



**Universidad Nacional Autónoma de México**

**Facultad de Estudios Superiores Zaragoza**

**“Síntesis de surfactantes anfóteros derivados de aceite de coco con potencial aplicación en la recuperación mejorada de petróleo”**

**TÉSIS**

Para obtener el título de:

**Químico Farmacéutico Biólogo**

Presenta

**Francisca Yuriko Rodríguez Orduño**

Director: Dr. José Ignacio Regla Contreras

Asesor: M. en C. María Patricia Shirley Demare Negrete

México D.F. 2014





Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## Índice

1. Introducción	2
2. Marco teórico	4
2.1 Producción petrolera en México	6
2.2 Extracción de petróleo	11
2.3 Clasificación de la extracción de petróleo	12
2.4 Surfactantes	22
2.5 Clasificación de surfactantes	23
3. Planteamiento al problema	26
4. Hipótesis	28
5. Objetivos	30
5.1 Objetivo general	31
5.2 Objetivos específicos	31
6. Material y métodos	32
7. Metodología experimental	36
8. Resultados y discusión	40
9. Conclusiones	49
10. Bibliografía	51

# 1. INTRODUCCIÓN

Debido a que con los métodos convencionales de extracción de petróleo no es posible extraer la totalidad del petróleo de un yacimiento y ante la crisis energética que actualmente está predominando a nivel mundial, es necesario recurrir a la extracción terciaria de petróleo, también conocida como extracción mejorada de petróleo; que por sus siglas en inglés muchas veces es denominada EOR (Enhanced Oil Recovery). Con los procedimientos efectuados en tal tipo de recuperación se puede obtener hasta un 30% adicional del petróleo que originalmente se obtuvo en un yacimiento, lo cual podría parecer poco, pero a nivel de producción mundial es una alternativa para afrontar la crisis actual.

El uso de surfactantes anfóteros como las betaínas para la recuperación mejorada de petróleo representa un surfactante alternativo para emplearlo en los procesos de extracción mejorada, ya que este tipo de surfactantes son menos tóxicos que los que se han empleado en este tipo de procesos. Además son menos contaminantes del medio ambiente, las betaínas son compatibles con otros tipos de surfactantes, y lo más importante es que cumplen la función principal de un surfactante, que es disminuir el ángulo de contacto entre dos líquidos inmiscibles para formar una micela y en consecuencia una emulsión, para así remover el petróleo que se encuentra en los poros de las rocas del yacimiento.

No obstante, los surfactantes anfóteros, como son los betaínicos, resultan ser de precios elevados y generalmente sus rutas sintéticas son complicadas. Por tanto, aprovechar recursos naturales y nacionales como el aceite de coco resulta una alternativa no sólo en la preparación de surfactantes para la recuperación mejorada de petróleo, sino además una oportunidad económica para el país.

## **2. MARCO TEÓRICO**

La palabra petróleo proviene del vocablo latín *petra* (piedra) y *óleo* (aceite), que literalmente significa aceite de piedra.<sup>1</sup>

El petróleo es un líquido viscoso de color verde, marrón o negro constituido de diferentes hidrocarburos, los cuales están formados por cantidades variables de carbono e hidrógeno; además todos sus componentes se encuentran en una sola fase.

La formación del petróleo comenzó desde hace unos 200 millones de años, es decir, mucho antes de que el ser humano apareciera en la Tierra.

Las condiciones extremas en las que se encontraba en aquellos tiempos el planeta, de elevada presión, altas temperaturas y acción bacteriana, provocó la descomposición de materia orgánica, en ese valioso recurso natural que se conoce como petróleo, el cual tarda entre 10 y 100 millones de años en formarse.

Dentro de los yacimientos, el petróleo se encuentra dentro de los poros de las rocas de origen sedimentario, como si la piedra fuera una esponja; la naturaleza del yacimiento y la porosidad de las rocas hacen que el petróleo migre a la superficie.<sup>1,2</sup>

En todos los continentes del planeta se han encontrado reservas de petróleo excepto en la Antártida. Sin embargo, la distribución de los yacimientos se encuentra dentro de algunas zonas petrolíferas principales:

- ❖ América Central y del Sur, incluyendo a México, Venezuela, Argentina y Brasil, como principales productores.
- ❖ América del Norte que incluye a Canadá y Estados Unidos.
- ❖ África del Norte especialmente Argelia, Libia y Egipto.
- ❖ Resto de África con Nigeria.
- ❖ Irak, Irán y Emiratos Árabes Unidos.
- ❖ Extremo Oriente, incluyendo a Indonesia, China e India.
- ❖ Europa: El mar del Norte y Noruega como principales productores.

Sin embargo, expertos piensan que aún hay zonas por explorar en las que se cree hay reservas de petróleo como Alaska, Groenlandia, el Ártico y Siberia.<sup>2,3</sup>

La extracción de petróleo inicia en 1859, sin embargo es hasta finales del siglo XX, con el desarrollo del automóvil, que la industria petroquímica experimenta un gran auge.

A pesar de que aún en 1950 la mayor parte del etileno utilizado como fuente energética provenía del carbón, una vez que el petróleo comenzó a utilizarse como fuente energética, durante las siguientes décadas, se convirtió en la principal fuente energética. En 1973 ocurrió la primera crisis energética y con esto se elevaron los precios del petróleo y sus derivados.<sup>2,5</sup>

## 2.1 Producción petrolera en México

Según datos del 2007 México es uno de los principales productores de petróleo, proveyendo más del 4% (tabla 1) del total mundial de este hidrocarburo.

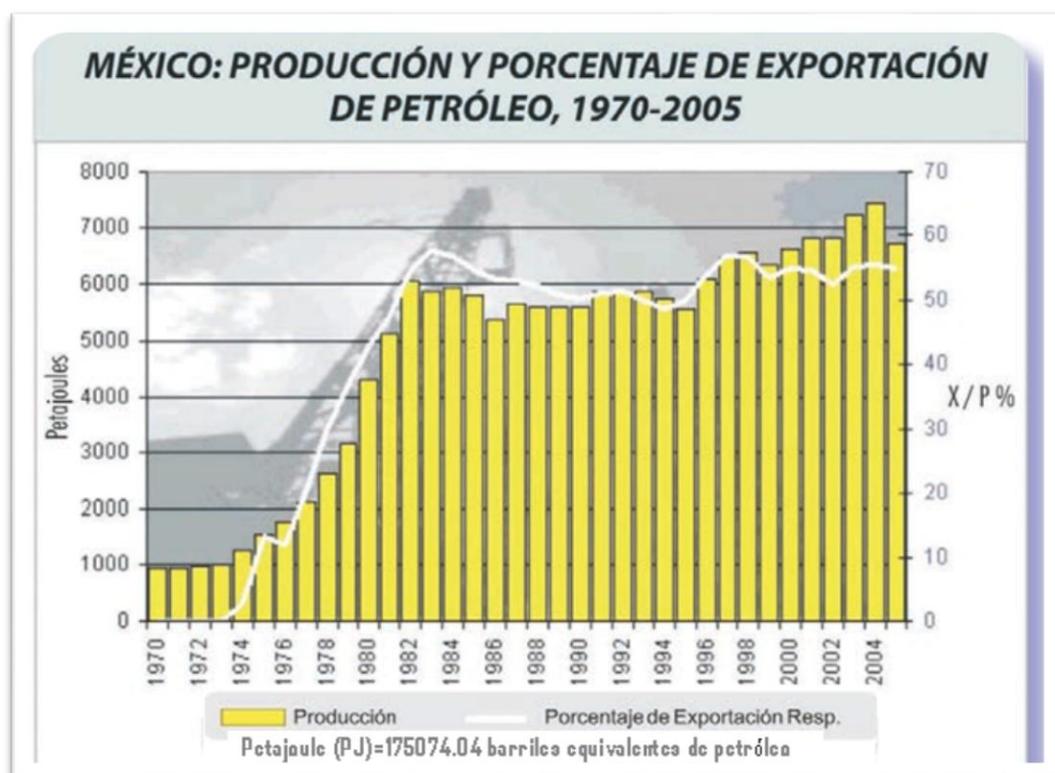
**LOS PRINCIPALES PRODUCTORES DE PETROLEO EN EL MUNDO SON :**

1		ARABIA SAUDITA	12%
2		RUSIA	11%
3		ESTADOS UNIDOS	10%
4		IRÁN	5%
5		MÉXICO	4%
6		CHINA	4%
7		NORUEGA	4%
8		CANADÁ	4%
9		EMIR. ÁRABES UNID.	3%
10		VENEZUELA	3%
11		RESTO DEL MUNDO	40%

Tabla 1. Principales productores de petróleo.

Fuente: Consultores Internacionales, S. C., con datos del World Energy Outlook 2005 y Digital Brain 2007.

De enero de 2006 a enero de 2007, según datos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la producción petrolera cayó 4.2%. El problema fundamental de dicha disminución es que la producción está cayendo más rápido de lo que se tenía previsto. La gráfica 1 muestra que en el 2006 hubo una importante disminución en la producción y exportación de petróleo.

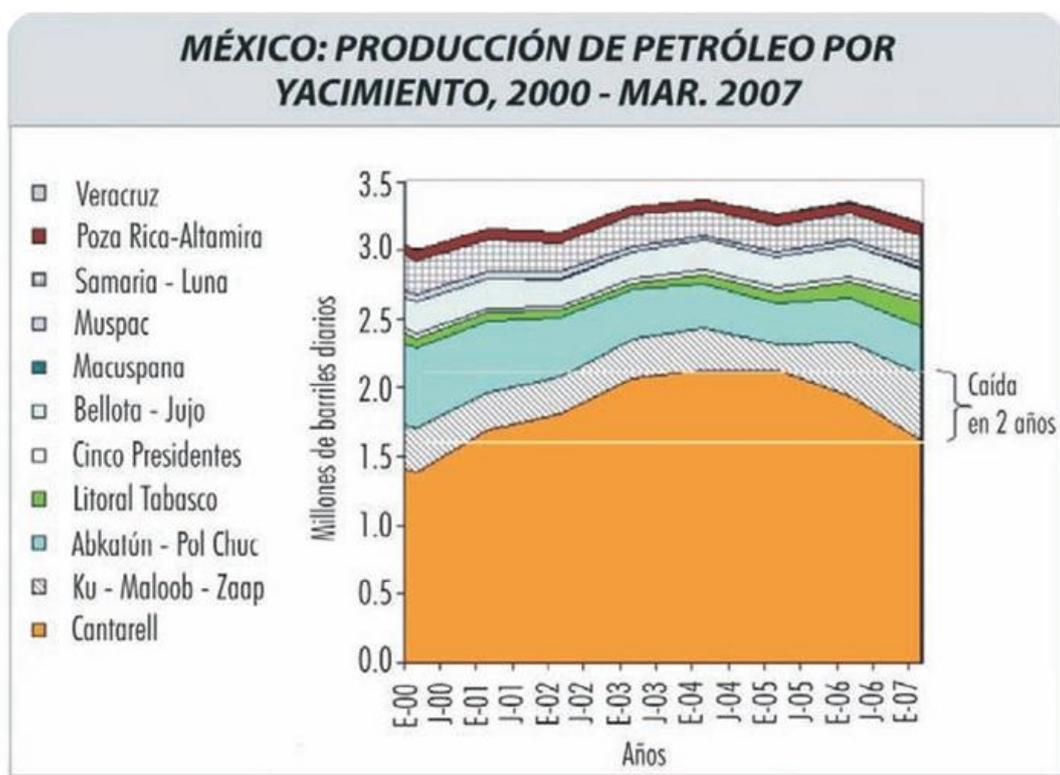


Gráfica 1. Producción y porcentaje de exportación de petróleo.

