa, V., & Butler, R. (1989). An experimental Study of Diffusion in the Bitumen-Toluene System. Journal of Canadian Petroleum Technology.
9. Luo, H., & Kantzas, A. (2008). Investigation of Diffusion Coefficients of Heavy Oil and Hydrocarbon Solvent Systems in Porous Media. SPE 113995.
10. www.glossary.oilfield.slb.com.
11. Sahimi, M. (2011). Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock (2nd ed.). WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
12. Cabrales, S., & Jarohueh, J. (2011). Desarrollo de una herramienta computacional para determinar la relación óptima de diluyente y crudo extrapesado para maximizar la tasa de producción en un yacimiento tipo

de la Faja Petrolífera del Orinoco. (Licenciatura). Universidad Central de Venezuela.

13. Ramírez, J., Arboleda, C. & McCollough, C. (2008). Tomografía computarizada por rayos X: fundamentos y actualidad. Universidad CES, Medellín, Colombia.
14. Kayser, A., Knackstedt, M., & Ziauddin, M. (2006). Una observación más detallada de la geometría de los poros. Oilfield Review. Schlumberger.
15. Salama, D., & Kantzas, A. (2005). Monitoring of Diffusion of Heavy Oils with Hydrocarbon Solvents in the Presence of Sand. Calgary, AB, Canada, SPE/PS-CM/CHOA 97855.
16. Perkins, T., Johnston, O. (1963). A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media. SPE-480-PA.
17. Cerqueda, O., & Loera, L. (2014). Conceptos y ejercicios de los fundamentos de la ingeniería de yacimientos. (Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México.
18. Belani, A. (2006). It's Time for an Industry Initiative on Heavy Oil. Journal of Petroleum Technology.