Fuente: Consultores Internacionales, S. C, con datos de la Secretaría de Energía.

Esta disminución se explica en buena medida por el agotamiento del mayor yacimiento con que se cuenta actualmente: Cantarell. En marzo de 2007, Cantarell contribuyó con 50% de la producción total del crudo en México. Y aunque sigue siendo la fuente más importante, su rendimiento ha caído en más de 26% en sólo dos años, como se puede observar en la gráfica 2.<sup>4,5</sup>

En febrero de 2005, este yacimiento aportaba más de 64% de la producción nacional de crudo (2.15 millones de barriles diarios).<sup>6</sup>



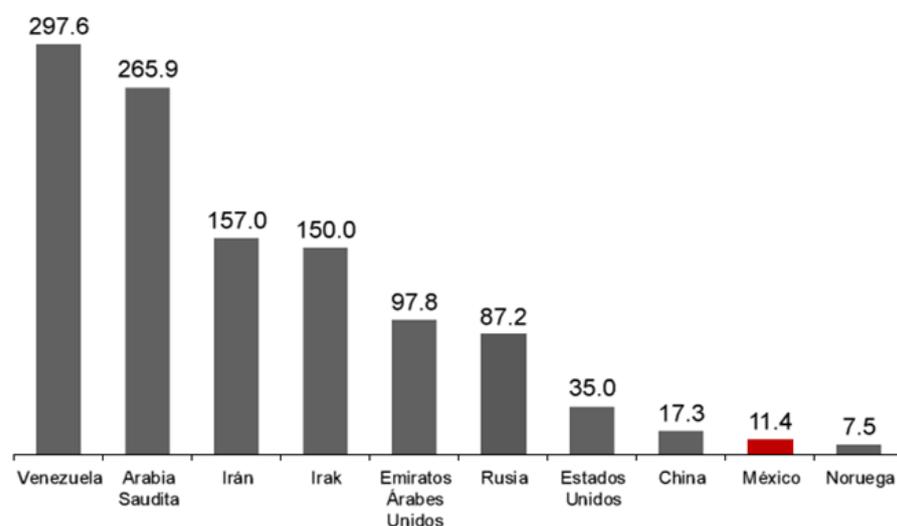
Gráfica 2. Producción de petróleo por yacimiento.

Fuente: Consultores Internacionales, S. C., con datos de la Secretaría de Energía.

En cuanto a las reservas de petróleo crudo probadas nuestro país disminuyó su posición mundial en 2012 al noveno lugar (gráfica 3), desde el octavo que reportó en 2004. En cuanto al gas natural, ocupó el décimo lugar con 4 billones de metros cúbicos.<sup>7</sup>

## Reservas probadas de petróleo crudo 2012

Millones de barriles diarios

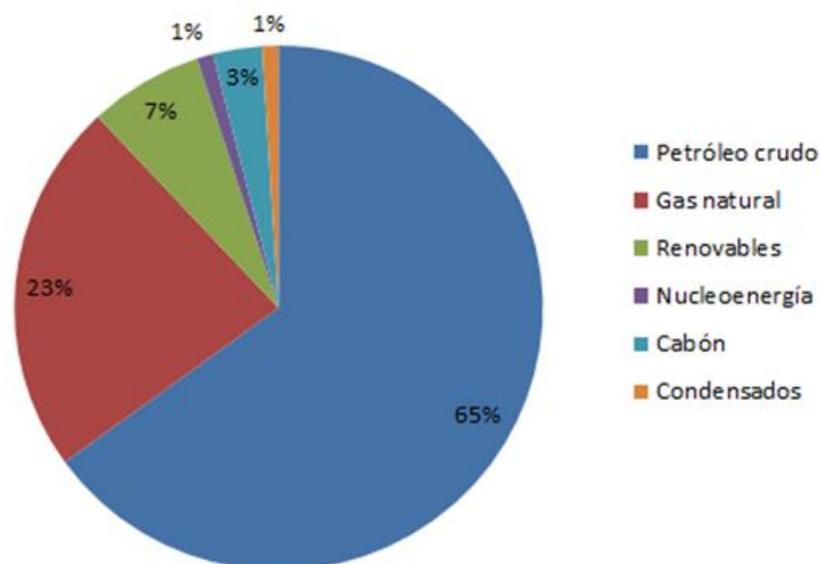


Gráfica3. Reservas probadas de petróleo crudo.

Fuente: Prontuario Estadístico del Sector Energético abril 2013, SENER.

A pesar de que desde la década pasada se ha incrementado el interés por encontrar fuentes alternas de energía, en la gráfica 4 se puede observar que el petróleo sigue siendo la principal fuente energética en nuestro país y del mundo.<sup>7</sup>

## Producción nacional de energía primaria 2011



Gráfica 4. Producción nacional de energía primaria.

Fuente: Balance Nacional de Energía, SENER.

Sin embargo a pesar de que actualmente nuestro país experimenta una crisis energética debido a la sobreexplotación que se ha efectuado en los últimos años, cabe señalar que cuenta con grandes cantidades de crudo que se encuentra en yacimientos no convencionales, como en aguas profundas y en formaciones de lutitas. Por lo anterior, y gracias a las innovaciones tecnológicas globales en trabajos de exploración, México tiene la oportunidad de un nuevo crecimiento energético con recursos que antes eran técnica y económicamente inviables, y que para aprovecharlos se requiere de tecnologías de vanguardia y conocimientos especializados.<sup>7,8</sup>

La dependencia energética mundial hacia el petróleo; en las últimas décadas ha ocasionado conflictos sociales, económicos y políticos, principalmente en países del medio oriente como Irak, Irán, Jordania, etc.<sup>9,10,11</sup>

## **2.2 Extracción de petróleo**

Un yacimiento de petróleo es un soporte poroso que contiene petróleo adherido a los poros de rocas sedimentarias de tipo caliza o arenisca y una fase gaseosa. En promedio el volumen de petróleo en dicha área es de 40 %.

El diámetro de los poros de las rocas varía y es de tamaño microscópico, desde micrómetros hasta fracciones de milímetros.

Cada roca tiene sus propias características, entre las más importantes se encuentran: porosidad, porcentaje de volumen vacío, permeabilidad, medida de resistencia de movimiento de los fluidos y mojabilidad.

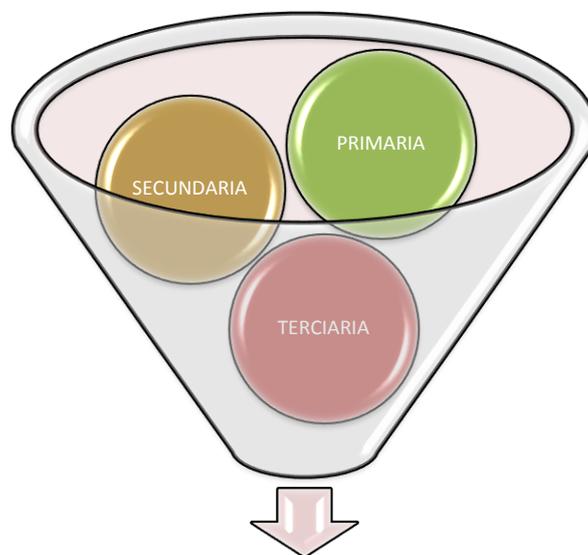
Generalmente el medio poroso del yacimiento es heterogéneo como consecuencia de las variaciones ocurridas durante el proceso de sedimentación que formó la roca.<sup>10</sup>

La única manera de extraer el petróleo de un yacimiento es mediante la perforación. El conocimiento del yacimiento se realiza mediante pruebas geofísicas y dinámicas. La información principal de un yacimiento se obtiene

con base en la disminución de presión ocurrida por la explotación del mismo.<sup>12,13</sup>

### 2.3 Clasificación de la extracción de petróleo

De acuerdo al esquema 1 existen tres tipos de extracción de petróleo: recuperación primaria, secundaria y terciaria o mejorada, a la que por sus siglas en inglés se le suele denominar EOR (Enhanced Oil Recovery).<sup>14,15</sup>



## Extracción de petróleo

Esquema 1. Extracción de petróleo.

### Recuperación primaria

En la recuperación primaria, la presión interna natural del pozo ejercida por el gas y el agua en caso de que esta última exista, es suficiente para bombear el petróleo hasta la superficie mediante el uso de técnicas convencionales de “recuperación primaria”. Generalmente, en esta primera fase se obtiene entre el 10 % y el 20 % del petróleo presente en el yacimiento.

Cuando la energía potencial que existe de forma natural en el manto se agota, la presión del yacimiento va disminuyendo y la capacidad de extracción comienza a disminuir. En este caso se debe recurrir a otros procesos, como bombeo o recuperación asistida.<sup>15,16,17</sup>

## Recuperación secundaria

Una vez que la recuperación primaria ya no logra abastecer de manera eficiente la demanda de petróleo, la inyección de gas natural o de agua a los yacimientos de petróleo, permite obtener mayor producción.<sup>17</sup>

En la década de 1920, se inicia la industria de la inyección de agua o gas a los yacimientos, que en aquel entonces era casi totalmente empírica; es decir, sin ninguna base teórica, fuera de las observaciones en los pozos y campos, de que la producción aumentaba al llevar a cabo tales procedimientos.

### Inyección de gas

En este tipo de procedimientos el gas (como CO<sub>2</sub> que es el más utilizado actualmente) es inyectado dentro de la zona de petróleo. Este proceso es aplicado en yacimientos con empuje por gas en solución. El gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado.<sup>18,19</sup>

Se requiere de un gran número de puntos de inyección para que este método funcione, los puntos de inyección deben ser colocados formando cierto arreglo geométrico con el fin de distribuir el gas a través de la zona productiva del yacimiento. La inyección de gas se aplica sólo a ciertos tipos de yacimientos, los cuales en general deben ser homogéneos y relativamente delgados.

La selección de los pozos y el arreglo depende de la configuración del yacimiento, estructura, la continuidad de la arena, variaciones de la porosidad y permeabilidad.<sup>20</sup>

Las ventajas de este tipo de procedimientos es que es posible orientar el gas hacia las zonas más favorables, además de que la cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la inyección.

Sin embargo, este tipo de procedimientos presenta inconvenientes como la presencia de canales de gas (indeseados), formados por la alta velocidad de

flujo, ocasionando que el recobro de material sea inferior. Por otra parte la cantidad de pozos de inyección requeridos aumenta los costos de producción.

### Inyección de agua

En la actualidad se manejan dos principales formas de inyección hacia la fuente de abastecimiento energético.<sup>20</sup>

1. Inyección periférica
2. El uso de patrones de inyección
  - Inyección periférica

Se lleva a cabo de tres maneras:

- Muy cerca del contacto petróleo-agua del yacimiento
- En el límite físico del mismo; es decir dónde termina el yacimiento
- Directamente en el pozo

En cualquiera de los tres casos, la finalidad es incrementar la producción en los pozos productores, para lograr un aumento en la recuperación final del petróleo y gas del yacimiento. Se requiere inyectar grandes volúmenes de agua antes de tener un efecto en los pozos productores.<sup>21,22</sup>

- Inyección de agua a través de patrones de inyección

La inyección de agua a través de patrones es una forma más eficiente de inyectar energía a los yacimientos; de esta manera se logran resultados más rápidos y al mismo tiempo más rentables.

Las diferentes formas de inyección de agua para este tipo de procedimiento se clasifican de la siguiente manera:

- Empuje por línea directa

Se coloca una línea de inyectoras y una de pozos productores; de tal forma que cada pozo inyector tiene enfrente un pozo productor.

- Empuje a través de un patrón de cinco pozos

El pozo productor es rodeado de cuatro pozos inyectoros. El campo completo se desarrolla alrededor de este patrón de pozos. Pueden existir otros como de cuatro, siete o nueve pozos.<sup>23,24</sup>

- Empuje por línea de pozos perforados de manera escalonada (staggered)

Se lleva a cabo mediante una línea de pozos inyectoros que no coincide exactamente con una línea de pozos productores, sino que están desplazados a la mitad de un espaciamiento. Dicho de otra manera cada pozo inyector queda orientado de manera que inyecta a la mitad entre dos pozos productores.

En general el tipo de agua utilizada para la inyección se puede clasificar en tres tipos:

1. Agua congénita; producida del mismo yacimiento
2. Agua dulce; producida en los acuíferos cercanos a los yacimientos donde se va a inyectar
3. Agua de mar tratada químicamente<sup>18,19</sup>

La extracción secundaria llevada a cabo mediante la inyección de agua o gas; se puede visualizar de acuerdo con la figura.1



Figura 1. Barrido de petróleo remanente usando técnicas de recuperación mejorada.

Fuente: Presentación general Sep. 2009 Tiorco LLC.

## Recuperación mejorada

Con los métodos convencionales de extracción de petróleo sólo es posible recuperar el 30 % de este recurso, quedando así enormes cantidades de petróleo en los yacimientos, incluso en los ya abandonados. El proceso EOR puede ayudar a recuperar hasta un 30 % más de petróleo.

Conforme avanza la explotación de un yacimiento se llega a un punto en el que por más agua o gas que se inyecte y aunque se usen avanzados procesos de bombeo ya no se recupera más petróleo y se debe recurrir a la recuperación mejorada de petróleo.<sup>21</sup>

Dentro de este tipo de procedimientos destacan:<sup>23</sup>

- PROCESOS TÉRMICOS
- INYECCIÓN DE GASES
- DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO
- INYECCIÓN DE QUÍMICOS

En los últimos años han evolucionado los procesos EOR, debido a que el petróleo que durante tiempo había pasado desapercibido ha podido ser

localizado gracias a evaluaciones sísmicas 4D, así como métodos de geomodelado en 3D y otros sistemas de software de última generación; como la figura 2 que muestra la imagen en 3D de un yacimiento. Debido a estos avances en la tecnología la industria petrolera puede perforar más pozos y acceder con precisión a objetivos múltiples que contienen petróleo sin explotar.<sup>24</sup>

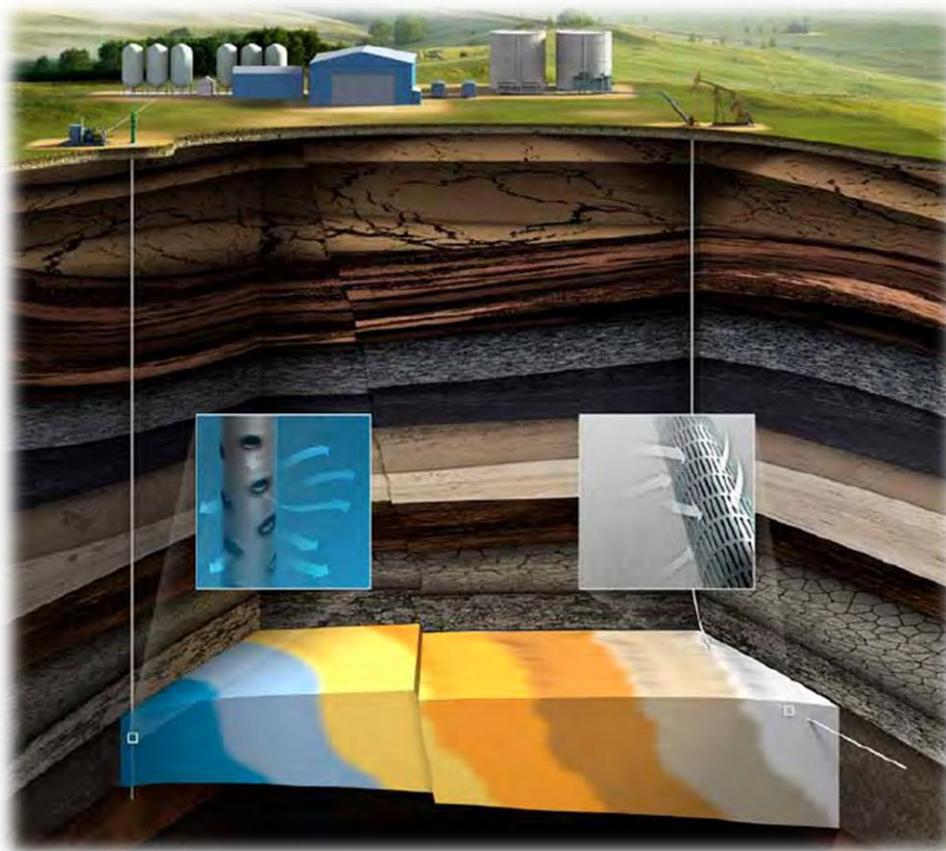


Figura 2. Imagen 3D de un yacimiento.

Fuente: Mjeni R, Arora S, Wunnic J, Edwards J, Felber JB, Miller AC, et al. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?. Schlumberger. 2010; 22(4): 17.

### ➤ Métodos térmicos

La viscosidad del petróleo dentro del yacimiento es un factor que puede reducirse si es calentado entre 40-150 °C.<sup>23,24</sup>

Dentro de los métodos térmicos se encuentran:

- Inyección de vapor
- Inyección de agua caliente
- Calentamiento eléctrico
- Combustión

El calentamiento eléctrico ha sido probado en diversas pruebas de campo, no obstante, aún no ha sido implementado. La inyección de vapor es el método preferencial en la recuperación mejorada.

➤ Drenaje gravitacional asistido

Este procedimiento se adecua al petróleo pesado, presente en formaciones fracturadas. El vapor es inyectado en el sistema de fracturas del pozo con lo cual disminuye la viscosidad del petróleo, fluyendo con más facilidad hacia las fracturas. Además el vapor forma un gradiente de gas en los bloques de la matriz de tal forma que el petróleo presente drena por efectos gravitacionales. En Canadá este tipo de operaciones resultó muy exitosa.

➤ Inyección de agua como proceso de recuperación mejorada

La inyección de agua para la recuperación de crudo no es considerada como un método EOR, excepto el caso en que se combine con algún otro método. Recientemente la industria petrolera ha realizado el proceso de inyección de agua de baja salinidad, lo cual, en algunos yacimientos, permite recuperar petróleo adicional después de un proceso habitual de inyección de agua de alta salinidad; aunque algunos expertos no aprueban este como un método de recuperación mejorada, otros en cambio consideran que existe una interacción que libera el petróleo adicional.<sup>24</sup>

➤ Inyección de gas

Este procedimiento ha sido clasificado como un método secundario; sin embargo, puede considerarse un método de recuperación mejorada si se lleva

a cabo la inyección de gas después de una inyección con agua, o la combinación de ambos procesos.

La inyección puede llevarse a cabo en condiciones inmiscibles o miscibles. En el caso de ser inmisible, el gas y el petróleo permanecen como fases diferenciadas, el gas invade la superficie de la roca, ocasionando el desplazamiento del petróleo que se encuentra en los poros más grandes (no se forma una fase petróleo-agua). Cuando son miscibles, el gas y el petróleo forman una fase, la cual hace que el volumen del petróleo se incremente, a la vez que se reduce la tensión interfacial entre el sistema petróleo-agua. El desplazamiento mediante la inyección de gas miscible puede ser más eficiente que la inyección en condiciones inmiscibles.

Para el proceso EOR, se utilizan diferentes tipos de gas, como el natural producido en el mismo campo, metano, si los costos son lo suficientemente bajos; gas de escape de una chimenea, como por ejemplo el gas de una central de energía, o nitrógeno; sin embargo, actualmente es utilizado principalmente el CO<sub>2</sub> (debido a su bajo costo y eficiencia) como gas de inyección.<sup>23</sup>

➤ Inyección de productos químicos

En general, se clasifica en tres grandes grupos:

- ✓ Polímeros
- ✓ Surfactantes
- ✓ Álcalis

En la recuperación mejorada de petróleo, los surfactantes se acumulan en la interface agua-petróleo, reduciendo la tensión interfacial entre las dos fases. La eficacia que han mostrado estas sustancias ante la recuperación mejorada de petróleo ha hecho que sean de los productos más utilizados para este tipo de procedimientos. Sin embargo, en ocasiones se limita su uso debido a los altos costos e impacto ambiental que llegan a ocasionar.

Por otra parte, los compuestos alcalinos representan una alternativa respecto al uso de surfactantes, ante la limitante económica de estos últimos. Pero sólo se pueden utilizar si el petróleo del yacimiento contiene suficiente concentración de ácidos; así el álcali reaccionará con dichos ácidos, para formar jabones con propiedades de un tensoactivo, sin embargo, el grado de recuperación de crudo no es tan alto y eficiente como el que se obtiene con el uso de surfactantes diseñados para este tipo de procesos.<sup>24</sup>

Las combinaciones de los métodos químicos se han vuelto muy comunes. Una de las primeras fue la inyección de mezclas surfactantes-polímeros, también denominada como solución micelar polimérica. Otra combinación muy utilizada actualmente es álcali-surfactante-polímero (ASP); se inyecta una mezcla prediseñada del compuesto alcalino y de los surfactantes para el sistema específico, seguido por la inyección de tapones de polímero. La tabla 2 muestra los principales procedimientos que se llevan a cabo para la recuperación mejorada de petróleo; así como las características más importantes de cada proceso.

Método EOR		Soporte de presión	Mejoramiento del barrido	Reducción de la IFT	Alteración de la mojabilidad	Reducción de la viscosidad	Dilatación del petróleo	Hidrocarburo fase única	Cambio posicional <sup>1</sup>	Factor de recuperación incremental
Inyección de agua	Inyección de agua								Caso base	Caso base <sup>2</sup>
	Agua preparada								Bajo	Bajo
Inyección de gas inmiscible	Hidrocarburo CO <sub>2</sub>								Moderado	Moderado
	Nitrógeno o gas de chimenea							3	3	Moderado
Inyección de gas miscible	Hidrocarburo								4	Alto
	Hidrocarburo WAG								4	Muy alto
	CO <sub>2</sub>								El más alto	El más alto
Método térmico	Vapor								Alto	Alto
	Aire a alta presión								Alto	Alto
Método químico	Polímero								Bajo	Bajo
	Surfactante ASP								Moderado	Moderado
									Alto	Alto

IFT= Tensión Interfacial WAG= Inyección alternativa de agua y gas ASP= Mezcla de álcali-surfactante-polímero	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cambio de la composición del hidrocarburo líquido.</li> <li>2. La inyección de agua constituye el caso base para la comparación de otros métodos.</li> <li>3. El desgasolinado del petróleo se produce a medida que se desarrolla la miscibilidad.</li> <li>4. Intercambio de evaporación-condensación.</li> </ol>
--	--

Tabla 2. Extracción mejorada de petróleo.

Fuente: Mjeni R, Arora S, Wunnic J, Edwards J, Felber JB, Miller AC, et al. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?. Schlumberger. 2010; 22(4): 22.

Otras alternativas en lugar del uso de las sustancias mencionadas anteriormente es el empleo de agentes microbianos, sin embargo, esta área aún no tiene mucho desarrollo.

Para la elección de un método o combinación de métodos en la recuperación mejorada de petróleo, se deben conocer bien las características del yacimiento a trabajar, debido a que como ya se mencionó cada pozo tiene sus propias características en cuanto a morfología de rocas, heterogeneidades, profundidad, etc.<sup>24,25,26</sup>

México recientemente se involucró en procesos para la recuperación mejorada de petróleo; los primeros proyectos reportados oficialmente son del 2003 y actualmente existen 28 proyectos en diferentes etapas. No obstante, otros países como Venezuela desde la década de los 70 comenzaron a involucrarse con este tipo de procedimientos.<sup>27</sup>

## **2.4 Surfactantes**

El término surfactante se origina de las palabras inglesas Surface Active Agents.<sup>28</sup>

La palabra “surfactant” no tiene una traducción exacta en español, idioma en el cual se usa el término genérico de “tensoactivo”, que se refiere a una actividad o a una acción sobre la tensión superficial o interfacial. El término tensoactivo se refiere a una sola propiedad de la sustancia, siendo que éstos tienen muchas otras; por tanto, se usa el término surfactante.

Como se observa en la figura 3, los surfactantes son compuestos cuyas moléculas contienen una parte hidrofílica (cabeza) y una hidrofóbica (cola) la cual regularmente es una cadena alifática larga entre 12 y 18 carbonos; actúan reduciendo la tensión interfacial al ser disueltos en agua.<sup>29</sup>

Los surfactantes tienen la capacidad de formar emulsiones de tipo agua en aceite que por sus siglas en inglés se les denomina w/o (water-in-oil) y aceite en agua o/w (oil-in-water).

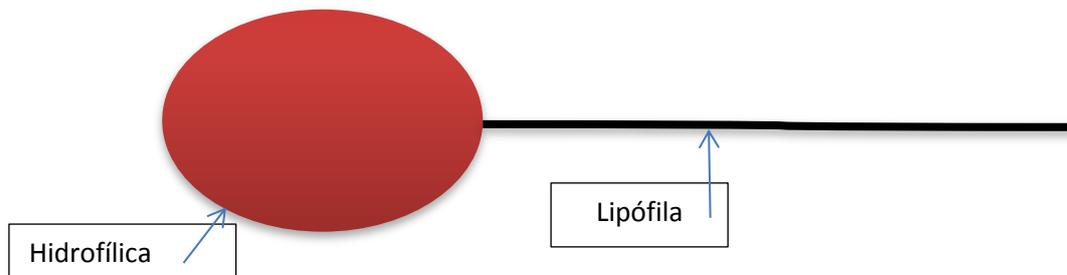
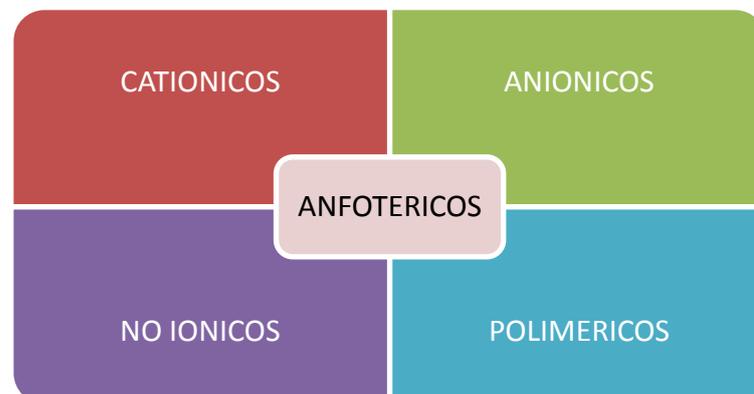


Figura 3. Estructura general de un surfactante.

## 2.5 Clasificación de los surfactantes

La clasificación que se le asigna a los surfactantes se fundamenta en la carga que tiene la cabeza hidrofílica y conforme al esquema 2 se les puede clasificar en cinco grupos.<sup>30,31</sup>



Esquema 2. Clasificación de surfactantes

### Surfactantes catiónicos

En este tipo de compuestos la parte hidrofílica posee una carga positiva. Por lo regular son compuestos nitrogenados del tipo amonio cuaternario; como por ejemplo cloruro de benzalconio mostrado en la figura 4; o bromuro de cetiltrimetilamonio.

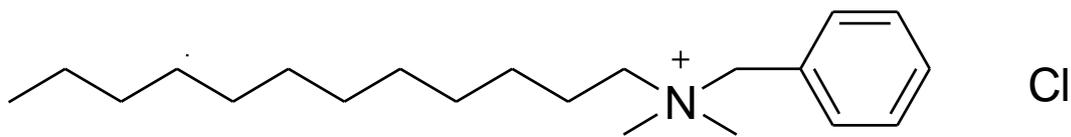


Figura 4. Cloruro de benzalconio.

### Surfactantes aniónicos

En este tipo de compuestos la parte hidrofílica posee una carga negativa. Entre los surfactantes representativos de este grupo están los alcanosulfonados, como el laurilsulfato de sodio el cual se encuentra representado en la figura 5.

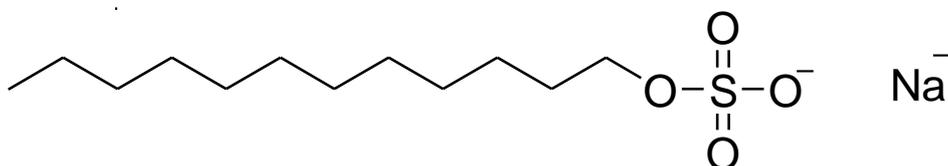
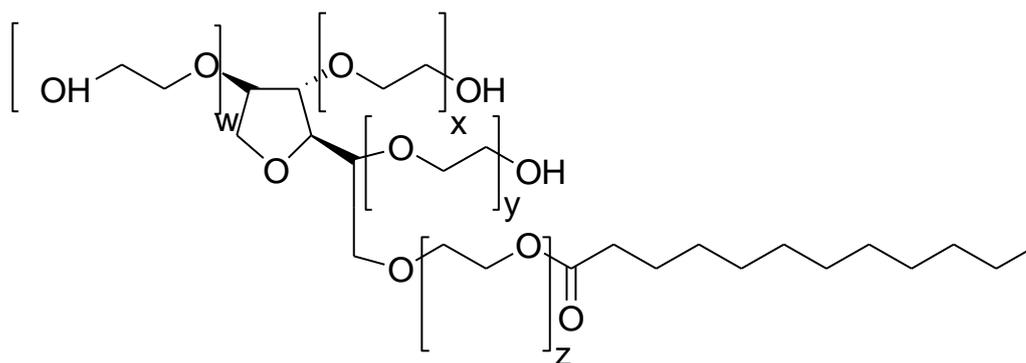


Figura 5. Lauril sulfato de sodio

### Surfactantes no iónicos

En este tipo de compuestos la parte hidrófoba es generalmente un grupo alquilo o alquilbenceno; entre los más conocidos se encuentran: octoxinol-9, nonoxinol-9 y tween 20 el cual se ejemplificado en la figura 6.



$$W+X+Y+Z=20$$

Figura 6. Tween 20



Como se puede observar en el esquema 3 los surfactante poliméricos también están compuestos de una parte hidrófila y una lipófila.

Sin importar el surfactante que se trate, estas sustancias tienen como principales características:<sup>39</sup>

- Disminuir el ángulo de contacto entre las fases
- Resistir altas temperaturas (en caso de ser utilizados en ciertos procesos como en la recuperación mejorada de petróleo)
- Formar micelas y emulsiones
- Capacidad humectante
- Biodegradabilidad

### **Aceite de coco**

*Cocusnucifera L.*, especie perteneciente a la familia Palmae, es el nombre científico de lo que conocemos como palma de coco. Su fruto es una dropa característica por su gran tamaño, la cual se conoce como coco.

Este fruto tropical está compuesto de un epicarpio y mesocarpio conocidos como cáscara o estopa de coco, un endocarpio conocido como concha o porción dura del fruto, así como una semilla o endospermo.

El endospermo está constituido de una porción carnosa y un jugo lechoso o dulce denominados como carne y agua de coco respectivamente. El endospermo seco es denominado copra y se utiliza para extraerle el aceite de coco y llega a ser hasta un 63 %.

El aceite de coco es de color ligeramente amarillo cuando se encuentra puro y fresco, tornándose de color oscuro cuando se acidifica. Es un triglicérido que tiene en su estructura más del 90% de ácidos grasos saturados, lo cual le brinda gran resistencia a la ranciedad.

Los ácidos grasos que constituyen al aceite de coco son ácido laúrico, mirístico, esteárico, linoleico, oleico, cáprico, caprílico y palmítico; siendo el laúrico el que se encuentra en mayor proporción (observar tabla 3).<sup>40,41</sup>

Tabla 3. Composición del aceite de coco.<sup>44</sup>

Ácido Graso	Fórmula	Porcentaje %
Caprílico	$C_8H_{16}O_2$	6.60
Cáprico	$C_{10}H_{20}O_2$	5.07
Laúrico	$C_{12}H_{24}O_2$	46.45
Mirístico	$C_{14}H_{28}O_2$	20.57
Palmítico	$C_{16}H_{32}O_2$	9.16
Esteárico	$C_{18}H_{36}O_2$	2.93
Oleico	$C_{18}H_{34}O_2$	7.12
Linoleico	$C_{18}H_{32}O_2$	1.64

La composición del aceite de coco varía de acuerdo a la región geográfica, madurez, clima y otros factores geográficos.<sup>42,43</sup>

### **3. PLANTEAMIENTO AL PROBLEMA**

Debido a la contingencia energética que mundialmente se está viviendo, una de las pocas alternativas factibles es la extracción mejorada de petróleo. Sin embargo, la extracción mejorada de petróleo requiere el uso de tecnología y materiales más avanzados; implicando este tipo de procedimientos un mayor costo que con los métodos de recuperación convencionales, así como un importante impacto ambiental negativo.

Ante tal situación, una alternativa es el uso de surfactantes para extracción mejorada de petróleo; sin embargo, la mayoría de surfactantes utilizados para tales procedimientos son de importación y nocivos para el medio ambiente, además, se suele utilizar otros compuestos que, aunque son más contaminantes y menos eficientes, como los álcalis, son más económicos.

Los surfactantes anfotéricos han demostrado ser los menos tóxicos, además de ser óptimamente útiles en la extracción mejorada de petróleo. Dentro de esta clase de surfactantes, las betaínas son los compuestos representativos. Sin embargo, a pesar de las bondades que presenta este tipo de surfactantes, resultan más caros que los aniónicos o los no iónicos.

En este trabajo se propone la síntesis de cocoalquil-dimetil betaínas como surfactante anfotérico potencialmente aplicable para la extracción mejorada de petróleo; partiendo del aceite de coco, un producto nacional que además de ser barato es abundante. Además el desarrollo de este surfactante puede representar una oportunidad económica para zonas del país en situación de desventaja económica.

## **4. HIPÓTESIS**

Es posible sintetizar la mezcla de cocoalquil-dimetil betaínas a partir del aceite de coco como un surfactante anfótero no hidrolizable con potencial aplicación en la extracción mejorada de petróleo.

## **5. OBJETIVOS**

*General:*

- Desarrollar una ruta sintética para la preparación de las cocoalquil-dimetil betaínas, como surfactantes eficientes y económicos a partir del aceite de coco, con potencial aplicación en la recuperación mejorada de petróleo.

*Específicos:*

- Desarrollar un proceso eficiente para la amonólisis del aceite de coco, para la obtención de la mezcla de amidas (cocoalquilamidas) de los correspondientes ácidos grasos presentes en el aceite de coco.
- Desarrollar una metodología viable para la reducción de la mezcla de cocoalquilamidas, para la obtención de la correspondiente mezcla de aminas primarias (cocoalquilaminas).
- Desarrollar un procedimiento útil para la dimetilación de la mezcla de cocoalquilaminas derivadas del aceite de coco para la obtención de la correspondiente mezcla de cocoalquil-dimetilaminas.
- Desarrollar un proceso eficiente para la cuaternización de la mezcla de cocoalquil-dimetilaminas, con cloroacetato de sodio, para la obtención de la correspondiente mezcla de cocoalquil-dimetil betaínas, para su empleo como surfactante anfótero.

## **6. MATERIAL Y MÉTODOS**

### Consideraciones generales respecto a material y métodos

- ❖ El aceite de coco utilizado fue adquirido de la Droguería Cosmopolita. Los reactivos y materias primas fueron adquiridas de Aldrich<sup>MR</sup> y J.T Backer<sup>MR</sup>.
- ❖ Las reacciones, el avance y término de las mismas fueron monitoreadas por cromatografía en capa fina (CCF), empleando gel de sílice sobre placas de aluminio para CCF de la marca Macherey-Nagel® tipo AlugramXtra SIL G/UV<sub>254</sub>.
- ❖ Los reveladores que se utilizaron fueron: ácido fomalbídico en metanol-agua y vapor de yodo.
- ❖ Para la purificación por cromatografía en columna se empleó como fase estacionaria gel de sílice tipo flash.
- ❖ Los espectros de RMN <sup>1</sup>H y RMN <sup>13</sup>C se realizaron en un espectrómetro Varian Mercury a 200MHz, en el Centro de Investigaciones Químicas de la UAEM y en el Instituto de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México.
- ❖ Los espectros de masas fueron realizados en un espectrómetro de masas de alta resolución Jeol JMS700, utilizando como técnica la ionización electrospray (ESI) en Centro de Investigaciones Químicas de la UAEM.

<b>Tabla 4. Reactivos y materias primas</b>
Aceite de coco (Droguería Cosmopolita)
Laurilamina <sup>III</sup>
Solución amoniaco/metanol 5.6 M
Metanol <sup>IV</sup>
Borohidruro de sodio <sup>II</sup>
Ácido acético <sup>II</sup>
Tetrahidrofurano (THF) <sup>VI</sup>
Ácido fórmico <sup>II</sup>
Formaldehído <sup>I</sup>
Carbonato de sodio <sup>III</sup>
Cloroacetato de sodio <sup>II</sup>
Agua destilada <sup>V</sup>
Sulfato de sodio anhidro <sup>III</sup>
Acetato de etilo <sup>V</sup>
Sílice flash <sup>IV</sup>
Salmuera

<sup>I</sup>Grado reactivo J.T. Backer

<sup>II</sup>Grado reactivo Aldrich

<sup>III</sup>Grado analítico Aldrich

<sup>IV</sup>Pureza > 99%

<sup>V</sup>Destilado

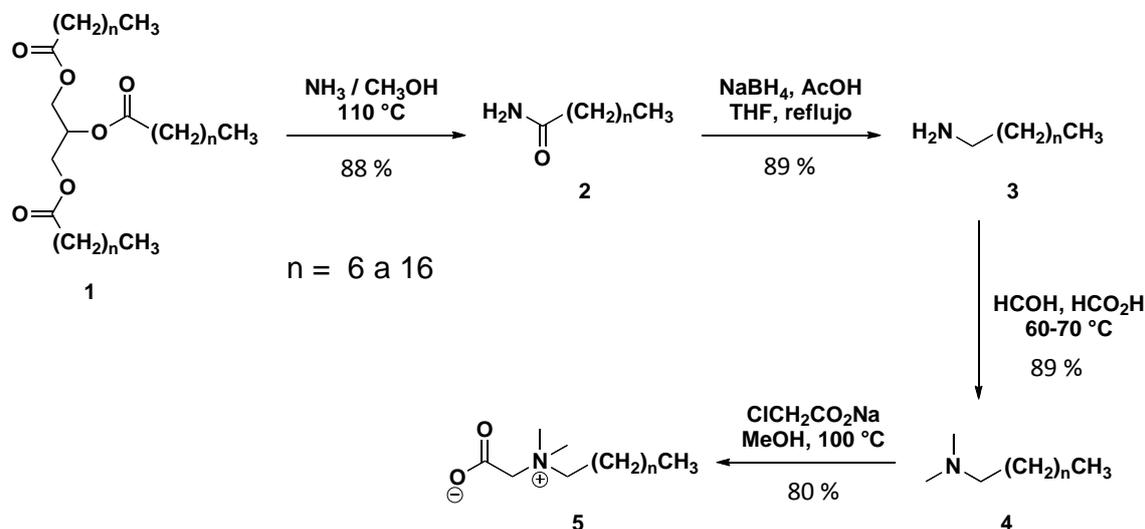
<sup>VI</sup>Anhidro

**Tabla 5. Cristalería**

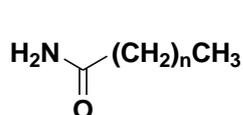
Matraces de tres bocas
Matraces de una boca
Embudos de adición
Refrigerantes
Trampas de humedad
Tapones
Reductores
Adaptadores para termómetro
Cámaras de elución
Matraces kitazato
Matraces Erlenmeyer
Vasos de precipitado
Probetas y pipetas
Embudos de separación
Embudos de talle corto y largo
Columnas de fraccionamiento
Adaptadores de termómetro
Cabezas de destilación
Colas de destilación

## **7. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL**

## RUTA DE SÍNTESIS PARA EL SURFACTANTE ANFOTÉRICO PROVENIENTE DE ACEITE DE COCO

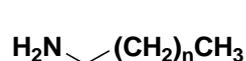


### Cocoalquilamidas (2)



En un reactor de acero inoxidable provisto de agitación magnética se adicionaron 50 g de aceite de coco, 500 mL de una solución 5.6 molar de amoníaco anhidro en metanol y 500 mg (1 % p/p) de NaCN. El reactor fue cerrado y calentado a 110 °C durante 8 horas, verificando la terminación de la reacción mediante CCF (fase móvil 93:7 heptano/MTBE y utilizando como revelador vapores de yodo). El aislamiento se llevó en dos etapas: a) el exceso de amoníaco se recuperó calentando la mezcla a 50 °C y adaptando al rotavapor una manguera que se introdujo a un matraz con 300 mL de metanol a una temperatura entre 0 y 3 °C, y b) el metanol restante fue evaporado en rotavapor, para obtener 44.18 g de la mezcla de cocoalquilamidas.

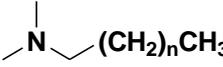
### Cocoalquilaminas (3)



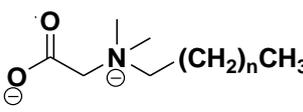
En un matraz bola de 250 mL provisto de agitación magnética y trampa de humedad, se disolvieron 4g de la mezcla de cocoalquilamidas **2** con 40 mL de THF seco y se adicionaron 3.2 g (80mmol) de borohidruro de sodio; la mezcla de reacción se agitó por 10

minutos a temperatura ambiente y posteriormente se enfrió entre 0 y 5°C, para adicionar gota a gota 25 mL de una mezcla THF/AcOH 4:1, durante 15-20 min. (evitando aumento de la temperatura). Se dejó 10 minutos más en el baño de hielo (hasta que ya no se observó burbujeo) y 10 minutos a temperatura ambiente. La mezcla se llevó a reflujo durante 6 h, verificando el fin de reacción mediante CCF (fase móvil heptano/AcOEt 1:1, corrida dos veces y utilizando como revelador ácido fomalbídico). El exceso de borohidruro de sodio fue eliminado por la adición de 4.58 mL de HCl ajustando el pH entre 1 y 2. Se añadieron 5.51 g de K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> hasta un pH entre 8 y 9, se adicionaron 50 mL de agua y se extrajo con AcOEt (4 x 30 mL); la fase orgánica se secó sobre sulfato de sodio anhidro y se concentró hasta sequedad, obteniendo 3.54 g de la mezcla de cocoalquilaminas **3**.

#### Cocoalquil-dimetilaminas (4)


 En matraz bola de 25 mL provisto de agitación magnética se disolvieron 3.7 g de la mezcla de cocoalquilaminas **3** con 4.40 mL (100mmol) de ácido fórmico y se adicionaron 4.41 mL (40mmol) de formaldehído al 37 % en agua; la mezcla de reacción se calentó entre 60-70 °C durante 2 h, observando desprendimiento de CO<sub>2</sub>. Se verificó el término de reacción mediante CCF (fase móvil CH<sub>2</sub>Cl<sub>2</sub>/AcOEt 9:1, utilizando como revelador vapores de yodo). Se adicionó K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> hasta un pH= 8, se agregaron 40 mL de agua y se extrajo con de AcOEt (3 x 30 mL); la fase orgánica se secó sobre sulfato de sodio anhidro y se concentró hasta sequedad, para obtener 3.25 g de la mezcla de cocoalquil-dimetilaminas **4**.

#### Cocoalquil-dimetil betaínas (5)


 En un reactor de acero inoxidable provisto de agitación magnética se disolvieron 3 g de la mezcla de cocoalquil-dimetilaminas **4** y 1.64 g (14mmol) de cloroacetato de sodio en 30 mL de metanol; se colocó en un baño de aceite a 100 °C durante 8 h, verificando el término de reacción mediante CCF (fase

móvil  $\text{CH}_2\text{Cl}_2/\text{MeOH}/\text{NH}_4\text{OH}$  9:1:0.2 y como revelador vapores de yodo). La mezcla de reacción se filtró sobre celita para eliminar el NaCl y el filtrado se concentró hasta observar precipitación. La mezcla se enfrió a 3 °C durante 4 h para completar la cristalización y el sólido se filtró, para obtener 2.39 g de la mezcla de cocoalquil-dimetil betaínas **5**.

## **8. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

## TABLA DE RESULTADOS

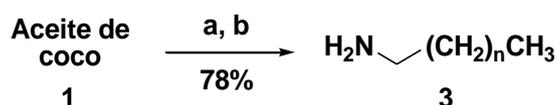
TABLA 6

Rendimientos, apariencia y puntos de fusión de los compuestos preparados en este trabajo.

Mezcla de compuestos	Rendimiento (%)	Apariencia	Punto de fusión (°C)
2	88	Cera blanca	45
3	89	Líquido viscoso incoloro	
4	89	Líquido ligeramente amarillo	
5	80	Cristales blancos	Delicuescente

**Mezcla de cocoalquilaminas (3)**

La síntesis de **3**, intermediarias clave en la preparación del surfactante anfotérico **5**, se consiguió mediante la amonólisis de los triacilgliceroles del aceite de coco comercial catalizada con NaCN en metanol y la posterior reducción con NaBH<sub>4</sub>/AcOH en THF; el rendimiento global para la preparación de la mezcla de cocoalquilaminas (**3**) fue del 78 % (esquema 4).



Esquema 4. Síntesis de la mezcla de aminas **3**. Reactivos: a) NH<sub>3</sub>, MeOH, NaCN; b) NaBH<sub>4</sub>, AcOH, THF.

Las ventajas que presenta esta metodología son:

- La amonólisis de los triacilgliceroles del aceite de coco, es un proceso factible de llevar a nivel industrial, ya que permite recuperar el exceso de amoniaco y el metanol, convirtiéndolo en un proceso económico y de bajo impacto ambiental.
- La reducción con acetoborohidruro de sodio generado *in-situ* para la síntesis de la mezcla de cocoalquilaminas (**3**) permite disminuir la cantidad requerida de borohidruro de sodio, lo que implica un menor costo.

La mezcla de cocoalquilaminas (**3**) fue caracterizada por cromatografía de gases acoplado a espectrometría de masas; el cromatograma muestra que la señal con tiempo de retención de 13.29 min, es la que se encuentra en mayor proporción (figura 8) y la espectrometría de masas confirma que es la laurilamina (**3**) (figura 9).

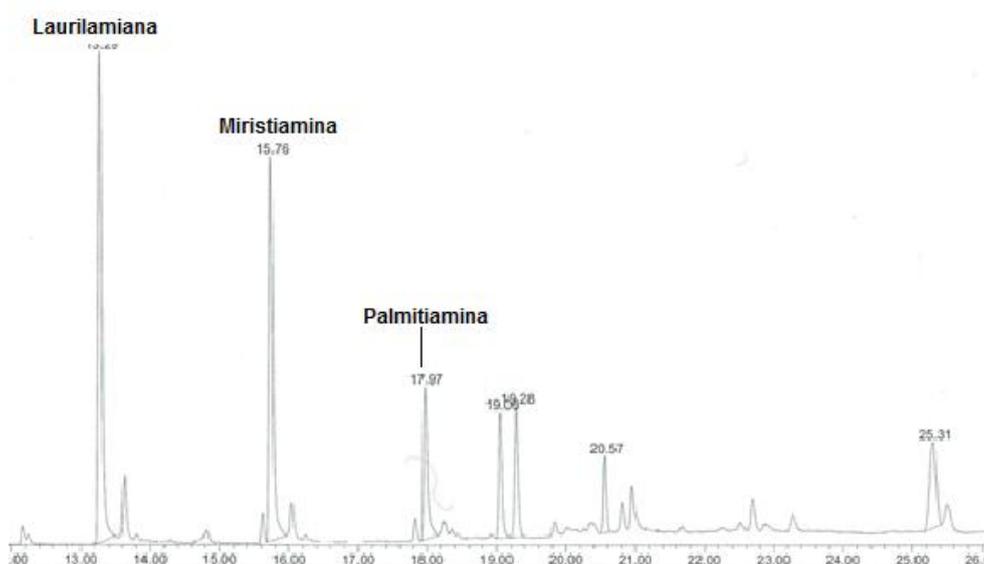


Figura 8. Cromatograma de la mezcla de cocoalquilaminas (**3**).

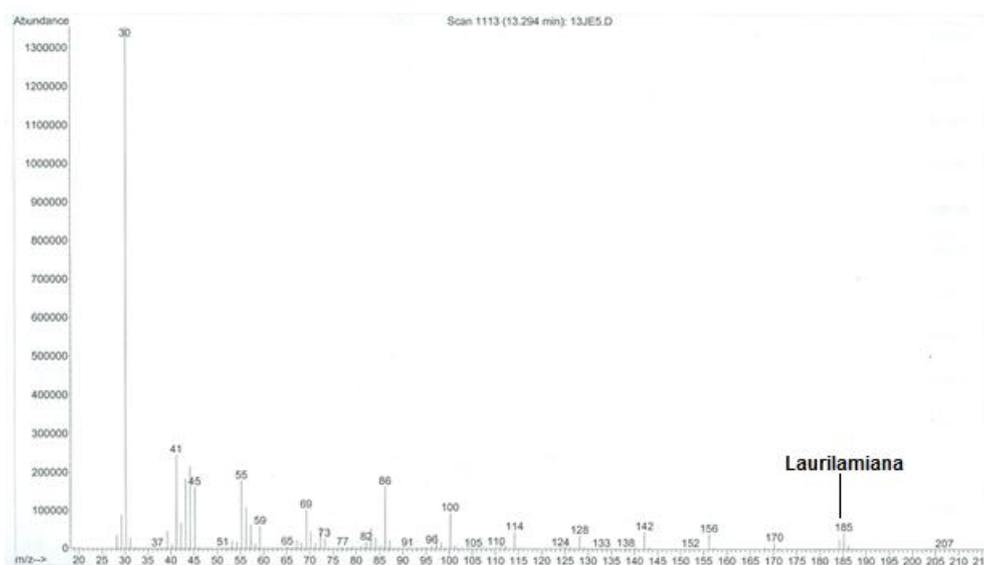


Figura 9. Espectrometría de masas de laurilamina.

La mezcla de cocoalquilaminas (**3**) se comparó por CCF con laurilamina pura, empleando como fase móvil  $\text{CH}_2\text{Cl}_2:\text{MeOH}$  9:1 y como revelador vapores de yodo; en la figura 10 se observa que la mezcla **3** tiene el mismo  $R_f$  que la laurilamina pura, además de que la mezcla **3** presenta en su mayoría a este compuesto.



Figura 10. CCF de: a) laurilamina pura; b) mezcla de aminas **3**.

Además, la mezcla de aminas **3** (compuesta principalmente de la laurilamina; 45-55 %) fue caracterizada por **RMN**  $^1\text{H}$  (200 MHz,  $\text{CDCl}_3$ ,  $\delta$ , ppm) (figura 11): 0.86 (t,  $J=5.9$  Hz, 3H), 1.13-1.46 (m, 18H), 1.46-1.71 (m, 3H), 2.72-3.01 (m,

2H), 7.36 (sa, 2H); **RMN  $^{13}\text{C}$**  (60 MHz) (figura 12):  $\delta$  14.3, 22.9, 23.9, 25.2, 27.0, 28.2, 29.3, 29.5, 29.9, 32.1, 34.3, 51.8.

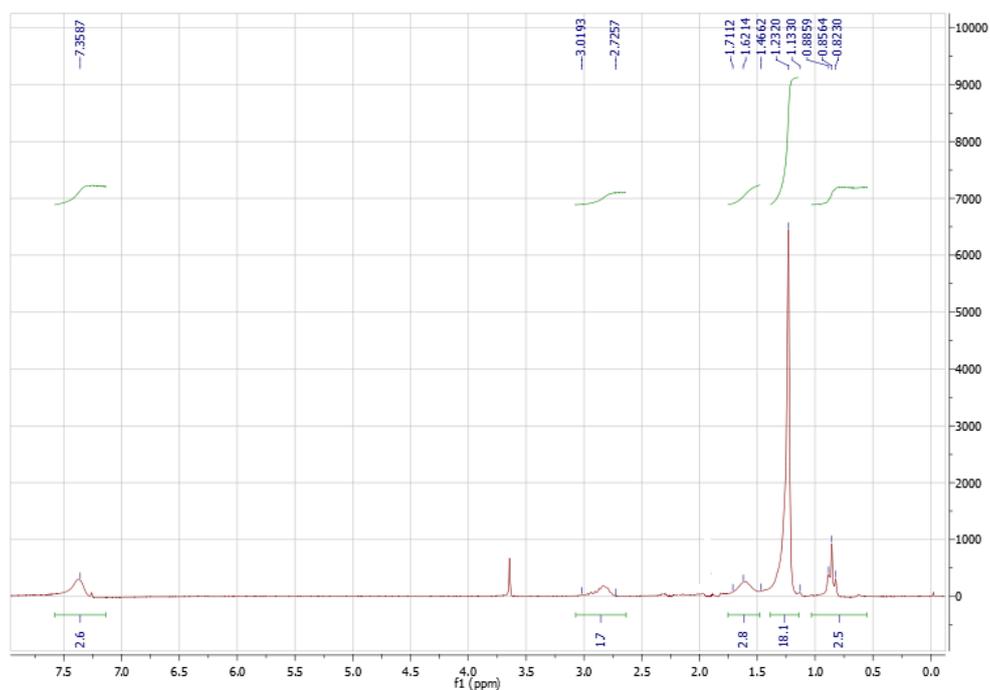


Figura 11. Espectro de RMN  $^1\text{H}$  de la mezcla de aminas 3.

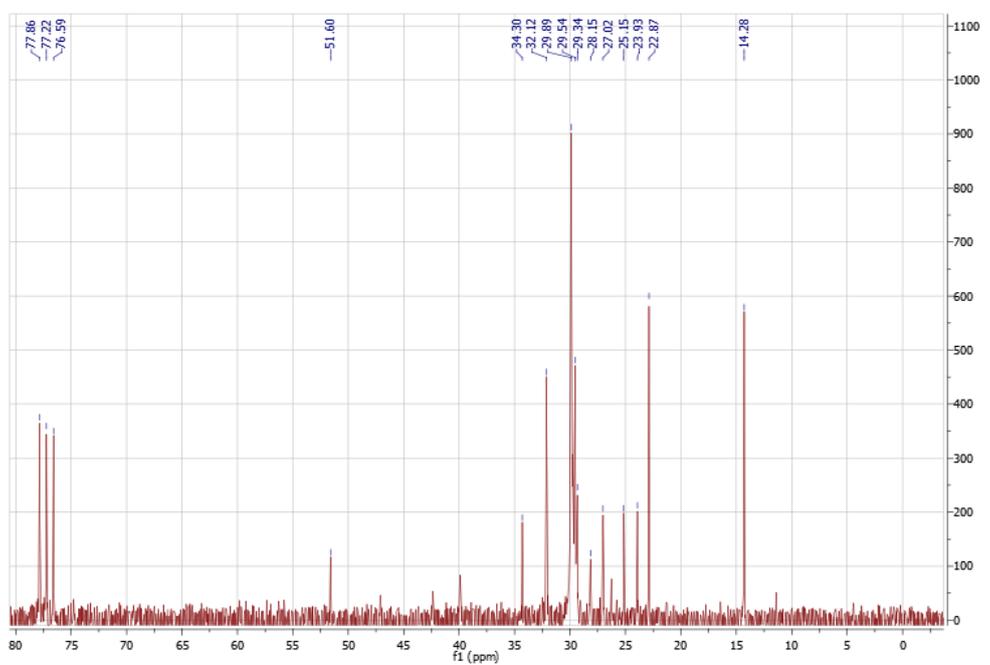
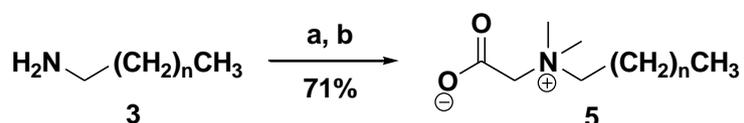


Figura 12. Espectro de RMN  $^{13}\text{C}$  de la mezcla de aminas 3.

### **Mezcla de cocoalquil-dimetil betaínas (5)**

La síntesis de cocoalquil-dimetil betaínas (5), surfactante anfótero propuesto, se consiguió mediante la dimetilación de la mezcla de aminas 3 empleando una reacción de tipo Eschweiler–Clarke con formaldehído y ácido fórmico, con un rendimiento de 88 %; la mezcla de dimetilaminas 4 al reaccionar con cloroacetato de sodio mediante una reacción tipo  $S_N2$ , produjo la mezcla de betaínas 5 con rendimiento de 88 %. El rendimiento global para la preparación de la mezcla de betaínas 5 partiendo de la mezcla de aminas 3 fue de 71.2 % (esquema 5)



Esquema 5. Síntesis del surfactante anfotérico 5. Reactivos: a) HCOH, HCO<sub>2</sub>; b) ClCH<sub>2</sub>CO<sub>2</sub>Na, MeOH

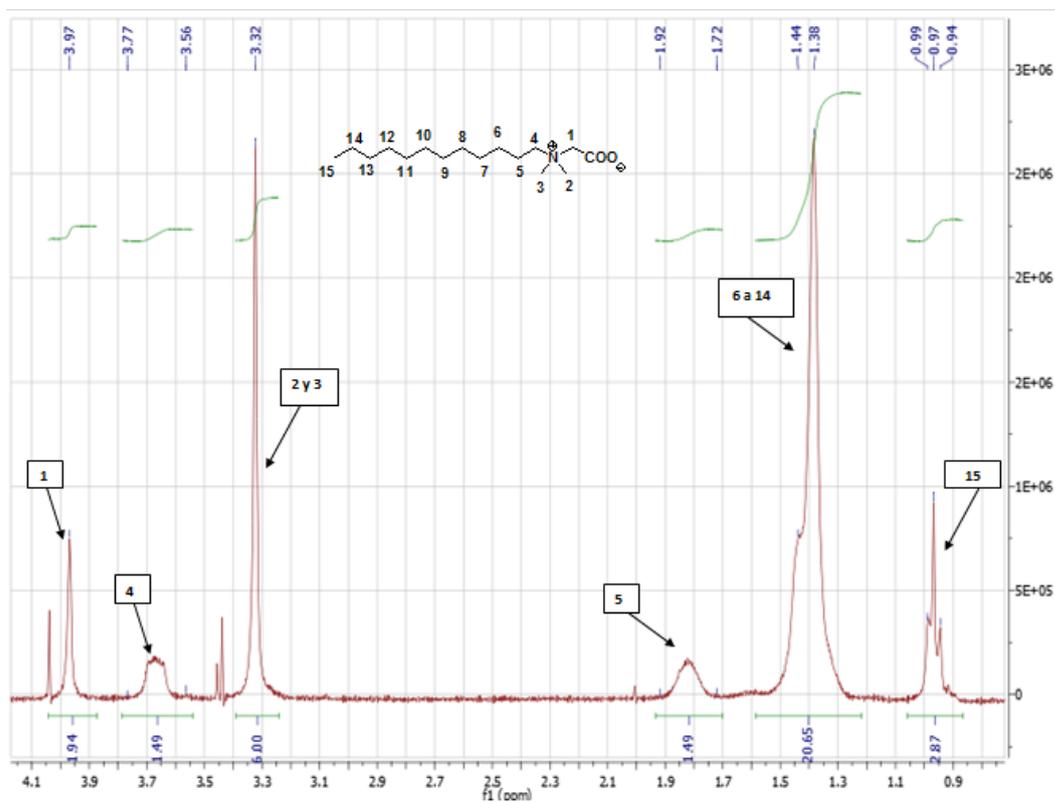
El método de cuaternización de las cocoalquil-dimetilaminas con cloroacetato de sodio, permite recuperar el metanol utilizado como disolvente; además el subproducto de la reacción es NaCl, por tanto es un proceso económico, de bajo impacto ambiental y escalable a nivel industrial.

La mezcla de betaínas 5 se comparó por CCF con la betaína proveniente de laurilamina pura, empleando como fase móvil MeOH:AcOH9:1 y como revelador vapores de yodo; en la figura 13 se observa que la mezcla 5 tiene el mismo  $R_f$  que la betaína proveniente de laurilamina pura, además de que la mezcla 5 presenta en su mayoría a este compuesto.



Figura 13. CCF de: a) betaína de laurilamina; b) mezcla de betaínas5.

La betaína proveniente de laurilamina pura (empleando el mismo método de síntesis que para la mezcla de aminas **3**) se identificó mediante RMN  $^1\text{H}$  (300 MHz,  $\text{D}_2\text{O}$ ,  $\delta$ , ppm): 0.97 (t,  $J = 6.4$  Hz, 3H), 1.30-1.49 (m, 21H), 1.72-1.92 (m, 2H), 3.32 (s, 6H), 3.56-3.77 (m, 2H), 3.97 (s, 2H). (Figura 14).



Figura

14. Espectro de RMN  $^1\text{H}$  de la betaína proveniente de laurilamina pura.

El singulete que aparece en 3.97 corresponde a los hidrógenos del metileno  $\alpha$  al carboxilato y al nitrógeno cuaternario; el multiplete en 3.77 es para los hidrógenos del carbono  $\alpha$  al nitrógeno cuaternario; el singulete de 3.32 es de los hidrógenos de los metilos del nitrógeno cuaternario; en 1.92 aparece un multiplete que corresponde a los hidrógenos del C<sub>4</sub>, en 1.38 es un multiplete de los hidrógenos del C<sub>6</sub> al C<sub>14</sub>, finalmente en 0.97 aparece un triplete para los hidrógenos del metilo de la cadena alifática.

Se observa que los hidrógenos del metileno  $\alpha$  al carboxilato y al nitrógeno cuaternario son los más desplazados, como se esperaba por ser los más ácidos del compuesto, los hidrógenos de la cadena alifática aparecen en un multiplete debido a desplazamiento químico muy semejante; finalmente, los hidrógenos del metilo de la cadena alifática fueron los menos desplazados por ser los más apantallados.

También se realizó RMN <sup>13</sup>C (60 MHz, D<sub>2</sub>O,  $\delta$ , ppm): 168.81, 51.44, 32.37, 30.33, 30.24, 30.22, 30.20, 30.12, 30.11, 29.92, 29.65, 29.64, 26.74, 23.01, 22.91, 14.19 (figura 15).

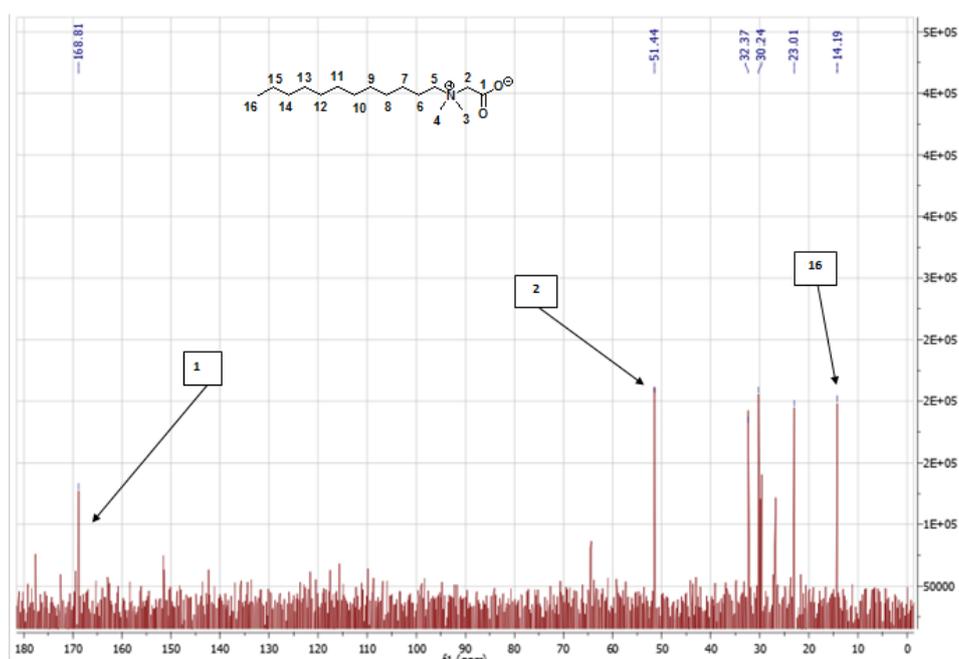


Figura 15. Espectro de RMN <sup>13</sup>C de la betaína proveniente de laurilamina pura.

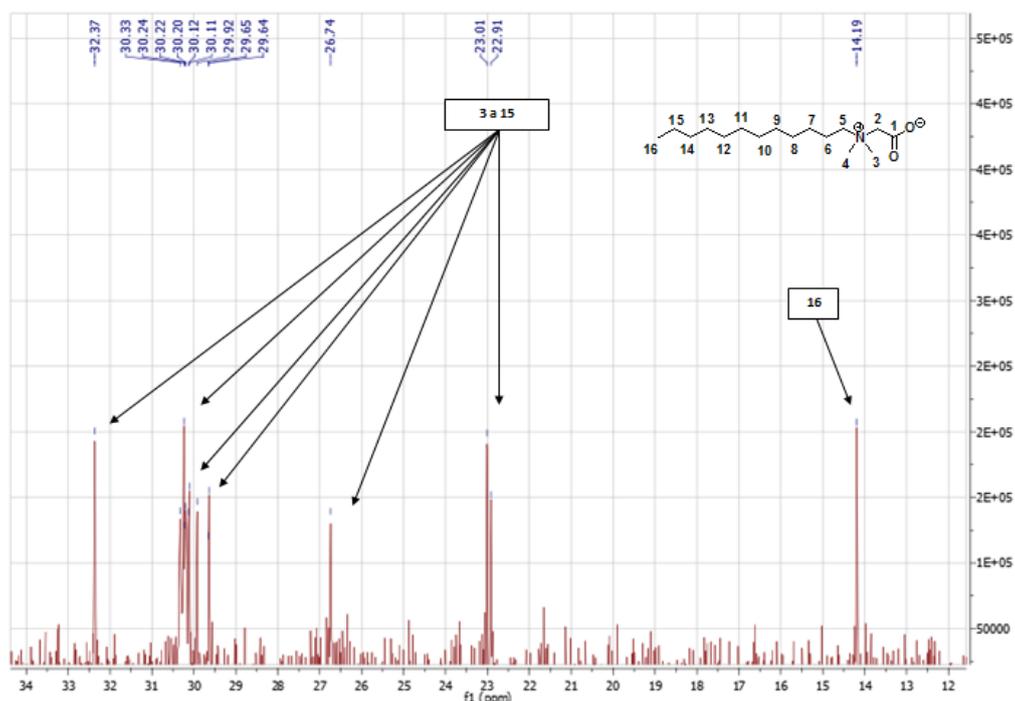


Figura 16. Ampliación de la zona alifática del espectro de RMN  $^{13}\text{C}$  de la betaína proveniente de laurilamina pura.

En la figura 15 se observa en 168.81 el carbono del carboxilato, en 51.44 el carbono del metileno  $\alpha$  al carboxilato, en 14.19 el carbono del metilo terminal de la cadena alifática; en la figura 14 aparecen señales de 22.91-32.37 las cuales corresponden a los carbonos de los metilenos de la cadena alifática y los metilos del nitrógeno cuaternario.

Los carbonos de la cadena alifática muestran señales muy próximas entre sí; el carbono  $\alpha$  al carboxilato se encuentra más desplazado que el carbono del metilo de la cadena alifática; sin embargo, el carbono del carbonilo es el más desplazado por tener tres enlaces distribuidos hacia dos átomos de oxígeno.

## **9. CONCLUSIONES**

A partir del aceite de coco y mediante una ruta de síntesis económica y de bajo impacto ambiental, es posible obtener la mezcla de las cocoalquil-dimetil betaínas, un surfactante anfotérico potencialmente aplicable en la recuperación mejorada de petróleo debido a que es un surfactante resistente a la hidrólisis a las temperaturas de los pozos, que van de 60 a 120 °C.

Debido a que el coco es un producto nacional económico y abundante, este proceso de síntesis representa una posible oportunidad económica para zonas en situación de desventaja.

## **10. BIBLIOGRAFÍA**

1. Cuéntame [base de datos en internet]. México: Instituto Nacional de Estadística y Geografía; [accesado 28 mayo 2014]. El petróleo [10]. <http://cuentame.inegi.org.mx/economia/petroleo/Default.aspx?tema=E>
2. REPSOL YPF. El petróleo el recorrido de la energía. Madrid: Comunidad de Madrid, Consejería de economía e innovación tecnológica; 2002.
3. Iranzo J. El fin del petróleo. Ediciones B. 2005; (5): 167-173.
4. Ordóñez S, Luque S, Álvarez R. Evolución de la ingeniería química (I). Ingeniería Química [Revista on-line] 2006 [Consultado 27 mayo 2014]; disponible en: [http://www.iq.uva.es/ciqcyl/docs/Evolucion\\_ingenieria\\_quimica\\_I.pdf](http://www.iq.uva.es/ciqcyl/docs/Evolucion_ingenieria_quimica_I.pdf).
5. Ramírez J. Escasez o agotamiento del petróleo: una visión desde los contratos de futuros. Economía Informa. 2009; (359): 126-137.
6. Maldonado A, Yáñez I, Soria P, Roa T. El petróleo. Lima: Oilwatch; 2009.
7. Secretaria de Hacienda y Crédito Público. Iniciativa de reforma energética: hacia un sector más competitivo, eficiente y moderno. México: SHCP; 2013.
8. Barbosa F, Domínguez N. Situación de las reservas y el potencial petrolero de México. Economía UNAM. 2006; 3(5): 79-102.
9. Barrañón A. La crisis mexicana del petróleo en el escenario de precios altos del petróleo. Razón y palabra [Revista en internet] 2008 septiembre-octubre [acceso 25 de junio de 2014]; 13 (64). Disponible en: <http://www.redalyc.Org/articulo.oa?id=199520727013>.
10. Valdivia G, Domínguez C. La crisis del petróleo en México: Foro Consultivo Científico y Tecnológico A.C.; 2008.
11. Vargas R. La estrategia petrolera de EU bajo la gestión de George W, Bush. El cotidiano. 2014; (184): 85-90.
12. Salager L. Recuperación mejorada de petróleo. Venezuela: FIRP; 2005.
13. Ferrer P. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela: Astro Data SA; 2001.
14. Screrer G. La ciencia y la tecnología del petróleo: situación actual y perspectivas futuras en México. Foro internacional. 1978; 18 (4): 678-690.
15. Gispert A. Oferta potencial de petróleo: ¿Cuánto recorrido queda hasta el cenit?. Global Trends. EUA; 2009; 678-690.

16. Padilla R. Las desventuras de un recurso no renovable. Ciencias. 1995; (38): 40-50.
17. SENER. Factores de recuperación de aceite y gas en México (DT-1). México. En: Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2010. 4-36.
18. López S. Consorcios para el desarrollo tecnológico e innovación de Pemex. México. En: PEMEX. 2012. 2-33.
19. Costanzo A. No todo lo que brilla es tesoro. La jornada. 23 marzo de 2008; 12 (economía).
20. Navarro C. Cuando el petróleo fue nuestro. La jornada. 22 marzo de 2014; 22. (opinión).
21. Zapata R. Recuperación mejorada de petróleo. Petroquimex. 2009; 54-59.
22. Manrique E, Romero J. Estatus de la recuperación mejorada de petróleo. Tiorco. 2007; 1-4.
23. Syringe P. Enhanced Oil Recovery. Teledyne ISCO. 2007;1-3.
24. Mjeni R, Arora S, Wunnic J, Edwards J, Felber JB, Miller AC, et al. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?. Schlumberger. 2010; 22 (4): 16-35.
25. The Dow Chemical Company. Recuperación mejorada de petróleo utilizando CO<sub>2</sub> solución para conformación. Oil&gas. 2010; 1-3.
26. Alboudware H, Joao F, Brady R, Bremer C, Brough B, Skeates C, et al. La importancia del petróleo pesado. Oil Field Review. 2006; 38-59.
27. "Protección al ambiente-calidad del agua". Norma Oficial Mexicana NOM-AA-89/2-1992. Diario Oficial de la Federación, 1993.
28. Lustman R, López N. Los biosurfactantes y la industria petrolera. Química viva. 2009; (3): 146-161.
29. García G. Características de los jabones. Rev. Cent Dermatol Pascua. 2006; 15 (2): 71-75.
30. Aranberri B, Binks S, Clint H, Fletcher I. Elaboración y caracterización de emulsiones estabilizadas por polímeros y agentes tensoactivos. Revista Iberoamericana de Polímeros. 2006; 7 (3): 211-230.
31. Guillén C, Urrestarazu M. Sustainable Use of the Wetting Agent in Protected Horticulture. Horticulture. 2006; 147-160.

32. Comisión ambiental metropolitana. Concepto de manejo de residuos peligrosos e industriales para el giro químico. Argentina: GTZ/TUV; 1998.
33. Salager R. Surfactantes tipos y usos. Venezuela: FIRP; 2002.
34. Jiménez J, Moreno M, Rodríguez G. Propiedades, aplicaciones y producción de biotensoactivos: una revisión. Rev. Int. Contam. Ambient. 2010; 26 (1): 72-89.
35. Fernández A, Salager L. Surfactantes. Venezuela: FIRP; 2004.
36. Shell. Surfactantes enordet para recuperación mejorada de petróleo [sede web]. España: Shell; 2013 [acceso 27 mayo 2014] Disponible en: [www.shell.com/chemicals/enordet](http://www.shell.com/chemicals/enordet).
37. Magaña R. Aplicación de agentes tensoactivos en procesos de biorremediación. Kuxulkab. 2000; 5(11): 12-16.
38. Muñoz C. Fotocatálisis heterogénea para el abatimiento de tensoactivos aniónicos en aguas residuales. Producción más limpia. 2011; 6 (2): 92-107.
39. Zatta A, Francesco M, Valtorta L, Marchesi F, inventores; Sasolltaly S. p.A. Blasi Francesco Paolo, 1690144 Palermo, It, titulares. Empleo de un agente tensoactivo no iónico con un bajo poder espumante. Patente española. ES 1050576. BOPI 1-4-2005.
40. Sánchez G, Ríos I. Manejo de la palma de coco (*Cocos nucifera*) en México. Revista Chapingo. 2002; 8 (1): 39-48.
41. Chowdhury I, Banu L, Latif A. Studies on the fatty acid composition of edible oil. Bangladesh J. Sci. Ind. 2007; 42 (3): 311-316.
42. Oliviera C, Binotti R, Astigarraga B, Graudenz G, Neto C. Surfactantes derivados de fruto de coco. Rev. bras. alerg. inmunopatol. 2005; 28 (3): 155-160.
43. García Q, Salcedo G. Uso de fibra de estopa de coco para mejorar las propiedades mecánicas del concreto. Ingeniería & desarrollo. 2006; (20): 134-150.
44. Dauqan E, Abdullah H, Abdullah A, Mohd Z. Fatty Acids Composition of Four Different Vegetable Oils (Red Palm Olein, Palm Olein, Corn Oil and Coconut Oil) by Gas Chromatography. IPCBEE. 2011; (14): 32.

